



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES – PERFORACIÓN

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE MODELOS DE PRESIÓN DE HINCHAMIENTO EN
FORMACIONES DE LUTITA.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

DAVID RODRÍGUEZ ALCÁNTARA

TUTOR:

M. EN C. DAVID VELAZQUEZ CRUZ
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., DICIEMBRE 2016

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando

Secretario: Dr. Nicolás López Rubén

Vocal: M. en C. Velázquez Cruz David

1^{er.} Suplente: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel

2^{do.} Suplente: M. en C. Escobedo Zenil David

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:
Ciudad Universitaria, Ciudad de Mexico.

TUTOR DE TESIS:

M. en C. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ

FIRMA

Agradecimientos

Que los años me los obsequie bondadoso el tiempo; y la vida sea regalo de mi presente, que pasa al instante mismo en que me vivo hacia el futuro caprichoso. Pero que el tiempo sea piadoso con mi energía, el presente avance gozosamente lento y el futuro mire mis esfuerzos.

La tesis que a continuación se redacta lleva mi nombre en ella, más no sería justo dejar de lado a aquellas personas que apoyaron el esfuerzo y tendieron su mano para hacer posible esta realización, les agradezco:

A mis padres, Francisco y Nieves, por su apoyo indudable e incansable en toda etapa y circunstancia de mi vida, por su confianza en mí y su excelente paternidad; mis logros son suyos, gracias continuas.

A mi abuelita, Doña Julia, la cabeza de mi familia, porque es referente de moralidad, humanidad, bondad de corazón y fortaleza de espíritu.

A familiares y amigos que dedicaron palabras de apoyo y alientan mis decisiones en cualquier etapa y aspecto de mi vida.

A David Ramos, amigo, colega y gran apoyo en lo personal y profesional, por su constante fraternidad, así como en esta nueva etapa.

Al Maestro David Velázquez, por todo su apoyo, confianza y sabia asesoría en todo el desarrollo de esta tesis, por su profesionalismo y amabilidad.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por haber patrocinado mi formación de posgrado, un gran apoyo, sin duda.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, por todas las facilidades para la realización técnica de este trabajo, a todo el personal que colaboró su con profesionalismo.

Al laboratorio de Mecánica de Suelos de la sección de posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por el acceso a sus instalaciones y equipos, en especial, al Ing. Gonzalo Roque, por su apoyo, asesoría profesional y amabilidad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser la protagonista de mi formación profesional a nivel Maestría.

CONTENIDO

Agradecimientos	i
Resumen	xi
Abstract.....	xiii
Introducción.....	xv
Capítulo 1. Formaciones de Lutitas.....	1
1.1 ¿Qué son las lutitas?.....	1
1.1.1. Estructura molecular de las arcillas	2
1.1.2 Clasificación de las arcillas	3
1.1.2.1 Arcillas hinchables.....	3
1.1.2.2 Arcillas no hinchables.....	4
1.1.2.3 Arcillas interestratificadas.....	5
1.2 Propiedades de las lutitas	6
1.2.1. Porosidad	6
1.2.2. Permeabilidad	9
1.2.3. Características intrínsecas y extrínsecas de las lutitas	11
1.3 Otras propiedades de las lutitas.....	11
1.3.1. Capacidad de Intercambio Catiónico	11
1.3.2. Gravedad específica	14
1.3.3. Área superficial específica	15
1.3.4. Contenido inicial de agua	15
1.3.5. Densidad en base seca.....	15
1.3.6. Valencia promedio.....	16
1.3.7. Cationes básicos intercambiables.....	16
1.3.8. Actividad	17
Capítulo 2. Interacciones Roca-Fluido.	19
2.1 Hidratación	19
2.1.1 Hinchamiento	20
2.1.2 Dispersión.....	20
2.2 Mecanismos de hidratación.....	21
2.2.1 Adsorción interlaminar.....	21
2.2.2 Absorción osmótica	22
2.3 Presión de Hinchamiento	23
2.3.1 Aspectos importantes en la presión de hinchamiento	24
2.4 Controversia en la presión de hinchamiento	25
Capítulo 3. Modelos para predecir la presión de hinchamiento.....	27
3.1 Modelos teóricos	27
3.1.1 Teoría de la Doble Capa Difusa	27
3.1.1.1 Simplificaciones para la teoría de la Doble Capa Difusa	30
3.1.2 Modelo termodinámico	33
3.1.2.1 Modelo de humedad relativa	34
3.1.2.2 Modelo osmótico	35

3.2 Modelos empíricos	36
3.2.1 Modelo de contenido inicial de agua	36
3.2.2 Modelo de capacidad de intercambio catiónico	37
3.2.3 Modelo de densidad en base seca	37
3.2.4 Modelo de conductividad eléctrica	38
3.2.4 Modelos para suelos arcillosos	38
Capítulo 4. Análisis de sensibilidad de modelos.....	41
4.1 Resultados experimentales	41
4.2 Resultados de los modelos teóricos de presión de hinchamiento	45
4.2.1 Datos de los núcleos	45
4.2.2 Teoría de Doble Capa Difusa.....	45
4.2.2.1 Análisis de sensibilidad de variables.....	49
4.2.3 Modelo de humedad relativa	53
4.2.2.2 Análisis de sensibilidad de variables.....	55
4.3 Resultados de los modelos empíricos	56
4.3.1 Modelo de contenido inicial de agua	57
4.3.1.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes	59
4.3.2 Modelo de capacidad de intercambio catiónico	61
4.3.2.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes	63
4.3.3 Modelo de densidad en base seca	64
4.3.3.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes	65
4.3.4 Modelo de conductividad eléctrica	66
4.3.4.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes	68
4.3.5 Análisis de sensibilidad entre modelos teóricos y empíricos	69
4.4 Aplicación del modelo de conductividad en un pozo real	71
4.4.1 Presión de hinchamiento como complemento a la presión de poro	71
Capítulo 5. Corrección de modelos empíricos.	77
5.1 Modelo osmótico como referencia	78
5.2 Corrección de modelos	79
5.2.1 Modelo de capacidad de intercambio catiónico	80
5.2.2 Modelo de conductividad eléctrica	82
5.3 Análisis de sensibilidad de modelos corregidos.....	84
Conclusiones y recomendaciones	87
Conclusiones	87
Recomendaciones.....	91
Anexo. Metodología para las pruebas de presión de hinchamiento.	93
A.1 Montaje	95
A.2 Operación.....	96
Referencias	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Porosidad de algunos tipos de lutitas con relación a la profundidad (Farrokhrouz & Asef, 2013).	9
Tabla 1.2. Características intrínsecas y extrínsecas de las lutitas y sus efectos en las operaciones petroleras (Farrokhrouz & Asef, 2013).	12
Tabla 1.3. Capacidad de Intercambio Catiónico de arcillas comunes (Farrokhrouz & Asef, 2013). 13	
Tabla 1.4. Caracterización fisicoquímica de dos muestras de arcilla estudiadas para el estudio de la presión de hinchamiento (Schanz et al., 2012)	17
Tabla 3.1. Propiedades de las bentonitas MX 80, Febex y Montigel (Tripathy et al., 2004).	31
Tabla 3.2. Propiedades de las bentonitas MX 80 y Calcigel (Shanz et al., 2013).	31
Tabla 3.3. Parámetros de regresión a , b y c para la ecuación (3.19) (Agus & Schanz, 2005).	36
Tabla 4.1. Sistemas roca-fluido para las pruebas experimentales de presión de hinchamiento.....	42
Tabla 4.2. Datos de las muestras de lutitas de las formaciones Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford.	46
Tabla 4.3. Datos de los núcleos Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio(PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF) para la teoría de doble capa difusa (DDL).	47
Tabla 4.4. Presión de hinchamiento calculada por la teoría DDL y la ecuación 4.3 ($u = -9.19 \log Kd - 3.26$) para dos concentraciones iónicas distintas del agua de poro (n).	48
Tabla 4.5. Presión de hinchamiento calculada por la teoría DDL y la ecuación 4.4 ($u = 3.56 - 1.434 \ln Kd$) para dos concentraciones iónicas distintas del agua de poro (n).	49
Tabla 4.6. Presión de hinchamiento en psi calcula por el modelo de humedad relativa (ecuación 4.5) para las cuatro formaciones Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford.	54
Tabla 4.7. Presión de hinchamiento en función del contenido inicial de agua aplicado a los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford (ecuación 4.6).	59
Tabla 4.8. Presión de Hinchamiento en los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford en función de su capacidad de intercambio catiónico CEC	62
Tabla 4.9. Presión de Hinchamiento en los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford en función de su densidad en base seca (ρS).	65
Tabla 4.10. Presión de Hinchamiento en los núcleos Pimienta Superior y Eagle Ford en función de su conductividad eléctrica EC	68
Tabla 4.11. Presión de hinchamiento calculada con los diferentes modelos teóricos y empíricos para los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford.	69
Tabla 5.1. Actividad del agua en la roca (a_{ws}) y eficiencia de membrana (η) para el sistema Pimienta Superior – Solución de KCl (Ramos, 2016).	78
Tabla 5.2. Constantes de la función polinomial para presión de hinchamiento (ecuación 5.3).....	80

Tabla 5.3. Presión de hinchamiento calculada con el modelo osmótico y el modelo corregido de capacidad de intercambio catiónico para la formación Pimienta Superior (ecuación 5.5). 81

Tabla A-1. Intervalos de incremento de carga para las pruebas de presión de hinchamiento, 97

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructuras básicas de un silicato (Farrokhrouz & Asef, 2013).	3
Figura 1.2. Cationes y moléculas de agua entre dos unidades moleculares de Montmorillonita. (Farrokhrouz & Asef, 2013).	4
Figura 1.3. Grupos oxidrilo formando el enlace entre dos unidades estructurales de caolinita (Farrokhrouz & Asef, 2013).	5
Figura 1.4. Cationes de potasio (K^+) entre dos unidades de illita no expansible (Shale Engineering, 2003).	6
Figura 1.5. Tipos de porosidad primaria: a) porosidad intergranular, b) porosidad interparticular, c) porosidad intercrystalina (Álvarez et al., 2012).	7
Figura 1.6. Tipos de porosidad secundaria: a) porosidad fenestral, b) porosidad vugular, c) porosidad de fracturas (Álvarez et al., 2012).	8
Figura 2.1. Hidratación de montmorillonita de calcio (arriba) y montmorillonita de sodio (abajo). Se observa en ambos casos la formación de capas de agua hidratando a los iones de sodio (Na^+) y calcio (Ca^+), así como a la superficie de la montmorillonita de sodio (abajo). (Skalle, 2011).	21
Figura 3.1. Modelo de la doble capa difusa (DDL) en un sistema arcilla-agua-electrolitos. La primera capa se forma por los cationes fuertemente adsorbidos y débilmente difusos; la segunda capa se forma por los cationes débilmente atraídos y fuertemente difusos (Sreedeeep, 2012).	28
Figura 3.2. Distribución de los cationes y aniones en un sistema arcilla-agua-electrolitos. Los cationes se encuentran mayormente adsorbidos en la superficie de la arcilla; los aniones se encuentran difusos en el agua (Sreedeeep, 2012).	28
Figura 3.3. Diagrama de flujo para la determinación de la presión de hinchamiento para una relación de vacío (e) dada usando la teoría de doble capa difusa. (Tripathy et al., 2004).	32
Figura 4.1. Registro de desplazamiento axial de la prueba de presión de hinchamiento para el sistema S-1, muestra Pimienta Inferior – Agua destilada.	43
Figura 4.2. Registro de desplazamiento axial de la prueba de presión de hinchamiento para el sistema S-2, muestra Eagle Ford – Agua destilada.	43
Figura 4.3. Registro de desplazamiento axial de la prueba de presión de hinchamiento para el sistema S-3, muestra Eagle Ford – Salmuera.	44
Figura 4.4. Presión de hinchamiento en psi para las formaciones Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio (PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF) en función de la concentración iónica del agua de poro (n) en concentración molar (M).	50
Figura 4.5 Sensibilidad de la teoría DDL respecto a la relación de vacíos (e) en la formación Pimienta Inferior.	51
Figura 4.6 Sensibilidad de la teoría DDL respecto al área específica (S) en la formación Pimienta Inferior.	52
Figura 4.7 Región de baja sensibilidad de la teoría DDL respecto a la relación de vacíos (e) y el área específica (S) en la formación Pimienta Inferior.	52

Figura 4.8 Sensibilidad de la teoría DDL respecto a la temperatura (T) en la formación Pimienta Inferior.	53
Figura 4.9 Tendencia del modelo de humedad relativa (HR) para presión de hinchamiento (PS) a $21^{\circ}C$ para cualquier formación de roca.	55
Figura 4.10. Humedad relativa de la muestra (HR) contra Presión de Hinchamiento calculada (PS) a diferentes temperaturas (21, 40, 60, 80, 100 y $120^{\circ}C$) para cualquier formación de roca.	56
Figura 4.11. Líneas adiabáticas de humedad relativa de los núcleos Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio (PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF). Se muestra la humedad relativa (HR) en una escala de 0 a 1.6 % a temperaturas de 21 a $120^{\circ}C$ y la presión de hinchamiento (PS) de 50 a 300 psi	57
Figura 4.12. Representación del modelo de presión de hinchamiento para un rango de 0 a 30 % de contenido inicial de agua (ecuación 4.6).	58
Figura 4.13 Sensibilidad del modelo de contenido inicial de agua (w_0) respecto al coeficiente a para valores entre 20 y 30. La presión de hinchamiento (PS) se muestra en escala logarítmica.	60
Figura 4.14 Sensibilidad del modelo de contenido inicial de agua (w_0) respecto al coeficiente b para valores entre 2×10^4 y 3×10^4	60
Figura 4.15 Sensibilidad del modelo de contenido inicial de agua (w_0) respecto al coeficiente c para valores entre 0.02 y 0.03.	61
Figura 4.16. Tendencia del modelo empírico de capacidad de intercambio catiónico para cualquier roca con un valor de CEC dentro del rango de 0 a 80 $meq/100g$ (ecuación 4.9).	62
Figura 4.17 Sensibilidad del modelo de capacidad de intercambio catiónico (CEC) respecto al coeficiente a para valores entre 5×10^{-3} y 8×10^{-3}	63
Figura 4.18 Sensibilidad del modelo de capacidad de intercambio catiónico (CEC) respecto al coeficiente b para valores entre 2.5 y 3.0.	64
Figura 4.19. Presión de Hinchamiento en función de la densidad en base seca ρ_S (ecuación 4.12).	65
Figura 4.20 Sensibilidad del modelo de densidad en base seca (ρ_S) respecto al coeficiente a para valores entre 5×10^{-3} y 8×10^{-3}	66
Figura 4.21 Sensibilidad del modelo de densidad en base seca (ρ_S) respecto al coeficiente b para valores entre 6 y 7.	67
Figura 4.22 Línea de tendencia del modelo de conductividad eléctrica para presión de hinchamiento (ecuación 4.15).	67
Figura 4.23 Sensibilidad del modelo de conductividad eléctrica (EC) respecto al coeficiente a para valores entre 0.02 y 0.05.	68
Figura 4.24 Sensibilidad del modelo de conductividad eléctrica (EC) respecto al coeficiente b para valores entre 1 y 1.08.	69
Figura 4.25 Comparación de la presión de hinchamiento (PS) calculada con los modelos de doble capa difusa (DDL), capacidad de intercambio catiónico (CEC) y conductividad eléctrica (EC) respecto al contenido de arcillas expandibles (C) en las formaciones Pimienta superior (PS), Pimienta medio (PM), Pimienta inferior (PI) y Eagle Ford (EF).	70

Figura 4.26. Columna geológica del pozo Pimienta-1, se muestra el registro de conductividad somera para el cálculo de la presión de hinchamiento.	72
Figura 4.27. Ventana operativa del pozo Pimienta-1.	73
Figura 4.28. Ventana operativa en la región de la formación Pimienta.	73
Figura 4.29. Ventana operativa en la región de la formación Pimienta, se muestra la presión de hinchamiento absoluta (<i>PS</i>).	75
Figura 5.1. Presión de hinchamiento calculada por el modelo osmótico en función de la concentración de KCl en el fluido de contacto.	79
Figura 5.2. Presión de hinchamiento calculada para los núcleos Pimienta Superior (<i>PS</i>), Pimienta Medio (<i>PM</i>), Pimienta Inferior (<i>PI</i>) y Eagle Ford (<i>EF</i>) con el modelo corregido de capacidad de intercambio catiónico (ecuación 5.5).	82
Figura 5.3. Presión de hinchamiento calculada para los núcleos <i>PS</i> y <i>EF</i> con el modelo corregido de conductividad eléctrica (ecuación 5.7).	83
Figura 5.4. Presión de hinchamiento calculada para el núcleo Pimienta Superior con los modelos corregidos de <i>CEC</i> y <i>EC</i> (ecuaciones 5.5 y 5.7, respectivamente).	84
Figura 5.5. Presión de hinchamiento calculada para el núcleo Eagle Ford con los modelos corregidos de <i>CEC</i> y <i>EC</i> (ecuaciones 5.5 y 5.7, respectivamente).	85
Figura A-1. Medidor de hinchamiento lineal en lutitas Fann LSM-2100.	93
Figura A-2. Consolidómetro de suelos: a) micrómetro; b) plataforma; c) vástago; d) brazo de palanca; e) eje de carga.	94
Figura A-3. Ensamble de la muestra de roca para pruebas de hinchamiento: a) placa de carga; b) roca porosa; c) anillo de confinamiento; d) muestra de roca; e) celda para fluido; f) plataforma del consolidómetro.	95
Figura A-4. Dimensiones de la muestra de lutita, anillo de confinamiento y piedras porosas para la prueba experimental de presión de hinchamiento.	96

Resumen

Los fenómenos de interacción roca-fluido durante la perforación de pozos, conllevan a grandes problemáticas operacionales que pueden ocasionar importantes pérdidas económicas; sin embargo, estos fenómenos no han tenido hasta el momento investigación suficiente para cuantificar sus efectos y mucho menos para comprender sus causas.

El presente trabajo presenta las bases teóricas para la comprensión de la hidratación de las arcillas presentes en las formaciones de lutita como el mecanismo responsable de su hinchamiento, el cual genera en gran medida problemas operativos tales como el estrechamiento o colapso del pozo. Establece además diferentes procesos de hidratación en lutitas, enfatizando en los más representativos.

Así mismo, se realiza un análisis de sensibilidad de modelos teóricos y empíricos para la determinación de la presión de hinchamiento basado en resultados experimentales para cuatro formaciones mexicanas: Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford, determinándose la factibilidad y practicidad de estos para predecir la presión de hinchamiento máxima.

Además, se aplicó un modelo empírico en un pozo real basado en sus registros en una zona conformada por la formación Pimienta, reconocida como lutita y que se sabe que presenta problemas operativos. También se predice la presión de hinchamiento en el pozo y su repercusión en la ventana operativa, demostrándose la viabilidad del modelo.

Finalmente, con base en el análisis de sensibilidad previo, se proponen dos modelos empíricos corregidos, que resultan altamente prácticos al ser función de una sola variable de la roca y otra variable del fluido de perforación. Se realiza un segundo análisis de sensibilidad de estos dos modelos corregidos, estableciéndose uno de ellos como el modelo más preciso y práctico desde el punto de vista operativo, económico y de precisión, en función de sus propiedades arcillosas.

Abstract

Rock-fluid interaction phenomena lead to large difficulties in drilling that can represent high economic losses; however, these phenomena has not been researched so as to cuantify its effects, as well as to understand its causes.

This thesis presents the theory to understand the hydration of clays in shale as the mechanism responsible for the shale swelling, which greatly causes operational issues such as narrowing and well collapse. This work establishes different processes of shale hydration and discusses the most representative.

A sensibility analysis of theoretical and empirical models is carried out for determining the swelling pressure, based on experimental results of four mexican formations: Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior and Eagle Ford. Feasibility and practicality of these models are determined to predict the maximum swelling pressure.

An empirical model was applied in a real well using well logs from Pimienta formation, which is considered as shale and it is known to have operational issues. The swelling pressure in the well and its impact on the operating window is predicted; the empirical model viability is discussed.

Finally, based on previous sensibility analysis, two corrected empirical models are proposed. They are found to be highly practical, because they are expressed in terms of a single rock and single drilling fluid variable. A second sensibility analysis is made between these two corrected models and only one of them is established as the most accurate and practical from an operational viewpoint, as well as economic and properties-depending accuracy.

Introducción

Cuando se perfora un pozo, una de las formaciones más comúnmente encontrada en México, es la formación de tipo lutita, la cual, una roca sedimentaria de grano fino que se forma por la consolidación de partículas del tamaño de arcilla, acomodadas en laminaciones de poco espesor (menor a $2\mu\text{m}$). Está compuesta fundamentalmente por filosilicatos (esmectita, illita, kaolinita, clorita, montmorillonita, etc.) y pueden contener ciertas cantidades de óxidos e hidróxidos de hierro y cuarzo. Los diversos tipos y cantidades de arcillas presentes en las lutitas, inciden en la calidad del yacimiento desde el punto de vista geofísico y geomecánico.

En las formaciones de tipo lutita suelen existir severos problemas de estabilidad mecánica y química debido a la interacción que presentan las lutitas con el agua contenida en los fluidos de perforación, ya sean base agua o base aceite, como es el caso de emulsiones inversas, donde su interacción es mucho menor.

Al realizar un análisis de la estabilidad mecánica del agujero (geopresiones, presión de colapso, asentamiento de tuberías de revestimiento y densidades óptimas del fluido de control) cuando se tienen formaciones arcillosas como las lutitas, resulta necesario contar con un modelo de estabilidad química que prediga los efectos del hinchamiento en estas formaciones y complemente los esfuerzos geomecánicos, y que proporcione una mayor aproximación del comportamiento de las lutitas en el pozo, de modo que sirva como indicio para contrarrestar o mitigar las consecuencias del hinchamiento desde el punto de vista geomecánico.

La estabilidad o inestabilidad química se refiere principalmente a los efectos que causan los fenómenos de interacción entre la roca y el fluido de perforación cuando

se perfora un pozo, puesto que las rocas presentan propiedades químicas propensas a generar cambios en sus propiedades mecánicas.

Al contacto con soluciones acuosas, las lutitas generan un cambio en su volumen debido a la penetración de agua en su matriz derivado de ciertos fenómenos de transferencia de masa, esencialmente de hidratación. En una formación que se encuentra a cierta profundidad, la tendencia por cambiar su volumen genera una presión de hinchamiento, la cual actúa en sentido contrario a la presión de sobrecarga y por lo tanto modifica el esfuerzo efectivo según la ecuación (a):

$$\sigma_v' = \sigma_v - P_p \quad (a)$$

donde:

σ_v' = Esfuerzo vertical efectivo;

σ_v = Esfuerzo vertical;

P_p = Presión de poro.

Se parte de la idea de que la presión de hinchamiento la ejercen las partículas de la roca y el fluido que ha invadido el seno de la lutita en sentido contrario a la sobrecarga, por lo tanto, resulta como una carga adicional a la presión de poro, se tiene entonces que el esfuerzo efectivo será como se escribe en la ecuación (b):

$$\sigma_v' = \sigma_v - P_p - P_s \quad (b)$$

donde:

σ_v' = Esfuerzo vertical efectivo;

σ_v = Esfuerzo vertical;

P_p = Presión de poro;

P_s = Presión de hinchamiento;

Por lo tanto, la presión de hinchamiento altera la ventana operativa de un pozo haciéndola más estrecha, la cual, se puede manifestar en forma de derrumbes, ensanchamiento del agujero y, en algunos casos, el colapso parcial o total del pozo. Estos problemas generan tiempos no productivos y costosas operaciones adicionales a la perforación.

Una medida de prevención para inhibir estas problemáticas, es el diseño de fluidos de perforación de características óptimas para cada etapa, como fluidos de emulsión inversa, los cuales son principalmente formulados a base de aceite, que si bien, no evitan el fenómeno de hidratación completamente, pueden ser capaces de mitigarlo hasta rangos despreciables operativamente hablando.

Velázquez et al. (2015) documentaron pruebas de perforación en formaciones de lutitas de espesor entre 200 y 2500 metros. La operación se efectuó con fluido base agua ocurriendo un 40% de expansión lineal en menos de 24 horas. El presente trabajo tiene como objetivos:

Comprender las interacciones y mecanismos de transferencia de masa que tienen lugar por el contacto entre las formaciones de lutitas y los fluidos de perforación base agua durante la perforación de un pozo.

Analizar de forma objetiva los fundamentos teóricos de los modelos matemáticos existentes para la predicción de la presión de hinchamiento, como aquellos basados en fenómenos electrostáticos y termodinámicos, y evaluar la practicidad de cada uno de ellos, con base en los parámetros necesarios para su implementación, así como la facilidad de obtención de dichos parámetros.

Determinar de forma comparativa la sensibilidad de cada uno de los modelos planteados a fin de establecer el o los modelos de aplicación más práctica, que mejor se ajusten a valores experimentales de hinchamiento en muestras de formaciones mexicanas de lutitas, en sistemas roca fluido con soluciones acuosas de concentración salina conocida.

Proponer la mejor alternativa de entre las analizadas para la predicción de la presión de hinchamiento con base en su precisión y exactitud, y proponer los ajustes necesarios para mejorar su implementación práctica para prevenir la inestabilidad química de las formaciones perforadas.

Capítulo 1. Formaciones de Lutitas.

1.1 ¿Qué son las lutitas?

Se denominan lutitas a las rocas sedimentarias clásticas de grano fino que contienen cantidades sustanciales de minerales de arcilla, limo y fragmentos pequeños de minerales como cuarzo, dolomita y calcita. El tamaño de las partículas debe ser menor a $2\mu\text{m}$. Son materiales cristalinos de origen mineral con estructura laminar de compuestos de silicio y aluminio, conformados en capas relativamente impermeables de poco espesor (Wilson & Wilson, 2014). Las características distintivas de las lutitas son su contenido arcilloso, baja permeabilidad (independientemente de su porosidad) debido a la baja conectividad a través de los espacios porosos (con diámetros de poro de entre 3 nm y 100 nm, la mayoría de los poros ronda los 10 nm de diámetro), y un gran diferencial en el coeficiente de expansión térmica entre el agua y la roca (Lal, 1999).

Se ha empleado diversa terminología para referirse a este tipo de formaciones: mudrock, claystone y shale. Según su forma de fragmentación, las lutitas pueden ser físciles o no físciles. Las físciles se separan en planos paralelos o láminas. Las no físciles, en cambio, se separan en fragmentos o bloques. La fisilidad en las lutitas disminuye con el incremento de material sílice y calcáreo (Bell, 2007). Su contenido mineralógico está conformado por minerales arcillosos, cuarzo, feldespato y micas. Mudrock es el término general para rocas sedimentarias siliciclásticas; claystone se

refiere específicamente a rocas siliciclásticas o lutitas sin fisibilidad o laminación; pizarra, roca metamórfica con granos de mayor finura; y se le llama shale a rocas sedimentarias siliciclásticas con fisibilidad y que generalmente tienen menor contenido de arcillas en comparación con los mudstones (Farrokhrouz & Asef, 2013). Con base en esto y en las características antes descritas, en México suele llamarse simplemente lutita o shale.

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes y son uno de los tipos de roca más problemáticos en aplicaciones de ingeniería. Su comportamiento resulta delicado y complicado. Comparada con otras rocas sedimentarias como calizas y areniscas, es más complicada porque no siempre se dispone de suficiente conocimiento de la geología y de las propiedades mecánicas de la lutita (Farrokhrouz & Asef, 2013).

Durante las operaciones de perforación de pozos petroleros, se encuentran grandes cantidades de formaciones de lutitas que contienen arcillas, entre las más comunes se pueden mencionar las del tipo: esmectita, illita, clorita y caolinita (Velázquez et al., 2005).

En geología, usualmente se considera que el término lutita está ligado al término arcilla, ya que las propiedades físicas y químicas de estas rocas dependen fuertemente de su contenido arcilloso (Eggleton, 2001). En la práctica, el término arcilla es empleado para referirse a la fracción mineral de un material de grano fino, éste término incluye silicatos de arcilla que van de los tectosilicatos (cuarzo y feldespato) hasta filosilicatos con diferentes estructuras (caolinitas, esmectitas, illitas, etc.).

1.1.1. Estructura molecular de las arcillas

La estructura básica de un silicato o arcilla, consiste en tetraedros de sílice (SiO_2) y octaedros de alúmina (Al_2O_3). Como se muestra en la figura 1.1 (a), un tetraedro de sílice resulta de un catión de silicio rodeado por cuatro aniones de oxígeno, una serie de tetraedros acomodados mediante enlaces covalentes de oxígeno, forman una capa de tetraedros. La figura 1.1 (b) ilustra un octaedro de alúmina, formado por iones de aluminio rodeado por seis aniones de oxígeno, y acomodados en un plano, forman una capa de octaedros de alúmina.

Se pueden encontrar diversas combinaciones de las estructuras básicas de silicatos en diferentes proporciones para formar una gran variedad de arcillas, al formar estas combinaciones, se generan cargas eléctricas remanentes sin balancear, por lo que tienden a ser neutralizadas por la presencia de diferentes cationes y moléculas de agua, lo que propicia el enlace y consolidación de las estructuras laminares.

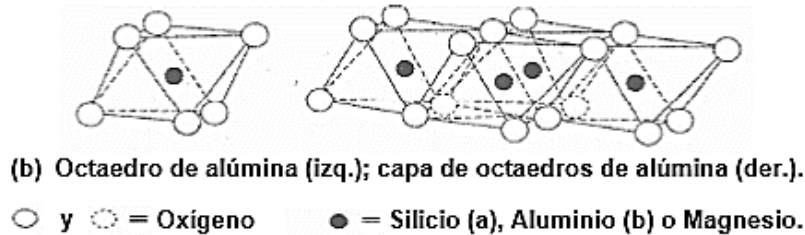
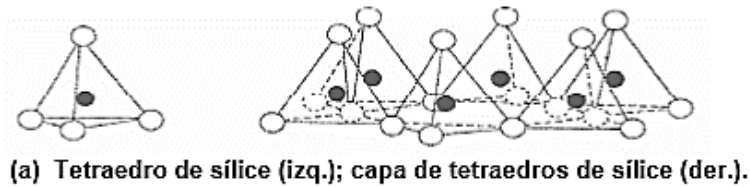


Figura 1.1. Estructuras básicas de un silicato (Farrokhrouz & Asef, 2013).

1.1.2 Clasificación de las arcillas

De acuerdo con su estructura y composición de minerales y cationes, las arcillas pueden clasificarse en cinco grandes grupos o especies (Pettersen & Skippervik, 2014):

1. Esmectitas
2. Vermiculita
3. Caolinitas
4. Illita
5. Arcillas interestratificadas

Para el propósito de este trabajo orientado a la presión de hinchamiento, estas familias de arcillas se dividen en dos grandes grupos: hinchables y no hinchables.

1.1.2.1 Arcillas hinchables

Esmectitas

Son consideradas arcillas expandibles o hinchables, ya que son capaces de aumentar su volumen considerablemente al contacto con agua o con líquidos polares. Se conocen también como el grupo de la Montmorillonita, ya que ésta es una de las arcillas más comunes de este grupo, el cual, tiene una gran capacidad de adsorción catiónica, debido a grandes cargas eléctricas desbalanceadas; por otro lado, tienen una muy baja permeabilidad. En el grupo se encuentran: la beidelita, montmorillonita, nantronita y saponita.

La montmorillonita se encuentra usualmente en grandes depósitos; se conoce también como bentonita. Se forma a través de la alteración de los minerales de silicatos en condiciones alcalinas, en las rocas ígneas básicas, tales como la ceniza

volcánica que puede acumularse en los océanos. La fórmula general de la montmorillonita es $A_{0.3}(Al_{1.3}Mg_{0.7})[Si_4]O_{10}-(OH)_2-xH_2O$, donde A es un catión intercambiable (K^+ , Na^+ , $0.5Ca^{2+}$, etc.). Su unidad molecular consiste en una lámina de octaedros de alúmina entre dos láminas de tetraedros de sílice (figura 1.2). La distancia que existe entre dos unidades moleculares, permite el ingreso de moléculas de agua y otros cationes y formar la expansión de la roca. Esta arcilla es muy frecuente en lutitas subsuperficiales.

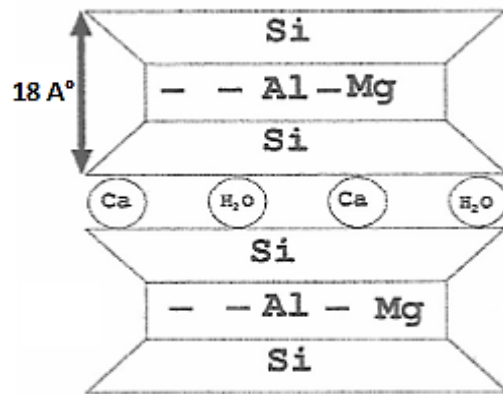


Figura 1.2. Cationes y moléculas de agua entre dos unidades moleculares de Montmorillonita. (Farrokhrouz & Asef, 2013).

Vermiculita

Es una arcilla cuya unidad molecular contiene una capa trioctaédrica con una proporción 2:1 de tetraedros, parecido a la montmorillonita, el espacio entre capas contiene magnesio (Mg^{2+}) y aluminio (Al^{3+}). La carga neta negativa, puede atraer dos moléculas de agua en el espacio interlamilar, siendo éste menor que en la montmorillonita (Vermiculita, 14Å ; Montmorillonita, 15Å).

Es una arcilla menos abundante que la montmorillonita, sin embargo, está también asociada con problemas de estabilidad por su carácter expansivo. Debido a que las capas son eléctricamente neutras, y los cationes interlaminares ocupan sólo un tercio del espacio disponible, la cohesión entre las capas es generalmente baja, razón por la que la vermiculita tiene una baja fuerza compresiva, es decir, se colapsa con mayor facilidad (Farrokhrouz & Asef, 2013).

1.1.2.2 Arcillas no hinchables

Caolinitas

Este grupo incluye minerales dioctaédricos como la caolinita, dictita, nacrita y haloisita; y otros trioctaédricos como antigorita, chamosita, crisotilo y cronstedtita;

siendo la caolinita, la especie más abundante y de mayor importancia de este grupo. Se forma a través de la meteorización del feldespato y de los minerales del grupo de las micas. A diferencia de ciertos minerales de arcilla, como la montmorillonita, la caolinita no tiende a contraerse o a dilatarse con los cambios producidos en el contenido de agua. Su unidad estructural básica comprende una capa de octaedros de alúmina conectada a una capa de tetraedros de sílice (figura 1.3). Su fórmula general es $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$.

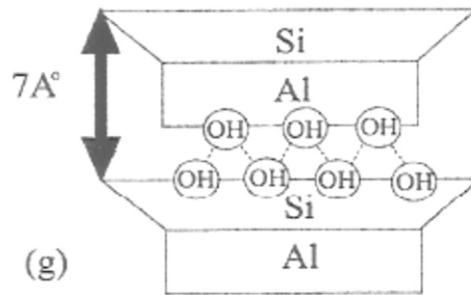


Figura 1.3. Grupos oxidrilo formando el enlace entre dos unidades estructurales de caolinita (Farrokhrouz & Asef, 2013).

