



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN EN
RECURSOS NATURALES – PERFORACIÓN

METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE LA PRESIÓN OSMÓTICA COMO
COMPLEMENTO A LA PRESIÓN DE PORO.

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

DAVID RAMOS GÓMEZ

TUTOR:

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

MÉXICO, D. F. AGOSTO 2016

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando
Secretario: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel
Vocal: M. en C. Velázquez Cruz David
1^{er.} Suplente: Dr. Nicolás López Rubén
2^{d o.} Suplente: M. en C. Escobedo Zenil David

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Ciudad Universitaria, México, Distrito Federal.

TUTOR DE TESIS:

M. en C. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ

FIRMA

Agradecimientos

Esta tesis representa la conclusión de un trabajo y esfuerzo que va más allá de estas páginas. Este trabajo es sólo una parte del camino por recorrer y del largo viaje de vivir. En este camino muchas personas han dejado sus huellas y es por esto que a continuación les agradezco:

A mi madre, Cecilia, le agradezco todo el esfuerzo y apoyo que ha entregado en cada etapa de mi vida, siendo el pilar principal de mi formación. Esta tesis es y será siempre suya.

A mis abuelitos, Carmen y Moisés, que aunque ya no están aquí, me enseñaron el significado de ser humano, esta tesis es en su memoria.

Al Dr. Raymundo, que desde que lo conocí siempre ha representado un gran maestro y amigo.

Al Maestro David Velázquez, que me ha brindado todo su apoyo y asesoría desde el comienzo de la realización de este trabajo y aún antes.

A todos los profesores, que a lo largo de esta formación, estuvieron ahí, enseñándome día a día un sinfín de conocimientos.

A Rosario Luna, que me ha dado todo su cariño y apoyo desde el comienzo de esta aventura.

A David Rodríguez, quien ha sido un gran amigo y colega, incluso antes de iniciar esta maestría y sin duda todo este camino me ha brindado todo su apoyo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por todo el apoyo y patrocinio a lo largo de esta etapa de formación.

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), por el acceso a las instalaciones, la disponibilidad de equipos y materiales y toda la infraestructura para el desarrollo de esta tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), que a lo largo de esta formación profesional ha sido mi segundo hogar.

Contenido

Agradecimientos.....	iii
Resumen.....	xi
Abstract.....	xii
Introducción.....	xiii
Capítulo I. Estabilidad mecánica del pozo.....	1
I.1. Rocas y su clasificación.....	1
I.2. Mecánica de rocas y geomecánica.....	2
I.3. Presiones.....	5
I.3.1. Presión hidrostática.....	5
I.3.2. Presión de formación.....	5
I.3.3. Presiones anormales.....	6
I.4. Proceso de compactación.....	7
I.5. Predicción de geopresiones.....	10
I.6. Determinación de la magnitud del esfuerzo de sobrecarga.....	12
I.7. Predicción del gradiente de fractura.....	13
I.8. Mecanismos de Falla.....	17
I.9. Estabilidad mecánica del agujero durante la perforación.....	19
Capítulo II. Reactividad de las lutitas y química de arcillas.....	23
II.1. Generalidades de las lutitas.....	24
II.1.1. Relación entre lutitas y arcillas.....	25
II.2. Química de arcillas.....	26
II.3. Tipos de Arcillas.....	30
II.4. Composición y estructura de las arcillas.....	33
II.4.1. Esmectitas - Arcillas de tres capas.....	33
II.4.2. Ilitas - Arcillas de tres capas.....	34
II.4.3. Cloritas - Arcillas de tres capas.....	36
II.4.4. Caolinitas - Arcillas de dos capas.....	37
II.5. Agua asociada a las lutitas.....	38
II.6. Estabilidad química en lutitas.....	39
II.7. Hidratación de las arcillas.....	40
II.7.1. Fuerzas involucradas en el hinchamiento.....	41

II.8. Ósmosis en lutitas	41
II.9. Interacciones químicas con el fluido de perforación	42
II.10. Fundamentos de laboratorio para la interacción roca-fluido	43
II.11. Importancia de las lutitas en la industria petrolera	44
II.11.1. Lutitas aceitíferas	45
II.11.2. Lutitas gasíferas	45
Capítulo III. Fenómeno osmótico en el pozo.	47
III.1. El hinchamiento y su relación con la ósmosis.....	47
III.2. Presión y geoquímica en las lutitas	49
III.3. Transporte en lutitas	50
III.3.1. El fenómeno osmótico en las lutitas.....	52
III.4. Actividad del agua	53
III.4.1. Factores que afectan la actividad del agua.....	54
III.5. Modelo de presión osmótica	55
III.6. Actividad de la roca	60
III.7. Actividad del fluido.....	64
III.8. Eficiencia de membrana	66
III.9. Temperatura	69
III.10. Estudios sobre inestabilidad química en perforación en México	69
Capítulo IV. Análisis de Presión Osmótica como Complemento a la Presión de Poro en México.....	71
IV.1. Descripción general del pozo y los núcleos a evaluar	71
IV.2. Registros geofísicos y ventana operativa.....	72
IV.3. Predicción o determinación de actividad de agua para roca y fluido.....	78
IV.3.1 Actividad en la roca	78
IV.3.2. Actividad en el fluido de perforación	81
IV.4. Cálculo de la presión osmótica y balanceo de actividades	83
IV.5. Predicción de ventana operativa con presión osmótica integrada.....	88
IV.6. Interacción roca-fluido y problemas operativos durante la perforación	92
IV.7. Metodología para la definición de la presión osmótica como complemento a la presión de poro	93
Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones	98

V.1. Conclusiones.....	98
V.2. Recomendaciones	100
Anexo 1. Conceptos complementarios	102
Anexo 2. Flujo de trabajo en el desarrollo de ventana operativa.....	116
Anexo 3. Deducción algebraica de suposiciones del modelo 1 para predicción de actividad en la roca	118
Anexo 4. Correlación entre composición mineralógica y actividad de agua en la roca	120
Anexo 5. Herramienta para el cálculo de la presión osmótica	122
Anexo 6. Columna geológica y descripción de la litología.....	126
Referencias	127

Índice de tablas

Tabla 1.1. Clasificación geológica general de las rocas	2
Tabla 1.2. Gradientes de presión de formación normal en diferentes regiones del mundo.....	7
Tabla 1.3. Causas de la inestabilidad del agujero	19
Tabla 1.4. Indicadores de inestabilidad del agujero.....	20
Tabla 2.1. Distribución relativa de los tipos de rocas para varias áreas	26
Tabla 2.2. Características relativas de rocas sedimentarias.....	27
Tabla 2.3. Rango de CEC para materiales arcillosos puros.....	29
Tabla 2.4. Espesor de las capas unitarias de arcillas comunes en Angstroms	30
Tabla 2.5. Arcillas más comunes en la naturaleza.....	37
Tabla 3.1. Cálculo del radio efectivo del soluto hidratado según la ecuación 3.53	69
Tabla 4.1. Composición del núcleo P1 relativo a la formación Pimienta Superior	72
Tabla 4.2. Composición del núcleo P2 relativo a la formación Pimienta Superior	72
Tabla 4.3. Resultados de determinación de actividades núcleos P1, P2 y P3.....	81
Tabla 4.4. Cálculo de la presión osmótica ideal con información de variables y constantes usadas	84
Tabla 4.5. Resultados obtenidos de eficiencias de membrana con radio promedio de poro de P2	84
Tabla 4.6. Resultados obtenidos de las presiones osmóticas reales máximas (agua pura como fluido de perforación).....	85
Tabla 4.7. Resultados de las concentraciones en el punto que se alcanzó el balanceo de actividades del agua en la roca y el fluido de perforación.....	88
Tabla 4.8. Escenarios diseñados de presión osmótica para los ajustes de la ventana operativa.	90
Tabla 4.9. Resumen de tiempos por etapa durante la perforación del pozo Pimienta-1.....	93
Tabla A1.1. Relación entre varios de los módulos elásticos para un material isotrópico	115
Tabla A4.1 Composiciones de los núcleos y sus actividades de agua respectivas.....	120

Índice de figuras

Figura 1.1. Derivación de la geomecánica del petróleo	3
Figura 1.2. Sistema de conservación y su relación con la geomecánica	4
Figura 1.3. Representación gráfica de las presiones anormales	6
Figura 1.4. Modelo de simulación de la compactación de las arcillas saturadas con agua	8
Figura 1.5. Campo de esfuerzos principales en el fracturamiento hidráulico	14
Figura 1.6. Tipos de falla en el pozo	17
Figura 1.7. Esquema de los factores implicados en el análisis de estabilidad de un pozo	21
Figura 1.8. Ventana operativa y las curvas que la componen se indican de izquierda a derecha: “c” es el gradiente de colapso, “p” es gradiente de presión de poro, “m” es gradiente de densidad del lodo, “h” es el gradiente de horizontal mínimo, “f” es el gradiente de fractura y “v” es el gradiente de sobrecarga.....	22
Figura 2.1. Clasificación de silicatos	31
Figura 2.2. Partícula de montmorillonita idealizada	33
Figura 2.3. Pirofilita eléctricamente neutra	33
Figura 2.4. Sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} causando una partícula cargada negativamente.....	34
Figura 2.5. Estructura de la esmectita.....	35
Figura 2.6. Comparación de estructuras de arcillas	36
Figura 2.7. Microfotografía del mineral caolinita	37
Figura 2.8. Microfotografía del mineral illita	37
Figura 2.9. Microfotografía del mineral montmorillonita.....	38
Figura 2.10. Microfotografía del mineral clorita rica en hierro (Fe)	38
Figura 2.11. Microfotografía del mineral clorita rica en magnesio (Mg)	38
Figura 3.1. Información general de los flujos en las lutitas; los círculos, triángulos y rectángulos representan las fuerzas motrices, los componentes del fluido y las leyes dominantes, respectivamente	51
Figura 3.2. Representación del flujo de agua debido al fenómeno de ósmosis	52
Figura 3.3. Efectos de la temperatura sobre la actividad del agua de salmueras de $CaCl_2$	64
Figura 4.1. La imagen a) muestra el núcleo P1 y la b) es la correspondiente al núcleo P2	71
Figura 4.2. Registros geofísicos del pozo Pimienta-1	73
Figura 4.3. a) Registro de rayos gamma (GR), intervalos de lutita, tiempo de tránsito observado y suavizado ($\Delta Tob_{reg.}$ y $\Delta Tob_{suav.}$), tendencia normal de compactación (NCT); y b) relación de Poisson	74
Figura 4.4. Ventana operativa desde del software de análisis de geopresiones	76

Figura 4.5. Ventana operativa final para integración de presión osmótica.....	77
Figura 4.6. Medidor de actividad Aqual Lab, modelo Dew Point Water Activity Meter- 4TEV	80
Figura 4.7. Equipo para medición de actividad, muestra de núcleo P1 y estándares de calibración	80
Figura 4.8. Actividad del fluido de perforación en función de la concentración de las sales CaCl ₂ , KCl y NaCl, según correlaciones del modelo 2	82
Figura 4.9. Curvas de actividad de los fluidos de perforación respecto a la concentración y las actividades de los tres núcleos.....	85
Figura 4.10. Presión osmótica real de los tres núcleos respecto al fluido de perforación (CaCl ₂)....	86
Figura 4.11. Presión osmótica real de los tres núcleos respecto al fluido de perforación (KCl).....	87
Figura 4.12. Presión osmótica real de los tres núcleos respecto al fluido de perforación (NaCl)	87
Figura 4.13. Ventana operativa integrada para escenario de presión osmótica máxima con el fluido CaCl ₂ (P _π máx_P1_CaCl ₂), con presión osmótica constante en todo el intervalo.....	89
Figura 4.14. Ventana operativa integrada (interacción roca-fluido) para cada escenario (CaCl ₂)....	90
Figura 4.15. Ventana operativa integrada (interacción roca-fluido) para cada escenario (KCl)	91
Figura 4.16. Ventana operativa integrada (interacción roca-fluido) para cada escenario (NaCl)	91
Figura 4.17. Metodología para la definición de la presión osmótica como complemento a la presión de poro	93
Figura A1.1. Esfuerzo sobre el plano ΔA, en el punto 0	104
Figura A1.2. Tipos de esfuerzos: a) compresión, b) corte y c) tensión	104
Figura A1.3. Descomposición de los esfuerzos	105
Figura A1.4. Componentes de esfuerzos en un diferencial de volumen cúbico	106
Figura A1.5. Acción de los esfuerzos regionales en el subsuelo	106
Figura A1.6. Desequilibrio de los esfuerzos por la remoción de rocas	109
Figura A1.7. Distribución de los esfuerzos por la remoción de rocas a) vista lateral y b) vista desde arriba	110
Figura A1.8. Clasificación de las rocas sedimentarias basada en la relación entre el módulo de elasticidad y su resistencia a compresión simple (E/σ_c)	111
Figura A1.9. Transición de la roca de un comportamiento frágil a un comportamiento dúctil.....	113
Figura A2.1. Flujo de trabajo en el desarrollo de la ventana operativa	116
Figura A2.2. a) Registro de densidad (RHOB) para sobrecarga; y b) relación de Poisson (PR) para el gradiente de fractura de Eaton	117
Figura A4.1. Composición general de la roca y actividad del agua en la roca	121
Figura A4.2. Composición relativa de las arcillas totales de la roca y actividad del agua en la roca	121

Figura A5.1. Cálculo en Matlab para la obtención de presión osmótica y la actividad balanceada en base al fluido con NaCl.....	125
Figura A5.2. Cálculo en Matlab para la obtención de presión osmótica y la actividad balanceada en base al fluido con KCl	125
Figura A6.1. Columna geológica y descripción de la litología.	126

Resumen

La estabilidad química, que es pobremente investigada y entendida, se sabe que puede tener consecuencias diversas en el pozo y elevar los costos de la operación hasta en 10% y en los peores casos originar la pérdida total del pozo.