La proximidad entre las unidades estructurales de la caolinita, proporciona áreas superficiales disponibles limitadas o nulas, lo que anula prácticamente la hidratación de la arcilla y por lo tanto su expansión o hinchamiento.

Ilita

Es una arcilla similar a la mica, su fórmula general es $\text{K}_{0.75}(\text{Al}_{1.75}\text{Mg}_{0.25})(\text{Si}_{3.5}\text{Al}_{0.5})\text{O}_{10}(\text{OH})_2$. Es esencialmente una arcilla no expansible, de estructura similar a la muscovita (Pettersen & Skippervik, 2014). La ilita se forma durante la alteración de los minerales de silicato, tales como la mica y el feldespato, que se encuentran normalmente en las lutitas marinas. Su unidad estructural está formada por una capa de octaedros de aluminio entre dos capas de tetraedros de sílice y aluminio (figura 1.4). Los cationes de potasio en el espacio interlaminar previenen la entrada de otros cationes con mayor capacidad de hidratación. Debido a la presencia de pocos cationes en el espacio interlaminar, las débiles fuerzas interlaminares propician características variables en la ilita.

1.1.2.3 Arcillas interestratificadas

Se les llama comúnmente así a las arcillas de capas mezcladas. Son arcillas poco frecuentes que contienen usualmente esmectita, por lo tanto, pueden o no ser arcillas hinchables. El orden de la interestratificación puede ser regular, regular segregada o aleatoria (Wilson, 1987). Entre estas arcillas se encuentran ilita-

vermiculita, illita-esmectita, clorita-vermiculita, clorita-esmectita y caolinita-esmectita. En arcillas interestratificadas, la eliminación o absorción de cationes, la alteración hidrotérmica o la eliminación de la capa intermedia de hidróxido, son fenómenos clave para la formación de minerales expansibles a partir de minerales no expansibles o viceversa (McEwan & Ruiz-Amil, 1975).

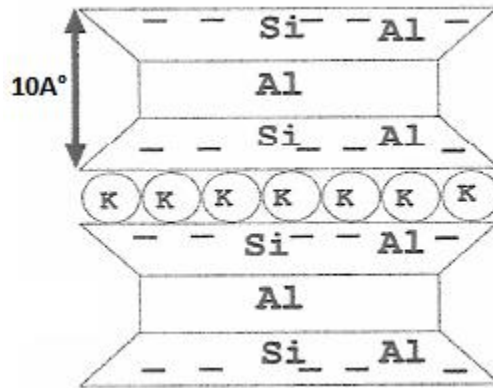


Figura 1.4. Cationes de potasio (K^+) entre dos unidades de illita no expansible (Shale Engineering, 2003).

1.2 Propiedades de las lutitas

1.2.1. Porosidad

La porosidad absoluta se define como el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, es decir, el volumen total de poros dividido entre el volumen total de la roca (ecuación 1.1).

$$\text{Porosidad absoluta} = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de roca}} \times 100. \quad (1.1)$$

Sin embargo, desde el punto de vista petrolero, existe la llamada porosidad efectiva, que se define como el volumen de roca que permite el flujo de los fluidos (Martínez, 2011). Es una medida que permite estimar el volumen de los hidrocarburos en un yacimiento de manera potencial. Esta porosidad se define como el porcentaje del volumen total de roca ocupada por vacíos interconectados y se expresa como en la ecuación 1.2:

$$\text{Porosidad efectiva} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen de roca}} \times 100. \quad (1.2)$$

Esta propiedad es la que determina el volumen de aceite, gas o cualquier otro fluido que se encuentra en el seno de la roca y que podría moverse del yacimiento al pozo.

Dado que el agua existe sólo en el espacio poroso, por lo tanto, la porosidad es una medida del agua libre, el agua osmótica y el agua intercrystalina (Lal, 1999).

El espacio poroso puede ser clasificado de acuerdo al tiempo en que se desarrolló, como porosidad primaria y porosidad secundaria:

Porosidad primaria

Se le conoce como primaria debido a que se formó durante la deposición de los sedimentos, como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados. Se tienen 3 principales tipos (Martínez, 2011) ilustrados en la figura 1.5:

- Porosidad intergranular;
- Porosidad interparticular; y
- Porosidad intercrystalina.

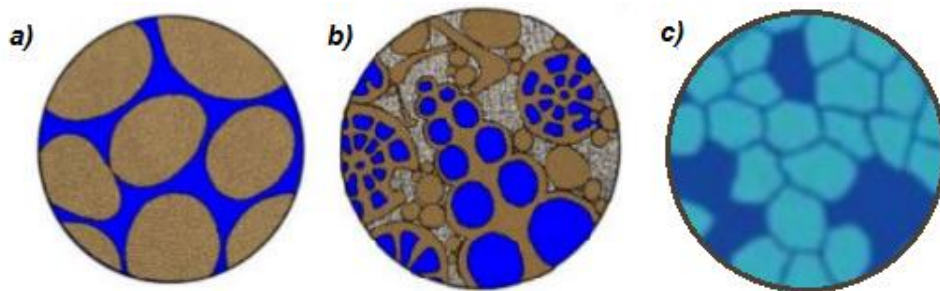


Figura 1.5. Tipos de porosidad primaria: a) porosidad intergranular, b) porosidad interparticular, c) porosidad intercrystalina (Álvarez et al., 2012).

Porosidad secundaria

Es aquella que resulta de efectos de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en rocas. La porosidad secundaria o de post-depósito es más diversa en morfología y su génesis es más compleja que la primaria; la porosidad secundaria ilustrada en la figura 1.6 se divide en (Martínez, 2011):

- Porosidad fenestral;
- Porosidad vugular; y
- Porosidad de fracturas.

Los yacimientos de gas de lutita tienden a exhibir una porosidad relativamente alta, pero la alineación de los granos laminares, tales como las arcillas, hace que su permeabilidad sea muy baja.

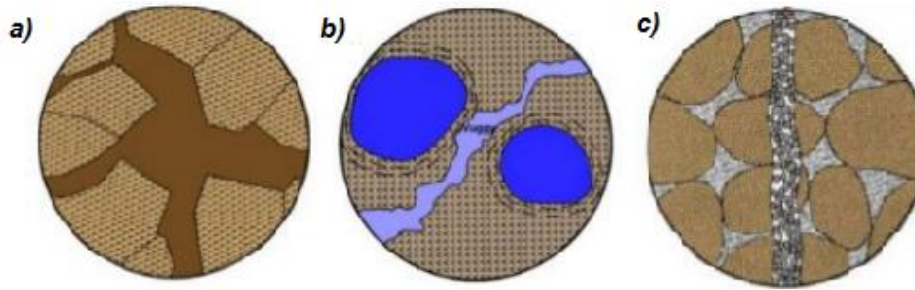


Figura 1.6. Tipos de porosidad secundaria: a) porosidad fenestral, b) porosidad vugular, c) porosidad de fracturas (Álvarez et al., 2012).

La porosidad en las lutitas puede variar desde menos de 1% hasta más del 46%. Sin embargo, estas variaciones drásticas en la porosidad de la lutita dependen en gran medida de la profundidad a la que se encuentren y del grado de compactación y/o cementación (Flórez & Villamizar, 2010). A la profundidad crítica de entierro (CDB, por sus siglas en inglés), la tasa de disminución de la porosidad se reduce sustancialmente, no obstante, por debajo de esta profundidad (~2.5-3.2 km) la porosidad no cambia de forma muy significativa.

Para una profundidad dada, las lutitas con altos contenidos de esmectita muestran rangos de porosidad mayores que aquellas lutitas con otro tipo de arcilla. Debido a los lentos cambios geoquímicos (diagenéticos), la esmectita se convierte gradualmente en illita a profundidades entre 2500 y 4500 metros. Esta es la razón de la presencia de lutitas más reactivas, dúctiles y expansibles a profundidades menores; y la existencia de lutitas menos reactivas y más quebradizas a mayores profundidades sometidas a esfuerzos in-situ de gran magnitud (Farrokhrouz & Asef, 2013). Esta diferencia se ilustra en la tabla 1.1.

Relación entre la porosidad y propiedades mecánicas

De manera general, se asume la porosidad como el principal parámetro que influencia la elasticidad y la resistencia de muchos tipos de rocas. Se sabe que la resistencia de las lutitas disminuye de forma no lineal al incremento de la porosidad (Farrokhrouz, 2007). Por otra parte, el módulo elástico dinámico disminuye de forma lineal con el incremento de la porosidad para cierto rango de rocas siliciclásticas (Vernik and Nur, 1992), mientras que para los carbonatos disminuye exponencialmente con el incremento de la porosidad (Allison, 1987). La relación que existe entre la porosidad, el módulo elástico dinámico y las velocidades acústicas, son completamente independientes de la litología (Kamel et al., 1991).

Tabla 1.1. Porosidad de algunos tipos de lutitas con relación a la profundidad (Farrokhrouz & Asef, 2013).

Tipo de lutita	Propiedades
Arcillas de alta porosidad y mudstones	Profundidades relativamente superficiales ($d < 2000$ m) Alta a moderada reactividad Alta porosidad
Esmectitas	Profundidades superficiales a moderadas ($1500 < d < 4000$ m) Muy alta reactividad Alta porosidad ($\varphi > 15\%$)
Cuarzo-ilita	Altas profundidades ($d > 3500$ m) Baja reactividad Baja porosidad ($\varphi < 10\%$)
Lutita con materia orgánica	Diferentes profundidades Reactividad variable Porosidad variable

1.2.2. Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad que tienen algunas rocas para transmitir fluidos (líquidos o gases) dentro de ellas, debido a la intercomunicación de los poros; en otras palabras, es una medida de la conductividad del fluido en la roca. La permeabilidad depende de tres parámetros:

- Porosidad;
- Poros interconectados; y
- Poros de tamaño supercapilar.

La permeabilidad se mide en *Darcys* y se expresa como k . Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 *Darcy* cuando un líquido de viscosidad igual a 1 *cp* (1 centipoise), se mueve con un gasto de un 1 cm^3/s a través de una sección transversal de 1 cm^2 de roca, con un gradiente de presión de 1 *atm/cm*.

La permeabilidad absoluta indica la facilidad de flujo de un sólo fluido o fase a través de un medio poroso. Esta permeabilidad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa. La habilidad que tiene el medio poroso de conducir a un fluido en particular en presencia de otros fluidos inmiscibles es llamada permeabilidad efectiva. Las saturaciones relativas de los fluidos, así como también la naturaleza del yacimiento, afectan la permeabilidad efectiva. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido

determinado, con una saturación determinada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido con un grado de saturación total, es decir, si existe un solo fluido presente en la roca, su permeabilidad relativa es 1.

De forma análoga a la porosidad, la permeabilidad primaria es toda aquella perteneciente a la roca desde su formación y la permeabilidad secundaria es la ocasionada por huecos de disolución, como cavernas, molduras, fracturas y/o fisuras. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados.

Como concepto general, la permeabilidad de una lutita intacta, se considera baja, principalmente en sentido perpendicular a la estratificación. El rango de permeabilidad va desde 1×10^{-18} hasta $1 \times 10^{-21} \text{ m}^2$ (Farrokhrouz & Asef, 2013). Sin embargo, las lutitas con altos contenidos de areniscas y limos y aquellas fuertemente cementadas, pueden tener menores permeabilidades, del orden de $1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ (1×10^{-4} Darcys).

Por experiencia se sabe que los estratos de arcilla son eficaces aislantes de agua o aceite para mantenerlos confinados. Por el contrario, en condiciones no confinadas, las lutitas pueden absorber humedad y expandirse, esto genera una reducción en la densidad, un incremento en la porosidad y pérdida de resistencia mecánica (Unrung, 1997).

A grandes profundidades las lutitas que están cementadas tienen mayor permeabilidad que aquellas con permeabilidad secundaria bien desarrollada (poros de disolución). Mientras que, a menores profundidades, la tendencia es inversa, es decir, las lutitas cementadas presentan menor permeabilidad. Esto se debe a que los poros interconectados son más flexibles que los poros de almacenamiento (poros no interconectados) y más susceptibles a cambios de presión (Katsube & Williamson, 1994).

En las formaciones de lutitas, los nanoporos gobiernan la permeabilidad, la cual depende en gran medida del tipo de roca (cementada o compactada), de la profundidad y de la diagénesis. Para lutitas cementadas, la presión de sobrecarga puede disminuir la permeabilidad, a pesar de que esta disminución no es proporcional a la profundidad. La reducción de la permeabilidad con la profundidad en lutitas compactadas es más pronunciada. Por lo tanto, estas consideraciones geomecánicas deben ser consideradas durante las operaciones de perforación y producción (Farrokhrouz & Asef, 2013).

1.2.3. Características intrínsecas y extrínsecas de las lutitas

Las características de las lutitas pueden clasificarse en intrínsecas (aquellas relacionadas con la roca y su composición mineralógica) y extrínsecas (parámetros definidos con base en el sitio, tiempo o historia de compactación sobre las lutitas). La tabla 1.2 engloba algunos de los principales parámetros intrínsecos y extrínsecos que no han sido comprendidos al cien por ciento para su aplicación a la ingeniería de rocas en la industria petrolera y el estudio de la estabilidad de las lutitas en las operaciones de perforación y producción.

1.3 Otras propiedades de las lutitas

Cuando se estudia el comportamiento o las propiedades de las lutitas, generalmente se requiere el conocimiento de otras propiedades que permitan una caracterización más detallada de la roca y un mejor entendimiento de la misma. Pueden requerirse de todas o algunas de ellas para propósitos específicos. A continuación, se explican las principales propiedades de interés en las lutitas

1.3.1. Capacidad de Intercambio Catiónico

Es una propiedad generalmente medida en suelos y algunos materiales sintéticos y es la capacidad para contener y liberar iones positivos (cationes) que se encuentran adheridos a su estructura debido a que el material posee cierta carga neta negativa.

Representa las cargas negativas (equivalentes) por unidad de masa que son neutralizadas por cationes de intercambio. Generalmente se expresa como *CEC* y es la medida de los miliequivalentes (*meq*) por cada 100 *g*:

$$CEC = \frac{\text{Cargas negativas equivalentes}}{100 \text{ g}} [=] \frac{\text{meq}}{100 \text{ g}}. \quad (1.3)$$

Las arcillas, como se vio anteriormente, están compuestas por capas formadas por tetraedros de sílice y octaedros de alúmina en diferentes proporciones. La sustitución de un ion de silicio (Si^{4+}) por un ion de aluminio (Al^{3+}) genera una deficiencia de carga positiva, es decir, una carga neta negativa, la cual es compensada por la adsorción de cationes en las superficies de las láminas de arcilla, los cationes atraídos por la carga neta negativa, son retenidos con poca fuerza en la superficie laminar ya que son muy grandes para acomodarse en el interior del cristal, por lo que se acomodan en la superficie exterior, motivo por el cual se les llama también contra-iones, estos iones pueden ser intercambiados con los cationes presentes en el fluido del espacio poroso.

Tabla 1.2. Características intrínsecas y extrínsecas de las lutitas y sus efectos en las operaciones petroleras (Farrokhrouz & Asef, 2013).

Características	Parámetro	Efecto	Resultado práctico
Intrínsecas	Porosidad	Variable (1-50%). Altas porosidades generan estructuras débiles y una gran tendencia a altos contenidos de agua.	Se relaciona con la permeabilidad, ésta decrece drásticamente con la profundidad
	Contenido de arcilla	Altos contenidos de arcilla (principalmente esmectitas) propician mayor susceptibilidad al agua.	Altos contenidos de arcilla producen baja permeabilidad, un comportamiento plástico y muchas veces grandes problemas de inestabilidad.
	Cementación	Las lutitas cementadas, en comparación con las lutitas compactadas, tienen menor interacción con el agua.	Las lutitas cementadas tienen mayor resistencia y menor hinchamiento, y generalmente mayor estabilidad. Se encuentran en formaciones a grandes profundidades.
	Agua de poro	Determina el tipo de agua contenida en la roca, la salinidad, presiones anormales y el equilibrio de fases a grandes profundidades.	El grado de salinidad resulta importante durante la perforación, puede ser controlado para incrementar la estabilidad.
Extrínsecas	Temperatura	Incrementa continuamente desde la superficie y modifica el comportamiento de las rocas debido al aumento de conductividad en la lutita comparada con otras rocas.	Al enfriar el fluido de perforación (a una temperatura menor que la formación) se incrementa la estabilidad.
	pH	Define la carga eléctrica en la superficie del mineral, crea fuerzas de atracción y repulsión entre los tetraedros de la estructura cristalina.	Si el pH es igual al punto de cero carga eléctrica (ZPC) se tiene un módulo de corte máximo, por el contrario, se reduce drásticamente.
	Profundidad (presión)	El incremento de profundidad va de la mano con la presión de sobrecarga y el incremento de esfuerzos normales y horizontales.	El incremento de profundidad va de la mano con el incremento en la resistencia. La esmectita llega a convertirse en ilita, reduciendo el potencial de hinchamiento.
	Tiempo	El tiempo está definido como una medida del grado de consolidación.	Las lutitas consolidadas tienen una mayor resistencia y menor grado de interacción con el agua.

En orden de jerarquía, los cationes intercambiables son reemplazados como sigue: Sodio (Na) < Potasio (K) < Magnesio (Mg) < Calcio (Ca) < Hidrógeno (H) (Farrokhrouz & Asef, 2013).

Cuando las arcillas en las lutitas contienen un fluido electrolítico en su espacio interlaminar, generan una doble capa eléctrica (una capa de solvente en la proximidad de la superficie de la arcilla y una segunda capa que contiene los cationes solvatados atraídos por la carga negativa de la arcilla).

La capacidad de intercambio catiónico volumétrico (Q_v) suele representarse en términos de su contribución por unidad de volumen poroso:

$$Q_v = \frac{\text{Cargas negativas equivalentes}}{\text{Volumen poroso}} [=] \frac{\text{meq}}{\text{ml}}, \quad (1.4)$$

$$CEC = Q_v * \frac{\text{Volumen de poro (ml)}}{100 \text{ g}}. \quad (1.5)$$

Cualquier mineral de grano fino, tiene cierta capacidad de intercambio catiónico. Las partículas de arcilla cuyo tamaño es muy pequeño y su área superficial por unidad de volumen es bastante alta, tienen una mayor tendencia a absorber una gran cantidad de cationes. La movilidad de estos iones en la arcilla, incrementa la conductividad eléctrica y térmica de las lutitas (Winsauer & McCardell, 1953). Por lo tanto, cuando se tienen altos contenidos de arcilla, los registros de conductividad eléctrica y térmica son herramientas relativamente confiables para la identificación de estas formaciones. La tabla 1.3 muestra las capacidades de intercambio catiónico representativas de arcillas comunes. Se observa que la montmorillonita tiene los valores más altos de *CEC*.

Tabla 1.3. Capacidad de Intercambio Catiónico de arcillas comunes (Farrokhrouz & Asef, 2013).

Arcilla	Capacidad de Intercambio Catiónico (meq/100g)
Clorita	10 - 40
Illita	10 - 40
Montmorillonita	80 - 150
Vermiculita	100 - 150

En la evaluación de formaciones, lo importante es la contribución de los sitios de intercambio catiónico a las propiedades eléctricas de la formación. Para medir la capacidad de intercambio catiónico en el laboratorio, se utilizan varias técnicas, tales como la química por vía húmeda, la salinidad múltiple y el potencial de

membrana. Los métodos químicos por vía húmeda, tales como la titulación conductimétrica, usualmente conllevan la destrucción o la alteración de la roca. Aunque más rápidos y más simples de ejecutar, son menos representativos de las propiedades eléctricas in situ. Los métodos de salinidad múltiple y potencial de membrana son mediciones más directas del efecto de la capacidad de intercambio catiónico sobre la resistividad de las formaciones y el potencial espontáneo (Farrokhrouz & Asef, 2013).

La *CEC* de los sólidos en los lodos de perforación se mide en una muestra íntegra de lodo mediante el ensayo de Capacidad de Azul de Metileno (MBC, por sus siglas en inglés), que por lo general se realiza conforme a las especificaciones establecidas por el estándar API (API Standard, 1990). Por otra parte, la *CEC* de una muestra de lodo se reporta como MBC, prueba de azul de metileno (MBT, por sus siglas en inglés) o bentonita equivalente, en este caso se reporta en *lb/bbl*.

Es importante determinar la *CEC* en las lutitas debido al hecho de que las arcillas varían en reactividad (tabla 1.1). Como se ha mencionado, algunos de los cationes de la arcilla son fácilmente reemplazados por otras especies cargadas positivamente, dado que resultan menos compatibles con la carga neta negativa como las nuevas especies intercambiadas. Por lo tanto, la capacidad de intercambio catiónico está directamente relacionada con la reactividad de las lutitas, por ello es que la montmorillonita que tiene altos rangos de *CEC* (tabla 1.3) presenta también alta reactividad como parte de las esmectitas (tabla 1.1).

1.3.2. Gravedad específica

Normalmente se le llama incorrectamente gravedad específica a la densidad relativa de un material. Se denota como G y se define como la relación que existe entre la densidad de un material cualquiera (en este caso, lutita; ρ_{sh}), con la densidad del agua. Debido a que el agua es un fluido cuya densidad varía con la temperatura y la presión, se emplea el valor de la densidad del agua pura, a una presión de referencia de 1 atm y a la temperatura de referencia de 4 °C. A estas condiciones, la densidad del agua (ρ_w) es de 1000 kg/m³ ó 1 g/cm³. La densidad relativa o gravedad específica es una propiedad adimensional.

$$G = \frac{\rho_s}{\rho_w} . \quad (1.6)$$

La gravedad específica suele medirse como la gravedad específica de los sólidos, es decir, sin considerar la masa del agua contenida en los poros de la roca.

1.3.3. Área superficial específica

Llamada también superficie específica. Todo material poroso tiene cierta área superficial disponible para el contacto con otra fase (fluidos) a través de la cual interacciona con ésta última. Para un cierto volumen de material, mientras mayor sea su porosidad, mayor área superficial tendrá; así mismo, mientras menor sea el tamaño de partícula, mayor será el área superficial. Finalmente, el área superficial es mayor mientras menor sea el tamaño promedio de los poros.

La superficie específica (S) es la relación del área superficial (A) de cierta porción de material, entre su masa (m) y generalmente tiene las unidades de m^2/g .

$$S = \frac{A}{m} . \quad (1.7)$$

Uno de los métodos más usados para la determinación de la superficie específica de las lutitas es el método del Etilenglicol Monoetil Éter (EGME, por sus siglas en inglés), el cual, al entrar en contacto con la superficie porosa de la lutita, genera una capa monomolecular y midiendo el exceso de EGME se conoce la superficie específica (Cerato & Lutenegger, 2002).

1.3.4. Contenido inicial de agua

El contenido inicial de agua (w_0) se refiere específicamente al contenido original de agua que tiene una muestra de lutita, a ciertas condiciones de extracción. Se puede presentar como porcentaje ($\%w_0$) y su medición puede ser tan sencilla como medir la humedad directamente a través de un horno de secado, donde la diferencia de masa húmeda (m_h) y masa seca (m_s) en relación a la masa seca, es la fracción de contenido inicial de agua.

$$\%w_0 = \frac{m_h - m_s}{m_s} \times 100 . \quad (1.8)$$

1.3.5. Densidad en base seca

La densidad en base seca (ρ_s) es justamente la densidad de una muestra de lutita sin considerar la masa de agua o cualquier otro fluido (gas o aceite) contenido en su porosidad. Está directamente relacionada con la gravedad específica y puede expresarse en g/cm^3 , o en raras ocasiones como kN/m^3 .

1.3.6. Valencia promedio

La valencia de un átomo (v), se define como el número de electrones que usa el átomo para enlazarse. Esto es igual al número de electrones que existen en la última órbita del átomo si todos ellos son utilizados para enlazarse y en los cationes se representa como A^{v+} : donde A es el símbolo químico de cualquier catión (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , etc.); v es el número de valencia y el signo “+” representa la polaridad de la carga del ion, que es positiva en el caso de los cationes. Puede decirse que la valencia de un átomo es la suma de las valencias de todos los enlaces que forma (Schanz & Al-Badran, 2014).

La valencia de una lutita se puede determinar a través del promedio ponderado de las valencias de los cationes presentes en la arcilla. Es decir, conociendo los cationes intercambiables contenidos en la arcilla, así como la concentración de cada uno de ellos, se realiza el cálculo de la media ponderada, multiplicando la suma de las concentraciones de los cationes de la misma valencia por el valor de cada valencia, dividiendo todo entre la concentración total de cationes intercambiables. Debido a que los cationes presentes en las arcillas comúnmente son sodio (Na^+ , valencia= 1) potasio (K^+ , valencia= 1), calcio (Ca^{2+} , valencia= 2) y magnesio (Mg^{2+} , valencia= 2); la valencia promedio generalmente tiene un valor de entre 1 y 2.

1.3.7. Cationes básicos intercambiables

La medición de los cationes básicos intercambiables (*BEC*) está fuertemente relacionada con la capacidad de intercambio catiónico, en este caso particular sólo se toman en cuenta los cationes básicos, es decir: sodio, potasio, calcio y magnesio. Puede estar representado en las mismas unidades que la *CEC* (*meq/100 g* ó *meq/ml*), o bien, como porcentaje de la capacidad de intercambio catiónico, conocido como el porcentaje de saturación de bases.

Su medición en laboratorio puede ser más compleja debido a la selectividad en la medición de cuatro cationes básicos descartando cualquier otro catión existente en la lutita y suele medirse por separado, es decir, se da el valor de *BEC* para el sodio, el potasio, el calcio y el magnesio de forma independiente. Por lo tanto, el valor de los cationes básicos intercambiables, siempre será menor que la capacidad de intercambio catiónico, incluso la suma de los cuatro cationes básicos intercambiables será menor a la *CEC*.

1.3.8. Actividad

La actividad química, es un parámetro termodinámico que determina la concentración efectiva de una especie en un medio cuando éstas interactúan. En las lutitas, se mide la actividad de los fluidos en el espacio poroso, en específico, del agua contenida en la lutita ($a_{w,sh}$) ya que contiene iones que interactúan con los iones adheridos en la superficie laminar de las arcillas que contiene una lutita (Chenevert, 1998).

De forma general, la actividad química de una especie i (a_i) se calcula como la concentración de la especie (x_i) multiplicada por el coeficiente de actividad de la misma especie (γ_i).

$$a_i = x_i * \gamma_i . \quad (1.9)$$

El coeficiente de actividad química es un indicador de la desviación de una solución no ideal a una solución ideal, por lo tanto, su valor puede variar entre 0 y 1.

En la tabla 1.4 se ejemplifica la caracterización de dos muestras de arcillas clasificadas como bentonitas. Se muestran los valores encontrados de algunos de los parámetros descritos anteriormente.

Tabla 1.4. Caracterización fisicoquímica de dos muestras de arcilla estudiadas para el estudio de la presión de hinchamiento (Schanz et al., 2012)

Propiedades	Bentonita	
	MX80	Calcigel
Gravedad específica, G	2.80	2.72
Superficie específica (m^2/g)	711	525
Capacidad de intercambio catiónico ($meq/100g$)	91	57
Valencia promedio	1.27	1.95
Contenido de montmorillonita (%)	75	60
Densidad en base seca (g/m^3)	1.6	1.6
Contenido inicial de agua (%)	10.5	9.0
Cationes básicos intercambiables: Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} ($meq/100g$)	64, 2, 19, 6	2, 1, 35, 19

Capítulo 2. Interacciones Roca-Fluido.

Se ha discutido previamente la reactividad de las lutitas y sus propiedades fisicoquímicas que suponen interacciones con otras fases reactivas en ciertos tipos de sistemas. Para comprender las interacciones de la roca con el fluido de perforación, deben tomarse en cuenta los elementos que intervienen en este sistema: Las partículas de arcilla presentes en la lutita, moléculas de agua, cationes (contra-iones) y los aniones (co-iones). El conjunto de interacciones entre estos elementos da lugar a la hidratación de la arcilla y a una serie de fenómenos y consecuencias a la integridad y estabilidad de un pozo. En resumen, las interacciones roca-fluido pueden ocasionar hidratación, hinchamiento, dispersión, inestabilidad y pérdida del pozo, en ese orden (Tariq, 2014).

2.1 Hidratación

Hasta aquí se sabe que las arcillas presentes en las lutitas, están formadas por pequeños cristales dispuestos en forma de láminas y tienen la capacidad de intercambiar iones, así mismo, pueden alojar otras moléculas en su espacio interlaminar (porosidad entre las láminas de arcilla).

En el sistema lutita-fluido de perforación, tienen lugar tres tipos de hidratación (Farrokhrouz & Asef, 2013):

- Hidratación interlaminar: También llamada hidratación superficial, se da cuando las moléculas de agua son atraídas por los contra-iones o por los átomos de oxígeno presentes en la estructura cristalina de la arcilla,

situándose las moléculas de agua en la superficie de las láminas, formando varias capas de agua.

- Hidratación osmótica: Tiene lugar gracias a los diferenciales de potencial químico entre el agua situada en la porosidad de la arcilla y el agua presente en el fluido de perforación, puede llegar a ser un transporte “ilimitado” de agua del fluido de perforación hacia la arcilla, o bien, en el sentido contrario.
- Hidratación capilar: Es la hidratación de la arcilla por la absorción de agua en la porosidad por efectos capilares.

La hidratación de las lutitas (adsorción interlaminar y absorción osmótica y capilar) genera uno o dos cambios relevantes en la integridad de la roca, éstos son: hinchamiento y dispersión.

2.1.1 Hinchamiento

El agua adsorbida en la superficie cristalina de las arcillas, tiende a agruparse en el espacio interlaminar, dando como consecuencia la separación de éstas láminas al tiempo en que el agua forma capas moleculares entre las láminas. A medida que esto ocurre, las fuerzas de repulsión electrostática predominan en el sistema arcilla-agua, lo que genera el hinchamiento de la roca, es decir una tendencia a aumentar el volumen de la roca (Galarza y Pazos, 2010). En un pozo, cuando las lutitas se hinchan a causa de su hidratación, tienden a reducir el diámetro del mismo ocasionando problemas como el empaquetamiento de la barrena y atascamiento de tubería, entre otros (Bol et al., 1994).

La primera capa de agua es la que se adsorbe a la superficie mediante enlaces de hidrógeno. La siguiente capa se une a ésta primera y se dispone de la misma manera, así subsecuentemente con las siguientes capas, reduciéndose la fuerza de atracción conforme se alejan de la superficie. Se cree que el agua adsorbida persiste en distancias de 75 a 100 Å (Baker Hughes, 2006). La figura 2.1 ilustra el hinchamiento en un aglomerado de láminas de arcilla, causado por la hidratación iónica y superficial.

2.1.2 Dispersión

Este fenómeno puede llegar a darse en ciertos casos, cuando las fuerzas de repulsión en los espacios interlaminares superan las fuerzas de cohesión debido a la adsorción superficial de moléculas de agua, de modo que las láminas se separan. Esto representa el problema más grave al momento de perforar lutitas, pues de producirse la dispersión, la pared del pozo se colapsa y puede ocasionar acumulación de recortes, atrapamiento de la sarta, inestabilidad mecánica, que en

el peor de los casos conllevan a la pérdida parcial o total del pozo (Mody & Hale, 1993).

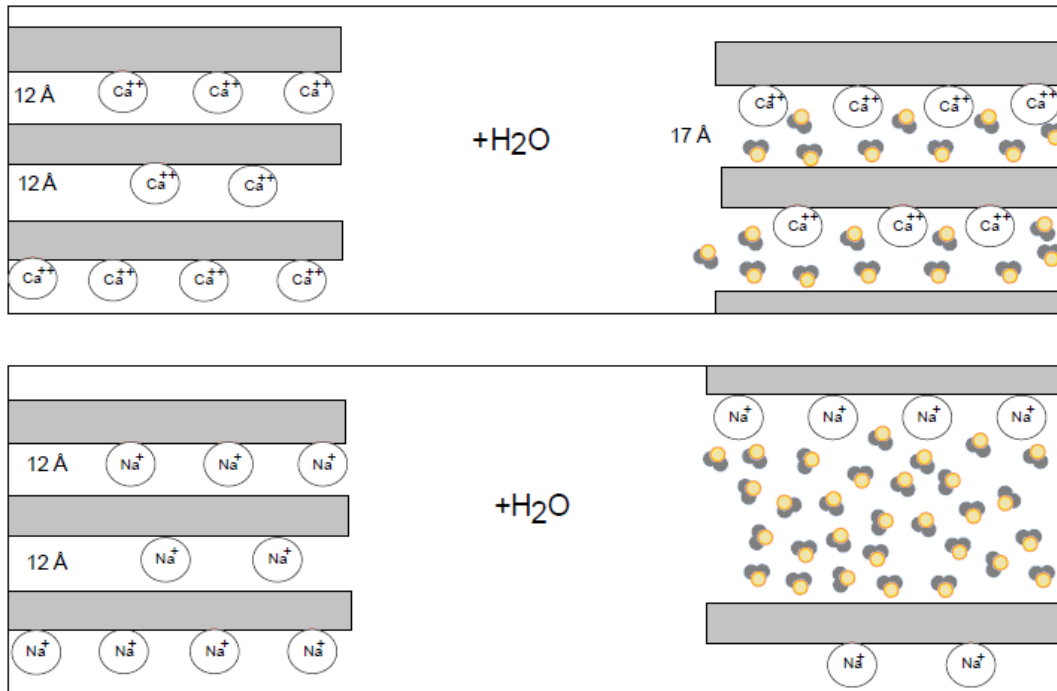


Figura 2.1. Hidratación de montmorillonita de calcio (arriba) y montmorillonita de sodio (abajo). Se observa en ambos casos la formación de capas de agua hidratando a los iones de sodio (Na⁺) y calcio (Ca²⁺), así como a la superficie de la montmorillonita de sodio (abajo). (Skalle, 2011).

2.2 Mecanismos de hidratación

En la sección 2.1 se generalizó sobre los 3 tipos de hidratación que suelen ocurrir en las arcillas y, por lo tanto, en las lutitas. A continuación, se profundiza en los mecanismos que ocurren en la hidratación de las arcillas.

2.2.1 Adsorción interlamina

La carga eléctrica neta negativa que poseen las arcillas, produce la adsorción de cationes o contra-iones (K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, etc.) que se encuentran en la suspensión del sistema roca-fluido, y generalmente son los cationes presentes en el fluido de poro. Debido a que los cationes sólo son adsorbidos, es decir, no se encuentran formando enlaces químicos con la estructura cristalina de la arcilla, conservan su carga eléctrica positiva.

El agua, que es un solvente polar, tiene cargas parcialmente negativas (O²⁻) y cargas parcialmente positivas (2H⁺), las cuales son atraídas por los cationes situados en la superficie laminar de las arcillas, rodeando los átomos mediante

enlaces de hidrógeno, éste es el fenómeno de hidratación. El grado de hinchamiento es controlado por la actividad de la solución, es decir, por la capacidad de intercambio catiónico y la concentración de iones presentes en el sistema. (Flórez & Villamizar, 2010).

2.2.2 Absorción osmótica

La ósmosis es un fenómeno más complejo; a grandes rasgos, es el flujo de agua desde una solución de una concentración determinada hacia otra solución de mayor concentración, a través de una membrana semipermeable. Esta membrana únicamente permite el paso del agua a través de ella, restringiendo así, el paso a los solutos o iones disueltos (Farrokhrouz & Asef, 2013).

En un sistema lutitas-fluido de control, el agua presente en el agua de poro contenido en el seno de la roca posee cierta salinidad debido a los iones intercambiables que se encuentran adsorbidos y disueltos en los espacios porosos, mientras que el fluido de perforación comúnmente contiene sales como cloruro de potasio, que le proporciona mayor densidad. La lutita actúa como la membrana semipermeable a través de la cual podrá existir flujo de agua desde la región de menor salinidad a la de mayor salinidad.

De acuerdo con Mody & Hale (1993), la fuerza impulsora de la absorción osmótica es el diferencial de actividad química entre el agua de poro (a_{ws}) y el agua del fluido de control (a_{wm}). La actividad química del agua está directamente relacionada con la concentración de la solución salina; a mayor concentración de sales, la actividad de estas será más alta y por lo tanto la actividad del agua será más baja. De modo que el flujo de agua será de la región de mayor actividad química a la de menor actividad, hasta que las actividades químicas de ambas fases se igualen, entonces el diferencial de actividad será igual a cero y no habrá flujo osmótico.

En un sistema lutita-fluido de control, la eficiencia de la membrana semipermeable (lutita) varía en función del tipo de lutita, contenido de arcilla, profundidad, esfuerzos in-situ, tamaño y distribución de poros. (Mody & Hale, 1993). De modo que puede no existir una retención efectiva de iones disueltos, con lo cual, habrá transferencia de agua y iones de una región a otra, propiciando así cambios en las propiedades físico-químicas de la roca, alterando la capacidad de intercambio catiónico y concentración de iones.

La hidratación osmótica admite la entrada de agua y iones al seno del líquido, ocasionando mayor hinchamiento de la roca a medida que el agua y los iones son adsorbidos entre las superficies de las láminas de arcilla.

2.3 Presión de Hinchamiento

En una formación de lutitas, como en todas las formaciones que se encuentran durante la perforación de un pozo, actúan principalmente tres fuerzas fisicoquímicas (Farrokhrouz & Asef, 2013):

- Esfuerzos in-situ verticales (sobrecarga σ_v) y horizontales (máximo σ_H y mínimo σ_h) ocasionados por la sucesión estratigráfica en toda la columna geológica, así como las cargas de las placas estratigráficas en dirección horizontal por movimientos tectónicos;
- Presión de poro ejercida por el o los fluidos que se encuentran en el espacio poroso de la formación.
- Esfuerzo en los puntos de contacto intergranular; que actúa principalmente en la estructura de la arcilla.

Estos esfuerzos de contacto intergranular, son a causa de fuerzas eléctricas comprendidas en la teoría DLVO, llamada así por sus autores Derjaguin-Landau-Verwey-Overbeek (Verwey & Overbeek, 1948), cuyos componentes son:

- Fuerzas de atracción de Van der Waals;
- Fuerzas de repulsión electrostática de Born; y
- Fuerzas de atracción y repulsión de rango corto, que se derivan de las superficies hidratadas de las arcillas.

El conjunto de estas fuerzas forma la presión de hinchamiento, debido a que ellas son las responsables del comportamiento expansivo de las arcillas hidratadas.

La presión de hinchamiento (P_S), en pocas palabras, es la presión requerida para mantener el sistema arcilla-agua bajo condiciones de volumen constante cuando las arcillas presentan la capacidad de adsorber agua y/o electrolitos (Tripathy et al., 2004). Esto quiere decir, que en un sistema confinado donde la sobrecarga y la presión hidráulica que ejerce el fluido de control mantienen a la formación a volumen constante, como es el caso de la vecindad del pozo, la lutita hidratada (durante y después de la hidratación) tenderá a incrementar su volumen bajo un esfuerzo de hinchamiento que, al estar en confinamiento ejercerá en todas direcciones una presión de hinchamiento, la cual deberá ser contrarrestada en todo momento para mantener el pozo controlado.

Se sabe que la presión hidrostática del fluido de control debe ser mayor que la presión de poro (P_p). Debido a que la presión de hinchamiento actúa en sentido contrario a la sobrecarga y a la presión hidrostática del agujero, se le considera

como una presión adicional a la presión de poro (P_p) definida aquí como presión de hinchamiento absoluta (PS):

$$PS = P_p + P_s \quad (2.1)$$

donde:

PS = Presión de hinchamiento absoluta.

De este modo, la presión del fluido de control debe ser capaz de contener la presión de hinchamiento para evitar que la formación se expanda y ocasione la reducción del diámetro del pozo o el colapso del mismo.

2.3.1 Aspectos importantes en la presión de hinchamiento

La presión de hinchamiento podrá darse siempre que existan lutitas con alto contenido de arcillas. No sucede de forma espontánea al contacto lutita-fluido de control, sin embargo, puede cambiar su magnitud en función de las interacciones entre ambas fases.

A pesar de que se estudian diferentes inhibidores de las interacciones lutita-fluido de control (Griffin et al., 1983; Carvajal & Tapia, 2003; O'Brien & Chenevert, 1973), no siempre son capaces de mitigar por completo la presión de hinchamiento, pues siempre existirá cierta interacción y consecuentemente, ciertos esfuerzos de repulsión entre las láminas de arcilla. Además, partiendo de que la presión de hinchamiento depende de las características de la lutita, la eficiencia de los inhibidores variará en función del tipo de arcilla; por ejemplo, el potasio es un buen inhibidor del hinchamiento en la montmorillonita, sin embargo, su efecto es prácticamente nulo en presencia de ilita, o incluso, puede incrementar el hinchamiento en caolinitas (Farrokhrouz & Asef, 2013).

Se han identificado ciertos indicadores de hinchamiento en formaciones de lutita, por ejemplo (Skalle, 2011):

- Recortes suaves en los vibradores;
- Recortes de arcilla en forma de pelota;
- Torcimiento en la sarta por incremento en el torque;
- Pérdidas de flujo por fracturamiento de lutitas;
- Atrapamiento de sarta por colapso de formación;
- Arrastre ineficiente por acumulación de grandes recortes.

2.4 Controversia en la presión de hinchamiento

Existe cierta disyuntiva sobre las causas definitivas de la presión de hinchamiento, por ejemplo, Lal (1999) señala que la presión de hinchamiento se da por dos causas: Hinchamiento intercrystalino (causado por la hidratación de los cationes intercambiables presentes en la arcilla) y por hinchamiento osmótico (dado por la diferencia de potenciales químicos), apuntando además que en el caso de la montmorillonita presente en la bentonita Wyoming, la presión de hinchamiento intercrystalina es muy grande (58,000 psi), mientras que la presión de hinchamiento osmótica es relativamente pequeña (300 psi), por lo que sugieren mayor influencia por la hidratación de cationes.

Del mismo modo Karaboni et al. (1996) realizaron pruebas en montmorillonita sódica encontrando que las fuerzas de repulsión entre las láminas de arcilla eran tan grandes que concluyeron que la presión de hinchamiento es un fenómeno tan complejo que no puede ser explicado únicamente con modelos simples como el modelo osmótico.

Skalle (2011) establece que sólo el fenómeno de ósmosis, a través de la diferencia de salinidad entre al agua de lodo y el agua de poro, puede explicar la invasión de agua que conlleva al hinchamiento en las lutitas, propiciando que ésta se vuelva suave. Así mismo, muchos autores han enfocado sus esfuerzos por demostrar que el fenómeno de ósmosis es el único responsable de la generación de la presión de hinchamiento en lutitas. (Farrokhrouz & Asef, 2013; Mody & Hale, 1993; Lal, 1999; Arifin & Shanz, 2009; Fam & Dusseault, 1998).

Capítulo 3. Modelos para predecir la presión de hinchamiento.

Fundamentalmente existen dos vías teóricas para predecir la presión de hinchamiento en lutitas; estas dos teorías han sido desarrolladas a la par por diversos grupos de investigadores, con el objetivo de explicar el fenómeno de hidratación e hinchamiento de las lutitas. Además, se han desarrollado modelos y correlaciones basados en resultados experimentales de presión de hinchamiento en rocas y suelos arcillosos con el objetivo de simplificar la predicción de la presión de hinchamiento en función de sus propiedades físicas y químicas.

3.1 Modelos teóricos

3.1.1 Teoría de la Doble Capa Difusa

La doble capa difusa es un fenómeno electrostático derivado de la interacción entre arcilla, agua y electrolitos. Los cationes son fuertemente atraídos por la superficie arcillosa con carga negativa (como se ha dicho en el capítulo 1). Cuando se tiene un sistema arcilla-agua-electrolitos, los cationes tienden a neutralizar la carga negativa de la arcilla y aquellos cationes en exceso, junto con sus aniones asociados, se encuentran disueltos en el medio acuoso. Los cationes adsorbidos tienden a difundirse lejos de la superficie de la arcilla para homogeneizar la concentración del agua de poro. Sin embargo, este movimiento de cationes (adsorbidos) está restringido por la atracción electrostática de la superficie de la arcilla. Estas dos fuerzas impulsoras contrarias (difusión-atracción) resultan en una

cierta distribución de cationes adyacente a la superficie de la arcilla, como se muestra en la figura 3.1. La superficie de la arcilla y los iones distribuidos de forma adyacente es lo que se conoce como Doble Capa Difusa (DDL, por sus siglas en inglés). Cerca de la superficie, existe una alta concentración de iones que disminuye conforme aumenta la distancia perpendicular a la superficie (Figura 3.2). Por lo tanto, hay dos capas de iones: la capa adyacente a la superficie y la capa difusa.

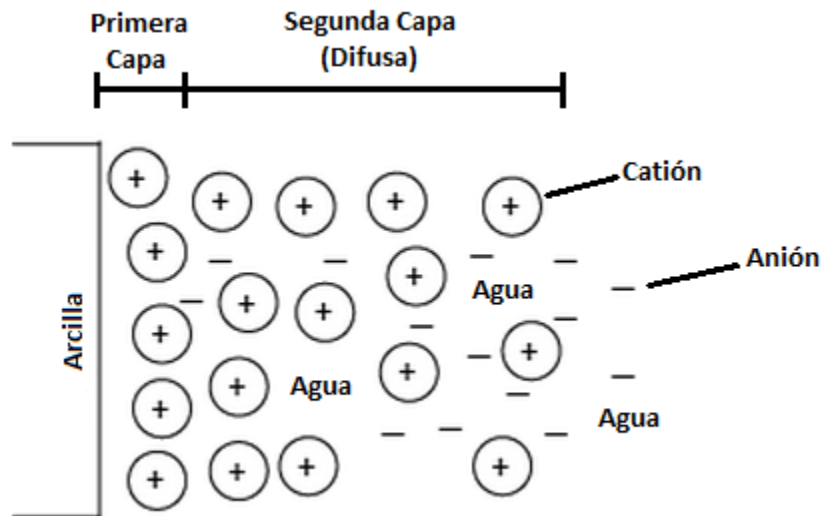


Figura 3.1. Modelo de la doble capa difusa (DDL) en un sistema arcilla-agua-electrolitos. La primera capa se forma por los cationes fuertemente adsorbidos y débilmente difusos; la segunda capa se forma por los cationes débilmente atraídos y fuertemente difusos (Sreedeeep, 2012).

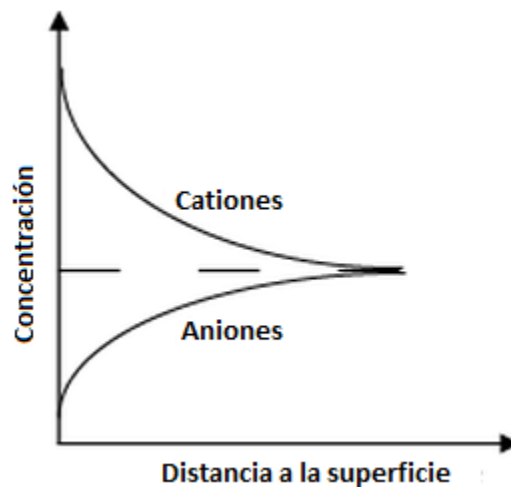


Figura 3.2. Distribución de los cationes y aniones en un sistema arcilla-agua-electrolitos. Los cationes se encuentran mayormente adsorbidos en la superficie de la arcilla; los aniones se encuentran difusos en el agua (Sreedeeep, 2012).

De acuerdo con la teoría de la doble capa difusa, la fuerza de interacción entre dos dobles capas (cuando existen dos superficies de arcilla paralelas), puede derivarse de la concentración de iones en el espacio acuoso que existe entre las dos superficies, esta fuerza puede determinarse mediante el potencial eléctrico. La presión de hinchamiento, está dada entonces por la presión osmótica existente entre el plano central de las dos superficies respecto al medio acuoso (Bolt, 1956) Por lo tanto, esta presión se determina por la concentración de iones en exceso entre ambas superficies a través de la ecuación de Langmuir (Madsen & Müller, 1985) de la siguiente manera:

$$P_s = 2nkT(\cosh(u) - 1), \quad (3.1)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento;

n = Concentración de iones entre las superficies de arcilla (medio acuoso);

k = Constante de Boltzman ($1.38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$);

T = Temperatura absoluta; y

u = Potencial eléctrico en el espacio entre las dos superficies de arcilla.

Para determinar la relación que existe entre la presión de hinchamiento (P_s) y la relación de vacío (e) en la arcilla (entendiéndose la relación de vacío como la relación entre el volumen del espacio poroso respecto al volumen de sólidos), Sridharan & Jayadeva (1982) y Tripathy et al. (2004) desarrollaron una serie de ecuaciones para la teoría de doble capa difusa en sistemas arcilla-agua-electrolitos.

$$e = G\gamma_w Sd, \quad (3.2)$$

$$\int_z^u \frac{1}{\sqrt{(2 \cosh(y) - 2 \cosh(u))}} dy = -Kd, \quad (3.3)$$

$$\sqrt{(2 \cosh(z) - 2 \cosh(u))} = \left(\frac{CEC}{S}\right) \sqrt{\left(\frac{1}{2\epsilon_0 DnkT}\right)}, \quad (3.4)$$

$$K = \sqrt{\frac{2ne'^2 v^2}{\epsilon_0 DkT}}, \quad (3.5)$$

donde:

e = Relación de vacío;

G = Gravedad específica de los sólidos de la arcilla;

γ_w = Peso específico del agua ($\gamma_w = \rho_w g$; donde ρ_w : densidad del agua, g : constante de la gravedad);

S = Área superficial específica;

d = Mitad de la distancia entre las superficies de las láminas;

z = Potencial adimensional en la superficie de las láminas;

y = Potencial adimensional a la distancia x de la superficie de la lámina;

CEC = Capacidad de intercambio catiónico;

ϵ_0 = Permitividad del vacío ($8.8542 \times 10^{-12} C^2 / J \cdot m$);

D = Constante dieléctrica del agua (80.4);

K = Parámetro de la teoría DDL;

e' = Carga eléctrica elemental ($1.602 \times 10^{-19} C$);

v = Valencia de los cationes intercambiables; y

k = Constante de Boltzman ($1.38 \times 10^{-23} J/K$)

3.1.1.1 Simplificaciones para la teoría de la Doble Capa Difusa

Es notoria la complejidad del sistema comprendido por las ecuaciones (3.1) a la (3.5), donde el espacio paramétrico es muy amplio y ciertos parámetros resultan difíciles de medir de forma directa, e incluso indirecta (por ejemplo, u). Tripathy et al. (2004) establecieron una relación entre el potencial eléctrico (u) y la función de distancia adimensional (Kd) con base en datos de presión de hinchamiento para tres muestras diferentes de arcilla, usando las ecuaciones (3.1) a la (3.5).

Para una presión P_s dada, se encuentra el valor de (u) de la ecuación (3.1). Conociendo la capacidad de intercambio catiónico (CEC) y la superficie específica (S), es posible resolver la ecuación (3.4). De la ecuación (3.3), para un valor conocido de u y z , se puede obtener el valor de Kd . Una vez determinados los valores de u y Kd para diferentes presiones P_s , es posible encontrar el valor de Kd calculando K a partir de la ecuación (3.5) y d a partir de la ecuación (3.1) para un valor la de relación de vacío dado (e). De este modo, el valor de (u), es determinado para un valor de Kd de acuerdo con la relación entre u y Kd obtenida. Este método se explica de forma gráfica en la figura 3.3.

Tripathy et al. (2004) aplicaron este método a tres muestras de bentonitas: MX 80, Febex y Montigel, cuyas propiedades se enlistan en la tabla 3.1. Además, obtuvieron una serie de simplificaciones (ecuaciones 3.6, 3.7 y 3.8) para calcular el potencial (u) a través de este método aplicado a las bentonitas MX 80, Febex y Montigel, respectivamente y se validaron para las bentonitas Kunigel V1, Kunigel y Bentonita S-2, respectivamente; obteniéndose resultados aproximados a sus presiones de hinchamiento experimentales respectivas.

Tabla 3.1. Propiedades de las bentonitas MX 80, Febex y Montigel (Tripathy et al., 2004).

Bentonita	Montmorillonita (%)	Gravedad específica, G	Superficie específica, S (m^2/g)
MX 80	75	2.76	562
Febex	92 ± 3	2.70	725 ± 47
Montigel	66	2.85	493

$$u = -7.277 \log(Kd) - 2.91 ; \quad (3.6)$$

$$(para: v = 1.14 - 1.50)$$

$$u = -10.427 \log(Kd) - 7.72 ; \quad (3.7)$$

$$(para: v = 1.66 - 1.73)$$

$$u = -9.190 \log(Kd) - 3.26 ; \quad (3.8)$$

$$(para: v = 1.97)$$

Empleando la misma metodología, Schanz et al. (2013) desarrollaron dos correlaciones más (ecuaciones 3.9 y 3.10), para el cálculo de (u) para otras dos muestras de bentonitas: MX 80 y Calcigel (tabla 3.2), respectivamente. Las ecuaciones se validaron con otras seis muestras de bentonitas obteniéndose una aproximación muy cercana a los datos experimentales.

$$u = 3.86 - 1.392 \ln(Kd) ; \quad (3.9)$$

$$(para: v = 1.01 a 1.50)$$

$$u = 3.56 - 1.434 \ln(Kd) . \quad (3.10)$$

$$(para: v = 1.51 a 2.00)$$

Tabla 3.2. Propiedades de las bentonitas MX 80 y Calcigel (Schanz et al., 2013).

Bentonita	Montmorillonita (%)	Gravedad específica, G	Superficie específica, S (m^2/g)
MX 80	75	2.80	711
Calcigel	60	2.72	525

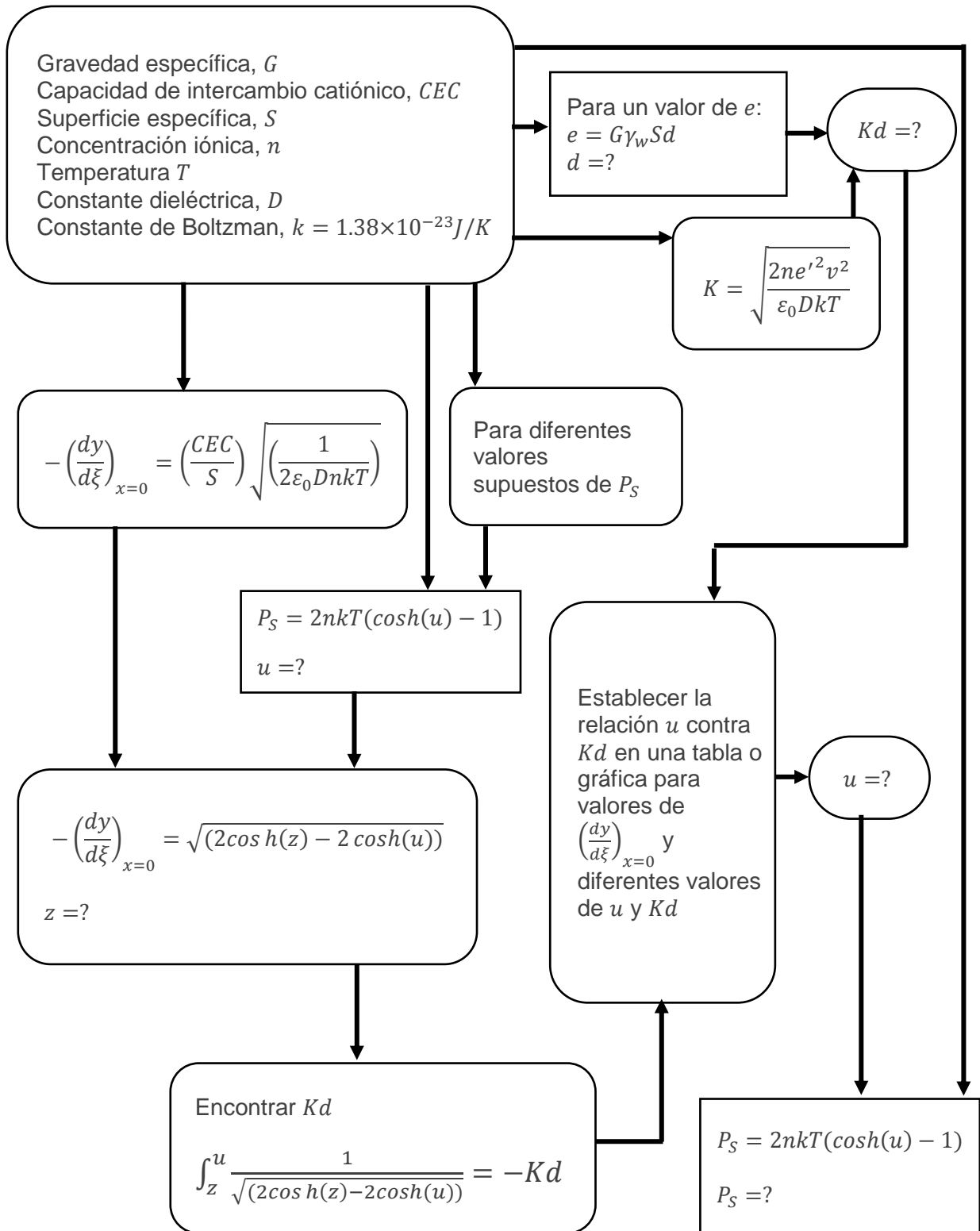


Figura 3.3. Diagrama de flujo para la determinación de la presión de hinchamiento para una relación de vacío (e) dada usando la teoría de doble capa difusa. (Tripathy et al., 2004).

Sustituyendo las constantes en la ecuación (3.5) queda como sigue:

$$K = \sqrt{5.22481 \times 10^{-6} \frac{n v^2}{T}}, \quad (3.11)$$

donde la constante 5.22481×10^{-6} tiene unidades de $K \cdot m$.

Despejando la distancia d de la ecuación (3.2) y multiplicando por la ecuación (3.11) la función Kd se expresa en la forma siguiente:

$$Kd = 2.28579 \times 10^{-9} \left(\frac{e}{G\gamma_w S} \right) \sqrt{\frac{n v^2}{T}} \quad (3.12)$$

donde la constante 2.28579×10^{-9} tiene unidades de $(K \cdot m)^{0.5}$.

La ecuación (3.12) puede sustituirse en las ecuaciones (3.6) a (3.10) según la valencia de la roca que se quiera predecir su presión de hinchamiento.

3.1.2 Modelo termodinámico

De acuerdo con Agus et al. (2013), el desarrollo de la presión de hinchamiento en lutitas, es un proceso fisicoquímico que tiene lugar cuando el agua penetra un medio expansible (arcillas), de acuerdo a ciertas condiciones de frontera. La presión de hinchamiento se mide como un fenómeno macroscópico por la tendencia de las rocas a incrementar su volumen; este fenómeno representa el comportamiento de las arcillas a nivel microscópico. En la sección 3.1 se ha descrito que, según la teoría de Doble Capa Difusa, el hinchamiento se genera por la interacción de capas eléctricas dobles sobre la superficie de las láminas de las arcillas.

La succión total de un material arcilloso consiste en la succión matricial y la succión osmótica, la cual se atribuye a la concentración de sal o de iones presentes en la formación. La succión matricial está compuesta por fuerzas capilares y fuerzas de sorción. De este modo, la suma de la succión matricial y la succión osmótica dan como resultado la succión total de un material arcilloso (Agus et al., 2013). La ecuación (3.13) describe la succión total:

$$s_t = \frac{2T_s}{r} + \frac{RT}{V_w} c + \frac{G'_w s}{V_w} = \frac{RT}{V_w} \ln \left(\frac{u_v}{u_{v0}} \right) = -P_s, \quad (3.13)$$

donde:

s_t = Succión total;

T_s = Tensión superficial del agua (para arcillas no saturadas); tensión interfacial (para arcillas saturadas);

r = Radio promedio del poro;

R = Constante universal de los gases;

T = Temperatura;

V_w = Volumen específico del agua;

c = Concentración molar de los iones en el agua contenida en los poros;

G'_{ws} = Energía libre debido a la presencia de fuerzas de sorción;

u_v = Presión parcial del agua de poro;

u_{v0} = Presión de saturación del agua;

P_s = Presión de hinchamiento.

En la ecuación (3.13), el término $\frac{2T_s}{r}$ corresponde a la succión capilar; según Agus & Schanz (2008), las fuerzas capilares en un material expansible resultan despreciables, dado que, al incrementar el espacio poroso con el hinchamiento del material, el fenómeno de capilaridad finalmente resulta nulo.

El término $\frac{G'_{ws}}{V_w}$ se refiere a las fuerzas de sorción, las cuales se inducen por dos tipos de fuerzas: fuerzas de hidratación de los cationes, las cuales son repulsivas por naturaleza; y fuerzas de atracción de Van der Waals de largo alcance y otras fuerzas e atracción de las superficies de las arcillas como las fuerzas de Coulomb. Sin embargo, de acuerdo con Agus & Schanz (2008), para arcillas saturadas de cationes (como es el caso de las lutitas del terciario), la succión osmótica puede considerarse como la succión total, debido a que la contribución de las fuerzas de sorción es nula, por lo tanto, la succión osmótica inicial puede considerarse equivalente a la presión de hinchamiento.

$$P_s = -\frac{RT}{V_w} \ln\left(\frac{u_v}{u_{v0}}\right). \quad (3.14)$$

3.1.2.1 Modelo de humedad relativa

Dado que la humedad relativa (HR) se define como la relación entre la presión parcial del agua entre su presión de saturación, la ecuación (3.14) queda como sigue (Likos & Lu, 2003; Agus & Schanz, 2005; Agus et al., 2013):

$$P_s = -\frac{RT}{V_w} \ln(HR). \quad (3.15)$$

La ecuación (3.15) se desarrolló para medir la succión total de arcillas como presión de hinchamiento.

3.1.2.2 Modelo osmótico

De acuerdo con el principio de Le Châtelier, el agua tiende a minimizar el desbalance en la actividad química y por lo tanto migrará de una región con alta actividad a una región con menor actividad (Fam & Dusseault, 1998), por lo tanto, en ausencia de otras fuerzas, el flujo de agua irá de la región menos salina a la más salina (espacio poroso de la lutita o fluido de control). De este modo la presión osmótica, traducida como la presión de hinchamiento es de la forma:

$$P_{\pi} = -\frac{RT}{V_w} \ln\left(\frac{a_{wm}}{a_{ws}}\right), \quad (3.16)$$

donde:

P_{π} = Presión osmótica;

a_{wm} = Actividad del agua en el lodo de perforación;

a_{ws} = Actividad del agua en la lutita.

La ecuación (3.16) es aplicable cuando se tiene un sistema osmótico cuya membrana semipermeable es ideal, es decir su eficiencia semipermeable es del 100%. En un sistema típico lutita-lodo, el medio poroso que actúa como membrana semipermeable tiene un comportamiento no ideal, esto depende de diversos factores como el tipo de arcilla, profundidad, etc. Por lo tanto, la ecuación de la presión osmótica queda de la siguiente manera:

$$P_{\pi} = -\eta \frac{RT}{V_w} \ln\left(\frac{a_{ws}}{a_{wm}}\right). \quad (3.17)$$

Donde η es la eficiencia de la membrana (Lal, 1999). De esta ecuación, puede resultar complicado determinar la eficiencia de la membrana debido a los factores que se han mencionado antes. Es posible determinarla comparando el valor teórico calculado ($P_{\pi\ teo}$) con la ecuación (3.16) y comparándolo con la lectura experimental de la presión de hinchamiento ($P_{s\ obs}$) de modo que:

$$\eta = \frac{P_{s\ obs}}{P_{\pi\ teo}}. \quad (3.18)$$

3.2 Modelos empíricos

Debido a la complejidad del fenómeno de hidratación y por consiguiente el fenómeno de hinchamiento y la generación de la presión de hinchamiento, en las últimas décadas se han elaborado diversos modelos empíricos basados en datos experimentales de presión de hinchamiento para ciertos tipos de arcillas, con el objetivo de correlacionar propiedades fisicoquímicas que puedan medirse fácilmente, con la presión de hinchamiento generada en un sistema arcilla-agua-electrolitos, o dicho de otra forma, en un sistema lutita-fluido de control.

3.2.1 Modelo de contenido inicial de agua

Agus & Schanz (2005) realizaron un comparativo de cuatro métodos experimentales para medir la succión total o presión de hinchamiento en suelos arcillosos, obteniendo una correlación de la forma:

$$s_t = a + b \cdot e^{\left(-\frac{w_0}{c}\right)}, \quad (3.19)$$

donde:

a, b, c = Parámetros de regresión (kPa);

w_0 = Contenido inicial de agua (g_{agua}/g_{roca});

Los parámetros a, b y c que mejor se ajustan resultados experimentales de succión total se obtuvieron a través de mediciones con un higrómetro de espejo refrigerado (Chilled-mirror hygrometer), y se obtuvieron para mezclas de arcilla/arena en relación 50/50 y 30/70. Los valores de a, b y c se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Parámetros de regresión a, b y c para la ecuación (3.19) (Agus & Schanz, 2005).

Mezcla (Bentonita/Arena)	a	b	c	r^2
30/70	201	1.8131×10^5	0.024	0.9692
50/50	223	1.6791×10^5	0.035	0.9981

La discrepancia muestra que, para arcillas con alto contenido de bentonita, la succión total (presión de hinchamiento calculada) resulta mayor que la presión de hinchamiento medida, mientras que, a bajos contenidos de bentonita es menor. Esto se debe a que las láminas de arcilla no están acomodadas de forma paralela. Por lo tanto, se agrega un factor de corrección empírico (C) para la presión de hinchamiento:

$$C = \frac{\ln 200}{\ln \left(\frac{s_t}{1 \text{ kPa}} \right)}; \quad (s_t < 200 \text{ kPa}); \quad (3.20)$$

$$C = \frac{\ln \left(\frac{s_t}{1 \text{ kPa}} \right)}{\ln 1000000}; \quad (s_t \geq 200 \text{ kPa}); \quad (3.21)$$

$$P_s = C \cdot s_t. \quad (3.22)$$

3.2.2 Modelo de capacidad de intercambio catiónico

Erguler & Ulusay (2006) proponen una ecuación sencilla que correlaciona directamente la presión de hinchamiento en muestras no perturbadas de suelos con su capacidad de intercambio catiónico, el cual está directamente relacionado con la arcillosidad del material:

$$P_s = 0.046 \text{ CEC}^{2.92}, \quad (3.23)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (kPa);

CEC = Capacidad de intercambio catiónico (meq/100g).

Este resulta un modelo bastante sencillo de una sola variable que depende completamente del contenido de arcillas en la lutita, por lo que, de acuerdo con los autores, puede ser fácilmente aplicable a cualquier suelo arcilloso.

3.2.3 Modelo de densidad en base seca

Más recientemente, Shanz & Al-Badran (2014), encontraron una relación exponencial entre la presión de hinchamiento y la densidad en base seca (ρ_s) de un suelo bentonítico denominado GMZ01 usado como relleno para la disposición de residuos altamente radioactivos en China. Sus pruebas experimentales para determinar esta relación y llevarla a una correlación empírica fueron realizadas para diferentes densidades en un rango de 1.15 a 1.75 g/cm³. Concluyeron que la densidad seca inicial es un factor importante que influye en la presión de hinchamiento del suelo GMZ01.

Según los autores, la presión de hinchamiento aumenta exponencialmente con el incremento en la densidad base seca. Esto fue comprobado con otros suelos (MX80, Kunigel y Calcigel) y desarrollaron la siguiente ecuación:

$$P_s = 0.046 \cdot e^{(6.653 \cdot \rho_s)}, \quad (3.24)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (kPa);
 ρ_s = Densidad en base seca (g/cm^3).

3.2.4 Modelo de conductividad eléctrica

La ecuación (3.25) es un modelo empírico desarrollado por Arifin & Shanz (2009) en dos suelos bentoníticos diferentes para determinar la succión osmótica, también referida en este trabajo como la presión de hinchamiento, cuando tienen contacto con agua. Dicho modelo fue generado en función de la conductividad eléctrica del agua de poro de los suelos (EC) la cual, midieron directamente al exprimir los suelos y liberar el agua de poro.

$$P_s = 38.54 \cdot EC^{1.0489}, \quad (3.25)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (kPa);
 EC = Conductividad eléctrica del agua de poro (mS/cm).

3.2.4 Modelos para suelos arcillosos

Nayak & Christensen (1979) desarrollaron una ecuación que relaciona la presión de hinchamiento con el contenido de arcilla en la lutita y su contenido inicial de agua:

$$P_s = 0.035817 PI^{1.12} \frac{C^2}{w_0^2} + 3.7912, \quad (3.26)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (psi);
 PI = Índice de plasticidad (%);
 C = Contenido de arcilla (%);
 w_0 = Contenido inicial de agua (%).

Esta correlación (ecuación 3.26) se desarrolló para suelos compactados al máximo peso unitario estándar AASHTO, con un valor de contenido de agua óptimo en un ensayo de hinchamiento libre.

La ecuación (3.27) la obtuvieron Erguler & Ulusay (2003) para muestras reconstituidas de acuerdo con el método B de la ASTM.

$$P_s = -227.27 + 2.14w_0 + 1.54LL + 72.49 \gamma_d, \quad (3.27)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (N/cm^2);

w_0 = Contenido inicial de agua (%);
 LL = Límite líquido (%);
 γ_d = Peso unitario seco (g/cm^3).

Erzin & Erol (2004) desarrollaron dos ecuaciones logarítmicas (ecuaciones 3.28 y 3.29) para predecir la presión de hinchamiento en arcillas, desarrolladas con pruebas a volumen constante. La presión de hinchamiento se expresa en kg/cm^2 y el peso unitario seco (γ_d) en g/cm^3 .

$$\log P_s = -4.812 + 0.01405 PI + 2.394 \gamma_d - 0.0163 w_0, \quad (3.28)$$

$$\log P_s = -5.020 + 0.01383 PI + 2.356 \gamma_d. \quad (3.29)$$

Sabtan (2005) propuso el modelo de la ecuación 3.30 para muestras no perturbadas de arcillas de acuerdo con el método A del ASTM y que al igual que el de Nayak & Christensen (1979), relaciona el contenido de arcilla (C), el índice de plasticidad (PI) y el contenido inicial de agua (w_0). La presión de hinchamiento se da en kPa .

$$P_s = 135.0 + 2.0(C + PI - w_0). \quad (3.30)$$

Capítulo 4. Análisis de sensibilidad de modelos.