Para el caso particular de México no existe antecedente del estudio de la interacción roca-fluido con base en la presión osmótica, que se plantea como uno de los principales problemas de estabilidad química en la perforación.

En el presente trabajo se desarrolla una metodología que integra la presión de poro y la presión osmótica para la evaluación de la estabilidad, donde la presión de poro es usada como referencia dentro de la ventana operativa para cuantificar el impacto de la presión osmótica sobre la misma.

La cuantificación de la presión osmótica se realiza tomando en cuenta la eficiencia de la membrana para tres muestras de núcleos del pozo Pimienta-1, que es un pozo no convencional de lutitas aceitíferas. La evaluación de la interacción roca-fluido se realiza entre las muestras de los núcleos con tres fluidos con diferentes sales cada uno (KCl, NaCl y CaCl₂) para obtener finalmente la concentración de actividad balanceada, la cual inhibe la interacción roca-fluido y hace que los efectos de presión osmótica sean cero.

La metodología presentada cubre con las características de ser integral, práctica para su aplicación y con fundamentos bien definidos. A partir de esta se determinan tres escenarios de interacción roca-fluido con los cuales se hace posible la selección de la sal y su concentración para un trabajo óptimo desde el punto de vista operativo y económico.

Abstract

Chemical stability, which is poorly researched and understood, may have different consequences in the well and thus raise operating costs by up to 10% and in the worst cases cause total loss of the well.

For the particular case of Mexico there is no precedent study rock-fluid interaction based on the osmotic pressure, which arises as one of the main problems of chemical stability in drilling.

In this thesis a methodology that integrates pore and osmotic pressure for stability assessment is developed. The pore pressure is used as a reference in the operating window to quantify the impact of the osmotic pressure on it.

Quantification of the osmotic pressure is obtained taking into account the efficiency of the membrane for three core samples of the well Pimienta-1, which is an unconventional shale oil well. The evaluation of rock-fluid interaction occurs between core samples and the three fluids, each with different salt (KCl, NaCl and CaCl₂). The concentration of balanced activity is thus obtained, inhibiting the rock-fluid interaction and causing the effects of osmotic pressure to become zero.

The methodology presented meets the requirements of being comprehensive, practical for application and based on solid foundations. This methodology allows the establishment of three possible scenarios of rock-fluid interaction which enable the selection of salt and concentration for an optimal work both operationally and economically.

Introducción

La perforación de pozos petroleros es una operación esencial para la explotación de un yacimiento petrolero. Durante esta operación existen diversos factores que son determinantes para tener éxito, dentro de los cuales se pueden mencionar en primer lugar, los referidos a la estabilidad mecánica del pozo, que al día de hoy es bien conocida y tomada en cuenta en todos los diseños. Por otra parte, se tiene la estabilidad debida a efectos fisicoquímicos, la cual es pobremente investigada y entendida, con consecuencias diversas en el pozo y que eleva los costos de la operación hasta en 10% y en los peores casos origina la pérdida total del pozo.

Los efectos fisicoquímicos son esencialmente, el flujo de agua y de iones que entran y salen de la formación, causando inestabilidad en el pozo, y con un mayor riesgo en particular en formaciones con lutitas.

Las fuerzas osmóticas y los gradientes de concentración pueden iniciar el movimiento de las moléculas de agua y de iones. La actividad química desempeña un papel importante en la presión osmótica y se define como el potencial químico o como la reacción donde el agua disponible tiene una tendencia a escapar del fluido de perforación hacia la formación. Cuando existe un desequilibrio en la actividad del agua entre la formación y el fluido de perforación, el resultado es el desarrollo de fuerzas osmóticas que generan un movimiento de agua hacia dentro o fuera de la formación.

Una presión osmótica negativa tiene el efecto de desestabilizar el pozo debido al flujo osmótico de agua hacia la formación, mientras que una presión osmótica positiva puede volver quebradiza la formación al hacer fluir agua de la formación hacia el fluido de perforación. Sin embargo, una presión positiva trae consigo algunos beneficios dados por la disminución de la presión del lodo de perforación requerido, que hace el proceso de perforación más fácil y económico. Por tales motivos, es de suma importancia el definir la presión osmótica ocasionada por el intercambio iónico y molecular entre el fluido de perforación y el fluido de la formación debido al contraste de salinidades.

En el presente trabajo se busca definir la presión osmótica y obtener una metodología para su cálculo con base en trabajos relacionados y mediante la realización de la experimentación necesaria. El modelo usado deberá ser de fácil manejo, bien fundamentado, fiable en sus predicciones y versátil para su uso en los programas de diseño y operaciones en campo. El objetivo es evaluarlo en un pozo real en México del cual se tengan los datos suficientes, para ver y cuantificar su impacto.

El presente trabajo se divide en 5 capítulos, que pretenden dejar un panorama más claro acerca de los procesos osmóticos en la perforación de pozos y aportar una forma simplificada y precisa de calcular los efectos fisicoquímicos en la estabilidad del pozo, así como cuantificar la inestabilidad y ver su efecto sobre la ventana operativa.

El capítulo I, está enfocado a la parte de la estabilidad mecánica del pozo, que incluye un cierto antecedente, algunos de los modelos más usados para el diseño de la ventana operativa; y finalmente la descripción de los diversos factores que determinan la estabilidad mecánica del pozo.

El capítulo II, busca dar los conceptos principales relacionados a las arcillas, dando el preámbulo de la formación en estudio y el entendimiento de los procesos e interacciones roca-fluido que se dan entre la formación y los fluidos de perforación.

El capítulo III, se centra en el desarrollo de la conceptualización respectiva del proceso de osmosis, la presentación de los modelos que se tienen y también sustenta la base para elegir los mejores modelos de predicción para su posterior aplicación.

El capítulo IV, está enfocado en la selección de los modelos para predicción tanto de la ventana operativa como de la presión osmótica, la aplicación de ambos modelos de forma acoplada para modificar la ventana operativa en un caso real en México, la obtención de los resultados finales del trabajo y una breve discusión de los mismos.

Finalmente, el capítulo V, está referido únicamente a las conclusiones y algunas recomendaciones, que se lograron vislumbrar a lo largo del desarrollo del presente trabajo.

Capítulo I. Estabilidad mecánica del pozo.

La estabilidad mecánica en un pozo petrolero está referida al mantenimiento de la operación en equilibrio mecánico, en el que pequeñas perturbaciones del sistema no son seguidas por un alejamiento indefinido de la situación de equilibrio. Está dada por un conjunto de disciplinas que interactúan en vinculación, entre las cuales toma una importancia fundamental la geomecánica.

I.1. Rocas y su clasificación

Existen dos conceptos dentro del área de ciencias de la tierra que es importante definir claramente para poder diferenciarlos, estos son: rocas y suelos.

Las rocas son agregados naturales, duros y compactos, de partículas minerales con fuertes uniones cohesivas permanentes, que habitualmente se consideran un sistema continuo y para clasificar los diferentes tipos de rocas se usan características como: composición mineralógica, estructura granular, textura y origen de la roca.

Los suelos son agregados naturales de granos minerales unidos por fuerzas de contacto normales y tangenciales a las superficies de las partículas adyacentes, separables por medios mecánicos de poca energía o por agitación con agua (González, Ferrer, Ortuño y Oteo, 2004).

Debido a la diferencia existente entre suelos y rocas, las rocas tienen composiciones, características y propiedades mucho más variables confiriendo a los materiales naturales un carácter heterogéneo y anisótropo, lo cual complica su modelado e implica que algunas veces se realicen suposiciones con el fin de hacer simplificaciones para poder efectuar el análisis geomecánico, que es indispensable para el diseño mecánico del pozo durante la etapa de perforación del mismo.

Algunas de las principales diferencias entre las propiedades físicas y mecánicas de las rocas respecto a los suelos son:

- Generación de mecanismos y superficies de fractura en los procesos de deformación.
- Módulos de deformación altos en comparación con los suelos.
- Baja permeabilidad en comparación con los suelos.

Un criterio usado para establecer los límites entre suelo y roca, es el valor de la resistencia a la compresión simple o el máximo esfuerzo que soporta una probeta antes de romperse al ser cargada axialmente en el laboratorio. En la zona de transición se encontrarán los denominados suelos duros y rocas blandas. Los

límites sugeridos por diferentes autores son de alrededor de 145.04 *psi* (1 *MPa*) debido a que algunas rocas blandas presentan resistencias de este orden (González et al., 2004).

De manera general las rocas se pueden clasificar con base en su composición, a las relaciones geométricas de sus partículas (textura) y a las características genéticas, como se muestra en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Clasificación geológica general de las rocas (González et al., 2004).

Clasificación geológica general de las rocas.		
Rocas sedimentarias	Detríticas	Cuarcita, arenisca, lutita, limolita, conglomerado.
	Químicas	Evaporitas, caliza, dolomítica.
	Orgánicas	Caliza, carbón, rocas coralíferas.
Rocas ígneas	Plutónicas	Granito, gabro, diorita.
	Volcánicas	Basalto, andesita, riolita.
Rocas metamórficas	Masivas	Cuarcita, mármol.
	Foliadas o con esquistosidad	Pizarra, filita, esquistos, gneiss.

I.2. Mecánica de rocas y geomecánica

La mecánica de rocas se ocupa del estudio teórico y práctico de las propiedades y comportamiento mecánico de los materiales rocosos ante la acción de fuerzas aplicadas en su entorno físico.

El desarrollo de la mecánica de rocas, se inició como consecuencia de la utilización del medio geológico para obras superficiales y subterráneas y explotación de recursos mineros, posteriormente tomó una relevancia fundamental para la explotación de yacimientos de hidrocarburos, donde se convirtió en la base del diseño mecánico del pozo.

Las masas rocosas aparecen en la mayoría de los casos afectadas por discontinuidades o superficies de debilidad que separan bloques de matriz rocosa o “roca intacta”, constituyendo en conjunto los macizos rocosos. Ambos ámbitos, son objeto de estudio de la mecánica de rocas, pero son principalmente los planos de discontinuidad los que determinan el carácter diferencial con respecto al estudio de los suelos, y los que hacen que la mecánica del medio rocoso presente un carácter discontinuo y anisótropo (González et al., 2004).

A nivel de macizo rocoso las deformaciones y roturas se suelen producir a favor de los planos de discontinuidad.

El conocimiento de los esfuerzos y las deformaciones que puede llegar a soportar el material rocoso ante unas condiciones determinadas, permite evaluar su comportamiento mecánico.

Las propiedades físicas controlan las características resistentes y deformacionales de la matriz rocosa (composición mineralógica, densidad, estructura y fábrica, porosidad, permeabilidad, alterabilidad, dureza, etc.), y son el resultado de las condiciones y procesos geológicos y tectónicos sufridos por las rocas a lo largo de su historia, también llamada génesis (González et al., 2004).

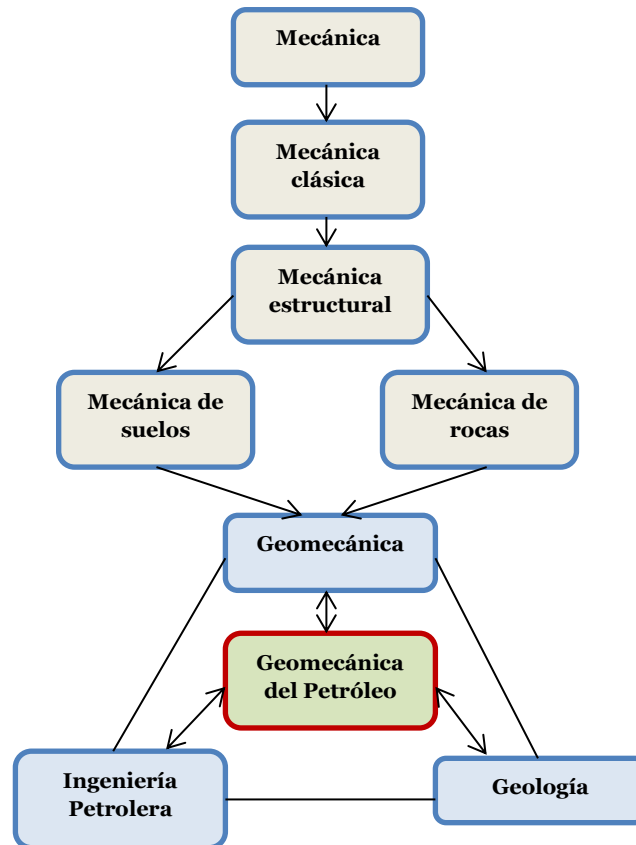


Figura 1.1. Derivación de la geomecánica del petróleo (Halliburton Consulting, 2014).

La finalidad de la mecánica de rocas es conocer y predecir el comportamiento de los materiales rocosos ante la actuación de fuerzas internas y externas que se ejercen sobre ellos. Las operaciones de perforación de pozos petroleros modifican el estado de esfuerzos a que están sometidos los macizos rocosos del yacimiento en zonas muy específicas, esto debido a la remoción de material, los cambios de esfuerzos, la influencia del fluido de perforación sobre la formación, etc. Con esto, se tienen interacciones mutuas entre liberación y redistribución de esfuerzos, aunque el impacto sea mínimo comparado con los procesos geológicos, este puede ser significativo sobre la estabilidad mecánica del pozo, teniendo desde un pequeño derrumbe hasta la pérdida total del pozo.

La geomecánica es una rama de la mecánica clásica, que está encargada del estudio del comportamiento de las rocas en el subsuelo como resultado de los cambios en los esfuerzos. En la geomecánica petrolera las fuerzas y cargas que modifican los esfuerzos, son originadas tanto por fenómenos geológicos como por las operaciones de perforación (Halliburton Consulting, 2014). En la figura 1.1 se muestra la relación de la geomecánica con las disciplinas de las cuales se deriva.

La geomecánica es una parte esencial durante las operaciones de perforación debido a que ayuda en (Halliburton Consulting, 2014):

- Disminución de los tiempos no productivos (evita brotes, pérdidas, atascamiento de tubería, etc.).
- Reducción de la incertidumbre mientras se perfora (optimización del diseño del revestimiento, maximización de la velocidad de penetración, control de propiedades de los fluidos de perforación, evaluación de la formación, etc.).
- Conservación de la estabilidad del pozo (en operaciones de perforación, en cementación, en toma de registros y en la terminación del pozo).
- Aseguramiento del éxito de la operación (exploración exitosa de nuevos horizontes, eficiencia de operación, explotación de yacimientos con tasas de producción mayores por tiempos más largos).

La geomecánica adquiere una gran importancia en los procesos u operaciones de perforación debido a los riesgos de provocar una falla o deformación significativa en la roca, o a la posibilidad de una gran afectación de la operación debida a los esfuerzos. En la figura 1.2 se muestra un esquema de un sistema de conservación de la masa, momento y energía y su interacción con la geomecánica.

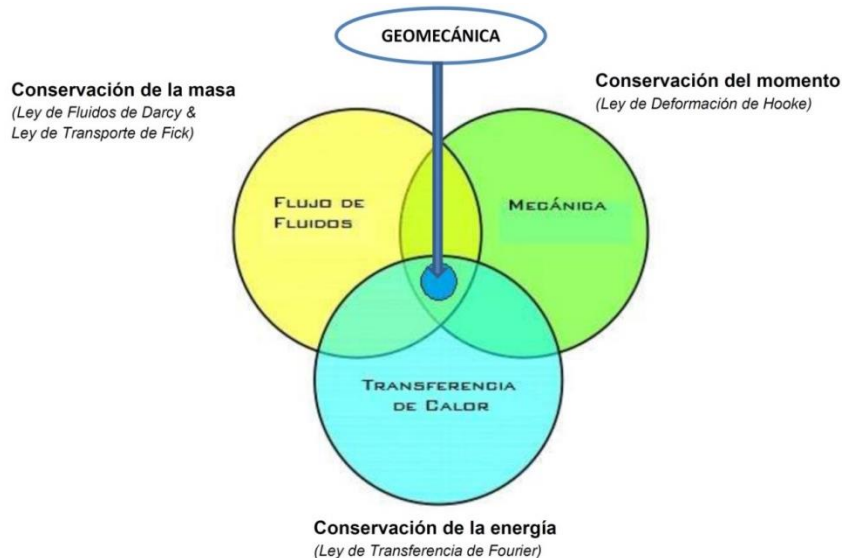


Figura 1.2. Sistema de conservación y su relación con la geomecánica (Halliburton Consulting, 2014).

I.3. Presiones

La medición de la presión es esencial tanto para mejorar la recuperación de hidrocarburos como durante las operaciones de perforación, ya que se vuelve una variable vital para el proceso, debido a que las principales variables de partida para el diseño del pozo son las presiones del sistema, tanto para el diseño mecánico del pozo, como de la hidráulica. Hoy se pueden determinar las presiones de formación en forma precisa, prácticamente en cualquier momento del ciclo de vida de un pozo. Ya sea durante la perforación, cuando el pozo alcanza la profundidad final o algunos años después de iniciada la producción. Las técnicas actuales permiten adquirir datos de presión para optimizar las operaciones de extracción de hidrocarburos y hacerlos más rentables, esto mediante la reducción de costos, riesgos, tiempos no productivos y con mejores características de recuperación del petróleo o gas (Schlumberger, 2015b).

I.3.1. Presión hidrostática

La presión hidrostática es la presión vertical ejercida por una columna de fluido hasta la formación de interés y es debida al peso del fluido, el cual actúa con la misma intensidad en todas las direcciones en un punto dado. En un fluido en reposo la única presión existente es la hidrostática, sin embargo, en un fluido en movimiento aparece una presión hidrodinámica adicional relacionada con la velocidad a la que se mueve el fluido. Esta presión se observa en el pozo cuando se circula el fluido de perforación, aunque es de menor magnitud que la presión hidrostática (Schlumberger, 2015a).

Dentro del ámbito de perforación de pozos es fundamental controlar la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación sobre la formación, ya que es el medio por el cual se estabilizan las presiones de formación y con esto también se le brinda estabilidad mecánica al pozo. La presión hidrostática se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_h = \rho * g * h, \tag{1.1}$$

donde: P_h es la presión hidrostática, ρ es la densidad promedio del fluido, g es la constante de aceleración de la gravedad y h es la altura vertical de la columna de fluido.

I.3.2. Presión de formación

La presión de formación también conocida como presión de poro o presión de yacimiento, es la presión que ejerce el fluido contenido en los espacios porosos de la roca. Está en función del tipo de fluidos de formación que hay en la roca y de las cargas que estos soportan (Cavero, 2010).

La presión de poro está clasificada en dos categorías:

- Presión normal: es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta una profundidad dada.
- Presión anormal: es definida como la presión mayor o menor a la presión de poro hidrostática, las causas de estas presiones anormales están relacionadas a diferentes eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos. En la figura 1.3 se muestra la gráfica donde están representadas las presiones anormales (subpresiones y sobrepresiones).

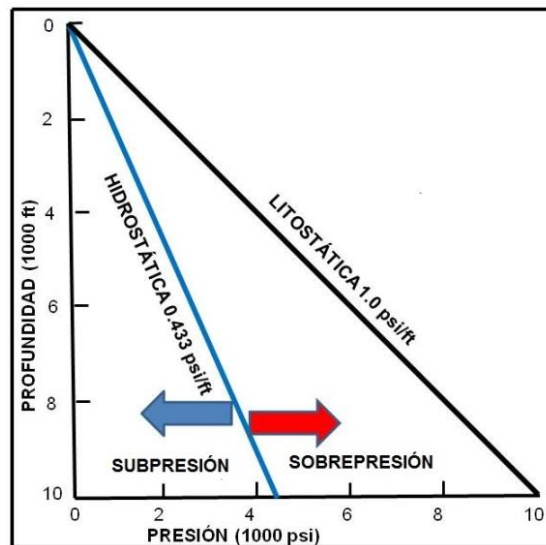


Figura 1.3. Representación gráfica de las presiones anormales (García, 2010).

I.3.3. Presiones anormales

a) Sobrepresiones

Este tipo de presiones están caracterizadas por ser mayores que la presión hidrostática normal pronosticada para una profundidad dada.

El mecanismo más común que genera la sobrepresión es el fenómeno de subcompactación, el cual implica una rápida sedimentación de los estratos rocosos y por lo tanto ocurre un entrapamiento del agua intersticial. Esta sobrepresión también puede atribuirse a los efectos de tectonismo y la expansión de fluidos (Cavero, 2010).

Una de las condiciones para que exista sobrepresión, es la baja permeabilidad de las formaciones geológicas, estas formaciones comúnmente son las rocas arcillosas. Cuando las rocas impermeables, tales como las lutitas se compactan, sus fluidos intersticiales no siempre pueden filtrarse y deben sustentar toda la columna de roca suprayacente, lo que genera presiones de formación anormalmente altas (Schlumberger, 2015a).

Es muy importante la detección de las zonas de sobrepresión antes de la perforación, ya que este tipo de presión es la que ocasiona problemas con consecuencias negativas durante los trabajos de perforación.

b) Subpresiones

Este tipo de presiones están caracterizadas por ser menores que la presión hidrostática normal pronosticada a una profundidad dada.

Una de las causas más comunes es cuando el afloramiento del yacimiento se encuentra a una altitud más baja que la elevación en la que se penetró durante la perforación. Esto explica por qué este tipo de presiones anómalas son tan frecuentes en áreas montañosas.

La posición del nivel freático con relación a la superficie de la tierra, también puede causar presiones subnormales, especialmente en áreas áridas (Mouchet y Mitchell, 1989).

Tabla 1.2. Gradientes de presión de formación normal en diferentes regiones del mundo (Bourgoyne y Young, 1984).

Región	Gradiente de presión [psi/pie]	Densidad Equivalente de Agua [g/cm ³]
Oeste de Texas	0.433	1.000
Cuenca de Anadarko	0.433	1.000
Montañas Rocosas	0.436	1.007
California	0.439	1.014
Malasia	0.442	1.021
Delta del Mackenzie	0.442	1.021
Oeste de África	0.442	1.021
Mar del Norte	0.452	1.044
Costa del Golfo de México	0.465	1.074

La presión de poro anormalmente baja también puede tener lugar en zonas en las que los fluidos han sido drenados, tal es el caso de un yacimiento de hidrocarburos agotado (Schlumberger, 2015a).

En la tabla 1.2 se muestran los gradientes de presión de formación normales en diferentes regiones del mundo.

I.4. Proceso de compactación

Durante el proceso normal de sedimentación, existe una depositación de partículas de diferentes rocas, que van formando capas o estratos. Conforme va aumentando la depositación de sedimentos, también existe un incremento de la

presión de sobrecarga que genera una disminución del volumen de poro, debido al proceso de compactación cada vez mayor de las capas de sedimentos inferiores. Para que exista una disminución de la porosidad debe haber un arreglo del empaquetamiento de los granos y pérdida, o expulsión parcial del fluido de poro (generalmente agua).

La presión de sobrecarga (S), que también se llama esfuerzo vertical o esfuerzo de sobrecarga, es la presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas por encima del punto de interés, siendo función de la densidad de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos. La presión de sobrecarga también se puede ver como un análogo a la presión hidrostática, ejercida por todos los materiales a la profundidad de interés.

En el proceso de compactación, al incrementarse la depositación, la presión de sobrecarga del sistema es mayor y empuja los sedimentos hacia abajo, compactándolos y generando una mayor presión en los fluidos de los poros de las rocas.