En el presente capítulo se realiza una comparación de los resultados experimentales obtenidos de pruebas de presión de hinchamiento en tres muestras de lutitas con los modelos teóricos y empíricos, con el objetivo de determinar su precisión. Los núcleos se obtuvieron de pozos mexicanos que se sabe contienen cierta cantidad de arcillas y son considerados como lutitas.

Se hace también un análisis de sensibilidad de parámetros en los modelos teóricos de presión de hinchamiento (doble capa difusa y humedad relativa), y un análisis de sensibilidad de coeficientes en los modelos empíricos de una sola variable (contenido inicial de agua, capacidad de intercambio catiónico, densidad en base seca y conductividad eléctrica), empleando datos reales de cuatro núcleos de formaciones en México.

Los núcleos utilizados en este análisis pertenecen a las formaciones Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio (PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF); y los modelos analizados fueron descritos en el capítulo 3.

4.1 Resultados experimentales

Las pruebas de presión de hinchamiento (de acuerdo con el procedimiento detallado en el anexo de este trabajo), se realizaron a tres muestras de lutitas obtenidas de las formaciones Pimienta Inferior y Eagle Ford.

El objetivo de estas pruebas fue medir experimentalmente la presión de hinchamiento producida en la roca al interactuar con un fluido acuoso de salinidad conocida y medir el efecto que tiene su concentración salina, y comprobar que, a mayor salinidad en el fluido, la presión de hinchamiento resultante es menor. Se utilizaron dos fluidos distintos: el primero es agua destilada, cuya concentración salina es cero; para el segundo fluido se utilizó una salmuera de cloruro de potasio (KCl), cuya concentración en peso ($\%w_s$) es de 5.23% (53.92 g/l) y su densidad (ρ_m) de 1.03 g/cm³. Se realizaron tres pruebas de presión de hinchamiento para los sistemas descritos en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. *Sistemas roca-fluido para las pruebas experimentales de presión de hinchamiento.*

Sistema	Formación	Fluido
S-1	Pimienta Inferior	Agua destilada
S-2	Eagle Ford	Agua destilada
S-3	Eagle Ford	Salmuera KCl

Se utilizó agua destilada como fluido de contacto para ambas formaciones con el propósito de obtener la presión máxima de hinchamiento para cada una, ya que como se ha establecido en el capítulo 2, este fenómeno tiene lugar cuando los cationes presentes en los espacios interlaminares de la lutita se hidratan con el agua del fluido de perforación, el cual, al no contener sales disociadas tiene mayor capacidad para hidratar a dichos cationes. Por otro lado, cuando el fluido de perforación tiene cierta salinidad, es decir que contiene sales disociadas que forman complejos, por lo tanto, tiene menor capacidad de hidratar los cationes de la roca.

De acuerdo con el procedimiento (Anexo), toda vez que se midiera un incremento en el volumen de la roca, ésta se sometería a una carga adicional para mantener el sistema siempre a volumen constante. Sin embargo, en ningún sistema se registró algún cambio de volumen en la primera etapa con carga cero durante 24 horas de contacto; es decir, todas las pruebas experimentales dieron como resultado presiones de hinchamiento iguales a cero. Los registros de desplazamiento se muestran en las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 para los sistemas S-1, S-2 y S-3, respectivamente.

Es importante notar que los registros de desplazamiento para los tres sistemas no describen una línea recta que indicaría un volumen constante, más bien, se registra una serie de puntos dispersos sin tendencia al hinchamiento o a la compresión de la muestra. Se observa que el rango de desplazamiento registrado se encuentra aproximadamente entre -0.008 y 0.008 mm para los tres casos. Se sabe que el instrumento de medición es un micrómetro digital, el cual envía una señal eléctrica

a un transductor y este a su vez lo envía a un software como desplazamiento en milímetros; la señal eléctrica que viaja desde el micrómetro hasta el hardware genera cierto ruido producido por causas diversas como la conductividad de los materiales, así como la calidad de los mismos elementos de medición, por lo tanto, sería erróneo atribuir los desplazamientos registrados a cualquier fenómeno de interacción roca-fluido.

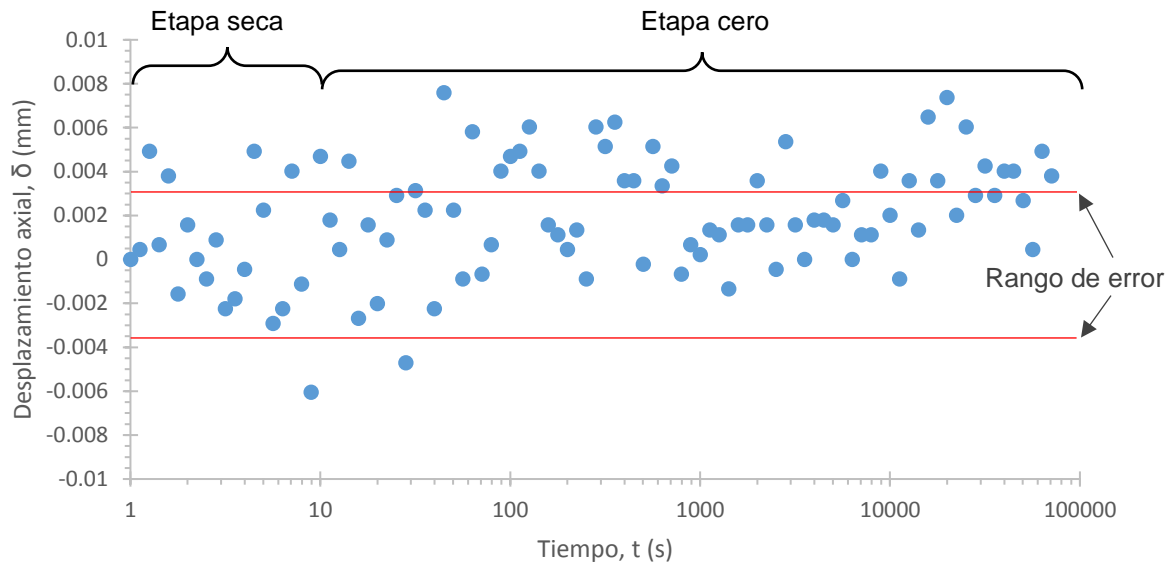


Figura 4.1. Registro de desplazamiento axial de la prueba de presión de hinchamiento para el sistema S-1, muestra Pimienta Inferior – Agua destilada.

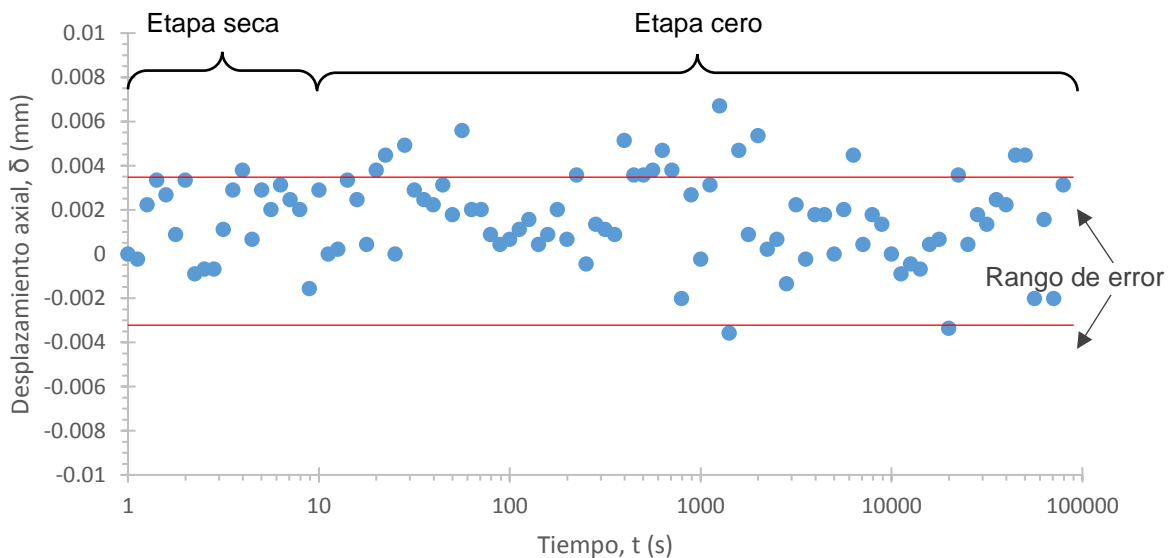


Figura 4.2. Registro de desplazamiento axial de la prueba de presión de hinchamiento para el sistema S-2, muestra Eagle Ford – Agua destilada.

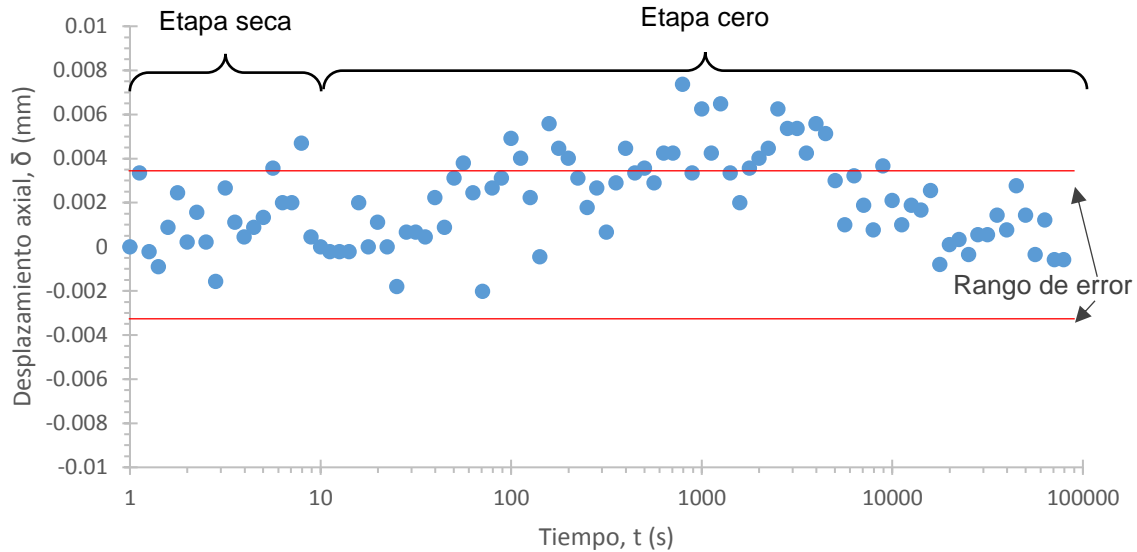


Figura 4.3. Registro de desplazamiento axial de la prueba de presión de hinchamiento para el sistema S-3, muestra Eagle Ford – Salmuera.

Se observa en las figuras 4.1 y 4.2 que todos los puntos siguen una tendencia lineal sobre la horizontal, lo cual indica que no existe interacción roca – fluido que propicie el hinchamiento de las muestras Pimienta Inferior y Eagle Ford en contacto con agua destilada. Cabe mencionar que la horizontal no está ubicada en el valor cero de desplazamiento axial (δ), esto no significa que se haya producido un hinchamiento en la roca; como se explicó anteriormente, el transductor genera mucho ruido en las lecturas y el software toma como valor cero a la primera lectura que envía el transductor, por esta razón la línea horizontal que describe la tendencia de las lecturas puede no estar ubicada en el cero, más bien algunas milésimas de milímetro por debajo o por arriba de la primer lectura registrada.

Por otro lado, en la figura 4.3 se distingue una ligera desviación de la horizontal a partir de los 30 segundos del arranque de la prueba, cuya tendencia se podría interpretar como hinchamiento, sin embargo, después de los 1,000 segundos (16 horas) la tendencia decae hacia una aparente compactación hasta alcanzar el valor inicial de volumen de la muestra.

Cuando un material arcilloso es humedecido y como consecuencia se hidrata, puede presentar hinchamiento o, en algunos casos, compactación, pero nunca presenta ambos comportamientos de forma consecutiva si no se ejerce una carga o descarga sobre la misma, y debido a que esta desviación de la horizontal se dio durante la etapa cero con carga cero, es incorrecto interpretar un hinchamiento y

subsecuente compactación de la misma a pesar de la aparente deformación de la roca ya que no existió ninguna variación de carga durante esta etapa.

La discrepancia observada es atribuible a la calidad del sensor del consolidómetro, el cual genera un ruido electrónico con un margen de error en el rango de -0.0035 a 0.0035 mm (figuras 4.1 a 4.3), prueba de este error se aprecia en la etapa seca de la figura 4.1 (sistema S-1), en esta etapa el sistema aún no se encuentra en contacto roca-fluido ni está sometido a ninguna carga, es decir, no puede existir ningún desplazamiento, sin embargo las lecturas del micrómetro superan el rango de error medido durante la calibración del micrómetro. Lo anterior manifiesta la incertidumbre que representa el uso de este equipo para pruebas de hinchamiento.

El consolidómetro es utilizado cotidianamente en pruebas de consolidación de suelos donde los desplazamientos de compactación se registran de 0 a un valor máximo de 10 mm , por lo que para dichos propósitos no se requiere de un transductor tan preciso para una escala más baja en órdenes de magnitud y por esta razón puede presentar muchas discrepancias como las observadas en las figuras 4.1, 4.2 y 4.3.

4.2 Resultados de los modelos teóricos de presión de hinchamiento

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del modelo de la teoría de doble capa difusa expuesto en el capítulo 3 y se ha omitido el modelo osmótico, ya que no se cuenta con los datos de actividades del fluido (a_{wm}) y del agua de poro (a_{ws}), mucho menos de la eficiencia de membrana (η) para los núcleos, para poder realizar así un análisis comparativo.

4.2.1 Datos de los núcleos

Los datos obtenidos de los cuatro núcleos que se utilizaron para este análisis se presentan en la tabla 4.2. Tanto en los cálculos teóricos, como en la etapa experimental, se han considerado dos fluidos distintos: agua destilada y salmuera de cloruro de potasio (KCl) de 1.03 g/cm^3 de densidad con la finalidad de observar la diferencia de hidratación y consecuente hinchamiento en la lutita.

4.2.2 Teoría de Doble Capa Difusa

En el capítulo 3 se explica la teoría de la doble capa difusa, la cual, se ha considerado que es la que mejor describe la forma en que se genera el hinchamiento en arcillas cuando se encuentran en contacto con agua y cómo este hinchamiento depende de la capacidad de intercambio catiónico (CEC), de la

valencia del material arcilloso (v), el área superficial (S), de los espacios interplanares (d), relación de vacíos (e') entre otros.

Tabla 4.2. Datos de las muestras de lutitas de las formaciones Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford.

Propiedad	Datos		Muestras			
	Observaciones	Nomenclatura	Pimienta Superior	Pimienta medio	Pimienta Inferior	Eagle Ford
Valencia	Valencia promedio de los iones intercambiables Na^+ , K^+ , Mg^{2+} y Ca^{2+} (<i>adimensional</i>).	v	1.87	1.92	1.9	1.89
Porosidad	Porosidad como volumen de poro total (<i>adimensional</i>).	ϕ	0.003957	0.003901	0.003335	0.023183
Densidad de la muestra	Densidad en base seca (g/cm^3).	ρ_s	2.54	2.56	2.61	2.44
Área específica	Área específica que comprende el espacio poroso (m^2/g).	S	0.3401	0.0331	0.6405	4.2409
Humedad relativa	Humedad relativa de la muestra a 21°C (%).	RH	1.5140	0.0486	0.0972	0.1944
Contenido de arcilla	Contenido de arcillas expansibles y arcillas interestratificadas (%).	C	4.1	1.6	3.2	3.6
Contenido inicial de agua	Por ciento peso (%).	w_0	1.8	0.123	0.236	0.478
Capacidad de intercambio catiónico	Capacidad de intercambio de Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} ($\text{meq}/100\text{g}_{\text{muestra}}$).	CEC	6.83	1.98	1.98	1.99

Las ecuaciones 3.1, 3.12, así como sus simplificaciones para las valencias de los cuatro núcleos analizados (ecuaciones 3.8 y 3.10) en unidades consistentes con este trabajo quedan como sigue:

$$P_s = 3.945 \times 10^{-27} \cdot n \cdot T \cdot (\cosh(u) - 1), \quad (4.1)$$

$$Kd = 2.28579 \times 10^{-9} \left(\frac{e}{G\gamma_w S} \right) \sqrt{\frac{n v^2}{T}}, \quad (4.2)$$

$$u = -9.190 \log(Kd) - 3.26 \quad (4.3)$$

(para: $v = 1.97$),

$$u = 3.56 - 1.434 \ln(Kd) \quad (4.4)$$

(para: $v = 1.51$ a 2.00).

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (*psi*);

n = Concentración iónica en el espacio interlamilar (*ion/m³*);

T = Temperatura absoluta (*K*);

e = Relación de vacío (*adimensional*);

G = Gravedad específica de la lutita (*adimensional*);

γ_w = Peso específico del agua (*g/cm³*);

S = Área superficial específica (*m²/g*);

v = Valencia de los cationes intercambiables (*adimensional*).

La tabla 4.3 muestra los datos necesarios de los cuatro núcleos para calcular la presión de hinchamiento a través de la teoría de doble capa difusa (DDL, por sus siglas en inglés).

Tabla 4.3. Datos de los núcleos Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio (PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF) para la teoría de doble capa difusa (DDL).

Formación	Valencia, v	Relación de vacíos, e	Gravedad específica, G	Área específica, S (m^2/g)
Pimienta Superior	1.87	0.003973	2.54	0.3401
Pimienta Medio	1.92	0.003917	2.56	0.0331
Pimienta Inferior	1.90	0.003346	2.61	0.6405
Eagle Ford	1.89	0.023733	2.44	4.2409

Uno de los parámetros que rigen esta teoría es la concentración iónica entre las superficies de la arcilla (n), la cual se refiere a la concentración iónica del agua de poro. Debido a que no se cuenta con este dato para los cuatro núcleos analizados en este trabajo, se asumieron dos casos hipotéticos: 1) el agua de poro tiene la misma salinidad que el agua destilada ($6.02 \times 10^{22} \text{ ion}/\text{m}^3$); y 2) el agua de poro tiene una alta salinidad (se tomó como referencia la salinidad de la salmuera de KCl, $4.36 \times 10^{26} \text{ ion}/\text{m}^3$). Lo anterior con la finalidad de analizar ambos casos de muy baja y alta concentración iónica en los poros.

Cabe destacar que este modelo DDL no toma ninguna consideración al respecto de las propiedades del fluido de contacto (fluido de perforación, en el caso particular del presente trabajo), ya que se ha estudiado ampliamente en suelos donde las propiedades del fluido de contacto normalmente no son controlables pues existen varias fuentes como agua pluvial, derrames, humedad por cuerpos de agua, etc. Por esta razón siempre se toma como referencia agua destilada para las pruebas experimentales de presión de hinchamiento en suelos.

Se consideró además una temperatura (T) de 21°C ya que fue la temperatura a la que se realizaron las pruebas experimentales. Como se explicó anteriormente, la concentración iónica del agua de poro (n) se tomó con dos valores distintos: $6.02 \times 10^{22} \text{ ion}/\text{m}^3$ (como agua destilada) y $4.36 \times 10^{26} \text{ ion}/\text{m}^3$ (como salmuera de KCl). El peso específico del agua (γ_w) es de $1 \text{ g}/\text{cm}^3$ y $1.03 \text{ g}/\text{cm}^3$, respectivamente.

Se utilizaron dos simplificaciones a la teoría DDL: las ecuaciones 4.3 y 4.4, las cuales fueron propuestas para valencias de 1.97 y 1.51 a 2.0, respectivamente. Los resultados para la ecuación 4.1 se presentan en la tabla 4.4 y se observa un abrupto incremento en la presión de hinchamiento en todas las rocas con el incremento en la concentración iónica (n).

Tabla 4.4. Presión de hinchamiento calculada por la teoría DDL y la ecuación 4.3 ($u = -9.19 \log(Kd) - 3.26$) para dos concentraciones iónicas distintas del agua de poro (n).

Formación	$n = 6.02 \times 10^{22} \text{ ion}/\text{m}^3$		$n = 4.36 \times 10^{26} \text{ ion}/\text{m}^3$	
	u	P_S (psi)	u	P_S (psi)
Pimienta Superior	1.80612	0.14	-15.92868	2.09×10^9
Pimienta Medio	-7.51950	64.32	-25.25432	2.34×10^{13}
Pimienta Inferior	5.06334	5.45	-12.67146	8.05×10^7
Eagle Ford	4.53267	3.18	-13.20213	1.36×10^8

En la simplificación de la ecuación 4.3, la formación Pimienta Medio presenta la más alta presión de hinchamiento seguida de Pimienta Inferior, por otra parte, Pimienta Superior resulta con la menor presión de hinchamiento a pesar de contener ligeramente más material arcilloso que todas las demás formaciones. En la tabla 4.5

se puede comparar los resultados anteriores y se observa que el orden de mayor a menor presión de hinchamiento no mantiene la misma jerarquía que la tabla 4.4.

Tabla 4.5. Presión de hinchamiento calculada por la teoría DDL y la **ecuación 4.4** ($u = 3.56 - 1.434 \ln(Kd)$) para dos concentraciones iónicas distintas del agua de poro (n).

Formación	$n = 6.02 \times 10^{22} \text{ ion/m}^3$		$n = 4.36 \times 10^{26} \text{ ion/m}^3$	
	u	P_s (psi)	u	P_s (psi)
Pimienta Superior	5.38022	7.51	-15.92868	269.71
Pimienta Medio	2.02958	0.20	-25.25432	18,935.78
Pimienta Inferior	6.55052	24.36	-12.67146	8.08
Eagle Ford	6.35985	20.12	-13.20213	0.04

La diferencia en el orden de mayor a menor presión de hinchamiento, en lo que a formaciones de lutita se refiere, entre una y otra simplificación a la teoría DDL, se puede atribuir a varios factores: el primero es que las ecuaciones 3.8 y 3.10 han sido desarrolladas por distintos autores, aunque con metodologías similares, sin embargo, también fueron desarrolladas con distintos suelos arcillosos, por lo que el comportamiento no necesariamente es el mismo en todos los casos en los que se apliquen dichas simplificaciones. Los resultados de la tabla 4.5 van más acorde con el orden jerárquico en función del contenido de arcillas, es decir, aquellas rocas con mayor arcillosidad son las que presentan mayores presiones de hinchamiento con la ecuación 4.4.

Es preciso notar que no todas las formaciones presentan el mismo incremento de su presión de hinchamiento con el aumento de la concentración iónica del agua de poro (n), como se muestra en la figura 4.4, es decir, algunas como Pimienta Medio, sufren un cambio radical en la presión de hinchamiento mientras que en otras aumenta de forma más discreta (Pimienta Medio y Eagle Ford).

Estos modelos simplificados de la teoría de doble capa difusa resultan interesantes desde el punto de vista teórico, ya que es el único que describe el fenómeno de hinchamiento, sin embargo, resulta insuficiente al no tomar en cuenta las propiedades del fluido de contacto (fluido de perforación), por lo que la presión de hinchamiento calculada sólo puede tomarse como la presión máxima que puede ejercer la roca cuando se hidrata con agua destilada, pero no es aplicable cuando el fluido de contacto es una solución salina o una salmuera.

4.2.2.1 Análisis de sensibilidad de variables

Se evaluó la sensibilidad de tres parámetros que se identificaron como los de mayor importancia en relación a la presión de hinchamiento, estos parámetros son: la relación de vacíos, área específica y temperatura. Este análisis de sensibilidad se realizó con los datos de la formación Pimienta Inferior.

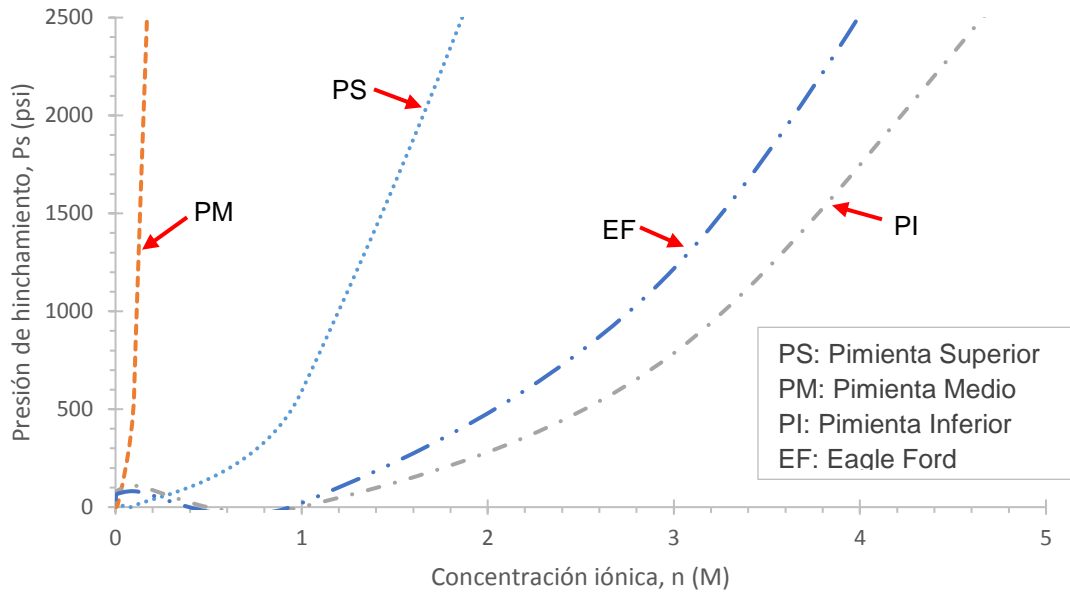


Figura 4.4. Presión de hinchamiento en *psi* para las formaciones Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio (PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF) en función de la concentración iónica del agua de poro (*n*) en concentración molar (*M*).

La relación de vacíos está íntimamente ligada a la porosidad, ya que es el volumen del espacio poroso entre el volumen del material, por lo tanto, como se muestra en la figura 4.5, la línea sólida ($e = 0.003346$) representa la curva de la formación pimienta con una concentración iónica entre 0.0001 y 1.5 Molar (también definido como *M*), las demás curvas representan el comportamiento del modelo cuando la relación de vacíos varía en un rango de 0.001 a 0.01. Se observa que cuando la relación de vacíos es muy baja (0.001 a 0.003346) la tasa de cambio en la presión de hinchamiento disminuye progresivamente después de alcanzar un máximo, en cambio, para relaciones de vacío más altas (0.005 a 0.01) el aumento es más pronunciado, por lo que la transición de tendencia se ubica alrededor de $e = 0.004$.

Se tiene entonces, que la relación de vacíos, o bien, la porosidad, es un factor determinante en la presión de hinchamiento que puede experimentar una formación arcillosa, pues se demuestra que, con una relación de vacíos de 0.004, la presión de hinchamiento presenta un valor mínimo y siempre aumentará conforme la relación de vacíos se aleja de este valor, ya sea que incremente o disminuya.

Por lo anterior, se puede concluir que a altas porosidades, la interacción roca-fluido se intensifica por la capacidad de penetración de agua a la formación, por otra parte, para el modelo DDL, una baja porosidad no necesariamente induce presiones de hinchamiento menores, esto no tiene una explicación física convincente, ya que el ingreso de agua a la formación está más restringido y no parece haber un impacto definido a causa de la concentración iónica (*n*) del agua de poro, pues en algunos casos tiende a reducir la presión de hinchamiento ($e = 0.002$) y conforme disminuye

la relación de vacío ($e = 0.001$) se convierte en un efecto de incremento en la presión de hinchamiento.

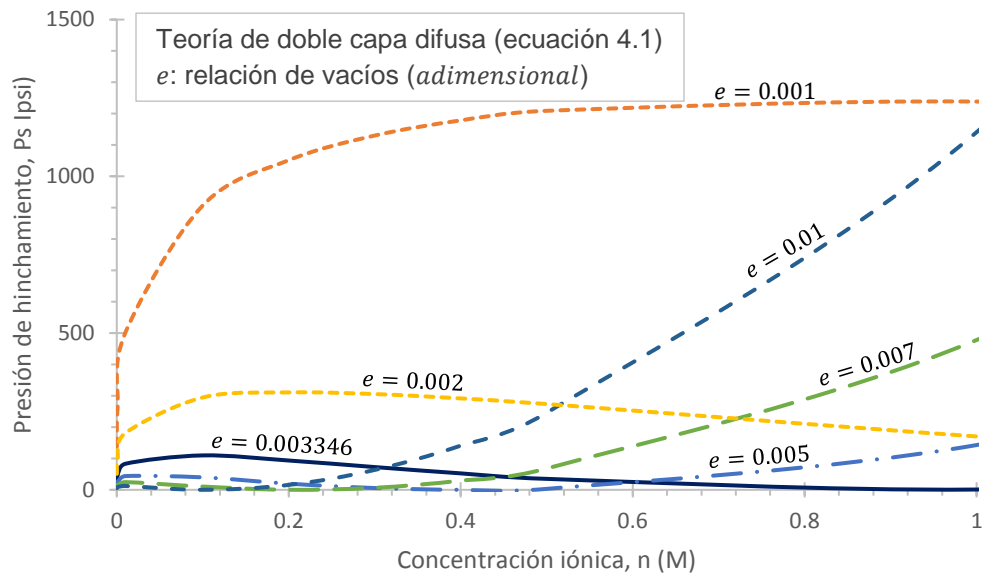


Figura 4.5 Sensibilidad de la teoría DDL respecto a la relación de vacíos (e) en la formación Pimienta Inferior.

La figura 4.6 muestra un análisis de sensibilidad con respecto al área específica (S) en un rango de 0.1 a 1 m^2/g . La línea sólida ($S = 0.6405$) representa a la formación Pimienta Inferior y las líneas segmentadas son el comportamiento del modelo DDL respecto al área superficial (S). Se observa que el área específica también influye fuertemente en la interacción roca-fluido, ya que a mayor valor de S y mayor concentración iónica (n) la transferencia de agua e iones tiende a ser mayor y, por lo tanto, induce más hinchamiento.

A diferencia de lo anterior, si el área específica es muy baja, incluso con altas concentraciones iónicas, la doble capa difusa genera poca transferencia de agua e iones, de modo que la presión de hinchamiento experimentada será menor.

En la figura 4.7 se sobreponen los parámetros de las figuras 4.5 y 4.6, es decir, la relación de vacíos (e) y el área específica (S). Se observa la diferencia en sensibilidades entre ambos parámetros y se traza una región de baja sensibilidad en la estos ambos parámetros no alteran la presión de hinchamiento de forma significativa, por el contrario, fuera de ésta área se puede esperar mucha sensibilidad en el modelo de la ecuación 4.1.

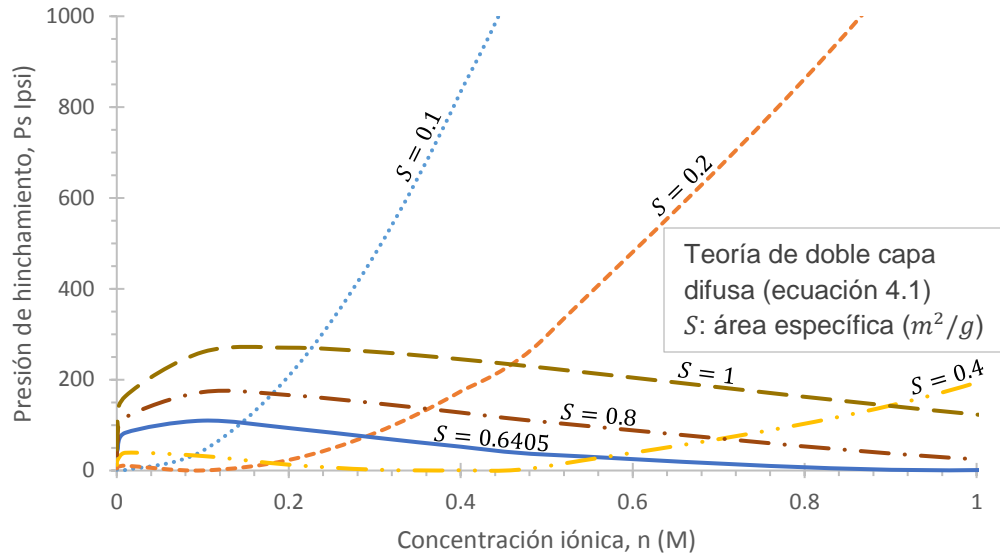


Figura 4.6 Sensibilidad de la teoría DDL respecto al área específica (S) en la formación Pimienta Inferior.

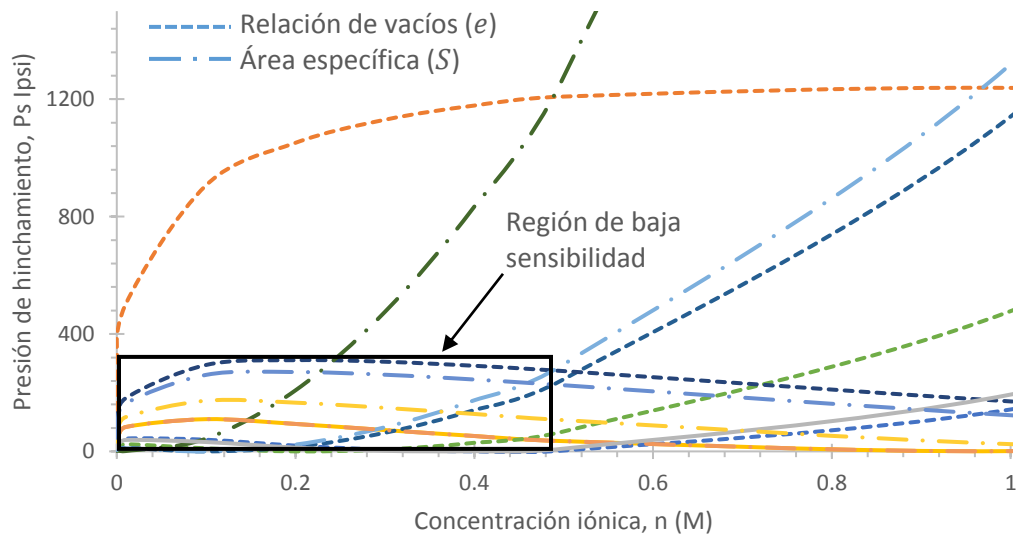


Figura 4.7 Región de baja sensibilidad de la teoría DDL respecto a la relación de vacíos (e) y el área específica (S) en la formación Pimienta Inferior.

La temperatura tiene un efecto un poco distinto como se muestra en la figura 4.8, donde se varía entre 21 y 120 °C. La línea sólida corresponde a 21°C, que es la temperatura a la que se realizaron las pruebas experimentales. Se percibe en todas las temperaturas un punto de inflexión donde la razón de cambio vira de incremento a decremento, y es en este punto de inflexión donde es mayor la sensibilidad del modelo DDL respecto a la temperatura. El aumento de temperatura que está en

función de la profundidad del pozo tiene un efecto directamente proporcional en la presión de hinchamiento, ya que propicia la transferencia de masa en el sistema roca-fluido.