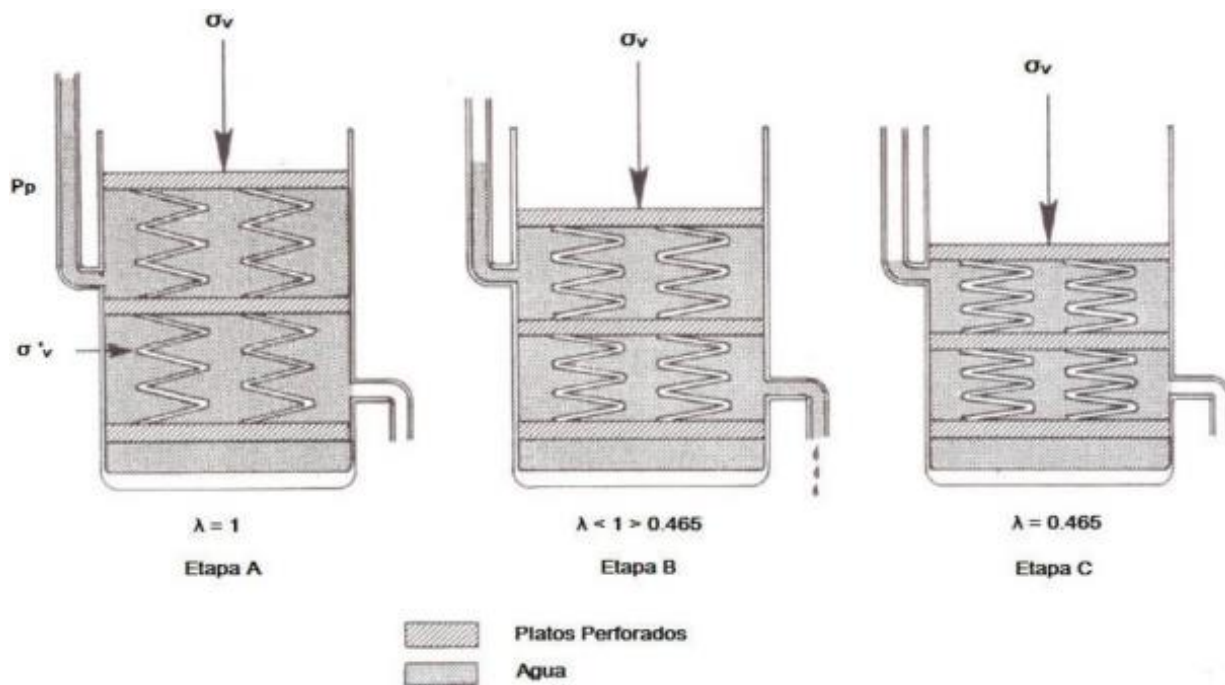


Figura 1.4. Modelo de simulación de la compactación de las arcillas saturadas con agua (Terzaghi y Peck, 1948).

Para entender el proceso de compactación causado por el esfuerzo de sobrecarga, se puede emplear el modelo descrito por Terzaghi y Peck (1948), como se muestra en la figura 1.4. En el modelo se simuló la compactación de las arcillas saturadas con agua. El experimento consiste en un cilindro con platos de metal perforados y separados entre sí por resortes y agua. El esfuerzo de

sobrecarga (S), se simula mediante la aplicación de fuerza con un pistón, los resortes representan el contacto entre las partículas de arcilla y la comunicación se simula con los platos perforados. El cilindro está equipado con una válvula de drene y un indicador de presión.

Para las condiciones de la etapa A en la figura 1.4, se observa que aplicar presión con el pistón sobre el plato superior, es análogo a un incremento del esfuerzo de sobrecarga (S) y para este caso la altura de los resortes permanece sin cambio, ya que se mantiene cerrada la válvula de drene, la cual no permite que el agua del sistema escape, tomando en cuenta que el agua se considera incompresible, por lo tanto la carga es soportada totalmente por la misma agua, incrementando su presión, que en una formación equivale al incremento de la presión de poro (P_p).

De forma práctica y para un mejor análisis de las presiones se define una variable λ , que es la relación de la presión del fluido o de poro (P_p) respecto al esfuerzo de sobrecarga (S).

$$\lambda = \frac{P_p}{S}. \quad (1.2)$$

Para la etapa A, el valor de λ es uno, esto significa que el sistema está sobrepresionado, es decir que el esfuerzo de sobrecarga (S) es igual a la presión de poro (P_p), lo que simboliza que el agua se está sobrepresionando al soportar toda la presión ejercida por la sobrecarga.

En la etapa B, cuando al agua se le permite escapar del sistema (abriendo la válvula), los platos se desplazan ligeramente hacia abajo lo cual representa la compactación del sistema, y los resortes soportarán parte del esfuerzo aplicado, por lo tanto, conforme más agua se deje escapar del sistema, los resortes soportarán una mayor parte de este esfuerzo y λ será menor que uno. Para esta etapa el valor de λ es menor que uno debido a que el esfuerzo de sobrecarga es mayor a la presión de poro, ya que la sobrecarga se distribuyó entre el resorte y la presión de poro.

En la etapa C, el agua es expulsada totalmente del sistema por lo que el agua residual y el resorte estarán en total equilibrio. La carga aplicada es soportada casi totalmente por el esfuerzo generado en los resortes y la presión del agua es simplemente causada por la presión hidrostática. El valor de λ es aproximadamente igual a 0.465 *psi/pie* (este valor se toma debido a que la experiencia muestra que es muy próximo al valor del gradiente de presión normal

para la costa de Luisiana, que es el valor que usaron de referencia los autores Hottman y Jonhson en 1965).

En el experimento de Terzaghi y Peck (1948) se demostró que el esfuerzo de sobrecarga (S), es soportado por la presión del fluido (P_p) y el esfuerzo vertical efectivo o esfuerzo matricial (σ) ejercido por el contacto de las partículas de arcilla en la matriz rocosa (resortes). De esta manera se estableció una ecuación de equilibrio ampliamente aceptada y usada:

$$S = P_p + \sigma. \quad (1.3)$$

En el proceso de compactación normal, si aumenta la sobrecarga, la roca se compacta, los poros se reducen y el esfuerzo efectivo también se incrementa.

Los autores demostraron que el esfuerzo compresivo o esfuerzo efectivo (σ) ejercido por la matriz depende únicamente del grado de compactación de las arcillas, en pocas palabras, se puede decir que (σ) crece continuamente con la compactación; siempre y cuando los fluidos tiendan a escapar de la matriz porosa.

La manera de medir cuantitativamente el grado de compactación de las arcillas es la porosidad (ϕ). Cuando los fluidos dentro de los poros escapan debido a la sobrecarga, la compactación de los sedimentos es función de la profundidad (la porosidad se reduce). Es decir, se genera una tendencia de compactación normal y por lo tanto, presiones de formación normales (hidrostáticas) (Velázquez, López y Díaz, 2008).

En el anexo 1, se detallan algunos conceptos complementarios relacionados a los esfuerzos y a la teoría elástica.

1.5. Predicción de geopresiones

El conocimiento de las presiones de poro anormales, presiones de sobrecarga y fractura, son los factores fundamentales para tener un diseño de la perforación óptimo y una buena estabilidad mecánica del pozo. Por lo tanto, es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones, y después predecirlas con la mayor exactitud posible. El desconocimiento o mala predicción de estas presiones, ocasiona de manera general los siguientes problemas:

- a) Asentamientos inadecuados de las tuberías de revestimiento.
- b) Pegadura de tuberías por presión diferencial.
- c) Pérdidas de circulación.
- d) Problemas de flujo y descontrol.
- e) Colapsos de tuberías de revestimiento.
- f) Derrumbes en las paredes del pozo.

g) Fracturamiento.

Presión de poro anormal

La presión de poro anormal, es uno de los factores que más afectan las operaciones de perforación cuando se obtienen valores irreales, ya que pueden suceder problemas graves. La mayoría de los métodos predictivos para las presiones de poro anormales se basan en que las formaciones tienden a estar menos compactadas y tienen una alta porosidad, en comparación con otra formación similar con presión de poro normal a una misma profundidad. Generalmente, el parámetro de porosidad se mide y se grafica como una función de la profundidad (Trejo, 2009).

Método de Eaton

Este método fue desarrollado por Eaton (1975), en donde básicamente se obtuvieron cuatro ecuaciones para la predicción del gradiente de la presión de formación a partir de registros geofísicos y de parámetros de la perforación. Dichas ecuaciones son:

Para registros de resistividad:

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) * \left(\frac{R_{ob}}{R_n} \right)^{1.2} . \quad (1.4)$$

Para registros de conductividad:

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) * \left(\frac{C_n}{C_{ob}} \right)^{1.2} . \quad (1.5)$$

Para registros sínicos:

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}} \right)^3 . \quad (1.6)$$

Exponente corregido “dc”:

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) * \left(\frac{dc_{ob}}{dc_n} \right)^{1.2} , \quad (1.7)$$

donde:

$$dc = d * \left(\frac{P_{pn}}{MW_a} \right) . \quad (1.8)$$

En las ecuaciones anteriores, R_n es la resistividad normal, R_{ob} es la resistividad observada, C_n es la conductividad normal, C_{ob} es la conductividad observada, Δt_n es el tiempo de tránsito normal, Δt_{ob} es el tiempo de tránsito observado, dc_n es el

exponente d modificado normal, dc_{ob} es el exponente d modificado observado, d es el exponente d , P_{pn} es la presión de poro normal y MW_a es el peso de lodo con el que se está perforando.

Además, tomando las consideraciones siguientes, las ecuaciones de Eaton pueden simplificarse (Eaton, 1975):

Para presión de formación normal (P_{pn})

$$\left(\frac{R_{ob}}{R_n}\right)^{1.2}, \left(\frac{C_n}{C_{ob}}\right)^{1.2}, \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}}\right)^3, \left(\frac{dc_{ob}}{dc_n}\right)^{1.2} = 1. \quad (1.9)$$

Por lo tanto:

$$\frac{P_{pa}}{D} = \frac{P_{pn}}{D}. \quad (1.10)$$

En presiones de poro anormalmente altas (P_{pa})

$$\left(\frac{R_{ob}}{R_n}\right)^{1.2}, \left(\frac{C_n}{C_{ob}}\right)^{1.2}, \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}}\right)^3, \left(\frac{dc_{ob}}{dc_n}\right)^{1.2} \rightarrow 0. \quad (1.11)$$

Por consiguiente, se tiende a cerrar la ventana operativa:

$$\frac{P_{pa}}{D} \rightarrow \frac{\sigma_v}{D}. \quad (1.12)$$

Las limitaciones de este método son que: con cambios de litología es difícil de definir la tendencia de compactación normal apropiada; el método considera que para la compactación de la roca se pueden despreciar los dos esfuerzos horizontales y solo toma en cuenta la compactación debido al esfuerzo vertical; y finalmente, la presión de poro resultante de la expansión del fluido no se considera en este método (Trejo, 2009).

I.6. Determinación de la magnitud del esfuerzo de sobrecarga

La estimación del esfuerzo de sobrecarga es fundamental para la predicción del gradiente de poro y fractura, por lo que la precisión de la sobrecarga es crítica para el diseño del pozo. El esfuerzo de sobrecarga dado a cualquier profundidad es una función de la densidad de los sedimentos superiores. Desafortunadamente la densidad de los sedimentos no puede ser una determinación confiable hasta que estos han sido penetrados por el agujero y registrados. Esto conduce a la siguiente paradoja: “en general para el adecuado diseño de un pozo, es necesario perforarlo primero”. Dado que esto es una imposibilidad física, el diseño de pozos exploratorios dependerá de estimaciones de sobrecarga basadas en métodos indirectos o empíricos (Busquet, 2014).

El esfuerzo de sobrecarga se incrementa únicamente con la profundidad. Un valor promedio del gradiente de esfuerzo vertical es 1 psi/pie (21.02 KPa/m), este puede ser tan bajo como 0.842 psi/pie (17.7 KPa/m) para una formación geológicamente joven a 1500 m y tan alto como 1.288 psi/pie (27.09 KPa/m) para una formación de mayor tiempo geológico por debajo de los 6000 m . El esfuerzo vertical varía de un lugar a otro y debe de calcularse para cada zona en especial (Trejo, 2009).

Método de la Integral

En pozos terrestres, el esfuerzo vertical se calcula a partir de:

$$\sigma_v = \int_0^D \rho_b g dD, \quad (1.13)$$

donde: g es la constante gravitacional y ρ_b es la densidad volumétrica.

La densidad volumétrica a cierta profundidad está relacionada con la densidad del grano de los sedimentos, con la densidad de los fluidos y con la porosidad. Matemáticamente se representa como:

$$\rho_b = \rho_{ma} * (1 - \phi) + \rho_{fl} * \phi, \quad (1.14)$$

donde: ρ_b es la densidad volumétrica de la roca, ρ_{ma} es la densidad de la matriz de la roca, ρ_{fl} es la densidad del fluido de la formación y ϕ es la porosidad.

Para calcular el esfuerzo vertical de un pozo en costa afuera se considera adicionalmente el tirante de agua de mar con densidad de 1.02 g/cm^3 (8.5 lb/gal), resultando la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = g \int_0^{Da} \rho_a dD + g \int_{Da}^D [\rho_{ma} * (1 - \phi) + \rho_{fl} * \phi] dD, \quad (1.15)$$

donde: ρ_a es la densidad del agua de mar, Da es la longitud del tirante de agua, D es la profundidad de interés.

Usualmente el cambio de la densidad volumétrica con respecto a la profundidad se determinada por medio de registros geofísicos. Dicho cambio se debe principalmente a la variación de la porosidad de los sedimentos y a la compactación (Trejo, 2009).

I.7. Predicción del gradiente de fractura

La presión de fractura se define como la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.

Se requiere conocer el gradiente de fractura para establecer la forma en la que se ha de controlar el pozo, ya sea durante la perforación o durante la terminación. Es indispensable su determinación con la finalidad de (Busquet, 2014):

- Determinar el programa de densidades de los fluidos de perforación y control de brotes.
- Realizar el diseño de las tuberías de revestimiento, profundidad de asentamiento y planear la cementación.
- Establecer los valores de densidad diferencial del fluido de perforación por viajes (presiones de suaveo y surgencia) y determinar las velocidades de introducción o extracción de tuberías al pozo.
- Planear las operaciones de terminación y mantenimiento del pozo y operaciones de lavado de pescados y manejo de pescantes.
- Presiones de prueba de herramientas y tuberías.

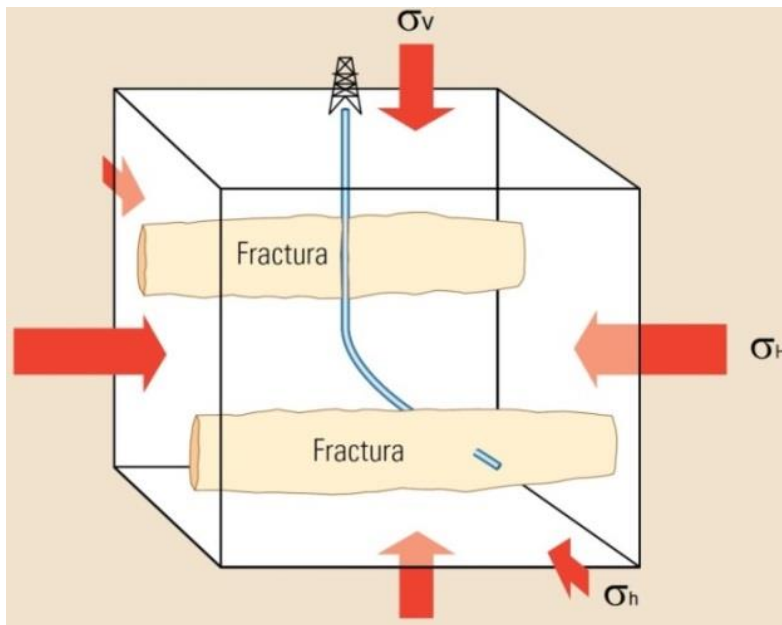


Figura 1.5. Campo de esfuerzos principales en el fracturamiento hidráulico (Schlumberger, 2015b).

El tamaño y la orientación de una fractura, y la magnitud de la presión necesaria para crearla, son determinados por el campo de esfuerzos locales de la formación. Este campo de esfuerzos puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales perpendiculares entre sí. Los tres esfuerzos de compresión principales (figura 1.5) son un esfuerzo vertical (σ_v) y un esfuerzo horizontal máximo y mínimo (σ_H y σ_h). Las fracturas hidráulicas se propagan en el plano de mayor esfuerzo y de esfuerzo intermedio (Schlumberger, 2015b).

Método de Eaton

Asumiendo que las formaciones de la Tierra son elásticas, Eaton (1969) relacionó el esfuerzo horizontal efectivo σ'_h y el esfuerzo vertical efectivo σ'_v , a través de la relación de Poisson:

$$\sigma'_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * \sigma'_v. \quad (1.16)$$

Sustituyendo el esfuerzo horizontal en $P_f = P_p + \sigma'_h$, se tiene:

$$P_f = P_p + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * \sigma'_v. \quad (1.17)$$

Basándose en que $\sigma'_v = \sigma_v - P_p$, se obtiene:

$$P_f = P_p + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * (\sigma_v - P_p). \quad (1.18)$$

La relación de Poisson (ν) puede determinarse por medio de velocidades de onda compresional y de cizallamiento, por los módulos de elasticidad o por pruebas de laboratorio. Este método es uno de los más utilizados a nivel mundial para predecir gradientes de presión de fractura tanto en pozos terrestres como en marinos (Trejo, 2009).

Método de Hubbert y Willis

Hubbert y Willis revisaron las variables involucradas en la iniciación de la fractura en una formación. Se dedujo que la presión de fractura está en función del esfuerzo vertical, de la presión de formación y de la relación existente entre los esfuerzos horizontal y vertical.

Basándose en un diagrama de fuerzas y en la definición del esfuerzo vertical, se deduce que es igual en magnitud y de sentido contrario a la sumatoria de la presión de poro y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca:

$$\sigma_v = \sigma'_v + P_p. \quad (1.19)$$

De acuerdo a lo anterior, para que una fractura se genere verticalmente, la presión deberá vencer la presión de poro y el esfuerzo mínimo efectivo; es decir:

$$P_f = P_p + \sigma'_{vmin}. \quad (1.20)$$

Hubbert y Willis concluyeron que, en las regiones de fallas normales, como el área del Golfo de Estados Unidos, el esfuerzo horizontal efectivo era similar al esfuerzo mínimo. También concluyeron que el esfuerzo mínimo efectivo en sedimentos someros era aproximadamente entre un medio y un tercio del esfuerzo vertical

efectivo. Al tomar como referencia el valor de un tercio del esfuerzo vertical efectivo, entonces la presión de fractura es:

$$P_f = P_p + \sigma'_h. \quad (1.21)$$

$$P_f = P_p + \frac{\sigma'_v}{3}, \quad (1.22)$$

donde:

$$\sigma'_v = \sigma_v - P_p. \quad (1.23)$$

Por lo tanto:

$$P_f = P_p + \frac{(\sigma_v - P_p)}{3}, \quad (1.24)$$

y

$$P_f = \frac{(\sigma_v - 2 * P_p)}{3}. \quad (1.25)$$

La ecuación anterior fue propuesta inicialmente para un gradiente de esfuerzo vertical de aproximadamente 1.0 *psi/pie* (0.021 *MPa/m*) en forma constante, debido a que era la información de que se disponía cuando se desarrolló el modelo. Es conveniente mencionar que esta correlación ha sido usada con gradientes de esfuerzo vertical variables y en general se ha comprobado que este método proporciona gradientes de fractura menores a los reales, cuando se limita el coeficiente matricial entre un medio y un tercio. Sin embargo, conforme se dispone de mayor información de los coeficientes matriciales de las formaciones, los resultados llegan a ser muy buenos.

Método de Matthews and Kelly

Matthews and Kelly publicaron la siguiente relación para obtener la presión de fractura, la cual difiere con el modelo de Hubbert-Willis debido a la introducción de una variable K_i , que es el coeficiente matricial de la roca:

$$P_f = P_p + K_i * \sigma'_v. \quad (1.26)$$

Si se sustituye la ecuación 1.23 en 1.26, se tiene:

$$P_f = P_p + K_i * (\sigma_v - P_p). \quad (1.27)$$

Para obtener un gradiente, se divide la ecuación anterior por la profundidad:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{P_p}{D} + \frac{K_i * (\sigma_v - P_p)}{D}, \quad (1.28)$$

donde:

$$K_i = 0.0683 * e^{[0.272 * \ln(D_i)]} \quad (1.29)$$

P_f , P_p , σ_v están en unidades de *psi*, D_i en *pie* y K_i es *adimensional*. El coeficiente K_i es a la profundidad en la cual el valor de σ'_v es el esfuerzo matricial normal. Para el desarrollo de este método, se realizó la suposición de un gradiente de esfuerzo vertical igual a 1 psi/pie , debido a que era la información que se tenía en ese momento.

I.8. Mecanismos de Falla

Cuando una muestra de un sólido es expuesta a grandes esfuerzos, puede ocurrir alguna falla, si el esfuerzo es mitigado el sólido retorna a su estado original.

Para entender los problemas del fallamiento de pozo, se necesitan conocer:

- Los esfuerzos de la formación antes de perforar el pozo (esfuerzos in situ).
- La carga adicional sobre la roca que resulta de la perforación del pozo.
- La resistencia de la roca afectada por el peso del lodo de perforación.
- La carga ejercida por la presión del lodo sobre la roca.

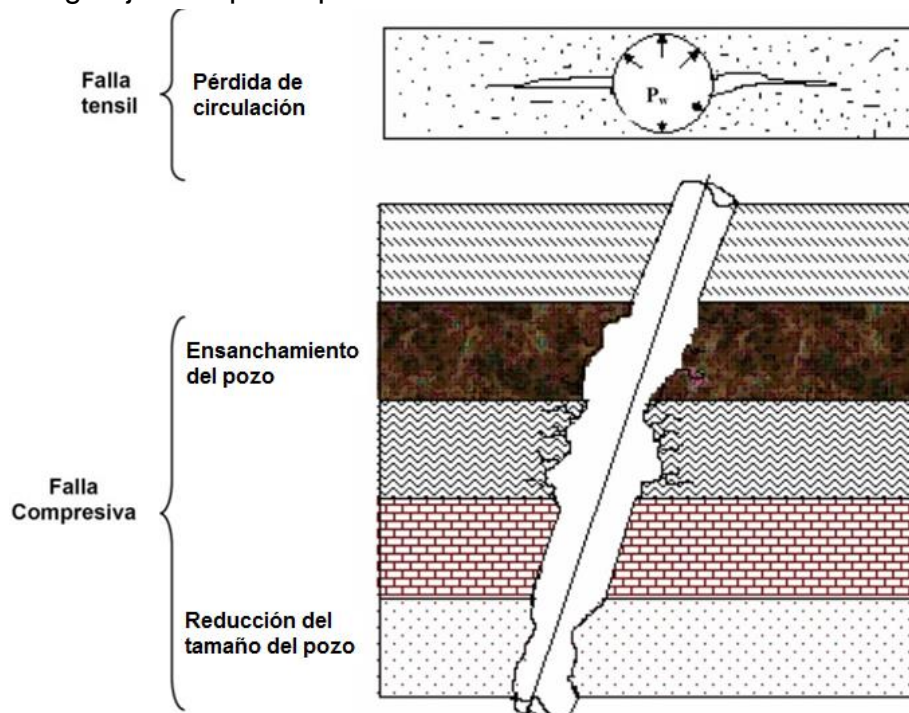


Figura 1.6. Tipos de falla en el pozo (Chen, Tan y Haberfield, 1996).

Causas de falla en el pozo

Las formaciones bajo tierra están sometidas a un estado de esfuerzos in situ compresivo. Cuando un pozo es perforado, la roca de los alrededores del pozo

debe soportar la carga que era previamente soportada por la roca removida. En consecuencia, el hueco produce un incremento en los esfuerzos alrededor del pozo (una concentración de esfuerzos). Si la roca no es lo suficientemente fuerte, el pozo fallará. En muchos casos, la roca se debilita lo suficiente por la interacción con el fluido de perforación y produce la falla del pozo (por ejemplo: en el caso de lutitas sensibles al agua).

Para evitar que la roca falle, se hacen varias cosas. Primero, se selecciona un lodo que minimice el debilitamiento de la roca. Segundo, se incrementa la presión en el pozo con el aumento de peso del lodo y la adición de un controlador de filtrado, de manera que la presión en el pozo soporte algo de la carga impuesta sobre la pared del pozo por los esfuerzos in situ. Teniendo el pozo una presión que soporte algo de la carga, los esfuerzos sobre la formación en la pared del hueco son reducidos y se evita la falla compresiva (Pabón y Obeid, 2004).

Sin embargo, el excesivo aumento del peso del lodo puede resultar en la apertura de la formación por una fractura tensil que cause pérdidas de circulación. Por lo tanto, se necesita un balance entre el peso del lodo para prevenir el colapso del pozo y el fracturamiento (Willson, Last, Zoback y Moos, 1999).

Las fallas de pozo inducidas por esfuerzos pueden ser agrupadas de forma general dentro de dos grupos que son: fallas tensiles y fallas compresivas (figura 1.6).