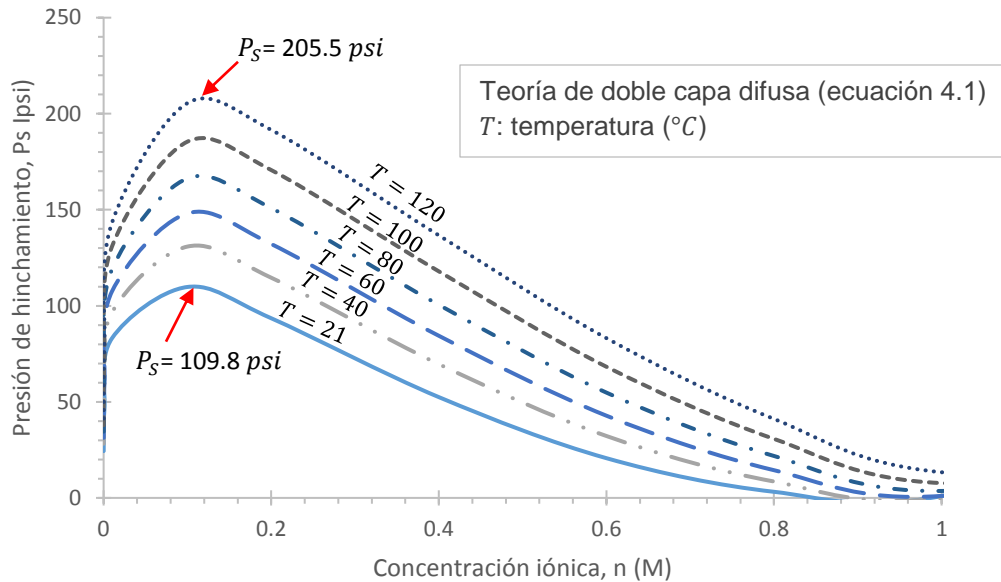


Figura 4.8 Sensibilidad de la teoría DDL respecto a la temperatura (T) en la formación Pimienta Inferior.

El comportamiento de transición observado en cada variable (figuras 4.5 a la 4.8) analizada es un efecto de la concentración iónica, esto quiere decir que en cierto valor de concentración iónica (n) se invierte el efecto de cualquier otro parámetro (e , S o T). Lo anterior puede estar relacionado con el grado de saturación de iones de la roca según su contenido arcilloso y el tipo de arcillas presentes, o bien, puede ser consecuencia del comportamiento de la función trigonométrica $\cosh(u)$ en la ecuación 4.1 de la teoría de doble capa difusa.

4.2.3 Modelo de humedad relativa

Este modelo considera a la temperatura y la humedad relativa correspondiente como las responsables del fenómeno de hinchamiento. El ajuste de unidades de la ecuación 3.15 queda como sigue:

$$P_s = -\frac{RT}{V_w} \cdot \ln(HR), \quad (4.5)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (psi);

R = Constante universal de los gases ($1.2058 \times 10^3 \frac{psi \cdot m^3}{mol \cdot K}$)

T = Temperatura absoluta (K);
 V_w = Volumen molar del agua (m^3/mol);
 HR = Humedad relativa de la lutita (*fracción*).

En la tabla 4.6 se presentan las presiones de hinchamiento obtenidas para cada formación empleando los datos de humedad relativa de la tabla 4.2 a una temperatura de 21°C, que es la temperatura a la cual se obtuvieron dichas mediciones.

Tabla 4.6. Presión de hinchamiento en *psi* calcula por el modelo de humedad relativa (ecuación 4.5) para las cuatro formaciones Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford.

Formación	Humedad relativa a 21°C (%)	Presión de hinchamiento calculada (<i>psi</i>)
Pimienta Superior	1.5140	82.53
Pimienta Medio	0.0486	150.26
Pimienta Inferior	0.0972	136.61
Eagle Ford	0.1944	122.96

Se observa que para aquellas muestras cuya humedad relativa es mayor, la presión de hinchamiento es menor. Esto se justifica debido al hecho de que una muestra que contiene mayor cantidad de agua en su matriz, que ya se encuentra hidratando los cationes presentes y manteniendo un volumen constante, tiene menor capacidad de aceptar más agua, por lo tanto, menor será el efecto que ésta tenga al interactuar con la roca. Considerando los límites de 0% y 100% de humedad relativa, en el primer caso, la roca tiene toda la capacidad de adsorber agua y ésta de interactuar y propiciar el hinchamiento, en el caso de 100% de humedad relativa, la roca ya está saturada, por lo que esta no interactuará con la roca y no se producirá un efecto de hinchamiento.

A pesar de lo anterior, cabe destacar que ningún resultado concuerda con las presiones de hinchamiento experimentales para las muestras de Pimienta Inferior y Eagle Ford de los sistemas S-1 y S-2 (sección 4.1).

Este modelo tiene la deficiencia práctica de que acota el valor la presión de hinchamiento al evaluarlo únicamente en función de la humedad relativa y no de otras propiedades más relacionadas con los fenómenos de adsorción de agua e hidratación catiónica. Ciertamente este modelo no excluye a ningún tipo de sólido (incluso ningún tipo de fase que pueda contener agua) pues para la aplicación de este modelo sólo basta con que una roca cualquiera tenga cierta humedad relativa para presentar una presión de hinchamiento, por lo que no es útil para identificar

una lutita y una roca no arcillosa mediante la predicción de su presión de hinchamiento.

En este sentido, suponiendo que existen dos rocas, una lutita y una roca no arcillosa que tienen la misma humedad relativa, tendrían supuestamente la misma presión de hinchamiento, sin embargo, con este método no existe ningún fundamento para dar por cierto este hecho. Incluso entre lutitas, ya que se sabe que existen arcillas hinchables y no hinchables, lo cual es independiente de la humedad de la roca. La figura 4.9 muestra la tendencia de este modelo termodinámico en función de la humedad relativa, se aprecia que cuando la humedad relativa es el 100% la presión de hinchamiento es cero, lo cual indica que, de acuerdo con este modelo, la roca no es capaz de absorber más agua y por lo tanto cualquier efecto de hidratación e hinchamiento son improbables. Además, para humedades relativas mayores a 1, la tendencia es una disminución lenta en la presión de hinchamiento, mientras que, para una humedad relativa entre 0 y 1 %, la presión de hinchamiento tiende a ∞ conforme HR tiende a 0%.

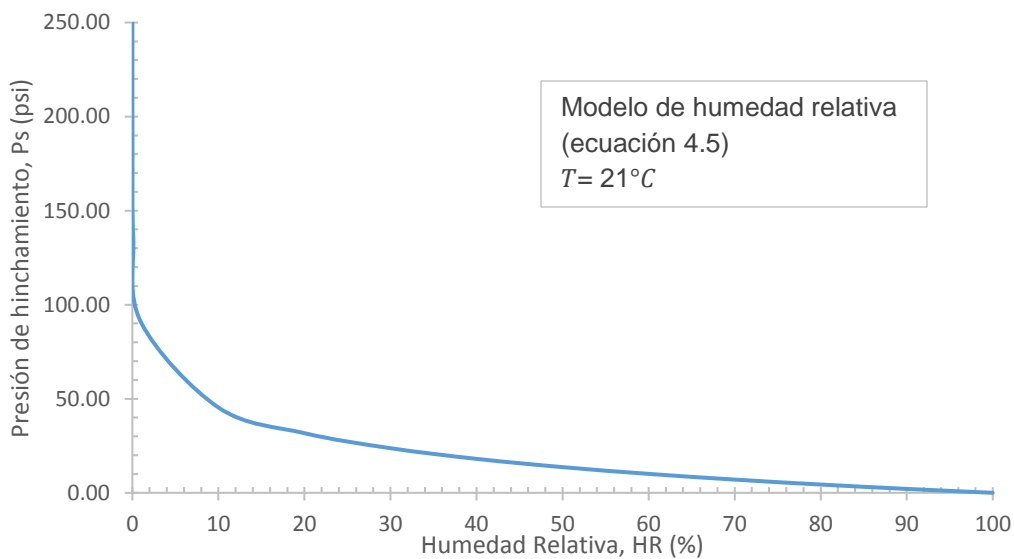


Figura 4.9 Tendencia del modelo de humedad relativa (HR) para presión de hinchamiento (P_s) a 21°C para cualquier formación de roca.

4.2.2.2 Análisis de sensibilidad de variables

En la figura 4.10 se analiza la sensibilidad del modelo de humedad relativa (ecuación 4.5) en toda su escala (0 a 100 %) modificando la temperatura como único parámetro variable, esto se hizo en un rango de temperaturas de 21 a 120°C que suelen ser las temperaturas de trabajo en un pozo petrolero.

Como se observa, se tiene un rango bastante reducido de presión de hinchamiento cuando la humedad relativa es muy alta y aumenta conforme ésta tiende a cero. El incremento se vuelve súbito a humedades por debajo del 1% y de forma exponencial conforme decrece el orden de magnitud a 0.1, 0.01, 0.001 %, etc. Desde este punto de vista, el modelo de humedad relativa no puede considerarse confiable, ya que cualquier formación estaría representada por esta misma gráfica independientemente de su contenido arcilloso, es decir, cualquier valor de presión de hinchamiento para cualquier formación, estaría dentro de los límites trazados en la figura 4.10.

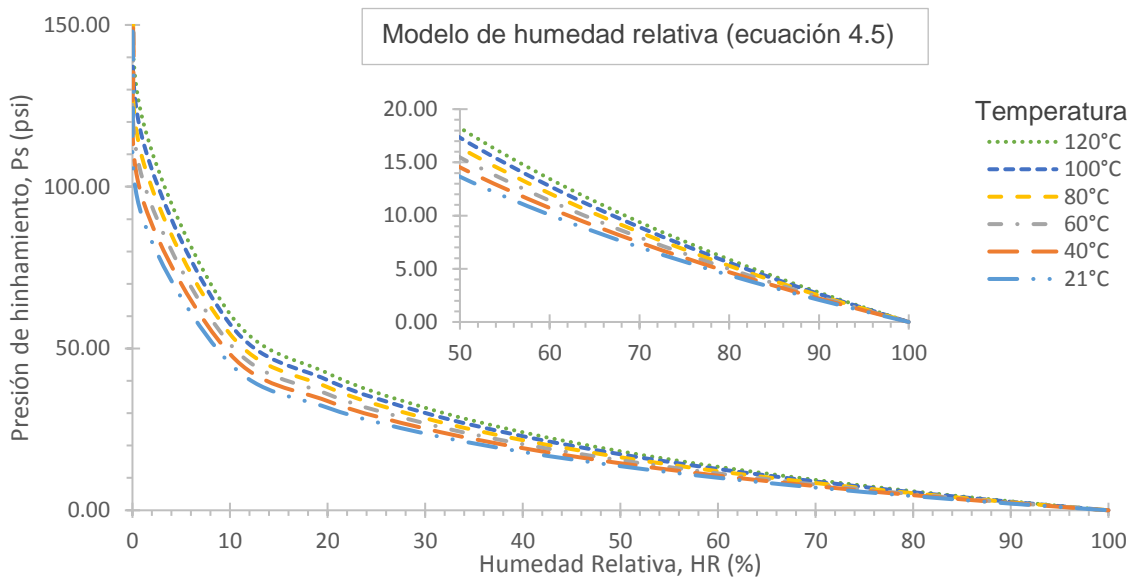


Figura 4.10. Humedad relativa de la muestra (HR) contra Presión de Hinchamiento calculada (P_s) a diferentes temperaturas (21, 40, 60, 80, 100 y 120 °C) para cualquier formación de roca.

En la figura 4.11 se trazan las líneas adiabáticas para cada muestra en un rango de temperaturas de 21 a 120 °C. Todas las muestras presentan valores significativos de presión de hinchamiento por encima de 80 *psi* cuando su humedad relativa está por debajo de 1.6% y aumenta drásticamente tendiendo lentamente a infinito conforme la humedad relativa tiende a 0% como consecuencia del aumento de temperatura.

4.3 Resultados de los modelos empíricos

Se realizó un primer análisis de sensibilidad para los modelos expuestos en el capítulo 3, para lo cual se emplearon datos de cuatro formaciones de lutitas: Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford.

Para este análisis se han descartado los modelos empíricos de las ecuaciones 3.26, 3.27, 3.28, 3.29 y 3.30, ya que los cinco están en función del índice de plasticidad

(*PI*) y/o límite líquido (*LL*) las cuales son propiedades exclusivamente de los suelos; además de que no son materiales consolidados como es el caso de una lutita.

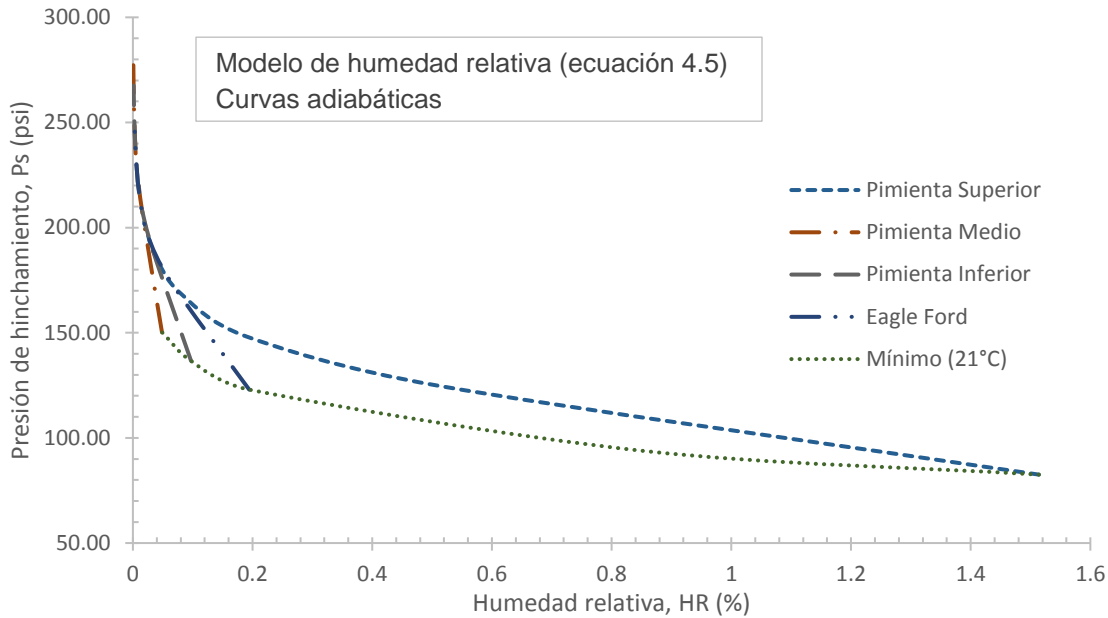


Figura 4.11. Líneas adiabáticas de humedad relativa de los núcleos Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio (PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF). Se muestra la humedad relativa (HR) en una escala de 0 a 1.6 % a temperaturas de 21 a 120 °C y la presión de hinchamiento (P_s) de 50 a 300 *psi*.

4.3.1 Modelo de contenido inicial de agua

El modelo empírico de contenido inicial de agua (ecuación 3.19) calcula la presión de hinchamiento a partir de una sola variable: el contenido inicial de agua (w_0); y fue desarrollada para suelos blandos (mezclas de bentonitas con arenas en proporciones controladas) y no depende de ninguna otra propiedad del suelo. La ecuación 3.19 en unidades de *psi* es:

$$P_s = 29.1524 + 2.629 \times 10^4 \cdot e^{(-w_0/0.024)}, \quad (4.6)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (*psi*);

w_0 = Contenido inicial de agua ($g_{\text{agua}}/g_{\text{roca}}$).

En la figura 4.12 se ilustra el comportamiento de este modelo, donde, para valores muy bajos de w_0 la presión de hinchamiento tiende a un valor máximo de 26,325.78 *psi* y tiende a una presión mínima de 29.15 *psi*. Estos límites no deben tomarse correctos para toda roca arcillosa, ya que la diferencia de arcillosidad con los

núcleos analizados en este trabajo es muy grande, pues estos sólo contienen entre 0 y 4.1 % de arcillas expandibles.

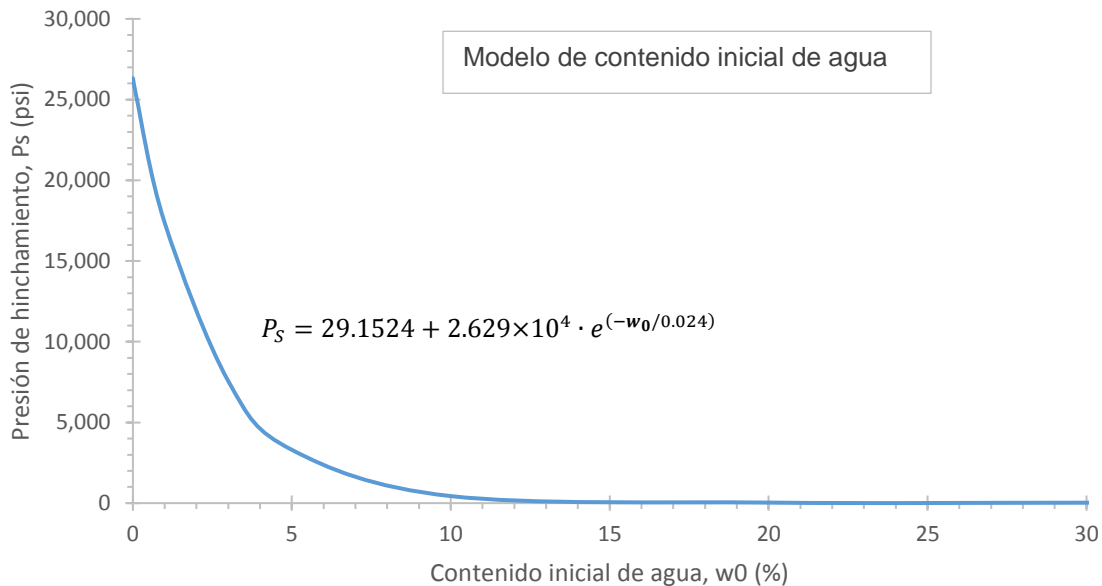


Figura 4.12. Representación del modelo de presión de hinchamiento para un rango de 0 a 30 % de contenido inicial de agua (**ecuación 4.6**).

Por otro lado, el modelo revela algo interesante: existe una presión de hinchamiento significativa cuando la muestra tiene un contenido inicial de agua por debajo de 15% e incrementa de forma abrupta cuando es menor al 5%, con lo cual se valida que a menor contenido de humedad, la tendencia a adsorber agua aumenta, de modo que aumenta con ello la presión de hinchamiento; y mientras mayor cantidad de agua contenga inicialmente, su tendencia a adsorber agua es muy baja o incluso nula, por lo tanto experimentará presiones cercanas a cero.

El modelo aplicado a los cuatro núcleos predice presiones de hinchamiento muy elevadas (tabla 4.7), incluso fuera de proporción respecto a los modelos anteriores, ya que un suelo con un contenido de arcilla del 30% sería muy reactivo en contacto con agua, en cambio, los núcleos de lutita estudiados con contenidos tan bajos de arcillas expansibles (0 a 4.1 %) están fuera de los límites de la correlación de Agus & Schanz (2005), por lo que no debe considerarse confiable para los cuatro casos analizados. Todo lo anterior se comprueba con los resultados experimentales de presión de hinchamiento que resultaron en cero para las muestras de Pimienta Inferior y Eagle Ford en los sistemas S-1 y S-2 con agua destilada como fluido de contacto.

Tabla 4.7. Presión de hinchamiento en función del contenido inicial de agua aplicado a los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford (ecuación 4.6).

Formación	Contenido inicial de agua (% w_0)	w_0 (g/g)	Presión de hinchamiento (psi)
Pimienta Superior	1.800	0.01800	12,450.80
Pimienta Medio	0.123	0.00123	25,012.03
Pimienta Inferior	0.236	0.00236	23,863.02
Eagle Ford	0.478	0.00478	21,576.96

4.3.1.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes

Debido a que el modelo empírico de contenido inicial de agua es un modelo de una sola variable, no es posible realizar un análisis de sensibilidad de mayor alcance que el observado en la figura 4.12. Por lo tanto, ya que es un modelo empírico obtenido a través de una correlación y que tiene coeficientes constantes que se ajustan a los resultados experimentales para los cuales fue diseñado, sólo es posible realizar un análisis de sensibilidad para los coeficientes a , b y c , según la ecuación 4.7.

$$P_S = a + b \cdot e^{(-w_0/c)} . \quad (4.7)$$

Las figuras 4.13, 4.14 y 4.15 evidencian la sensibilidad de cada coeficiente. El coeficiente a (figura 4.13) no presenta una sensibilidad significativa en un rango entre 20 y 40 para contenidos de agua (w_0) menores al 15%. Por encima de este valor, la sensibilidad es notable, sin embargo, es posible establecer un valor constante de $a = 30$ sin que esto afecte considerablemente el valor calculado de presión de hinchamiento.

Al contrario de a , el coeficiente b tiene mayor sensibilidad en $w_0 < 10\%$ y se hace más notable conforme tiende a cero, para $w_0 > 10\%$ el efecto en la variación de b se vuelve nulo. Por lo tanto, se recomienda usar el valor de $b = 2.6 \times 10^4$ para simplificar numéricamente este coeficiente.

El coeficiente c presenta una gran sensibilidad para un contenido de agua (w_0) entre 0 y 15 % (figura 4.15), por lo tanto, no se recomienda modificar esta constante, pues puede representar un error significativo en este rango de w_0 . El modelo reacondicionado de contenido inicial de agua para predecir la presión de hinchamiento puede emplearse como sigue:

$$P_S = 30 + 2.6 \times 10^4 \cdot e^{(-w_0/0.024)}, \quad (4.8)$$

donde:

P_S = Presión de hinchamiento (psi)
 w_0 = Contenido inicial de agua (g/g)

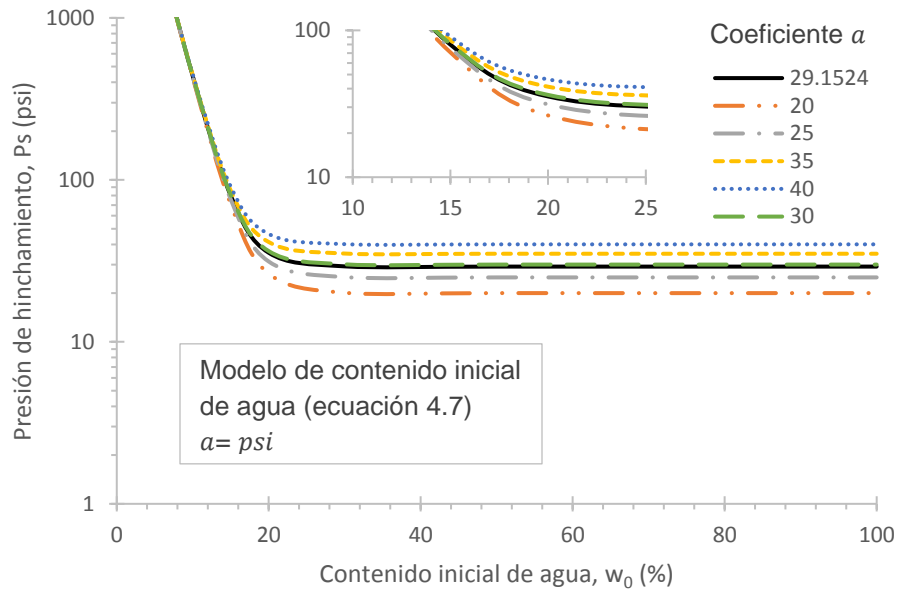


Figura 4.13 Sensibilidad del modelo de contenido inicial de agua (w_0) respecto al coeficiente a para valores entre 20 y 30. La presión de hinchamiento (P_S) se muestra en escala logarítmica.

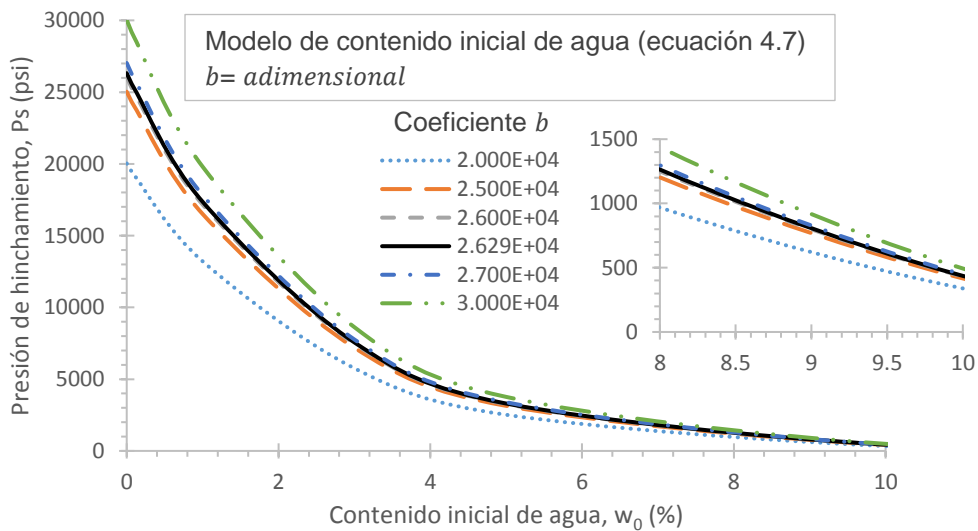


Figura 4.14 Sensibilidad del modelo de contenido inicial de agua (w_0) respecto al coeficiente b para valores entre 2×10^4 y 3×10^4 .

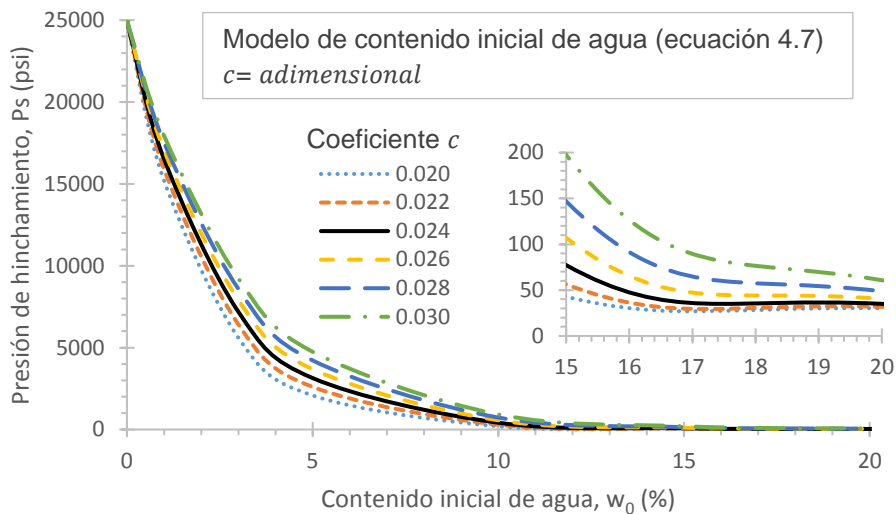


Figura 4.15 Sensibilidad del modelo de contenido inicial de agua (w_0) respecto al coeficiente c para valores entre 0.02 y 0.03.

4.3.2 Modelo de capacidad de intercambio catiónico

El modelo empírico de presión de hinchamiento de la ecuación 3.23 queda como sigue en unidades de *psi*:

$$P_s = 6.6717 \times 10^{-3} \cdot CEC^{2.92}, \quad (4.9)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (*psi*);

CEC = Capacidad de intercambio catiónico (*meq/100g*).

Este modelo es atractivo desde el punto de vista práctico por tener una sola variable, aunque, no debe tomarse muy exacto debido a que fue desarrollado para suelos de una región en específico, con características propias de la zona encontrándose valores de CEC en un rango mayor de magnitudes ($60-90 \text{ meq/100g}$), para este caso de estudio se encontraron valores muy bajos de CEC en las cuatro muestras (tabla 4.2), lo cual significa que químicamente tienen poca reactividad, es decir, la cantidad de cationes disponibles para intercambio con otra fase (agua o solución salina) es demasiado baja, o incluso, podría considerarse nula.

La figura 4.16 muestra la tendencia de este modelo con el incremento en la capacidad de intercambio catiónico (CEC), lo cual ocasiona un incremento en la presión de hinchamiento, esto se interpreta como una mayor tendencia de hinchamiento en la lutita debido a que posee mayor cantidad de cationes disponibles para hidratarse.

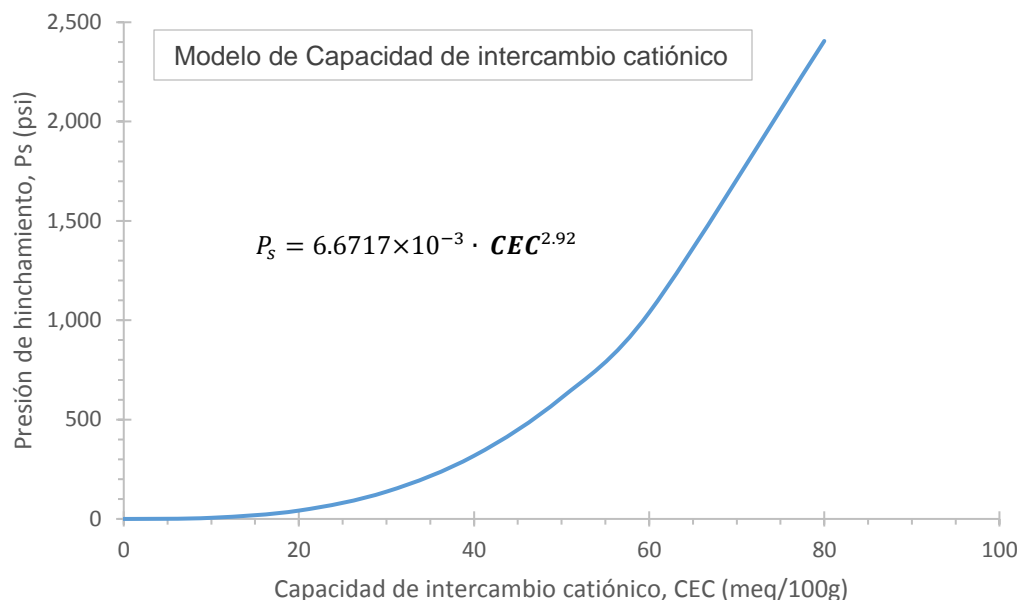


Figura 4.16. Tendencia del modelo empírico de capacidad de intercambio catiónico para cualquier roca con un valor de CEC dentro del rango de 0 a 80 meq/100g (ecuación 4.9).

Los resultados de la presión de hinchamiento calculada por el modelo de capacidad de intercambio catiónico (tabla 4.8) predicen presiones muy bajas entre 0 y 2 *psi*, lo cual se puede considerar aproximado a las presiones determinadas experimentalmente para los sistemas S-1 y S-2 (Pimienta Inferior y Eagle Ford).

Tabla 4.8. Presión de Hinchamiento en los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford en función de su capacidad de intercambio catiónico CEC.

Formación	CEC (meq/100g)	Presión de hinchamiento calculada (psi)
Pimienta Superior	6.83	1.82
Pimienta Medio	1.98	0.05
Pimienta Inferior	1.98	0.05
Eagle Ford	1.99	0.05

La primera observación es que, aunque es un modelo de una sola variable, no es capaz de predecir si la presión de hinchamiento es generada por otros factores como la porosidad o la permeabilidad, es decir, este modelo calcularía la misma presión de hinchamiento para una lutita de permeabilidad relativamente elevada, con cierta capacidad de intercambio catiónico, que para una con muy baja o nula permeabilidad.

Como segunda observación importante, este modelo se desarrolló para suelos con capacidades de intercambio catiónico relativamente altas, por lo que puede considerarse más confiable dentro del rango de 60 a 90 $meq/100g$, y fuera de éste la desviación es incierta.

4.3.2.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes

El modelo de capacidad de intercambio catiónico CEC también es un modelo matemático de una sola variable, por consiguiente, se hizo un análisis de sensibilidad de coeficientes para simplificarlos numéricamente. La figura 4.17 muestra una gran sensibilidad del coeficiente a (ecuación 4.10) por encima de $CEC = 20 meq/100g$, sin embargo, es posible redondear el valor original de $a = 6.672 \times 10^4$ por $a = 6.7 \times 10^4$ sin afectar la presión de hinchamiento calculada.

$$P_s = a \cdot CEC^b \quad (4.10)$$

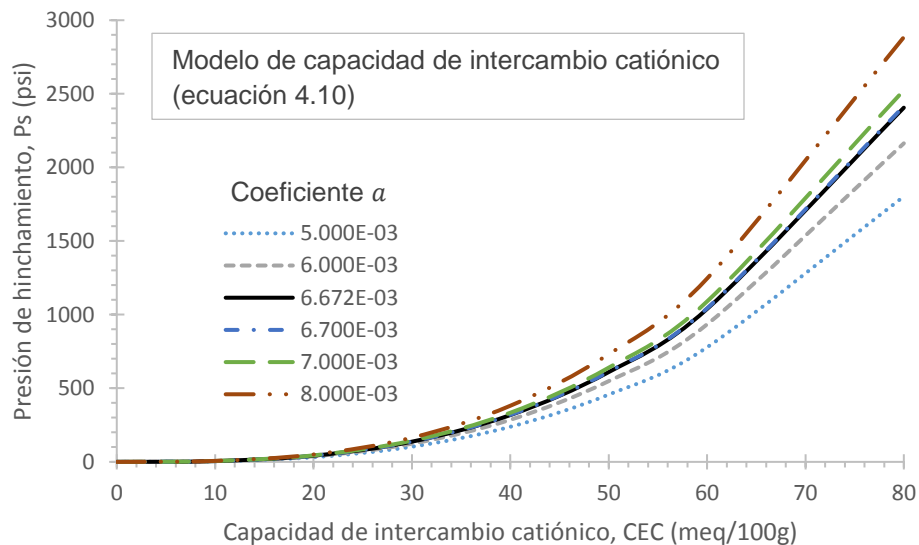


Figura 4.17 Sensibilidad del modelo de capacidad de intercambio catiónico (CEC) respecto al coeficiente a para valores entre 5×10^{-3} y 8×10^{-3} .

El coeficiente $b = 2.92$ presenta una gran sensibilidad incluso cuando se cambia por $b = 2.9$ (figura 4.18), por lo tanto, no se recomienda modificar este coeficiente, de modo que la ecuación 4.10 puede usarse como:

$$P_s = 6.7 \times 10^{-3} \cdot CEC^{2.92}, \quad (4.11)$$

donde:

P_s : Presión de hinchamiento (psi);

CEC : Capacidad de intercambio catiónico ($meq/100g$).

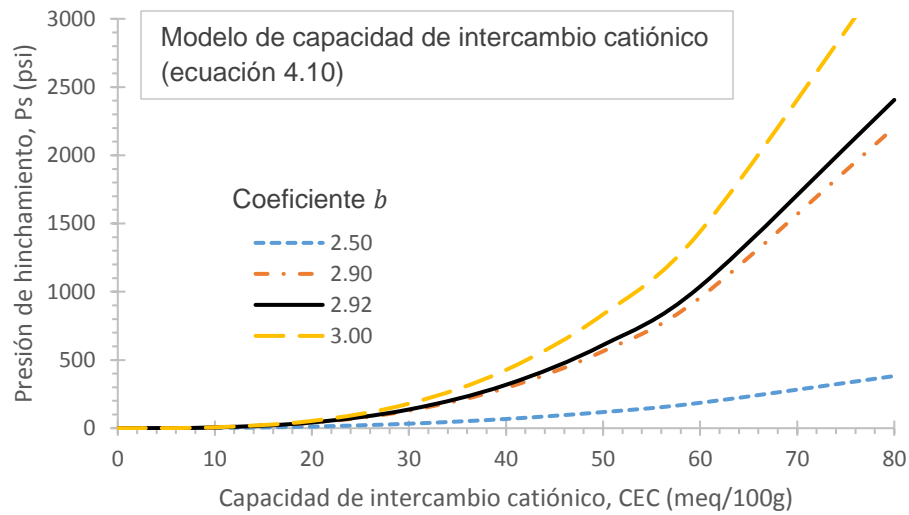


Figura 4.18 Sensibilidad del modelo de capacidad de intercambio catiónico (CEC) respecto al coeficiente b para valores entre 2.5 y 3.0.

4.3.3 Modelo de densidad en base seca

La ecuación 4.12 predice la presión de hinchamiento mediante la densidad en base seca de un suelo arcilloso bajo la hipótesis de que, a mayor contenido de arcilla, presenta generalmente mayor densidad en base seca y por lo tanto experimentará un mayor hinchamiento.

$$P_s = 6.672 \times 10^{-3} \cdot e^{(6.653 \cdot \rho_s)}, \quad (4.12)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (psi);

ρ_s = Densidad de la lutita en base seca (g/cm^3).

La tabla 4.9 muestra los resultados obtenidos con este modelo para los cuatro núcleos (PS, PM, PI y EF), estos resultados están muy por encima que cualquier otro modelo de este análisis, en varios órdenes de magnitud. La razón de esto es que este modelo se obtuvo en muestras de un suelo bentonítico con densidades de entre 1.15 y 1.75 g/cm^3 y como se aprecia en la misma tabla 4.9, todos los núcleos tienen aproximadamente la misma densidad, un promedio de 2.5 g/cm^3 , lo cual está muy fuera del alcance del modelo empírico.

En la figura 4.19 se tiene el incremento de la presión de hinchamiento en escala logarítmica para un rango de densidades desde 1 hasta 3 g/cm^3 y se aprecia claramente el incremento exponencial debido a que, en el modelo, la razón de aumento es la variable ρ_s , por lo tanto, fuera del dominio para el que fue desarrollado, la discrepancia puede ser crítica, como es el caso de los cuatro

núcleos de la tabla 4.9, por lo tanto, es sensato descartar el modelo tal cual se describe en la ecuación 4.12.

Tabla 4.9. Presión de Hinchamiento en los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford en función de su densidad en base seca (ρ_s).

Formación	Densidad base seca (g/cm^3)	Presión de hinchamiento (psi)
Pimienta Superior	2.54	145,617.50
Pimienta Medio	2.56	166,341.57
Pimienta Inferior	2.61	231,989.78
Eagle Ford	2.44	74,864.76

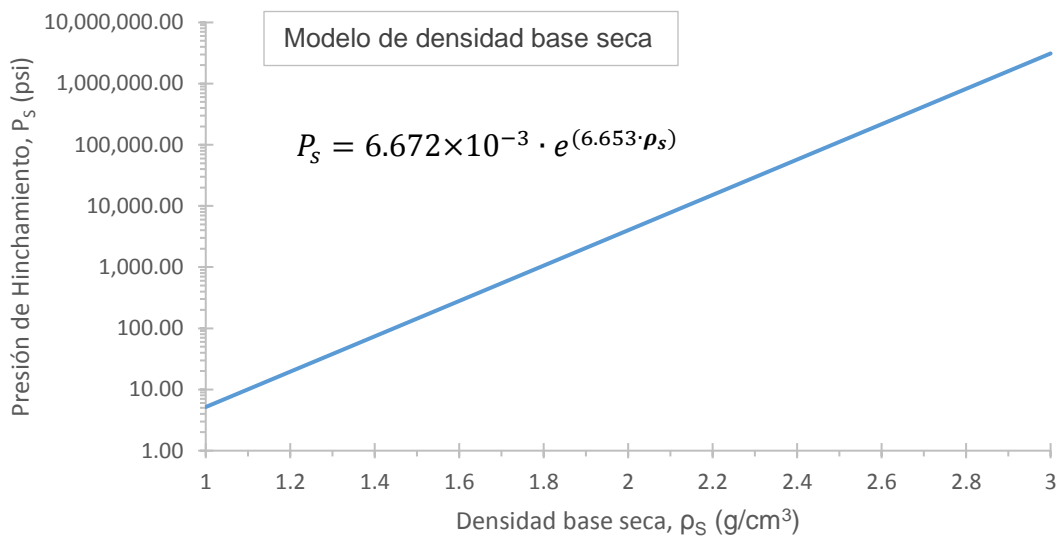


Figura 4.19. Presión de Hinchamiento en función de la densidad en base seca ρ_s (ecuación 4.12).

4.3.3.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes

Como modelo de una sola variable, también se realizó un análisis de sensibilidad de coeficientes para el modelo de densidad en base seca. La figura 4.20 muestra la sensibilidad del coeficiente a del modelo de densidad en base seca (ecuación 4.13).

$$P_s = a \cdot e^{(b \cdot \rho_s)} \quad (4.13)$$

Se tiene un margen importante de sensibilidad entre $a = 5 \times 10^{-3}$ y $a = 8 \times 10^{-3}$, de modo que puede considerarse aceptable un valor de $a = 6.7 \times 10^{-3}$ para simplificar numéricamente la ecuación 4.12. La figura 4.21 describe la sensibilidad del exponente b que a su vez multiplica a la densidad en base seca (ρ_s). Se sugiere

que se mantenga $b = 6.653$ debido a que su sensibilidad es exponencial conforme aumenta a densidad ρ_s . La ecuación queda finalmente como sigue:

$$P_s = 6.7 \times 10^{-3} \cdot e^{(6.653 \cdot \rho_s)}, \quad (4.14)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (*psi*);

ρ_s = Densidad de la lutita en base seca (g/cm^3).

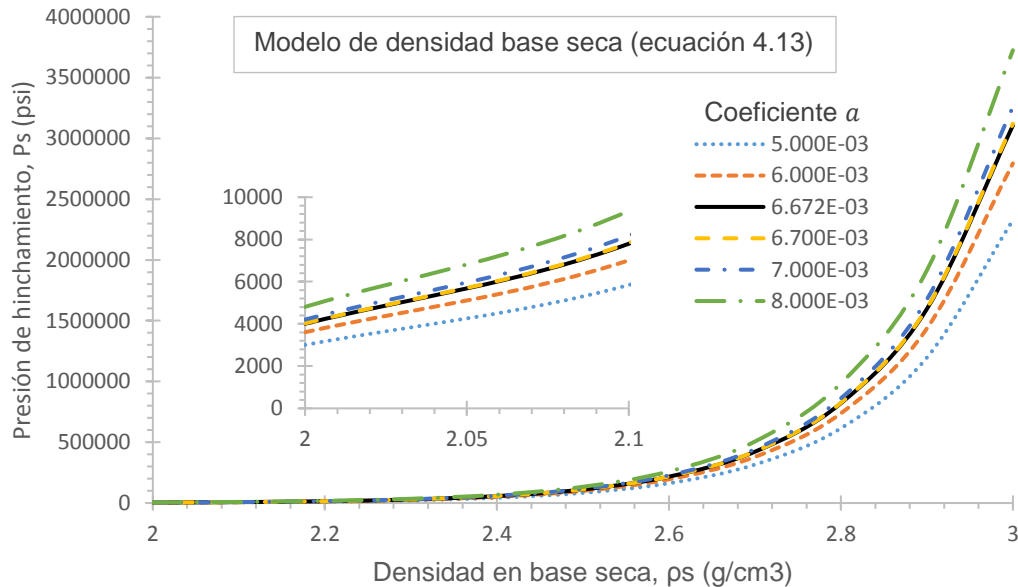


Figura 4.20 Sensibilidad del modelo de densidad en base seca (ρ_s) respecto al coeficiente α para valores entre 5×10^{-3} y 8×10^{-3} .

4.3.4 Modelo de conductividad eléctrica

El último modelo empírico presentado en el capítulo 3 (ecuación 3.25), resulta atractivo desde el punto de vista práctico, ya que su única variable es la conductividad eléctrica (EC) que se obtiene de forma rutinaria a partir de registros ya sea de conductividad o resistividad. Este modelo en unidades de *psi* queda como la ecuación 4.15.

$$P_s = 0.04463 \cdot EC^{1.0489}, \quad (4.15)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (*psi*);

EC = Conductividad eléctrica de la lutita ($mmho/m$).

En la figura 4.22 se muestra el comportamiento típico de la ecuación 4.15 para cualquier roca con conductividad eléctrica entre 0 y 10,000 $mmho/m$. Es notable que el comportamiento es prácticamente lineal, a diferencia de los demás modelos

que describen casi siempre curvas exponenciales o logarítmicas, por lo que se hace necesario validar experimentalmente esta relación entre la conductividad eléctrica (EC) y la presión de hinchamiento P_s , ya que la conductividad eléctrica no es una propiedad exclusiva de una roca arcillosa, sin embargo, la presencia de arcillas expandibles altera esta propiedad eléctrica según el coeficiente $a = 0.04463$ de la ecuación 4.15.

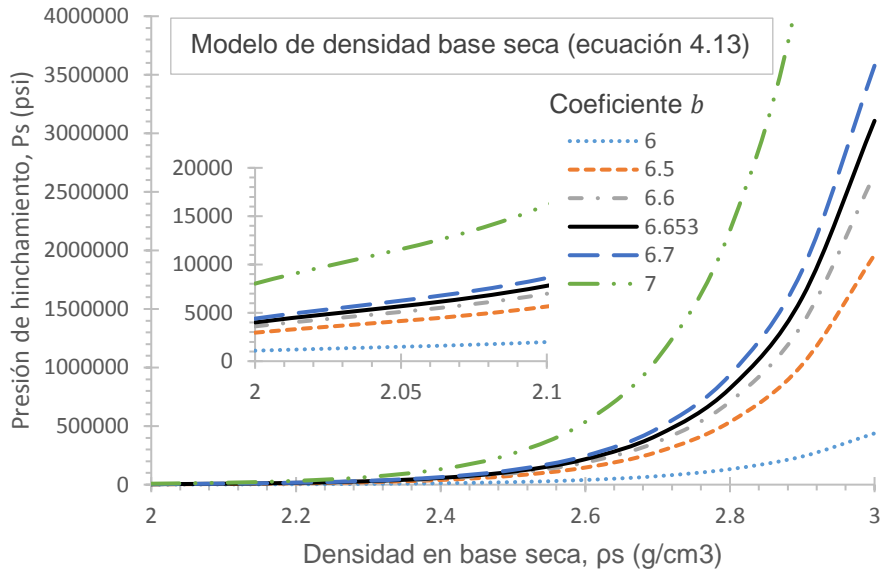


Figura 4.21 Sensibilidad del modelo de densidad en base seca (ρ_s) respecto al coeficiente b para valores entre 6 y 7.

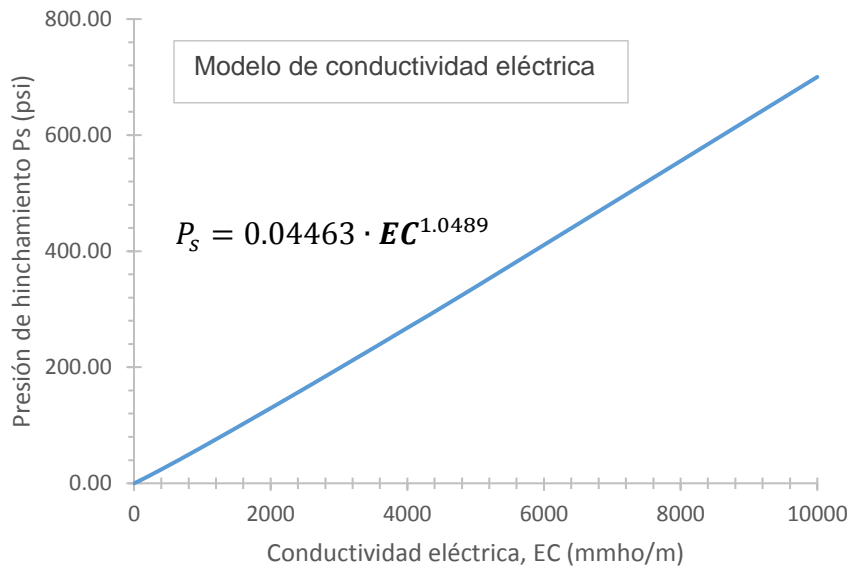


Figura 4.22 Línea de tendencia del modelo de conductividad eléctrica para presión de hinchamiento (ecuación 4.15).

Como referencia, se calculó la presión de hinchamiento para conductividades someras medidas en los núcleos Pimienta Superior y Eagle Ford (tabla 4.10).

Tabla 4.10. Presión de Hinchamiento en los núcleos Pimienta Superior y Eagle Ford en función de su conductividad eléctrica EC .

Formación	Conductividad eléctrica (mmho/m)	Presión de hinchamiento (psi)
Pimienta Superior	12.00	0.60
Eagle Ford	27.24	1.43

4.3.4.1 Análisis de sensibilidad de coeficientes

La ecuación 4.16 representa el modelo de conductividad eléctrica (EC) para presión de hinchamiento (P_s) y su comportamiento es prácticamente lineal como se muestra en las figuras 4.23 y 4.24.

$$P_s = a \cdot EC^b \quad (4.16)$$

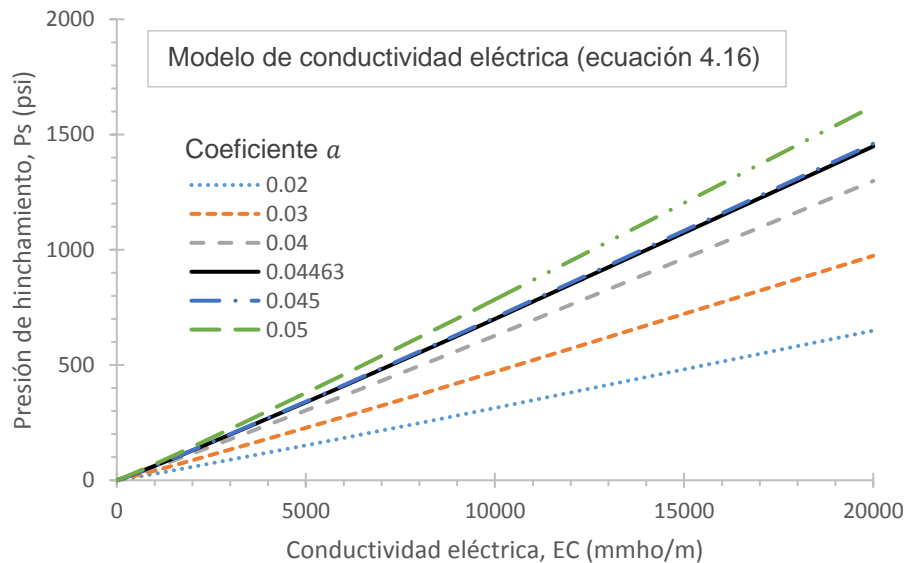


Figura 4.23 Sensibilidad del modelo de conductividad eléctrica (EC) respecto al coeficiente a para valores entre 0.02 y 0.05.

Las sensibilidades del coeficiente a y del exponente b claramente son exponenciales con el incremento en la conductividad eléctrica (EC), incluso en un rango numérico relativamente estrecho. A pesar de lo anterior, es posible simplificar la ecuación redondeando ambas constantes dentro del modelo como se muestra en la ecuación 4.17 sin que esto altere la presión predicha más allá de un 2%.

$$P_s = 0.045 \cdot EC^{1.05}, \quad (4.17)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (psi);

EC = Conductividad eléctrica de la lutita (mmho/m).

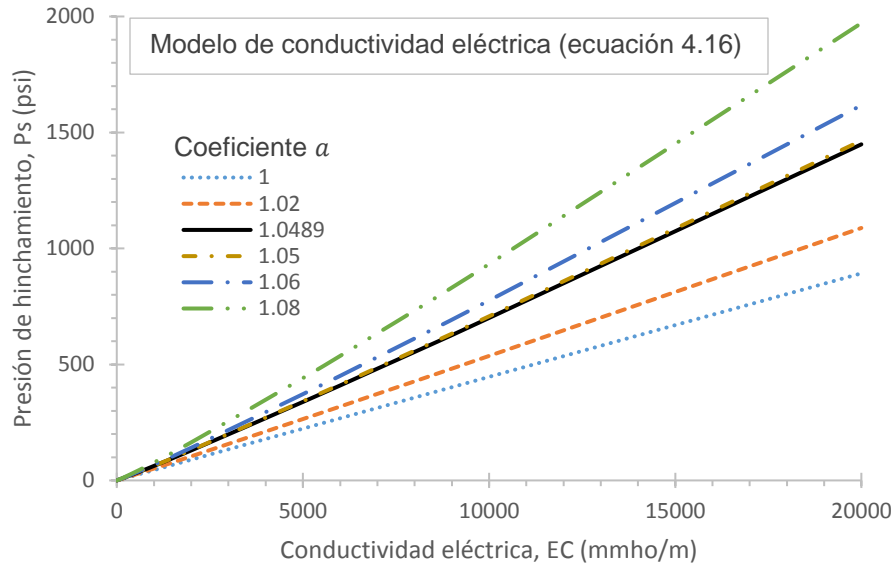


Figura 4.24 Sensibilidad del modelo de conductividad eléctrica (EC) respecto al coeficiente b para valores entre 1 y 1.08.

4.3.5 Análisis de sensibilidad entre modelos teóricos y empíricos

Todos los resultados obtenidos, descritos y analizados de forma individual para los modelos teóricos y empíricos para predecir la presión de hinchamiento a lo largo de este capítulo se resumen en la tabla 4.11.

Tabla 4.11. Presión de hinchamiento calculada con los diferentes modelos teóricos y empíricos para los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Medio, Pimienta Inferior y Eagle Ford.

Formación	% Arcilla	Presión de Hinchamiento, P_s (psi)					
		Modelos Teóricos		Modelos Empíricos			
		DDL	HR	w_0	CEC	ρ_s	EC
Pimienta Superior	4.1	7.51	82.53	12,450.80	1.82	145,617.50	0.60
Pimienta Medio	1.6	0.20	150.26	25,012.03	0.05	166,341.57	
Pimienta Inferior	3.2	24.36	136.61	23,863.02	0.05	231,989.06	
Eagle Ford	3.6	20.12	122.96	21,576.96	0.05	74,864.76	1.43

Es importante notar la diferencia en órdenes de magnitud entre algunos modelos como el de contenido inicial de agua (w_0) y densidad en base seca (ρ_s), incluso el modelo de humedad relativa (HR) se mantiene desproporcionado respecto a los resultados experimentales cuya presión de hinchamiento fue de cero para todos los sistemas (S-1, S-2 y S-3). La figura 4.25 es una representación gráfica de los resultados mostrados en la tabla 4.11 respecto a los modelos DDL , CEC y EC , se observa la proximidad entre los modelos de capacidad de intercambio catiónico (CEC) y de conductividad eléctrica (EC).

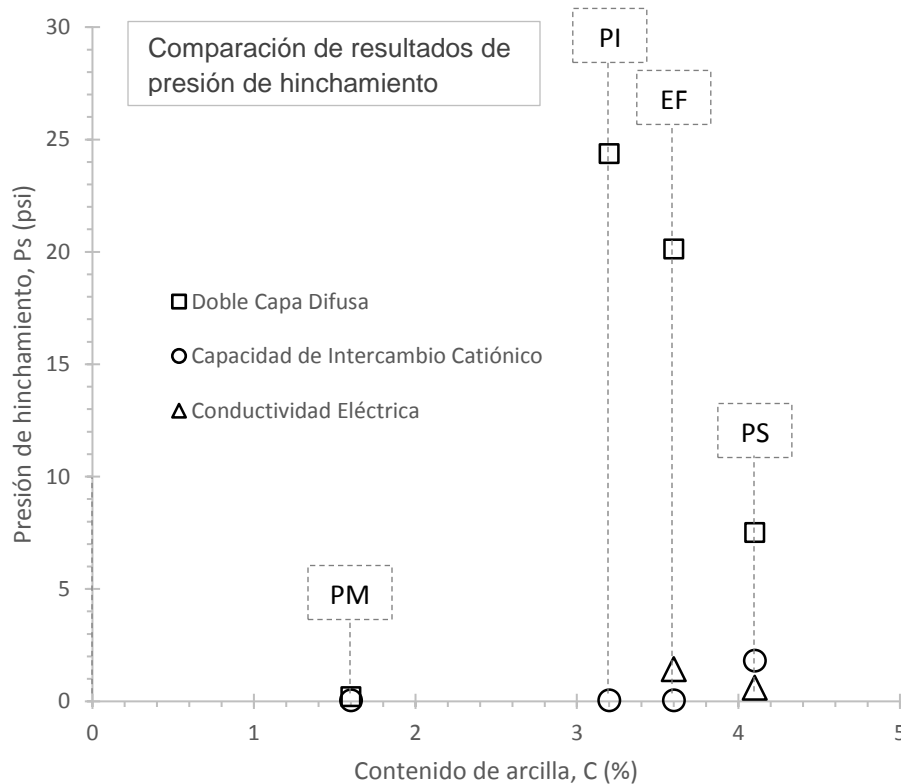


Figura 4.25 Comparación de la presión de hinchamiento (P_s) calculada con los modelos de doble capa difusa (DDL), capacidad de intercambio catiónico (CEC) y conductividad eléctrica (EC) respecto al contenido de arcillas expandibles (C) en las formaciones Pimienta superior (PS), Pimienta medio (PM), Pimienta inferior (PI) y Eagle Ford (EF).

Se concluye entonces, que los modelos más próximos a las mediciones experimentales de presión de hinchamiento ($P_s = 0 \text{ psi}$, en todos los casos) son: la teoría de la doble capa difusa (DDL) y los modelos empíricos de capacidad de intercambio catiónico (CEC) y de conductividad eléctrica (EC) de las ecuaciones 4.1, 4.9 y 4.15, respectivamente. A pesar de ello no se recomienda utilizar en la práctica el modelo DDL , ya que depende de muchos parámetros que deben medirse

directamente de cada muestra y resulta inviable realizarlo en campo, los modelos de *CEC* y *EC* pueden ser en ocasiones imprecisos, ya que ambos se usaron fuera de los dominios para los que fueron desarrollados, sin embargo, predicen valores muy cercanos para las formaciones Pimienta superior (PS) y Eagle Ford (EF).

Cabe recordar que algunos modelos han sido elaborados y probados en suelos que generalmente tienen altos contenidos de arcilla, alta porosidad y permeabilidad, de modo que no es totalmente correcto asumir que una roca lutita se comporte igual que estos materiales blandos, por lo que deben tomarse sólo como aproximaciones a la presión de hinchamiento máxima.

4.4 Aplicación del modelo de conductividad en un pozo real

De todos los modelos analizados, el modelo de conductividad eléctrica se aproxima considerablemente bien a las presiones experimentales, además de que es el más atractivo desde el punto de vista práctico, ya que su única variable, la conductividad eléctrica, es un dato que se obtiene de forma rutinaria en cualquier pozo petrolero.

Se ha aplicado el modelo de conductividad eléctrica a un pozo mexicano denominado Pimienta-1, del cual se sabe que existe presencia de lutitas de la formación Pimienta entre 2700 y 2800 metros de profundidad, como se muestra en la figura 4.26.

4.4.1 Presión de hinchamiento como complemento a la presión de poro

El pozo Pimienta-1 fue perforado dentro de la ventana operativa que se muestra en la figura 4.27. La presión de poro (*PP*) como gradiente en g/cm^3 fue calculada por el método de Eaton usando los registros sínicos de tiempo de tránsito y un exponente $e=0.05$; se usó una densidad de lodo de perforación (*MW*) entre 1.17 y $1.22 g/cm^3$ el gradiente de fractura (*FG*) se calculó por el método de Matthews & Kelly con un factor $K_0=0.7$; y el gradiente de sobrecarga (*OBG*) fue obtenido a través de los registros de densidad.

En la figura 4.28 se observa la ventana operativa en la formación pimienta entre 2700 y 2800 metros, la cual fue operada en condiciones bajo balance con una densidad de lodo muy cercana, e incluso menor a la presión de poro de la formación de lutita.

A partir de los registros de conductividad del pozo Pimienta-1 se calculó la presión de hinchamiento en el software Drillworks Predict mediante la programación del modelo de conductividad eléctrica (ecuación 4.15):

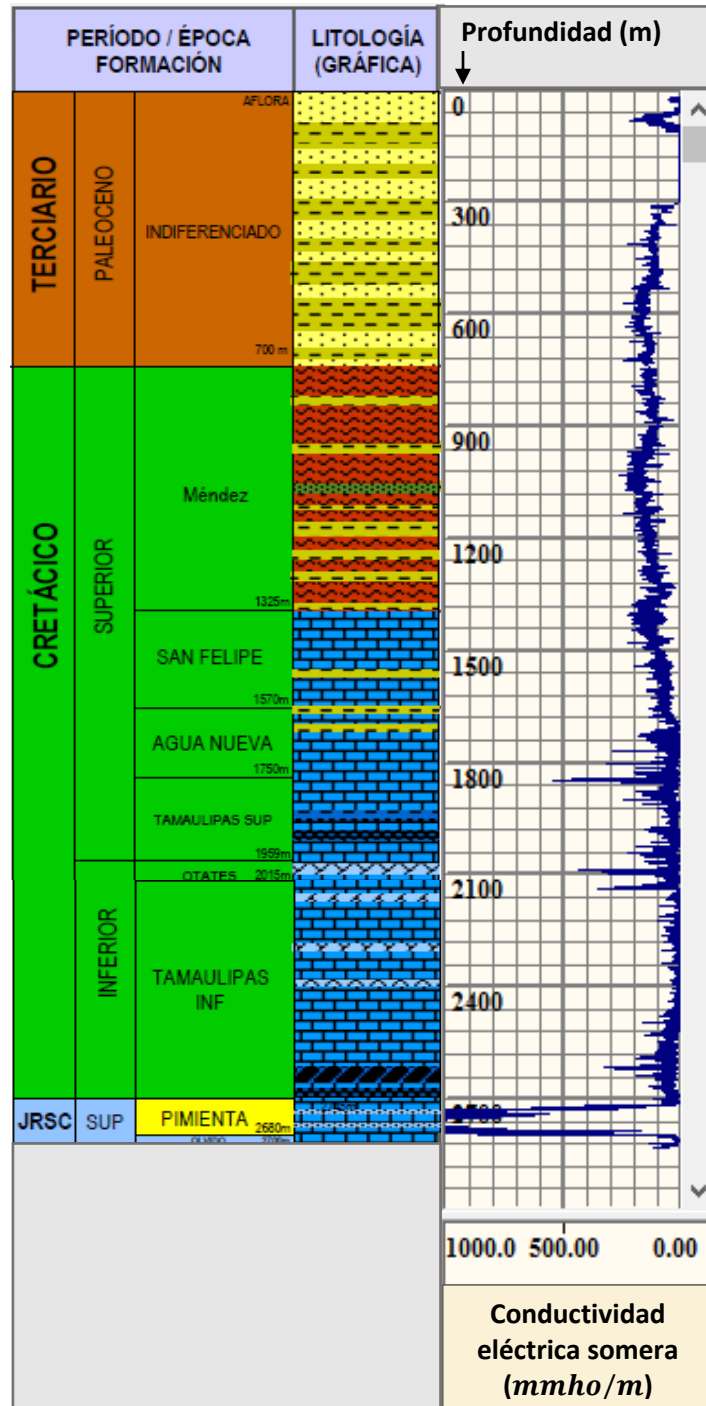


Figura 4.26. Columna geológica del pozo Pimienta-1, se muestra el registro de conductividad somera para el cálculo de la presión de hinchamiento.

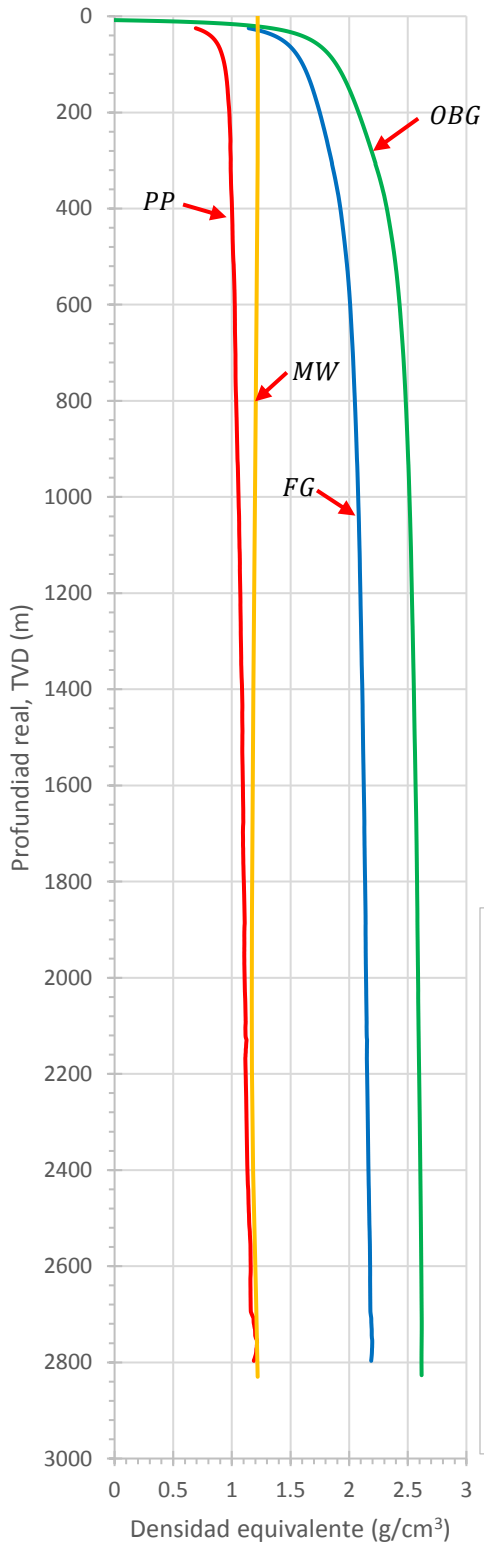


Figura 4.27. Ventana operativa del pozo Pimienta-1.

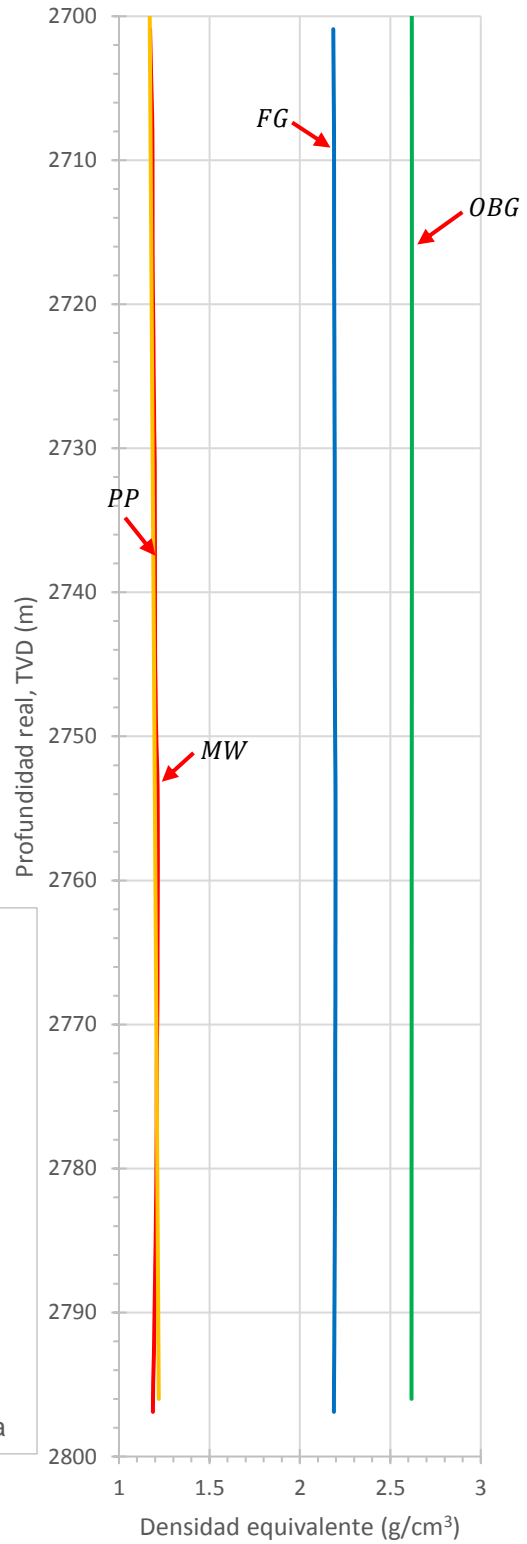


Figura 4.28. Ventana operativa en la región de la formación Pimienta.

Se realizó la conversión de la presión de hinchamiento calculada en unidades *psi* a densidad equivalente en g/cm^3 y se sumó a la presión de poro (*PP*), ya que son cargas que actúan en el mismo sentido hacia todas direcciones, de modo que la presión de hinchamiento absoluta (*PS*) en g/cm^3 se refleja como un incremento en la presión de poro y, por lo tanto, se espera un mayor estrechamiento en la ventana operativa de la región de la formación Pimienta.

El efecto de la presión de hinchamiento se ilustra en la figura 4.29 como presión de hinchamiento absoluta (*PS*), la cual se visualiza junto a la presión de poro (*PP*) y la densidad del lodo (*MW*). Se observa que la presión de hinchamiento alcanza valores muy por encima de la densidad del lodo a profundidades entre 2,730 y 2,790 metros, es decir, prácticamente toda la formación Pimienta presenta una presión de hinchamiento considerable respecto a la densidad de lodo empleada de $1.22 g/cm^3$.

La nueva ventana operativa que incluye la presión de hinchamiento absoluta (*PS*) calculada con el modelo de conductividad eléctrica, predice graves problemas de hinchamiento, el valor máximo calculado de presión de hinchamiento fue de $P_s = 121.9 psi$ a 2,770 m.

Se sabe que se perforó con un lodo de 3 % en peso de salinidad, es decir, de acuerdo con la teoría, la presencia de sales en el lodo mitiga la interacción roca-fluido y con ello reduce la presión de hinchamiento real. Los informes de operación del pozo Pimienta-1 reportan problemas de resistencias, fricciones, derrumbes, pérdidas de circulación, atrapamientos y empaquetamientos de sarta; todo esto es atribuible al hinchamiento de la formación Pimienta.

Se concluye, por lo tanto, que el modelo de conductividad eléctrica es un método confiable para predecir la presión de hinchamiento; por lo menos en los rangos de conductividades y contenido de arcilla de las formaciones Pimienta Superior, Medio e Inferior. Pese a lo anterior, aún existe la incertidumbre del efecto que tiene la salinidad del lodo de perforación en la presión de hinchamiento real, ya que como se ha establecido en el capítulo 4, el modelo de conductividad eléctrica fue desarrollado para agua pura, sin presencia de electrolitos, por lo tanto, es necesario realizar una mejor aproximación que contemple la salinidad del fluido para predecir su influencia sobre la presión de hinchamiento absoluta (*PS*).