Estos tipos de falla conllevan diversas problemáticas durante las operaciones de perforación de pozos (figura 1.6), como son: la reducción del tamaño del hueco debido al flujo plástico de la roca hacia el pozo, que implica en condiciones extremas la pegadura de la tubería; el ensanchamiento del hueco debido al fallamiento de la roca en una forma quebradiza y al desmoronamiento y caída de esta hacia el hueco, que resulta en un pobre control direccional y una pobre cementación entre otros, y; el fracturamiento debido a la apertura tensil de la roca por excesivas presiones en el pozo, que tiene como consecuencia severas pérdidas de fluido de perforación hacia la formación fracturada, lo que causa pérdida de tiempo así como también incremento de costos y en ocasiones problemas de control de pozo.

Falla de la roca

Los pozos fallan ya sea porque se excede la resistencia tensil de la roca o porque se excede la resistencia compresiva de la roca. Cuando la presión en el pozo se incrementa, los esfuerzos sobre la roca se vuelven tensiles, lo que resulta en el fracturamiento de la roca y en problemas de pérdida de circulación.

Con insuficiente presión en el pozo, la resistencia compresiva de la roca es excedida y la roca falla por compresión: si la roca está en un estado frágil y quebradizo, la falla compresiva produce derrumbes de la roca, lo que resulta en un ensanchamiento del hueco.

I.9. Estabilidad mecánica del agujero durante la perforación

Desde el punto de vista mecánico, la perforación de un pozo petrolero tiene como consecuencia inmediata una alteración en el estado de esfuerzos in situ a los cuales se encuentra sometida la roca en su estado natural. En efecto, por el producto de la remoción de la roca debido a la barrena, se genera una pérdida de sustentación en la roca inmediatamente alrededor de las paredes del agujero. Esta pérdida de sustentación se manifiesta en la generación de esfuerzos que actúan tangencial y radialmente, induciendo a la vez esfuerzos de corte. Si este nuevo estado de esfuerzos rebasa la resistencia de la roca en algún punto, es decir si la roca no es lo suficientemente fuerte para soportarlos, entonces el agujero fallará, por el hecho de perderse la estabilidad mecánica y el equilibrio que existía.

Ahora, desde el punto de vista químico, la inestabilidad del agujero está comúnmente asociada con la hidratación de las lutitas y con los cambios de presión debidos a los fenómenos osmóticos. Una serie de estudios experimentales lleva a la conclusión de que la resistencia de la lutita disminuye conforme pasa el tiempo y que, a pesar de la tendencia de las lutitas a experimentar inestabilidad química, éstas pueden experimentar inestabilidad mecánica simultáneamente, lo cual puede ocasionar problemas más complejos (Trejo, 2009).

Causas de la inestabilidad

Las causas de la inestabilidad del agujero son una combinación de factores que pueden ser clasificados por sus orígenes como controlables y no controlables. Estos factores se muestran en la tabla 1.3.

Tabla 1.3. Causas de la inestabilidad del agujero (Pašić, Gaurina y Matanović, 2007).

Factores no controlables	Factores controlables
Formaciones naturalmente fracturadas.	Presión en el fondo del pozo (densidad del lodo).
Formaciones tectónicamente estresadas.	Inclinación y azimut del pozo.
Altos esfuerzos in situ.	Presiones de poro transitorias.
Formaciones móviles.	Interacción físico-química del sistema roca-fluido.
Formaciones no consolidadas.	Vibraciones de la sarta de perforación.
Colapso de lutitas naturalmente sobrepresionadas.	Erosión del agujero.
	Temperatura del fluido de perforación.

Indicadores de la inestabilidad

A continuación, se muestra la tabla 1.4, en la cual se encuentran indicadores que comúnmente existen durante la perforación al presentarse inestabilidad del agujero.

Tabla 1.4. Indicadores de inestabilidad del agujero (Pašić, Gaurina y Matanović, 2007).

Directos	Indirectos
Diámetro del agujero mayor que el de la barrena con la que se perforó.	Resistencias, fricciones, alto torque y arrastre de la tubería de perforación.
Diámetro del agujero menor que el de la barrena con la que se perforó.	Incremento en las presiones de circulación.
Volumen excesivo de recortes de formación.	Atrapamiento de tubería.
Volumen excesivo de cemento requerido (es consecuencia de uno o más de los indicadores anteriores, pero durante la cementación puede ser otro indicador complementario).	Vibraciones excesivas de la tubería de perforación.
	Falla mecánica de la tubería de perforación.
	Problemas de control de desviación del pozo.
	No poder correr registros.
	Formación de ojos de llave y patas de perro.

Dentro de las causas de inestabilidad el presente trabajo se enfoca en un factor controlable que es la interacción físico-química del sistema roca-fluido (tabla 1.3), particularmente referido a la presión osmótica causada por una diferencia de actividades entre el fluido de perforación y la roca. Los principales indicadores de inestabilidad en el intervalo de estudio son:

- ◆ *Resistencias, fricciones y arrastre de la tubería de perforación:* Estos indicadores están interrelacionados, debido a que una mayor resistencia de la roca puede ser provocada por una mayor presión de formación, lo que a su vez genera un incremento de la fuerza de rozamiento o fricción entre la sarta de perforación y la formación. El arrastre también está relacionado al deslizamiento relativo entre la sarta de perforación y la formación al ir perforando, y se produce una fuerza entre las superficies de contacto. Esto se genera por una mayor presión en la formación, debida a una presión osmótica provocada por la interacción roca-fluido (tabla 1.4).
- ◆ *Atrapamiento de la tubería:* Este indicador puede estar relacionado directamente a la absorción de agua del fluido de perforación y el incremento de volumen que esto provoca en la roca, lo cual induce derrumbes o reducción del agujero y como consecuencia el atrapamiento de la sarta (tabla 1.4). A su vez, esta absorción de agua en la formación puede estar relacionada con una presión osmótica negativa.

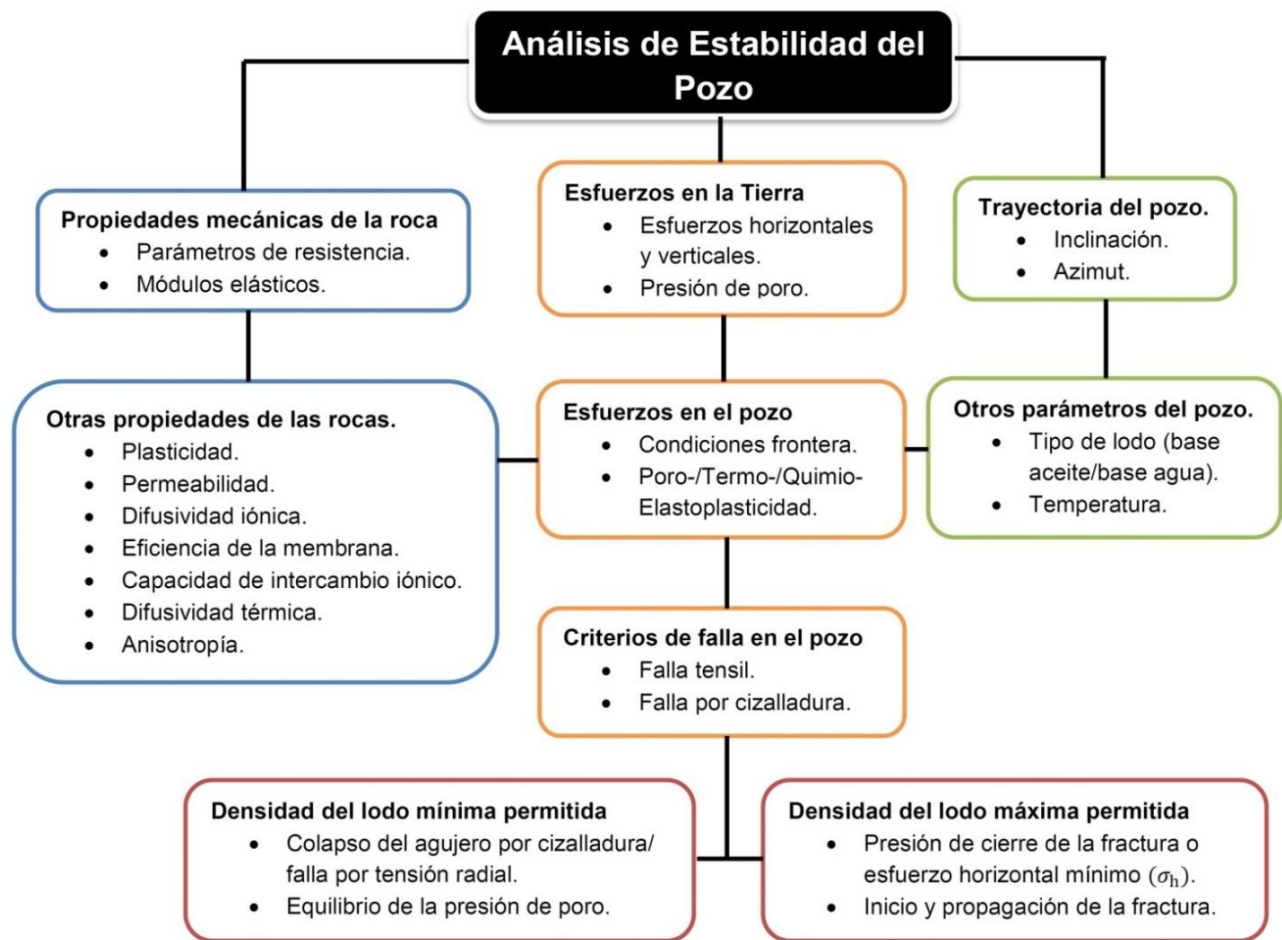


Figura 1.7. Esquema de los factores implicados en el análisis de estabilidad de un pozo (Fjaer et al., 2008).

En la figura 1.7 se muestra un esquema de todos los factores implicados en un análisis de estabilidad típico (Fjaer et al., 2008).

El análisis de estabilidad de pozos, permite conocer la ventana operativa admitida para el diseño del fluido de perforación asociado a una perforación estable. Esto es la clave principal para un buen diseño del pozo. Por supuesto, es indispensable saber que el diseño del pozo es más que sólo una cuestión de estabilidad, sin embargo, durante el diseño de la perforación es una de las bases fundamentales.

Para fines del presente trabajo, algunos de los problemas y riesgos relacionados a inestabilidad del pozo que se mencionan durante la perforación de estudio son: resistencias, fricciones, derrumbes manifestaciones o gasificaciones, probabilidad de pérdidas de circulación en fracturas naturales, atrapamientos de sarta o empaquetamientos de sarta.

En la figura 1.8 se muestra el esquema de una ventana operativa típica, con todas las partes que la componen (Fjaer et al., 2008).

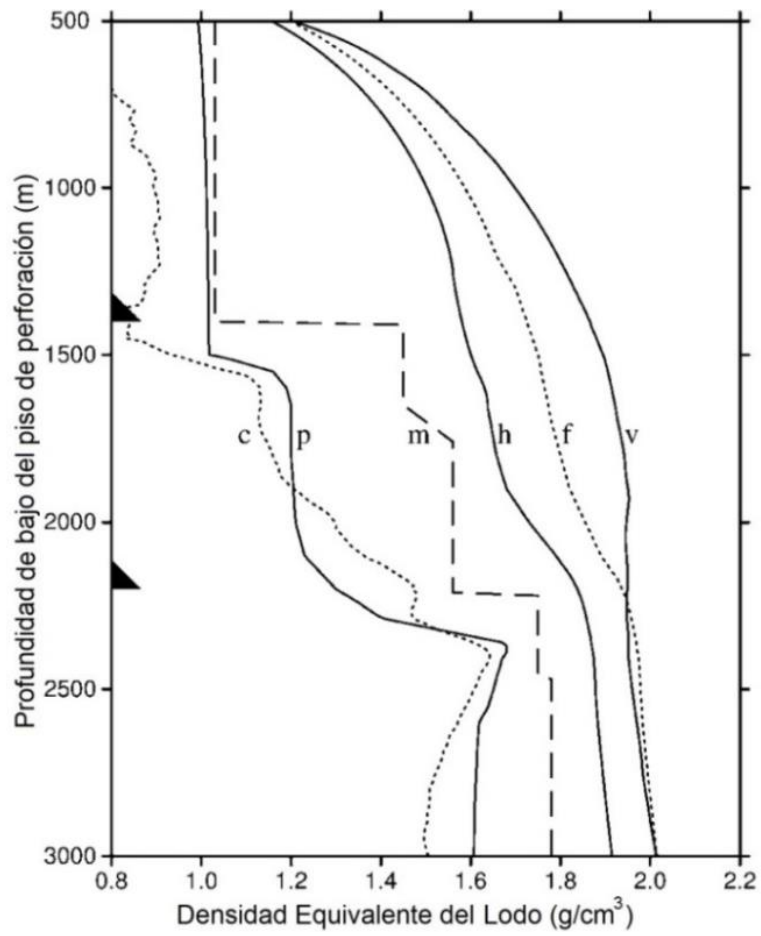


Figura 1.8. Ventana operativa y las curvas que la componen se indican de izquierda a derecha: “c” es el gradiente de colapso, “p” es gradiente de presión de poro, “m” es gradiente de densidad del lodo, “h” es el gradiente de horizontal mínimo, “f” es el gradiente de fractura y “v” es el gradiente de sobrecarga (Fjaer et al., 2008).

Capítulo II. Reactividad de las lutitas y química de arcillas.

Las lutitas son conocidas como una de las rocas más problemáticas en las aplicaciones de ingeniería, su comportamiento es delicado y complejo. Comparadas con otras rocas sedimentarias como las calizas o las areniscas, las lutitas son mucho más complicadas, debido a que un buen conocimiento de la geología y de las propiedades mecánicas de las lutitas en el sitio, no siempre son suficientes para un diseño exitoso de la ingeniería de perforación de un pozo. Comúnmente las propiedades químicas de las lutitas juegan un rol importante en la planificación de la ingeniería.

Por lo tanto, las propiedades químicas de cualquier fluido en el sistema (fluido de poro o fluido de perforación), pueden afectar las propiedades de resistencia y rigidez de las lutitas, además su comportamiento es delicado porque puede haber una rápida y fácil transición a un estado inestable de la roca.

Las lutitas constituyen cerca de tres cuartas partes de las formaciones perforadas. En casi todas las actividades de ingeniería cuando se encuentran lutitas, estas son tratadas con cuidado, debido a que son rocas que pueden causar inestabilidades y retrasos inesperados. Además, cerca del 90 % de las inestabilidades en un pozo ocurren en lutitas, causando costos estimados anuales de 1 billón de USD para la industria petrolera. A pesar de que los aspectos de ingeniería relacionados a las lutitas han sido estudiados por décadas, estas continúan siendo un problema potencial en la industria petrolera, ya que su sensibilidad al agua posibilita su debilitamiento durante las operaciones de perforación y debido a su baja permeabilidad, el flujo de fluido dominante es conductivo en lugar de convectivo.

El gradiente de temperatura entre el fluido de perforación y las lutitas también tiene un efecto en su interacción, y debido a la sensibilidad térmica de las propiedades químicas y mecánicas, la interpretación del comportamiento de las lutitas se vuelve más complejo.

En resumen, se tienen tres categorías de problemas potenciales debidos a la estabilidad de las lutitas que deben ser considerados, y son (Farrokhrouz y Asef, 2013):

- Problemas mecánicos relacionados a la resistencia de la roca y los esfuerzos In situ.
- El impacto de la reactividad química y el hinchamiento sobre el comportamiento mecánico.
- Estimulación térmica que es especialmente diferente en lutitas respecto a otras formaciones debido a su baja conductividad, esto es porque, aunque su conductividad es baja, el flujo de fluido convectivo debido al gradiente

térmico es despreciable comparado con el flujo de fluido conductivo y por lo tanto la conducción es la causa más importante de los cambios térmicos en lutitas.

Las actividades de perforación y producción en la industria petrolera ocurren en condiciones de profundidades diferentes, donde los tres problemas potenciales anteriores afectan el total de la estabilidad y la resistencia de la roca.

El presente trabajo está limitado al análisis de las lutitas, desde el punto de vista de su interacción química con el fluido de perforación y a las posibles inestabilidades generadas por los cambios en los potenciales químicos, tanto de las lutitas como del fluido de perforación, que generan presiones osmóticas.

II.1. Generalidades de las lutitas

Los principales minerales que constituyen a las lutitas son: las arcillas, los sedimentos de cuarzo en tamaño de limo y los granos de feldespato comúnmente cementados con carbonatos. Otros minerales complementarios como la pirita y apatita, las rocas ígneas vítreas, los óxidos de hierro y aluminio, y la materia orgánica, también se pueden encontrar en las lutitas.

La principal consideración en la clasificación de las lutitas es de acuerdo al contenido de limo, la presencia y tipo de laminación, la composición mineralógica, la composición química y el color. Estas propiedades son altamente influenciadas por el ambiente de depositación, los cambios posteriores a la depositación y especialmente por la diagénesis y la compactación. Los pequeños poros conectados en las lutitas crean su permeabilidad, que es muy baja comparada con otras rocas sedimentarias. Aunque las fracturas y los movimientos tectónicos pueden iniciar algunas desviaciones de su tendencia general, las lutitas son usualmente conocidas por no permitir el movimiento de los fluidos, con lo que la acumulación de agua e hidrocarburos en el subsuelo es causada normalmente por barreras de lutitas.

La baja permeabilidad de las lutitas evita el movimiento hacia abajo para el caso de los mantos acuíferos y crea una roca sello por arriba de los yacimientos de hidrocarburos e impide que estos escapen a la superficie (Farrokhrouz y Asef, 2013).

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes y están caracterizadas por tamaños de granos muy finos y laminación. Las rocas sedimentarias de tamaño de grano y composición similar, pero sin laminación, se conocen como lutitas no físciles y comúnmente se rompen en fragmentos o bloques. La fisilidad en las lutitas es la propiedad relacionada a la capacidad para escindirse en capas finas a lo largo de planos estrechamente espaciados y bien desarrollados (Tarbuck

y Lutgens, 2013). Para ser precisos, no existe una distinción fuerte entre las lutitas y las lutitas no físilas. La fisilidad en las lutitas disminuye con el incremento de material silíceo y calcáreo (Bell, 2007).

El espesor de la laminación es entre 0.05 a 1.0 *mm* y usualmente está en el rango de 0.1 a 0.4 *mm*, los carbonatos y las evaporitas se pueden presentar como material cementante y entre las camas de sedimentos. Las lutitas con alto contenido de materia orgánica son conocidas como lutitas negras y también pueden contener diferentes cantidades de pirita (FeS_2), en tales casos el ambiente de depósito tuvo deficiencia de oxígeno.

Considerando las propiedades en ingeniería, las lutitas se caracterizan por una baja resistencia compresiva (menos de 14,504 *psi* o 100 *MPa*), alta sensibilidad al agua y propensión al hinchamiento, aunado a una alta conductividad térmica. Todas estas características hacen únicas a las lutitas en la ingeniería petrolera. Cualquier tipo de roca que contiene por lo menos 30% de minerales de arcilla es conocida como lutitas en el ámbito de la ingeniería.

Los diferentes colores en las lutitas definen el ambiente de depósito de los sedimentos y su composición mineral, estos colores se pueden agrupar en dos categorías: gris-negro y rojo-café-amarillo-verde; las lutitas gris-negro contienen 1% o más material carbonoso libre, que es representativo de un ambiente deficiente de oxígeno y las lutitas rojo-café-amarillo-verde muestran la presencia de óxido de hierro (rojo), algunos derivados de hidróxidos (café) o limonita (amarillo); en ausencia de estos componentes minerales el color dominante de los minerales de las lutitas (caolinita, clorita y biotita principalmente) es el verde.

Para dar una revisión completa de las lutitas, se deben identificar su origen y su composición mineral. El origen de las lutitas está en las arcillas que contienen una cantidad muy abundante de minerales (Farrokhrouz y Asef, 2013).

II.1.1. Relación entre lutitas y arcillas

En el área de ingeniería, es común suponer que el término lutita es equivalente al de arcillas. El término arcilla tiene dos definiciones (Eggleton, 2001):

Desde el punto de vista de mineralogía, la arcilla como mineral se encuentra en forma de capas de silicato mineral (también llamado filosilicato), tal característica crea laminación a escala microscópica y permite una fácil separación a lo largo de estas láminas. En petrología, el término lutita se puede referir a una combinación de minerales que van desde calcita hasta sílice, mientras los componentes principales son las arcillas.

En la práctica, el término arcilla es usado para referirse a un tamaño de partícula en suelos o en sedimentos, en este caso es usado para partículas de rocas o minerales que tienen un diámetro menor a 0.002 mm (2 micras), mientras que los sedimentólogos las clasifican como partículas con diámetros menores a 0.004 mm.

El término lutita en la industria petrolera, es usado para denotar una roca sedimentaria con un tamaño de grano muy fino y un contenido relativamente alto de arcilla (Wilson y Wilson, 2014).

En la perforación de petróleo y gas, la mayoría, pero no todas las formaciones de arcilla o lutita perforadas, se sedimentaron en una cuenca marina. Las partículas que componen la lutita o arcilla, se erosionaron inicialmente a partir de una masa terrestre y fueron transportadas hacia la cuenca marina por ríos. La naturaleza y la composición de las partículas que entran en la cuenca sedimentaria dependen en cierta medida de la composición de la roca y de los suelos erosionados en la masa terrestre que sirven de fuente para el sedimento. La variabilidad del terreno en esas fuentes es una de las razones por las cuales las lutitas pueden diferir entre las distintas cuencas sedimentarias.

La lutita, la arenisca y la caliza constituyen la inmensa mayoría de las rocas sedimentarias, ya que un porcentaje muy pequeño se compone de otros tipos de rocas. En la mayoría de las cuencas de petróleo y gas, la lutita constituye 50 a 75% de las rocas perforadas. La tabla 2.1 indica el porcentaje aproximado de lutita, arenisca y caliza en varias regiones. Diferentes tipos de rocas, tienen características definidas y problemas relacionados con la perforación. La tabla 2.2 enumera algunas de las diferentes características de los tipos de rocas (MI Swaco, 2001).

Tabla 2.1. Distribución relativa de los tipos de rocas para varias áreas (Amoco Production Company, 1994).

Cuenca	Lutita (%)	Arenisca (%)	Caliza (%)
Golfo de México	60	30	10
Cuenca Pérmica	10	30	60
Trinidad	50	50	0

II.2. Química de arcillas

Las arcillas pertenecen a la subclase de los filosilicatos o silicatos laminares. Son fundamentalmente silicatos de aluminio hidratados, con estructura en capas, con espaciamientos y contenidos en los espacios interlaminares característicos para cada mineral. Sus propiedades, son consecuencia de sus características estructurales. La estructura interna y composición química de cada mineral de la

arcilla le confiere unas características muy específicas de reactividad química. Cada arcilla posee tamaños de partícula y morfologías específicas de sus cristales.

Tabla 2.2. Características relativas de rocas sedimentarias (Amoco Production Company, 1994).

Tipo de roca	Subdivisión	Característica
Lutita	Blanda (dúctil)	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente a niveles poco profundos (~10,000 pies). • Blanda y dúctil debido a una porosidad alta (15 – 60%) y un alto contenido de agua (25 – 70%). • Textura dúctil permite que las fracturas de la formación se cierren recobrando su resistencia original. • Prueba de Azul de Metileno (MBT) 20 – 40 (meq/100 g). • Arcillas esmectita + ilita. • Relacionada con pistoneo, pérdida de circulación, socavamiento y empaquetamiento del pozo.
	Dura (frágil)	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente a mayores profundidades (>10,000 pies). • Dura y frágil debido a una porosidad baja (4 – 15%) y a un bajo contenido de agua (3 – 10%). • MBT 3 – 10 (meq/100 g). • Arcillas ilita, caolinita y clorita. • Textura frágil impide que las fracturas de la formación se cierren. • Relacionada con empaquetamiento/puenteo del pozo
Arenisca	No consolidada	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente en la sección superficial del pozo (superficie a ~5,000 pies). • Alta porosidad (>25%). • Alta permeabilidad (>2 darcys). • Relacionada con la pérdida de circulación, socavamiento y empaquetamiento del pozo.
	Consolidada	<ul style="list-style-type: none"> • Presente principalmente en las secciones media a profunda del pozo (>4,000 pies). • Gamma de porosidades (1 – 25%). • Gamma de permeabilidades (10 milidarcys – 2 darcys). • Relacionada con la pegadura por presión diferencial y el pozo por debajo del calibre cuando es abrasiva.
Caliza dolomita	Blanda	<ul style="list-style-type: none"> • Baja resistencia a la compresión. • Alta porosidad (~40%). • Gamma de permeabilidades (10 milidarcys – 2 darcys). • La creta (carbonato de calcio) se dispersa en lodo de agua dulce. • Relacionada con el socavamiento del pozo y la contaminación del lodo por el calcio.
	Dura	<ul style="list-style-type: none"> • Alta resistencia a la compresión. • Generalmente fracturada por los esfuerzos naturales. • Alta porosidad (20 – 40%). • Gamma de permeabilidades (500 milidarcys – 4 darcys). • Relacionada con el empaquetamiento/puenteo del pozo, pegadura por presión diferencial y pérdida de circulación.