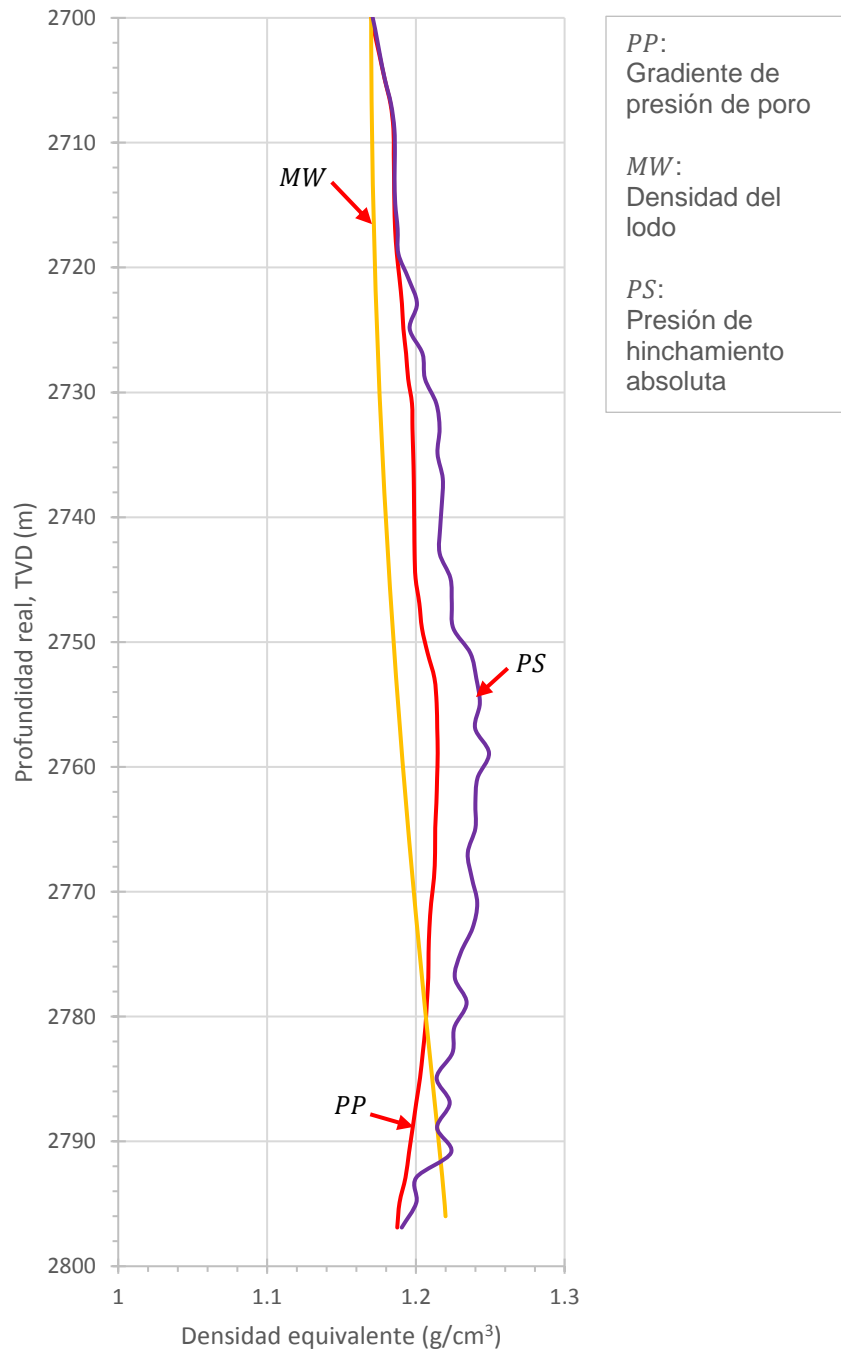


Figura 4.29. Ventana operativa en la región de la formación Pimienta, se muestra la presión de hinchamiento absoluta (PS).

Capítulo 5. Corrección de modelos empíricos.

Más allá del análisis de sensibilidad de los modelos desarrollado en el capítulo 4, resulta necesario contar con mejores aproximaciones para la predicción de la presión de hinchamiento dada su discrepancia entre modelos, pero principalmente, como se expuso en los capítulos 3 y 4 ninguno de los modelos, teóricos o empíricos toma en cuenta un factor relevante: las propiedades del fluido.

Se expuso en los capítulos 1 y 2 que el hinchamiento en lutitas (generado por hidratación cuando entran en contacto con una fase acuosa) se puede mitigar por la presencia de sales en el fluido de perforación, lo cual es fundamental para medir la interacción entre ambas fases roca-fluido. Esto fue probado por Ramos (2016) mediante el modelo osmótico, con el cual, se pretende explicar la presión que puede ejercer una lutita adicional a su presión de poro durante los trabajos de perforación.

Si bien, el modelo osmótico (ecuación 3.16) está fundamentado en la termodinámica y es aceptado por diversos autores en la industria petrolera (Chenevert & Pernot, 1998; Fam & Dusseault, 1998; Lal, 1999; Mody & Hale, 1993) es un modelo que describe de forma general la forma en que interactúan ambas fases (roca y fluido de perforación) para generar una presión osmótica, también conocida como presión de hinchamiento.

Los conceptos de actividad de agua en la roca y en el fluido de perforación (a_{ws} y a_{wm} , respectivamente) son conceptos globales de todos aquellos parámetros propios de ambas fases que inducen al flujo de agua, principalmente, de una a otra

fase. Es un modelo basado en los cambios de energía libre de Gibbs (ΔG) y ha sido ampliamente estudiado y aplicado en diversas ramas de la industria, incluida la industria petrolera, aunque no es capaz de describir a fondo las causas de la interacción roca-fluido, es una herramienta muy eficaz para predecir la presión de hinchamiento como una presión osmótica.

Se demostró en el capítulo 4 la gran divergencia entre los modelos de presión de hinchamiento, además de que ninguno implica las propiedades del fluido de contacto. Sin embargo, se demostró la practicidad de modelos empíricos de una sola variable (CEC y EC) para aproximar a un valor máximo de presión de hinchamiento. En el presente capítulo se propone extender éstos modelos empíricos a las propiedades del fluido, específicamente su concentración salina, dicha corrección se basa en datos de la literatura para formaciones similares a las analizadas en este trabajo para ampliar el alcance de los modelos estudiados.

5.1 Modelo osmótico como referencia

Ramos (2016) propuso una metodología para predecir la presión de hinchamiento a través del modelo osmótico a partir de datos de diferentes núcleos de la formación Pimienta Superior y a través de correlaciones determinó los valores de actividades y eficiencia de membrana (η) para esta formación con soluciones de KCl como fluido de contacto.

Se tomaron como referencia los datos (tabla 5.1) y la metodología propuesta para el modelo osmótico y se calcularon presiones de hinchamiento para un rango máximo de salinidad en el fluido que va de 0 a 50% en peso de KCl.

Tabla 5.1. Actividad del agua en la roca (a_{ws}) y eficiencia de membrana (η) para el sistema Pimienta Superior – Solución de KCl (Ramos, 2016).

Parámetro	Valor
Actividad PS (a_{ws})	0.567
Eficiencia de membrana para KCl (η)	0.02276

Mediante el modelo osmótico (ecuación 5.1 y 5.2) y los datos de la tabla 5.1 se calculó la presión de hinchamiento para el sistema Pimienta Superior – Solución de KCl en concentraciones (w_s) de 0 a 50% peso de KCl y se obtuvo la curva de presiones ilustrada en la figura 5.1. Una concentración salina de 0% de KCl representa que el fluido de contacto es agua pura, de modo que se toma como referencia el valor de 254.34 *psi* como la presión de hinchamiento máxima que puede experimentar este sistema roca-fluido.

$$P_s = -\eta \frac{RT}{V_w} \ln \left(\frac{a_{ws}}{a_{wm}} \right), \quad (5.1)$$

$$a_{wm} = 0.99999 - 0.003443 \cdot w_s - 0.00009691 \cdot w_s^2 \quad (5.2)$$

(para KCl).

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (psi);

η = Eficiencia de membrana (adimensional)

R = Constante universal de los gases ($1.2058 \times 10^3 \frac{\text{psi} \cdot \text{m}^3}{\text{mol} \cdot \text{K}}$)

T = Temperatura absoluta (K);

V_w = Volumen molar del agua (m^3/mol);

a_{ws} = Actividad del agua de poro (adimensional);

a_{wm} = Actividad del fluido de perforación (adimensional);

w_s = Concentración salina del fluido de perforación en porcentaje peso (%).

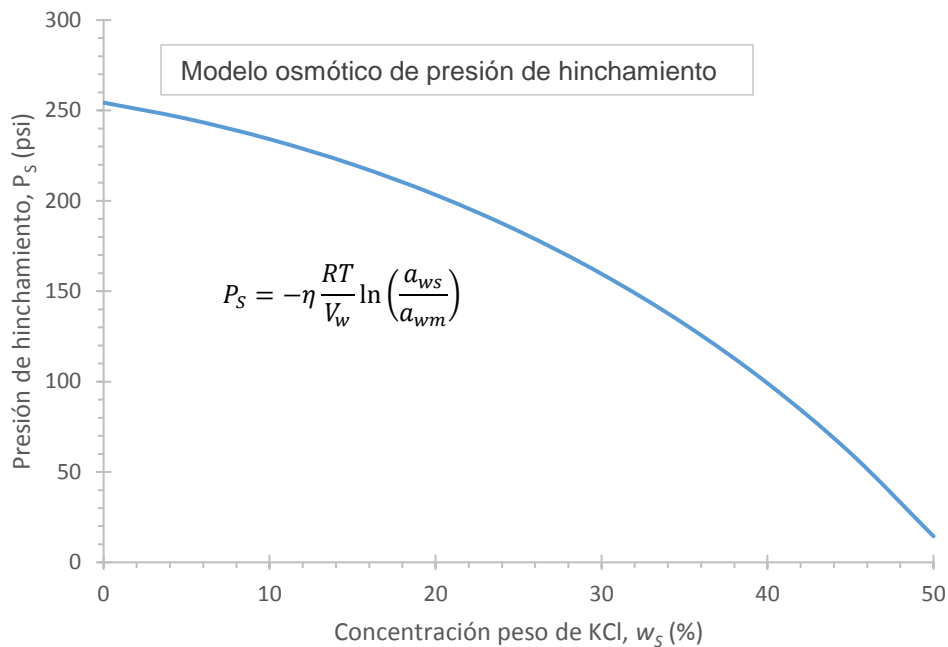


Figura 5.1. Presión de hinchamiento calculada por el modelo osmótico en función de la concentración de KCl en el fluido de contacto.

5.2 Corrección de modelos

En primer lugar, se considera correcta la predicción de la presión de hinchamiento con el modelo osmótico. Tomando como verdaderos los valores graficados en la figura 5.1, se realizó una regresión no lineal para describir el comportamiento de la

presión de hinchamiento en función de la concentración de KCl y se encontró una función polinomial como la más cercana a esta tendencia (ecuación 5.3) cuyas constantes se muestran en la tabla 5.2.

$$P_s = a + b \cdot w_s + c \cdot w_s^2 + dw_s^3 . \quad (5.3)$$

Tabla 5.2. Constantes de la función polinomial para presión de hinchamiento (ecuación 5.3)

Constante	Valor
<i>a</i>	254.338137
<i>b</i>	-1.803910
<i>c</i>	-0.023210
<i>d</i>	-0.000732

Como se observa en la ecuación 5.3 y en la figura 5.1, la constante *a* representa la ordenada al origen de la función polinomial, es decir, el valor máximo de presión de hinchamiento. Este valor se sustituye por un modelo empírico cuya única variable es una propiedad de la lutita.

Debido a que se demostraron discrepancias entre los modelos empíricos (*CEC* y *EC*), éstos fueron corregidos tomando el valor de *a* como la presión de hinchamiento real para recalcular las constantes del modelo original y adicionarlo a la ecuación 5.3 en lugar de la constante *a*.

5.2.1 Modelo de capacidad de intercambio catiónico

Con base en el procedimiento descrito, la ecuación 4.9 se igualó a una presión de 254.34 *psi* tomada como la presión real, de este modo se obtuvieron nuevas constantes y queda como se escribe en la ecuación 5.4.

$$a = P_{S_max} = 0.9309 \cdot CEC^{2.92} , \quad (5.4)$$

donde:

P_{S_max} = Presión de hinchamiento máxima (*psi*);

CEC = Capacidad de intercambio catiónico de la roca (*meq/100g*).

Finalmente, la ecuación 5.4 se sustituye en la ecuación 5.3 y se obtiene la ecuación 5.5 como el modelo corregido de capacidad de intercambio catiónico.

$$P_s = 0.9309 \cdot CEC^{2.92} - 1.8039 \cdot w_s - 0.0232 \cdot w_s^2 - 0.0007w_s^3 , \quad (5.5)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (*psi*);

CEC = Capacidad de intercambio catiónico de la roca (*meq/100g*);

w_s = Concentración en peso de KCl en el fluido de perforación (%).

En la tabla 5.3 se observa la desviación del modelo corregido (ecuación 5.5) respecto al modelo osmótico, donde existe una mínima diferencia debido a que la regresión no lineal fue muy precisa con una desviación estándar de $S^2 = 0.99997$. Se calculó, además, la presión de hinchamiento para los cuatro núcleos (PS, PM, PI y EF) con la ecuación 5.5 con la finalidad de comparar las tendencias para cada roca ilustradas en la figura 5.2.

Tabla 5.3. Presión de hinchamiento calculada con el modelo osmótico y el modelo corregido de capacidad de intercambio catiónico para la formación Pimienta Superior (ecuación 5.5).

Concentración en peso de KCl (%)	Modelo osmótico (psi)	Modelo corregido de CEC (psi)
0	254.34	254.34
5	245.45	244.65
10	234.11	233.24
15	220.14	219.58
20	203.29	203.12
25	183.25	183.29
30	159.59	159.57
35	131.77	131.38
40	99.05	98.19
45	60.41	59.46
50	14.44	14.62

Cabe destacar que entre las formaciones PM, PI y EF las presiones de hinchamiento calculadas son muy similares, tal como se analizó en el capítulo 4, esto se debe a que sus valores medidos de capacidad de intercambio catiónico son muy cercanos entre sí, cabe recordar que esta propiedad está íntimamente relacionada con el contenido arcilloso. Por otro lado, la formación PS cuyo valor de CEC es relativamente superior a las demás y, por lo tanto, su presión de hinchamiento resulta mayor en todo el rango de concentraciones de KCl. Esto mantiene cierta congruencia con el contenido de arcillas expandibles en cada roca mostrado en la tabla 4.2, pues la formación Pimienta Superior también tiene el contenido arcilloso más alto de entre las cuatro rocas.

Es importante señalar que resultaría conveniente medir la relación entre el contenido arcilloso y la capacidad de intercambio catiónico y la manera en que una mayor presencia de arcillas hinchables eleva el valor de CEC y consecuentemente altera en gran medida la presión de hinchamiento calculada (figura 5.2). Se observa

que la diferencia es del orden de 250 *psi* entre Pimienta Superior y el resto de las formaciones.

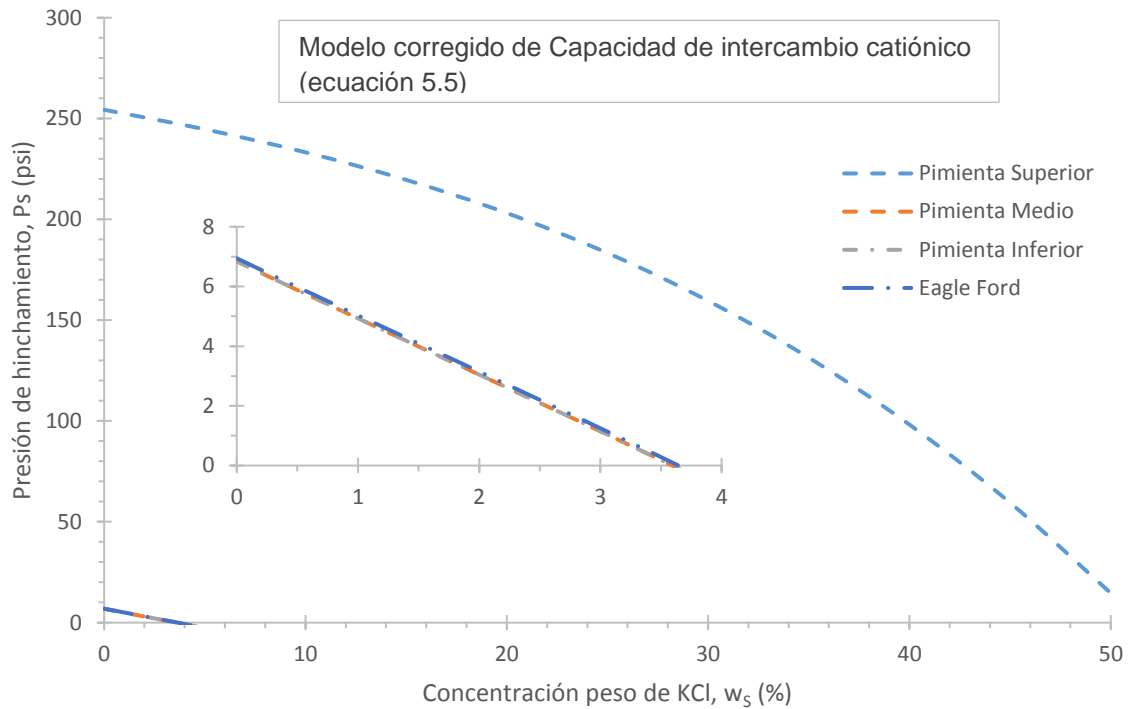


Figura 5.2. Presión de hinchamiento calculada para los núcleos Pimienta Superior (PS), Pimienta Medio (PM), Pimienta Inferior (PI) y Eagle Ford (EF) con el modelo corregido de capacidad de intercambio catiónico (ecuación 5.5).

Un punto importante de la figura 5.2, es que para la formación Pimienta Superior es necesario un lodo con una salinidad cercana al 50% peso de KCl para reducir al mínimo el hinchamiento y su consecuente incremento en la presión de hinchamiento absoluta. Para el resto de las formaciones, su presión de hinchamiento desarrollada es del orden de 10 *psi*, la cual se puede considerar nula y con menos del 5% de salinidad en el lodo es posible reducir esta presión a 0 *psi*.

5.2.2 Modelo de conductividad eléctrica

De igual forma que con el modelo de *CEC*, la ecuación 4.15 de conductividad eléctrica (*EC*) se iguala con una presión de hinchamiento de 254.34 *psi* y se obtienen nuevas constantes, tal como se muestra en la ecuación 5.6.

$$a = P_{S_max} = 66.345 \cdot EC^{1.0489}, \quad (5.6)$$

donde:

P_{S_max} = Presión de hinchamiento máxima (*psi*);

EC = Conductividad eléctrica de la roca (*mmho/m*).

De la sustitución de la ecuación 5.6 en la ecuación 5.3 resulta el modelo corregido de conductividad eléctrica (ecuación 5.7).

$$P_s = 66.345 \cdot EC^{1.0489} - 1.8039 \cdot w_s - 0.0232 \cdot w_s^2 - 0.0007w_s^3, \quad (5.7)$$

donde:

P_s = Presión de hinchamiento (*psi*);

EC = Conductividad eléctrica de la roca (*mmho/m*);

w_s = Concentración en peso de KCl en el fluido de perforación (%).

Se calculó con la ecuación 5.7 la presión de hinchamiento para las formaciones Pimienta Superior y Eagle Ford, y se representan en la figura 5.3. Es importante destacar la magnitud de presión de la formación EF respecto a la formación PS y a las presiones calculadas para estas mismas rocas con el modelo anterior de capacidad de intercambio catiónico.

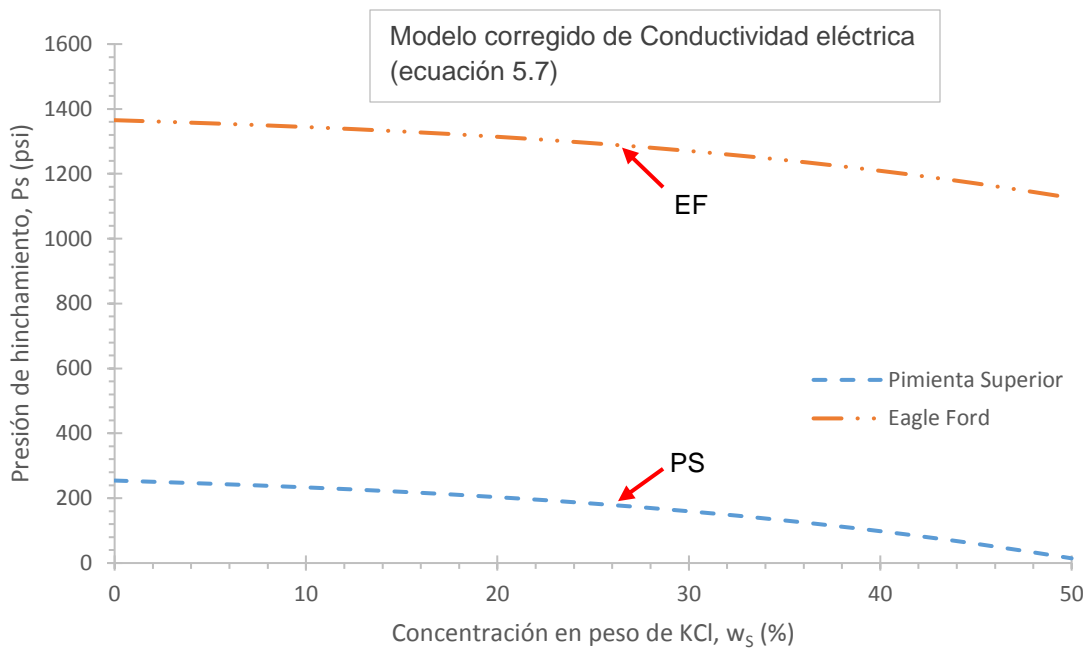


Figura 5.3. Presión de hinchamiento calculada para los núcleos PS y EF con el modelo corregido de conductividad eléctrica (ecuación 5.7).

Es sabido que la conductividad eléctrica de una formación no está directamente relacionada con su contenido de arcillas, tampoco es una propiedad exclusiva de rocas arcillosas, sin embargo, la presencia de arcillas, y consecuentemente, la presencia de cationes en el espacio intercrystalino, alteran la conductividad de la roca independientemente de la conductividad eléctrica del agua de poro según el modelo de Waxman & Smits (1968) de acuerdo con la ecuación (5.8).

$$C_0 = \frac{1}{F'}(C_c + C_w) \quad (5.8)$$

donde:

C_0 = Conductividad de la roca arcillosa

F' = Factor de resistividad de la formación

C_c = Conductividad del mineral (en función de los contra-iones presentes)

C_w = Conductividad del agua de poro.

La conductividad del mineral (C_c) está en función de la conductividad de los contra-iones y de la capacidad de intercambio catiónico. Se tiene entonces que para conocer de forma más precisa la influencia del contenido arcilloso, es necesario recurrir a otros modelos que hacen más complejo el cálculo, sin embargo, el modelo de conductividad eléctrica es un modelo empírico que ha demostrado ser una buena aproximación a la presión de hinchamiento real, lo cual cumple con el objetivo de ser práctico y preciso, sin dejar de lado que es una correlación sin mucho fundamento teórico.

5.3 Análisis de sensibilidad de modelos corregidos

Con base en las presiones calculadas con modelos corregidos de capacidad de intercambio catiónico, y conductividad eléctrica de las ecuaciones 5.5 y 5.7, respectivamente, se hace un comparativo gráfico de los tres modelos para las formaciones Pimienta Superior y Eagle Ford en las figuras 5.4 y 5.5.

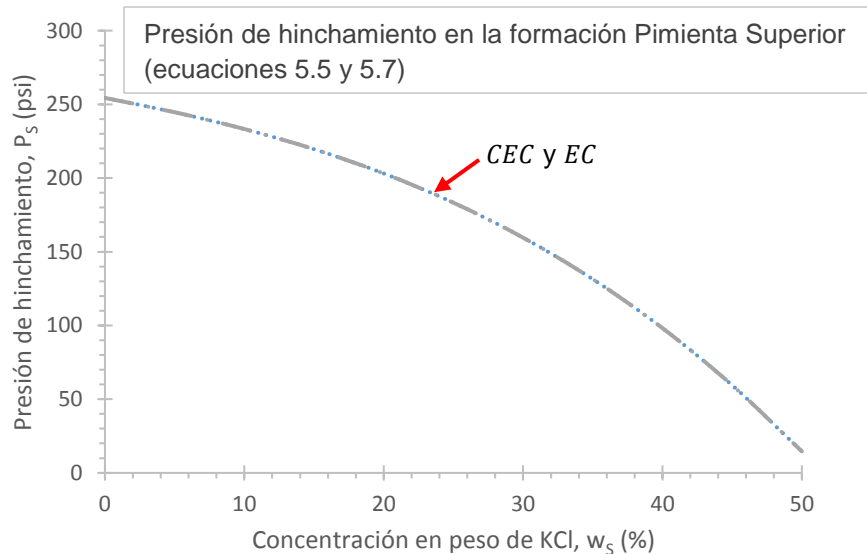


Figura 5.4. Presión de hinchamiento calculada para el núcleo Pimienta Superior con los modelos corregidos de CEC y EC (ecuaciones 5.5 y 5.7, respectivamente).

De la figura 5.4 de la roca de Pimienta Superior, se deduce que ambos modelos corregidos dan exactamente las mismas curvas de presión de hinchamiento (las desviaciones son insignificantes) puesto que fue la formación que se tomó como referencia para la corrección de los dos modelos.

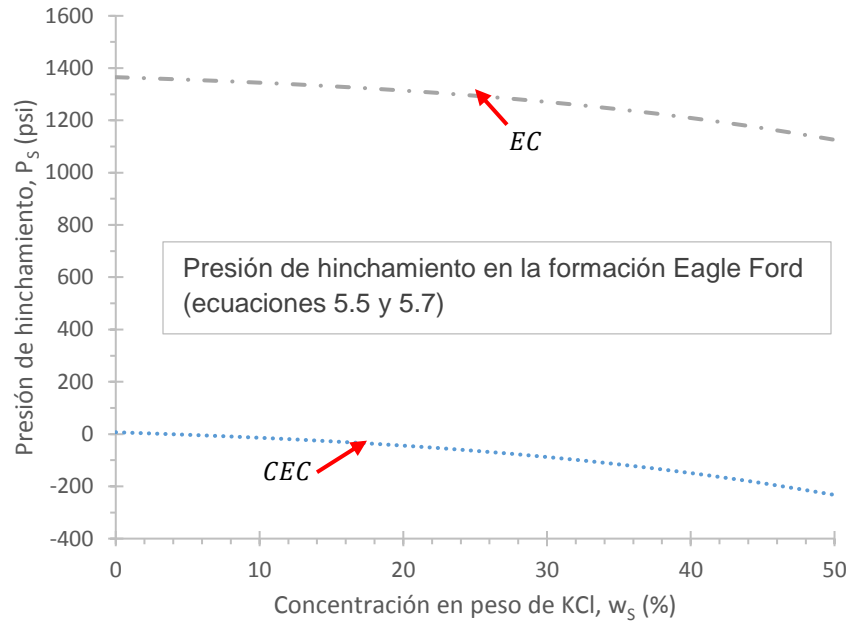


Figura 5.5. Presión de hinchamiento calculada para el núcleo Eagle Ford con los modelos corregidos de CEC y EC (ecuaciones 5.5 y 5.7, respectivamente).

Es notable la discrepancia tan grande en la figura 5.5, como se ha discutido ampliamente en este trabajo, dicha discrepancia se debe exclusivamente al tipo de variable que se toma como único parámetro responsable del hinchamiento de la misma, en el caso específico de la conductividad eléctrica (*EC*), es un parámetro que no depende exclusivamente del contenido de arcillas en una roca, tal como las sales disueltas en el agua de poro (ecuación 5.8). Por lo tanto, debe establecerse cuidadosamente un criterio para definir el modelo empírico a emplear con base en el parámetro que habrá de tomarse como indicador de la presión de hinchamiento a fin de tener una predicción más precisa de forma práctica, de lo contrario, debe considerarse emplear un modelo teórico con todo el espacio paramétrico que este conlleve.

Conclusiones y recomendaciones

El presente trabajo constituye de forma concreta las bases teórico-prácticas para el entendimiento de la presión de hinchamiento, como efecto de la hidratación de formaciones de lutita y consecuencia de las interacciones roca-fluido, que surgen en los procesos de perforación de pozos y conllevan a dificultades que generalmente se traducen en grandes pérdidas económicas y de tiempos productivos.

Conclusiones

Se ha establecido que el hinchamiento de lutitas es consecuencia de la adsorción de agua en los espacios interlaminares por la atracción de contra-iones presentes en la superficie laminar del material arcilloso, induciendo la acumulación de agua, incrementando así las fuerzas de repulsión electrostática que separan las láminas de arcilla y producen el hinchamiento de la lutita.

Está fundamentado que cuando se hidrata una roca arcillosa (lutita), ésta ejerce una carga o presión sobre otras superficies, dicha presión, conocida como presión de hinchamiento, actúa en sentido opuesto a la sobrecarga en dirección vertical y en sentido opuesto a la presión del fluido de perforación que actúa en dirección radial al pozo.

La teoría de Doble Capa Difusa (DDL), explica el fenómeno del hinchamiento desde un punto de vista microscópico del espacio interlaminar y asume que el agua presente en este espacio ya penetró en el seno de la arcilla y ello origina su hinchamiento en función de su valencia (v , cationes Na^+ , K^+ , Ca^{2+} y Mg^{2+}

hidratables), de su capacidad de intercambio catiónico (*CEC*), área superficial específica (*S*), distancias interlaminares (*d*), constante dieléctrica del fluido (del agua), entre otros parámetros físicos o propios del modelo que intervienen en la separación interlaminar que da lugar a la presión de hinchamiento.

El modelo osmótico con fundamento termodinámico, pretende explicar el hinchamiento en suelos y rocas, por la interacción entre el agua de poro y el agua presente en el fluido de contacto (fluido de perforación), englobando de forma macroscópica todos los parámetros en una sola variable: la actividad química. No es un modelo que explique el fenómeno de hinchamiento “*per se*”, pero sí es un modelo ampliamente aceptado para predecir las interacciones roca-fluido.

Se han explorado modelos empíricos que pretenden estimar la presión de hinchamiento, sin embargo, la gran mayoría han sido desarrollados para suelos arcillosos por su importancia en el ramo de la construcción y la mecánica de suelos. Estos modelos han sido descartados en esencia ya que no implican un sistema controlado arcilla-agua, más bien, predicen la presión de hinchamiento que puede experimentar un suelo cuando es hidratado por agua pura. En el presente trabajo se demostró la inviabilidad de emplear estos modelos empíricos que sólo describen el hinchamiento de cierto tipo de suelos, por lo que no deben usarse para rocas arcillosas en un sistema roca-fluido de perforación.

Las presiones de hinchamiento medidas experimentalmente en dos rocas arcillosas (Pimienta Inferior y Eagle Ford) resultaron iguales a cero con ambos fluidos (agua destilada y salmuera de KCl), por lo que se concluye que el contenido arcilloso de ambas formaciones es tan bajo que, aunado con la densidad de la roca, su porosidad y permeabilidad, no inducen el hinchamiento de las rocas, por lo menos en las primeras 24 horas de contacto roca-fluido. El estudio experimental no se extendió en mayor tiempo ya que en los trabajos de perforación, generalmente la roca perforada y el fluido no permanecen en contacto tanto tiempo, sino que se perfora por etapas y el pozo se va cementando en cada etapa, lo que interrumpe el contacto roca-fluido de cada etapa conforme avanza la perforación y terminación del pozo.

Otras causas de que no se haya presentado hinchamiento en estas rocas son posiblemente la pobre o nula preservación de los núcleos ya que, anteriormente a este trabajo, fueron utilizados para otro tipo de pruebas físicas y no se anticipó que el contacto con la humedad del aire pudiera propiciar interacciones químicas, o incluso el secado de la roca.

Con base en el análisis de sensibilidad realizado en este trabajo, se ha determinado que de la teoría de Doble Capa Difusa, a pesar de que es el modelo que mejor describe el fenómeno de hinchamiento, resulta impráctico para emplearse de forma rutinaria en trabajos de perforación para predecir la presión de hinchamiento en lutitas ya que su espacio paramétrico es demasiado amplio y dichos parámetros no pueden ser extraídos de forma rápida y/o económica, mucho menos es un modelo apto para poder tener una predicción de la presión de hinchamiento en tiempo real, además, tampoco considera un sistema roca-fluido donde las propiedades del fluido puedan ser variables.

Se encontró que el modelo osmótico (que fundamenta bien el fenómeno de hinchamiento), tiene ciertas impracticidades por la dificultad de predecir parámetros como la actividad del agua de poro (a_{ws}), ya que, para obtener este dato, es necesario medirlo directamente de la roca, por lo que es necesario esperar a que los recortes de lutita lleguen a la superficie para poder medir su actividad, medir su diámetro de poro promedio y obtener así la eficiencia de membrana (η). Por lo anterior, el modelo osmótico tampoco es una ventaja práctica para obtener presiones de hinchamiento en tiempo real, a pesar de ello, se ha incorporado incluso en software especializado en geomecánica para incluir las interacciones químicas en el estudio de las geopresiones, sin embargo, dicho software requiere como datos de entrada las actividades químicas y la eficiencia de membrana, por lo que comúnmente se omite calcular las interacciones químicas.

Los modelos empíricos son la base práctica y factible para predecir presiones de hinchamiento, ya que comúnmente atribuyen éste fenómeno a una sola propiedad de la fase arcillosa, pero al no tomar en cuenta un fluido de propiedades químicas variables, sólo son útiles para predecir una presión de hinchamiento máxima tomando como referencia agua pura como fluido de perforación. En la perforación de todo pozo petrolero, el fluido de perforación no necesariamente es agua y cuando lo es, siempre contiene sales disueltas y aditivos que proveen al mismo fluido ciertas propiedades físicas distintas al agua, como cambios en la reología, en su densidad, etc., y al mismo tiempo pueden cambiar sus propiedades químicas por la adición principalmente de sales.

La comparación de los resultados experimentales con el análisis de sensibilidad de modelos, indican que la teoría DDL, el modelo empírico de capacidad de intercambio catiónico y el modelo empírico de conductividad eléctrica son los que mejor predicen la presión de hinchamiento máxima para las formaciones Pimienta Inferior y Eagle Ford, ya que se obtuvieron presiones cercanas a cero, sin embargo, no existe mucha precisión entre los resultados de los tres modelos. Esto se evidencia en que la formación con mayor arcillosidad (Pimienta Superior) no

siempre es la de mayor presión de hinchamiento al calcularla con los tres modelos, por ejemplo, con el modelo de conductividad eléctrica la formación Eagle Ford (de menor contenido de arcillas) es la que tiene mayor presión de hinchamiento calculada. Por lo tanto, no es posible determinar cuál o cuáles de los modelos representa mejor el hinchamiento real de las rocas debido a que los resultados experimentales arrojaron cero presiones de hinchamiento y los tres modelos se acercan a cero con diferente precisión.

La aplicación del modelo de conductividad eléctrica en un pozo real (Pimienta-1), reflejó un estrechamiento en la ventana operativa en la formación pimienta como consecuencia del hinchamiento inducido, hipotéticamente, por agua pura en el fluido de perforación. Esto sirve como una buena referencia de la presión de hinchamiento máxima y así prevenir posibles problemas operativos en el pozo.

La necesidad de incluir una propiedad del fluido como variable adicional a los modelos empíricos de presión de hinchamiento resultó en la corrección de los mismos, se corrigieron los modelos de capacidad de intercambio catiónico (*CEC*), de densidad en base seca (ρ_s) y conductividad eléctrica (*EC*) por su sencillez matemática y proximidad en la presión de hinchamiento máxima. Se incluyó la concentración salina en por ciento peso (w_s) como parámetro variable del lodo del cual dependen sus propiedades químicas.

Se obtuvieron dos nuevos modelos empíricos a partir de la presión de hinchamiento calculada por el modelo osmótico para la formación Pimienta Superior, los modelos originales corresponden a la presión de hinchamiento máxima y ésta decae conforme aumenta la salinidad del fluido de perforación, de modo que los tres nuevos modelos cumplen con el propósito de calcular la interacción roca-fluido considerando las propiedades de ambas fases.

Se definió el modelo corregido de capacidad de intercambio catiónico como aquel que mejor se ajusta al comportamiento de la lutita en función de su contenido arcilloso y reactividad química, éste modelo tiene la principal desventaja de que la capacidad de intercambio catiónico debe ser medida sobre una muestra de la formación mediante métodos directos o indirectos, lo cual, conlleva a tiempos prolongados de obtención de recortes y medición de la *CEC*. El modelo corregido de densidad en base seca (ρ_d) no resulta muy confiable, ya que la densidad no depende del contenido arcilloso de forma tan estrecha, tal como se demuestra en la tabla 4.2; en lutitas, la densidad en base seca está en función de muchos otros factores geológicos.

Por último, el modelo corregido de conductividad eléctrica puede ser el de mayor practicidad en campo, ya que se obtienen registros de conductividad o resistividad eléctrica en tiempo real, por lo que es posible calcular la presión de hinchamiento de forma instantánea, la desventaja es que es un modelo poco confiable por dos razones: 1) la conductividad o resistividad eléctrica es una propiedad de toda formación geológica que se da por la presencia de electrolitos disueltos en el agua de poro y se vuelve más complejo medir con exactitud la injerencia que tiene el contenido arcilloso sobre esta propiedad; y 2) se mide normalmente a diferentes distancias de la pared del pozo y por lo general no es consistente con la distancia, puede disminuir, aumentar o mantenerse prácticamente constante, por lo que genera gran incertidumbre qué valor de conductividad o resistividad es útil para predecir una presión de hinchamiento precisa.

Recomendaciones

Los modelos presentados en este trabajo deben tomarse únicamente como las bases para el entendimiento de la presión de hinchamiento y los factores que propician este fenómeno, por lo que debe continuarse un estudio minucioso sobre la relación entre la presión de hinchamiento y los principales parámetros, tales como el contenido de arcillas expandibles y su capacidad de intercambio catiónico; y de forma un poco más indirecta, el área superficial específica, aunque debe entenderse que ésta última requiere el uso de tecnologías avanzadas para ser medido.

Se demostró que el modelo corregido de conductividad eléctrica (ecuación 5.7) es el que mejor se ajusta a la realidad de entre los modelos empíricos y principalmente se establece como el modelo más práctico para ser aplicado en campo. Se debe ajustar este modelo con la finalidad de obtener una correlación más precisa para un rango más amplio de éste parámetro (EC) y pueda ser altamente confiable, ya que puede ser muy práctico en trabajos rutinarios de perforación.

Para el estudio de estos modelos y la relación entre la presión de hinchamiento y cualquier propiedad de la roca mediante métodos experimentales, se recomienda realizar una correcta preservación de los núcleos para evitar que interaccionen con la humedad del ambiente y de cualquier otra fase que pueda estar en contacto con estos. La preservación puede ser por aislamiento de las muestras a través de medios impermeables como las ceras que se utilizan para la preservación de muestras de suelos, recubrimientos a base de resinas, o bien, sumergir los núcleos en hidrocarburo, como diésel, por ejemplo.

Las pruebas experimentales que se lleven a cabo para dar seguimiento a esta investigación, deberán incluir muestras de lutitas con alto contenido de arcillas para

abarcando un mayor rango de presiones de hinchamiento. Se recomienda el uso de edómetros que tengan la capacidad de medir directamente la presión de hinchamiento en un sistema controlado de volumen constante y que se pueda, incluso, simular los esfuerzos *in situ* a las profundidades deseadas, incluyendo la temperatura. Los edómetros pueden ser equipos costosos, sin embargo, son más controlables y precisos en comparación de un consolidómetro, por otra parte, su diseño y construcción puede ser sencillo y más económico para propósitos de investigación.

Se recomienda como siguiente paso, analizar la sensibilidad y precisión entre el modelo osmótico (como modelo teórico) y el corregido de conductividad eléctrica (como modelo empírico), así como la practicidad para la obtención de sus respectivos parámetros (actividades, eficiencia de membrana y *EC*) en campo y con ello la factibilidad de usar uno u otro como mejor y más confiable aproximación a la presión de hinchamiento real.

Anexo. Metodología para las pruebas de presión de hinchamiento.

Para determinar experimentalmente la presión de hinchamiento se recurrió a una prueba rutinaria de consolidación de suelos y se rediseñó para los propósitos de este trabajo, ya que no existe una prueba para presión hinchamiento en rocas. Si bien, existen diversos equipos de hinchamiento lineal como el medidor Fann LSM-2100 (figura A-1) éstos sólo son capaces de medir la deformación lineal causada por la hidratación de muestras de lutitas intactas o reconstituidas, esto impide tener una medición de la presión de hinchamiento a volumen constante, es decir, cuando el hinchamiento lineal es igual a cero.



Figura A-1. Medidor de hinchamiento lineal en lutitas Fann LSM-2100.

Se optó por utilizar un equipo denominado consolidómetro (figura A-2), el cual, es comúnmente usado en las áreas de geotecnia, específicamente en mecánica de suelos para determinar la consolidación de un suelo fino cohesivo (generalmente arcillas y limos) bajo condiciones húmedas y bajo una carga variable propiciando la compactación del suelo durante lapsos prolongados, ya que es un proceso asintótico, es decir, en principio la consolidación se produce de forma rápida y con el tiempo se vuelve más lento.

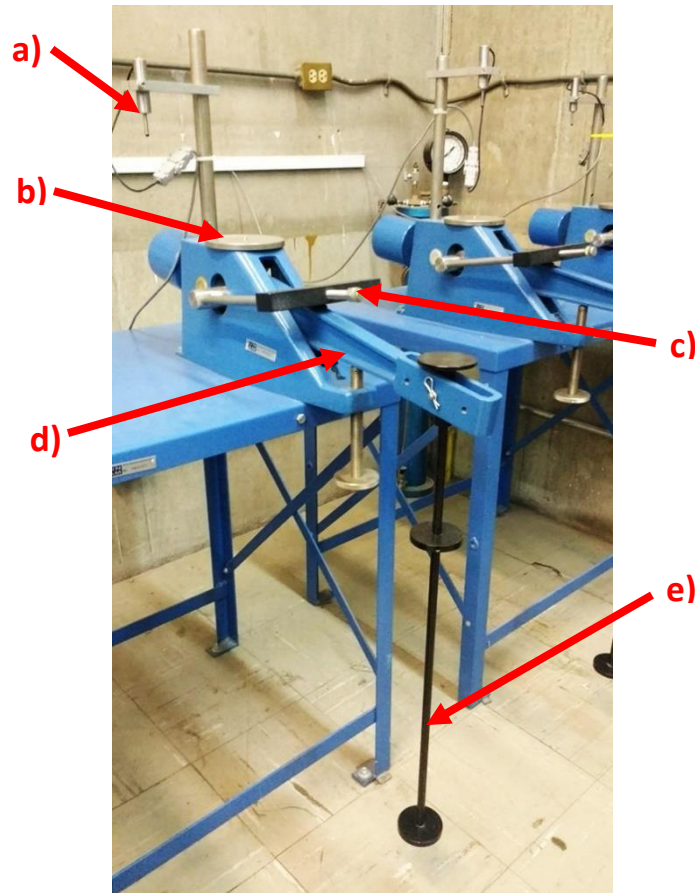


Figura A-2. Consolidómetro de suelos: a) micrómetro; b) plataforma; c) vástago; d) brazo de palanca; e) eje de carga.

La principal importancia de una prueba de consolidación de suelos es para determinar la carga mínima que puede soportar un suelo antes de compactarse en condiciones de saturación de agua, así como la máxima compactación del suelo al proyectar una estructura o construcción sobre el mismo. Debido a que este equipo está diseñado para medir desplazamiento y carga, se eligió emplearlo para realizar las pruebas de presión de hinchamiento basándose en la norma ASTM D4546-14 que describe dos métodos para medir el hinchamiento o compresión axial inducido en suelos a través del humedecimiento de la muestra y describe también un método

para medir la compresión inducida por una carga variable subsecuente a una deformación por hidratación.

Para este trabajo se modificó el método B de la norma ASTM D4546-14 de acuerdo con la necesidad de medir presión de hinchamiento como sigue:

A.1 Montaje

Como describe la figura A-3 la muestra se coloca dentro del anillo de confinamiento en cuya base y parte superior se colocan piedras porosas inertes que permitirán el acceso del fluido contenido en la celda para el humedecimiento de la muestra y sobre la piedra porosa ubicada en la parte superior de la muestra, se coloca una placa de carga de acero inoxidable sobre la cual se aplicará una carga variable directamente del brazo de palanca a través de un vástago. Cabe mencionar que en esta etapa de instalación no se vierte el fluido aún.

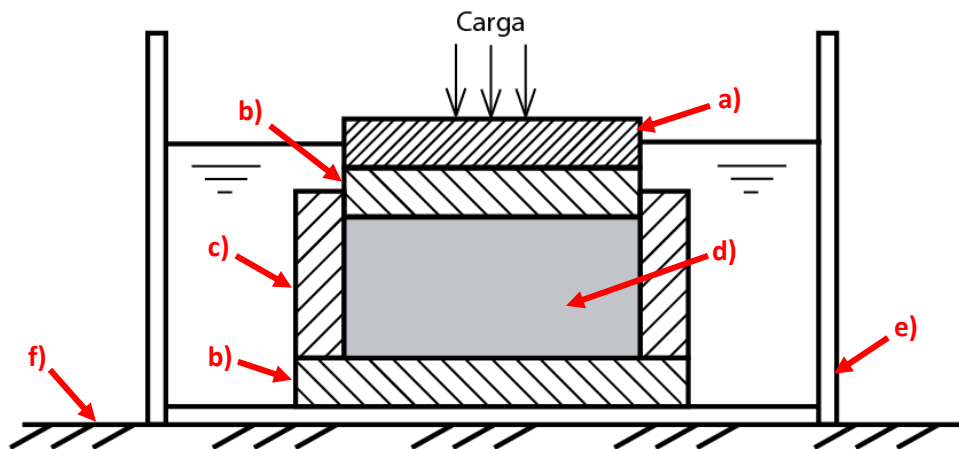


Figura A-3. *Ensamble de la muestra de roca para pruebas de hinchamiento: a) placa de carga; b) roca porosa; c) anillo de confinamiento; d) muestra de roca; e) celda para fluido; f) plataforma del consolidómetro.*

La norma sugiere como mínimo que las dimensiones de la muestra sean 50 mm de diámetro por 20 mm de alto, manteniendo siempre una relación diámetro/altura mínima de 2.5, sin embargo, para el presente trabajo sólo se dispuso de pastillas de núcleo de 38 mm de diámetro y 20 mm de altura, por lo que el resto de los elementos se adecuaron a estas dimensiones (figura A-4).

La celda con todo el conjunto se coloca sobre la plataforma del consolidómetro ensamblando sobre la placa de carga el vástago que transmitirá la carga, y sobre éste el micrómetro que medirá el desplazamiento inducido por la hidratación de la roca.

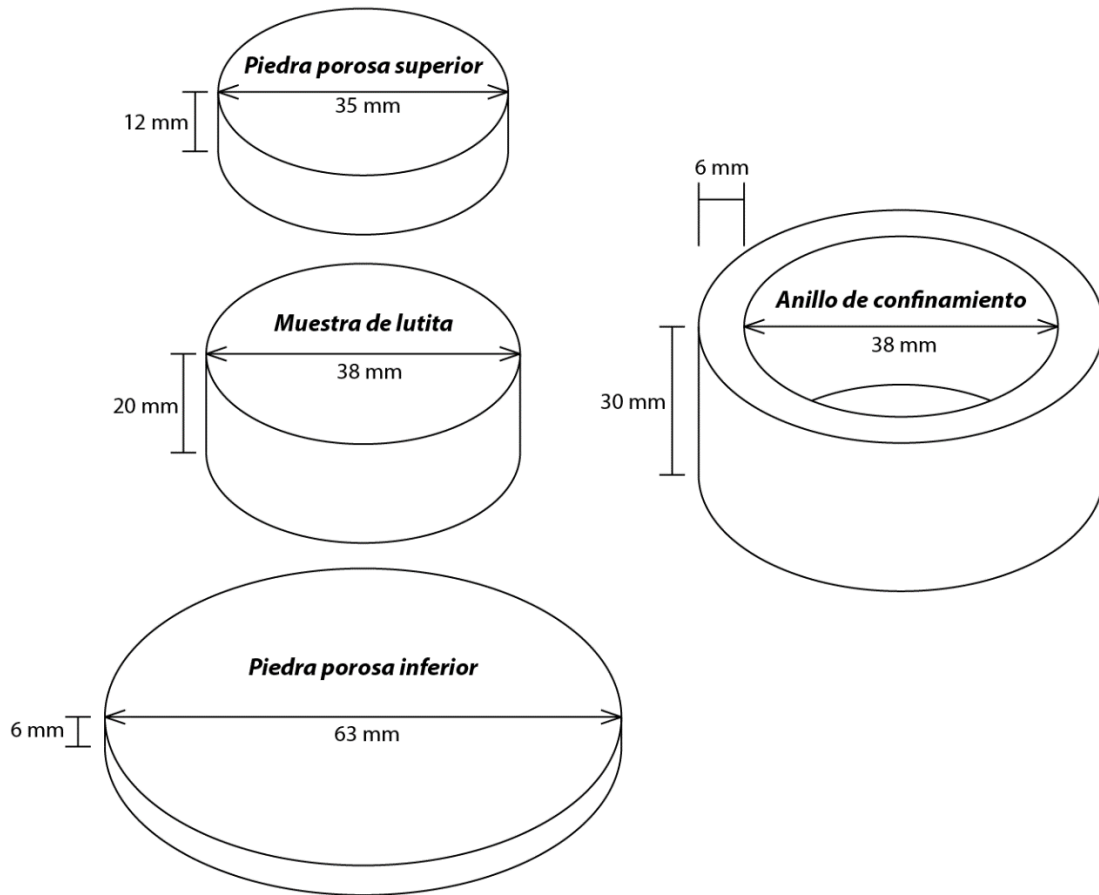


Figura A-4. Dimensiones de la muestra de lutita, anillo de confinamiento y piedras porosas para la prueba experimental de presión de hinchamiento.

A.2 Operación

Se programa el software del equipo mediante vectores de tiempo y carga para que realice un registro de desplazamiento del micrómetro en una gráfica de desplazamiento contra tiempo (éste último en escala logarítmica), para cada incremento de carga.

Se inicia la prueba en el tiempo cero con una carga inicial igual a cero en el brazo de palanca y con la celda seca, a esta primera etapa se le denomina etapa seca. Al término de 10 segundos se vierte el fluido en la celda y se observa cualquier desplazamiento en el micrómetro, el cual, tiene una sensibilidad de 0.00001 mm . A partir de los 10 segundos con carga cero se le denomina etapa cero, durante la cual se estabilizan los esfuerzos generados por el peso de la piedra porosa y la placa de carga, que en las pruebas desarrolladas en este trabajo ambas ejercen una carga de 0.01155 kg_f (0.014 psi).

En el momento que se observe un desplazamiento (hinchamiento) significativo (aproximadamente 0.001 mm), se aplica la primera carga, aquí inicia la etapa 1; el incremento dependerá de la máxima presión de hinchamiento que se espera y se divide a consideración en intervalos, en este caso se consideraron intervalos mínimos de 1 kg en el eje de carga.

El brazo de palanca del consolidómetro tiene un factor de 10, es decir, toda carga añadida en el eje de carga se multiplica por diez sobre el vástago que la transmite hacia a la roca. El consolidómetro tiene una capacidad máxima de 40 kg en el eje de carga, por lo tanto, es capaz de ejercer 400 kg a través del vástago y como la roca tiene un diámetro de 38 mm y su área es de 11.34 cm^2 , los intervalos de carga quedan como se indica en la tabla A-1.

Tabla A-1. Intervalos de incremento de carga para las pruebas de presión de hinchamiento,

Etapa	Carga pesas (kg)	Carga palanca (kg)	Presión (kg/ cm ²)	Presión (psi)
0	0.00	0.00	0.00	0.01
1	1.00	10.00	0.88	12.56
2	2.00	20.00	1.76	25.10
3	3.00	30.00	2.65	37.64
4	4.00	40.00	3.53	50.18
5	5.00	50.00	4.41	62.72
6	6.00	60.00	5.29	75.26
7	7.00	70.00	6.17	87.80
8	8.00	80.00	7.06	100.35
9	9.00	90.00	7.94	112.89
10	10.00	100.00	8.82	125.43
...				
40	40.00	400.00	35.27	501.67

La prueba consta de hasta 40 etapas más la etapa seca y la etapa cero, cada etapa (excepto las etapas seca y cero) corresponde a un nuevo incremento de carga debido a un desplazamiento considerable observado hasta que éste sea nulo, entonces la carga acumulada hasta este punto representa la presión de hinchamiento máxima para el sistema roca-fluido de acuerdo con la tabla A-1.

Referencias

1. Agus, S. S., Arifin, Y. F., Tripathy, S. & Schanz, T. 2013. Swelling Pressure–Suction Relationship of Heavily Compacted Bentonite–Sand Mixtures. *Acta Geotechnica* 8:155–165.
2. Agus, S. S. & Schanz, T. 2005. Comparison of Four Methods for Measuring Total Suction. *Vadoze Zone Journal*. Special Section: Soil Moisture Sensors.
3. Agus S. S. & Schanz T. 2008. A Method for Predicting Swelling Pressure of Compacted Bentonites. *Acta Geotechnica* 3: 125-137.
4. Akl, S. A. & Whittle, A. J. 2012. Analysis of Horizontal Wellbore Stability in Clay Shale. Artículo presentado en el 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, Chicago, IL, EUA, junio 24-27 2012. ARMA 12-559.
5. Al-Ajmi. A. M. (sin fecha). Mechanical Stability of Horizontal Wellbore Implementing Mogi-Coulomb Law. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 4 (2): 28-36.
6. Allison, R. J. 1987. *Non-Destructive Determination of Young's Modulus and its Relationship with Compressive Strength, Porosity and Density in Deformation of Sedimentary Rocks*. Editado por Jones, M. E. & Preston, R. M. F. Geological Society Special Publication 29, Blackwell Scientific Publications, Londres.
7. Álvarez, A., Armijos, H., Centeno, A., Merino, L. & Paccha, J. 2012. *Propiedades Petrofísicas de las Rocas*. Apuntes de Evaluación de Formaciones. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador. Extraído de: <http://es.slideshare.net/jimmybig87/propiedades-petrofisicas-de-las-rocas-grupo-2>

8. API. 1990. *Recommended Practice Standard Procedure for Laboratory Testing Drilling Fluids*. API Recommended Practice 13-I.
9. Araujo, K. A. 2012. *Control Óptimo de la Inhibición y Estabilización de las Lutitas y Arcillas en los Fluidos de Perforación Base Agua*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.
10. Arifin, Y. F., & Shanz, T. 2009. Osmotic Suction of Highly Plastic Clays. *Acta Geotechnica* 4, 177-191.
11. ASTM D4546-14, 2014. *Standard Test Methods for One-Dimensional Swell or Collapse of Soils*. ASTM International, DOI: 10.1520/D4546-14.
12. Attard, P. 1996. Electrolytes and the Electric Double Layer. *Adv. Chem. Phys.* 92: 1-159.
13. Bai, M., Guo, Q. & Jin, Z.-H. 2008. Study of Wellbore Stability due to Drilling Fluid/Shale Interactions. American Rock Mechanics Association 08-325.
14. Baker Hughes, 2006. *Drilling Fluids, Reference Manual*. Editado por BAKER HUGHES, Drilling Fluids.
15. Barrera, O. G., 2013. *Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México*. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México D.F, México.
16. Bell, F. G. 2007. *Engineering Geology*, second edition. Londres: Butterworth-Heinemann Publications.
17. Bol, G. M., Wong, S. W., Davidson, C. J. & Wooland, D.C. 1994. Borehole Stability in Shales. *SPE Drilling & Completion* 9 (2): 87-94. SPE-24975-PA.
18. Bolt, G.H. 1956. Physico-Chemical Analysis of the Compressibility of Pure Clays. *Géotechnique* 6 (2): 86–93.
19. Breeden, D. & Shipman, J. 2004. Shale Analysis for Mud Engineers. Artículo presentado en el AADE 2004 Drilling Fluids Conference, Houston, Texas, abril 6-7. AADE-04-DF-HO-30.
20. Budak, P., Cicha-Szot, R., Mrockzkowska, M. et al. 2014. Improved Wellbore Stability Prediction by Application of Swelling Pressure. Artículo presentado en el International Symposium of the Society of Core Analysts. Avignon, Francia. Septiembre, 2014.
21. Carvajal, L. A. & Tapia, D. 2003. *Estudio de los Problemas de Inhibición y Dispersión de Arcillas para Mejorar un Lodo de Perforación Aplicado en Muestras de las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y Tena del Bloque Tarapoa*. Tesis de licenciatura. Universidad del Zulia, Escuela Superior del Litoral. Maracaibo, Venezuela.
22. Cerato, A. B. & Lutnegger, A. J. 2002. Determination of Surface Area of Fine Grained Soils by the Ethylene Glycol Monoethyl Ether (EGME) method. *ASTM Geotechnical Testing Journal* 25 (3): 315–321.

23. Chenevert, M. E. & Osisanya, S. O. 1992. Shale Swelling at Elevated Temperature and Pressure. Rock Mechanics. Editado por Tillerson & Wawersik. *Balkema, Rotterdam*. ISBN 9054100451.
24. Chenevert, M.E., & Pernot, V., 1998. Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Base Muds. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, septiembre 27-30. SPE 49263-MS.
25. Cimen, Ö., Nilay K. S. & Yildirim, H. 2012. Prediction of Swelling Potential and Pressure in Compacted Clay. *Arab J. Sci. Eng.* 37: 1535-1546.
26. Delage, P. & Cui, Y. J. (sin fecha) An Evaluation of the Osmotic Method of Controlling Suction. *Ecole Nationale des Ponts et Chaussées*, Paris, France.
27. Devarajan, S., Toumelin, E., Torres-Verdín, C. & Thomas, E.C. 2006. Pore-Scale Analysis of the Waxman-Smiths Shaly Sand Conductivity Model. Artículo presentado en la SPWLA 47th Annual Logging Symposium. Junio 4-7.
28. Doostmohammadi, R., Moosavi, M., Mutschler, T. & Osan C. 2007. Swelling Pressure of Mudstone Under Cyclic Wetting and Drying. Artículo presentado en el 11th Congress of the International Society for Rock Mechanics. Taylor & Francis Group, London, pp. 443-446.
29. Eggleton, R. A. 2001. *The Regolith Glossary: Sursuficial Geology, Soils and Landscapes*. Canberra: CRCLEME.
30. Erguler, Z. A. & Ulusay, R. A. 2003. A Simple Test and Predictive Models for Assessing Swell Potential of Ankara (Turkey) Clay. *Eng. Geol.* 67: 331–352.
31. Erguler, Z. A. & Ulusay, R. A. 2006. Swelling Behavior of Ankara Clay. *Expansive Soils: Recent Advances in Characterization and Treatment*. Editado por Al-Rawas A.A. and Goosen M.F.A. pp. 149-172.
32. Erzin, Y. & Erol, O. 2004. Correlations for Quick Prediction of Swell Pressures. *Electron. J. Geotech. Eng.* 9, paper 0476.
33. Ewy, R. T. & Stankovich R. J. 2000. Pore Pressure Change due to Shale-Fluid Interactions: Measurements Under Simulated Wellbore Conditions. Artículo presentado en el 4th North American Rock Mechanics Symposium, Seattle, Washington, EUA, julio 31 a agosto 3. pp. 147–154.
34. Ewy, R.T. & Stankovich R.J. 2010. Shale Swelling, Osmosis, and Acoustic Changes Measured Under Simulated Downhole Conditions. Artículo presentado en la SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas, EUA, octubre 20–23 2002 SPE 78160. pp. 177-186.
35. Fam, M. A. & Dusseault, M. B. 1998. Borehole Stability in Shales: A Physico-Chemical Perspective. Artículo presentado en SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Noruega, julio 8-10. SPE-47301-MS.

36. Farrokhrouz M., 2007. Rock Mechanical Characterization of Shale Formations Based on Wellbore Drilling Log Data. Petroleum University of Tech, Tehran.
37. Farrokhrouz M. & Asef, M.R., 2013. *Sale Engineering: Mechanics and Mechanisms*. Boca Raton, Florida, CRC Press. Taylor & Francis Group.
38. Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M. & Risnes R. 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Segunda edición. Elsevier, Developments in Petroleum Science.
39. Flórez, D. C. & Villamizar, M. 2010. *Determinación del Hinchamiento Lineal en Cortes de Perforación Utilizando Strain Gages*. Tesis de Licenciatura. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
40. Forsans, T. M. & Schmitt, L. 1994. Capillary Forces: The Neglected Factor in Shale Instability Studies?. Artículo presentado en el Eurock SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference, Delft, Países Bajos, agosto 29-31 1994. SPE 28029.
41. Griffin, J. M., Hayatdavoudi, A. & Ghalambor, A. 1986. Design of Chemically Balanced Polymer Drilling Fluid Leads to a Reduction in Clay Destabilization. *SPE Drilling Engineering*, febrero 1986.
42. Hill, H. J. & Milburn J. D. 1956. Effect of Clay and Water Salinity on Electrochemical Behavior of Reservoir Rocks. *Shell Oil Co.* 207: 65-72. SPE 532-G.
43. Hong, W. & Halliburton 2010. Rethinking of Shale Swelling Based on Interesting Test Results. Artículo presentado en el 44th US Rock Mechanics Symposium Salt Lake City, UT, junio 27–30 2010. ARMA 10-172.
44. Kamel, M. H., El-Difrawy, M., Bayoumi, A., & Hosney, H. 1991. Porosity-mechanical Properties Crossplots: Possible Indicators of Fracture Intensity. Artículo presentado en el SPWLA 32nd Annual Logging Symposium.
45. Karaborni, S., Smit, B., Heidug, W. K., Urai, J. L. & van Oort, E. 1996. The Swelling of Clays: Molecular Simulations of the Hydration of Montmorillonite. *Science*. p. 1102.
46. Katsube T. J. & Williamson, M. A. 1994. Effects of Diagenesis on Shale Nano-Pore Structure and Implications for Sealing Capacity. *Clay mineral J.* 29: 451-461.
47. Lal M., 1999. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. Artículo presentado en la Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela. SPE 54356.
48. Likos, W. J. & Lu, N. 2003. Automated Humidity System for Measuring Total Suction Characteristics of Clay. *Geotechnical Testing Journal* 26 (2), ID GTJ10456.

49. Madsen, F. T., & Müller, M. 1985. Swelling Pressure Calculated from Mineralogical Properties of a Jurassic Opalinum Shale, Switzerland. *Clays and Clay Minerals* 33 (6): 501- 509.
50. Martínez, A. 2011. *Propiedades del Sistema Roca – Fluidos: Capacidad de Intercambio Catiónico*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Ciudad Universitaria, D.F, México.
51. McEwan, D. M. & Ruiz-Amil, A. 1975. Inorganic Components, Soil Components. *Interstratified clay minerals*, editado por J.E. Gieseking. New York.
52. Mody, F. K., Hale, A. H. 1993. A Borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. Artículo presentado en la SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993, SPE 25728, pp. 1093-1101.
53. Nayak, N. V. & Christensen, R. W. 1979. Swelling Characteristics of Compacted Expansive Soils. *Clay Clay Miner.* 19 (6): 251–261.
54. Nguyen-Tuan, L., Datcheva, M., Khan, M. I. & Schanz, T. 2011. Numerical Investigation and Back Analysis for High Swelling Pressure in Constant Volume Test. *Civil-Comp Press*, Stirlingshire, Scotland.
55. O'Brien, D. E. & Chenevert, M. 1973. Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited, Potassium-based Drilling Fluids. *Journal of Petroleum Technology*. Pp. 1089-1100.
56. Pettersen, C. & Skippervik. 2014. *Study on the Swelling Potential of some Selected Rocks*. Norwegian University of Science and Technology. Department of Geology and Mineral Resources Engineering.
57. Pourzargar, A., König, D., Heibroek, G., Datcheva, M. & Schanz, T. 2013. Comparison of Measured and Predicted Suction Stress in Partially Saturated Compacted Mixtures of Sand and Clay. *Vadose Zone Journal*. VZJ-2013-06-0114-PES.R1.
58. Ramos, D. 2016. *Metodología Para la Definición de la Presión Osmótica Como Complemento a la Presión de Poro*. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México.
59. Rauh, F., Thuro, K. & Spaun, G. 2006. The Powder Swelling Test – Advantages and Limitations. *The Geological Society of London*. IAEG2006, 472.
60. Reyes, D. A. & Zambrano, F. J. 2012. *Optimización de un Fluido Base Agua con Alta Capacidad Inhibitoria de Arcillas para la Perforación de la Zona Intermedia del Campo Dragón, Distrito Costa Afuera*. Tesis de Licenciatura. Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela.

61. Sabtan, A. A. 2005. Geotechnical Properties of Expansive Clay Shale in Tabuk, Saudi Arabia. *J. Asian Earth Sci.* 25: 747–757.
62. Schanz, T., Arifin, Y. F., Khan, M. I. & Agus, S. S. 2010. Time Effects on Total Suction of Bentonites. Japanese Geotechnical Society. *Soils And Foundations* 50 (2): 195-202.
63. Schanz, T. & Al-Badran, Y., 2014. Swelling Pressure Characteristics of Compacted Chinese Gaomiaozi Bentonite GMZ01. *Soil and Foundations*.
64. Schanz, T. & Elsayy, M. B. 2014. Swelling Characteristics and Shear Strength of Highly Expansive Clay–Lime Mixtures: A Comparative Study. *Arab J Geosci*. DOI 10.1007/s12517-014-1703-5.
65. Schanz, T., Khan, M. I. & Al-Badran, Y. 2013. An Alternative Approach for the Use of DDL Theory to Estimate the Swelling Pressure of Bentonites. *Applied Clay Science*.
66. Schanz T., Tripathy, S. 2009. Swelling Pressure of a Divalent-Rich Bentonite: Diffuse Double-Layer Theory Revisited. *Water Resources Research* 42: 1-9.
67. Skalle, P., 2011. *Drilling Fluid Engineering*. Editado por Pál Skalle & Ventus Publishing Aps. ISBN 978-87-7681-929-3.
68. Sreedeeep, S. 2012. *Geo-Environmental Engineering*. Apuntes de curso en línea. National Programme on Technology Enhanced Learning. Extraído de <http://nptel.ac.in/courses/105103025/module2/lec7/1.html>.
69. Sridharan, A. & Jayadeva, M. S. 1982. Double Layer Theory and Compressibility of Clays. *Géotechnique* 32 (2): 133-144.
70. Tariq A. 2014. *Wellbore Stability in Shale Formations*. Tesis de Maestría, University of Stavanger. Faculty of Science and Technology, Drilling Technology, Stavanger, Noruega.
71. Trejo, M. C. 2009. *Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur*. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F, México.
72. Tripathy, S., A. Sridharan, & T. Schanz, 2004. Swelling Pressures of Compacted Bentonites from Diffuse Double Layer Theory, *Can. Geotech. J.* 41: 437–450.
73. Unrung, K. F. 1997. Weatherability Test of Rock for Underground Mines. Artículo presentado en la 16th Int. Conf. On Ground Control in Mining, agosto 1997 Morgantown, WV.
74. Velázquez, D., González, Z., Pavón J. M. & Castro, H. 2005. Evaluación del Poder de Inhibición de los Fluidos de Perforación a Través de la Caracterización de Arcillas. 4° E-Exitep 2005, Veracruz, Ver., febrero 20-23.
75. Vernik, I., & Nur, A. 1992. Petrophysical Classification of Siliclastics for Lithology and Porosity Prediction from Seismic Velocities. *AAPG Bull* 76 (9): 1295-1309.

76. Verwey, E. J. & Overbeek, J.Th. 1948. *Theory of the Stability of Lypophobic Colloids*. Elsevier, Amsterdam.
77. von Wolffersdorff, P. A. & Fritzsche, S. Laboratory Swell Tests on Overconsolidated Clay and Diagenetic Solidified Clay Rocks. *Baugrund Dresden*. Ingenieur gesellschaft mbH, Germany.
78. Waxman, M. H. & Smits, L. J. 1968. Electrical Conductivities in Oil Bearing Shaly Sands. *SPE Journal of Petroleum Technology. Trans.* 8: 107-122.
79. Wilson, M. J. 1987. X-Ray Powder Diffraction Methods. *A Handbook of Determinative Methods in Clay Mineralogy*. Editado por M. J. Wilson. New York: Chapman and Hall.
80. Wilson, M. J, & Wilson, L. 2014. Clay Mineralogy and Shale Instability: An Alternative Conceptual Analysis. *Clay Miner.* 49 (2): 127-145.
81. Winsauer, W. O. & McCardell, W. M. 1953. Ionic Double-Layer Conductivity in Reservoir Rock. *Pet. Trans. AIME*.
82. Yan, C., Deng, J. & Yu, B. 2013. Wellbore Stability in Oil and Gas Drilling with Chemical-Mechanical Cupling. *The ScientificWorld Journal*. ID 720271.
83. Yu, M., Chenevert, M. E. & Sharma, M. M. 2003. Chemical-Mechanical Wellbore Instability Model for Shales: Accounting for Solute Diffusion. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 38: 131-143.
84. Zhou, Z. H., Huang R. Z. & Chen, Y. F. 1992. Constitutive Equations of Shale and Clay Swelling: Theoretical Model and Laboratory Test Under Confining Pressure. Artículo presentado en SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, marzo 24-27. SPE 22382.