Las arcillas presentan carga eléctrica, lo cual les otorga propiedades físico-químicas muy particulares como son: retención de moléculas orgánicas e inorgánicas, capacidad para mantenerse dispersas o reunirse en agregados voluminosos, hinchamiento, etc. Las cargas eléctricas presentes en la arcilla son de dos orígenes diferentes: permanentes y dependientes del pH.

Las cargas eléctricas permanentes o estructurales, se han generado a través de los procesos geológicos, debido a sustituciones isomórficas en las estructuras cristalinas, generalmente negativas, debido al reemplazo de átomos de la estructura por otros de menor valencia, estas cargas son independientes del entorno del mineral.

En los bordes de las arcillas aparecen cargas que son dependientes del pH del medio y por lo tanto son variables. Surgen de la disociación de grupos superficiales.

Debido a la influencia que estos fenómenos fisicoquímicos tienen en el comportamiento de las arcillas, tanto de las que se adicionan al fluido de perforación, como de las que se incorporan provenientes de la formación, es importante conocer y entender los mecanismos de reacción (interacción) de las arcillas y el fluido.

Los minerales arcillosos más comunes en la lutita son: la esmectita, la illita, la clorita y la caolinita. Estos minerales existen como partículas cristalinas muy pequeñas que corresponden al rango de tamaños de arcilla. El análisis de los tipos de minerales arcillosos presentes en una lutita, puede ser realizado mediante la técnica de difracción de rayos X (*XRD* por sus siglas en inglés).

Los minerales arcillosos tienen la capacidad de adsorber agua y cationes en su superficie. Como se mencionó antes, los minerales arcillosos tienen un tamaño pequeño de partícula y una estructura estratificada o laminar. Por este motivo tienen una gran superficie específica (superficie específica = superficie por gramo de material). La illita, clorita y caolinita son cristales muy pequeños que adsorben agua y cationes en sus superficies externas. Además, la esmectita también adsorbe agua y cationes en las superficies ubicadas entre las capas de su estructura cristalina. La capacidad de adsorción de agua de la esmectita es mucho más grande que la de otros minerales arcillosos.

En las arcillas, la capacidad de adsorber agua, la capacidad de intercambiar cationes y su superficie específica, son atributos muy relacionados entre sí, que a veces son llamados propiedades coligativas de la arcilla. Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla. Como la capacidad de intercambio catiónico (*CEC*) es fácil de medir, se trata de un método

práctico para evaluar la reactividad de la arcilla o lutita. La *CEC* de la arcilla seca se puede medir mediante una valoración de azul de metileno. La unidad estándar para reportar la capacidad de intercambio catiónico de la arcilla seca es miliequivalentes (*meq*) por 100 *g* de arcilla seca. El rango de *CEC* para materiales minerales arcillosos puros está indicado en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Rango de *CEC* para materiales arcillosos puros (Farrokhrouz y Asef, 2013).

Arcilla	CEC (meq/100g)
Esmectita	80 – 150
Ilita	10 – 40
Clorita	10 – 40
Caolinita	3 – 10

La esmectita es claramente mucho más reactiva que otros minerales arcillosos. Las lutitas que contienen esmectita son las más sensibles al agua y las más hidratables, mientras que las lutitas que contienen otros minerales arcillosos tienen una menor capacidad de hidratación, aunque puedan ser sensibles al agua. La mayoría de las lutitas contienen varios tipos de arcillas en cantidades variables y su reactividad depende de los tipos y de las cantidades de minerales arcillosos que tengan presentes.

Las estructuras cristalinas de la ilita y la esmectita son similares, con una unidad repetida de tres capas compuesta de una capa de alúmina intercalada entre dos capas de sílice. En la esmectita, hay una capa de iones adsorbidos y otra de agua entre las unidades de las tres capas que forman el cristal. En la ilita, hay una capa de iones potasio, pero no hay agua entre las unidades de las tres capas. Además, la ilita tiene una sustitución considerable de átomos de sílice por átomos de aluminio en las capas de sílice, mientras que la esmectita no la tiene. Los átomos de potasio en la estructura de ilita no son iones intercambiables, pero constituyen una parte fija de la estructura del cristal; sólo los iones en las superficies externas de la ilita son intercambiables. En la esmectita, los iones entre las capas son intercambiables y pueden componerse de sodio, calcio, magnesio o potasio (nótese que la esmectita que intercambió iones potasio es diferente de la ilita). Las arcillas esmectita e ilita existen frecuentemente en forma de mineral de capas mixtas. En un mineral de capas mixtas, algunas capas contienen iones intercambiables y agua, mientras que otras capas están “aplastadas”, con átomos de potasio entre las capas. La mayor parte de la esmectita e ilita presente en los sedimentos marinos y las rocas sedimentarias son arcillas de capas mixtas (MI Swaco, 2001).

Los tipos de arcilla presentes en una formación rocosa son analizados mediante un análisis de difracción por rayos X. La *XRD* mide el espaciamiento entre los planos de los átomos en una sustancia cristalina. La tabla 2.4 muestra el espesor de las capas unitarias en Angstroms (Å o 10^{-8} cm), para los tipos más comunes de arcilla.

Tabla 2.4. Espesor de las capas unitarias de arcillas comunes en Angstroms (MI Swaco, 2001).

Arcilla	Espesor de Capa (Å)
Na-esmectita	12
K-esmectita	12
Ca-esmectita	14
Esmectita tratada con etilenglicol	17
Clorita	14
Ilita	10
Caolinita	7

II.3. Tipos de Arcillas

Los minerales arcillosos están constituidos por silicato aluminico de granos finos que tienen microestructuras bien definidas. En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados, porque la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina. Cada capa consta de una estructura laminar delgada, llamada capa unitaria, por ejemplo, un mineral de silicato estratificado típico sería la mica o la vermiculita, las cuales pueden separarse en capas finas a lo largo de los planos de clivaje. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar. Según las unidades repetidas de la estructura, los minerales arcillosos pueden clasificarse de acuerdo a la relación entre capas de sílice y capas de alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2. También se toma en cuenta si los minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja. En la figura 2.1 se muestra una clasificación general de los silicatos.

En la industria petrolera, en el área de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la esmectita (uno de los principales componentes de la bentonita), son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado al fluido de perforación. Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema del fluido de perforación durante las operaciones y pueden causar varios problemas, por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema del fluido de perforación.

El término bentonita se usa para describir la montmorillonita sódica explotada comercialmente (la cual constituye una forma de esmectita) que se usa como aditivo para el lodo de perforación.

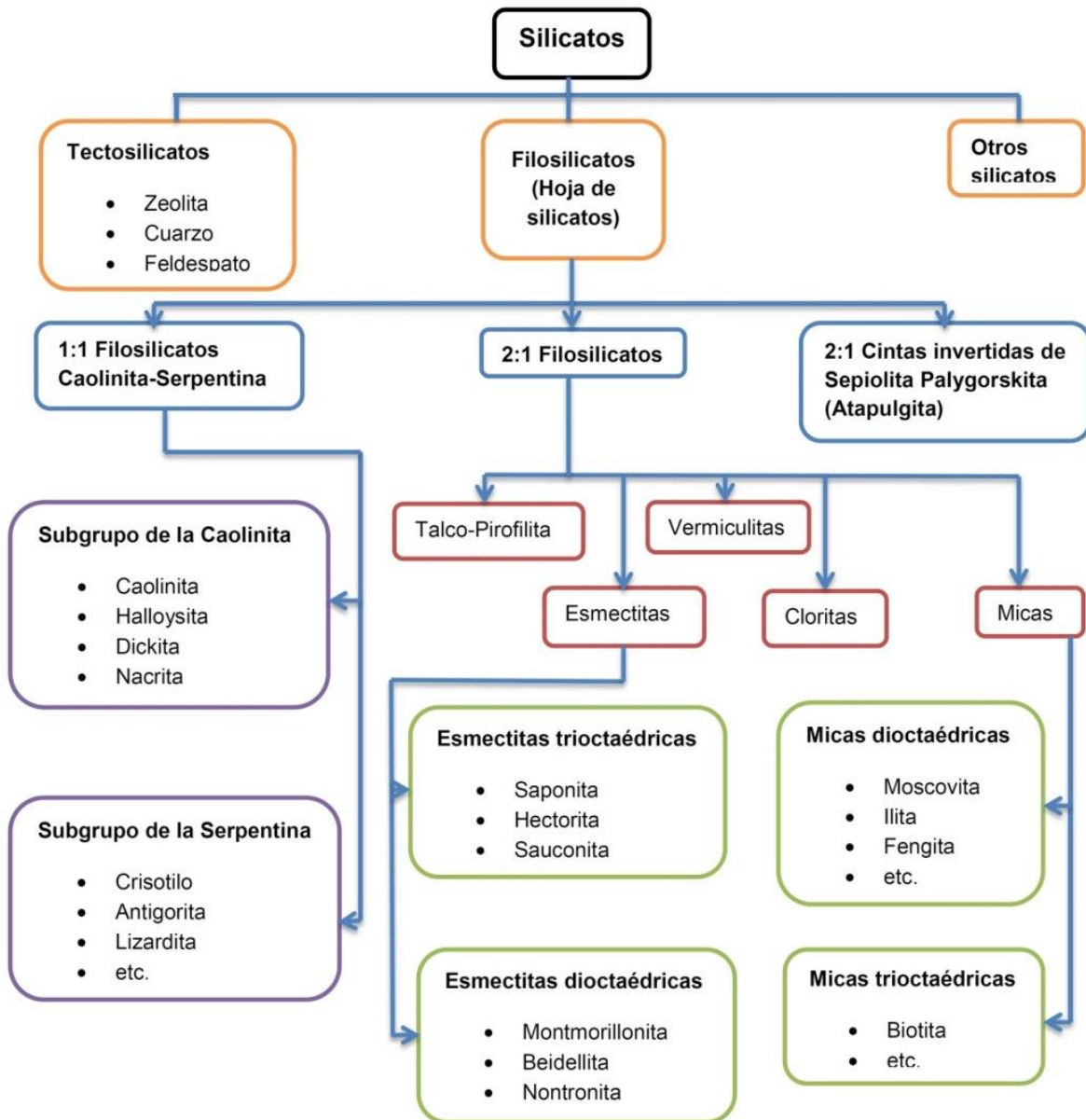


Figura 2.1. Clasificación de silicatos (Farrokhrouz y Asef, 2013).

Existe un gran número de minerales arcillosos, pero los que son de interés en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos (MI Swaco, 2001):

1. El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la atapulgita o la sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la

viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja, hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, que muestra una alta estabilidad coloidal, incluso en presencia de una alta concentración de electrolitos. Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil, por este motivo, la atapulgita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas casi nunca están presentes en las lutitas de las formaciones.

2. El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): illita, clorita y caolinita.
3. El tercer tipo son las montmorillonitas laminares muy hinchables.

El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: (1) illita, (2) clorita, (3) montmorillonita y (4) caolinita. Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema del fluido de perforación. La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

La montmorillonita sódica también se añade normalmente al lodo para aumentar su viscosidad y reducir el filtrado. Las propiedades de filtración y la reología del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el fluido. Como la montmorillonita es añadida intencionalmente a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial. La arcilla posee una estructura apilada o estratificada, en la cual cada capa unitaria tiene un espesor de aproximadamente 10 angstroms (Å). Esto significa que cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcilla. Cada capa de arcillas es altamente flexible, muy fina, y tiene un área superficial enorme.

En agua dulce, las capas adsorben el agua y se hinchan hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes. La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión.

Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas, como la caolinita, o del tipo de tres capas, como la montmorillonita, la clorita o la illita. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas, y cada capa

unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias, constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado (figura 2.2). Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica. Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente. Por ejemplo, la pirofilita ($\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10} - (\text{OH})_2$), una arcilla neutra, como aparece en la figura 2.3, es similar a la montmorillonita cargada negativamente (MI Swaco, 2001).

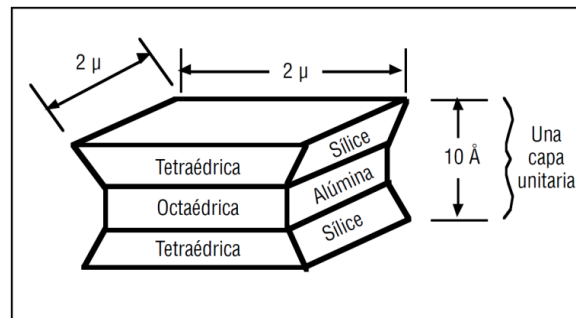


Figura 2.2. Partícula de montmorillonita idealizada (MI Swaco, 2001).

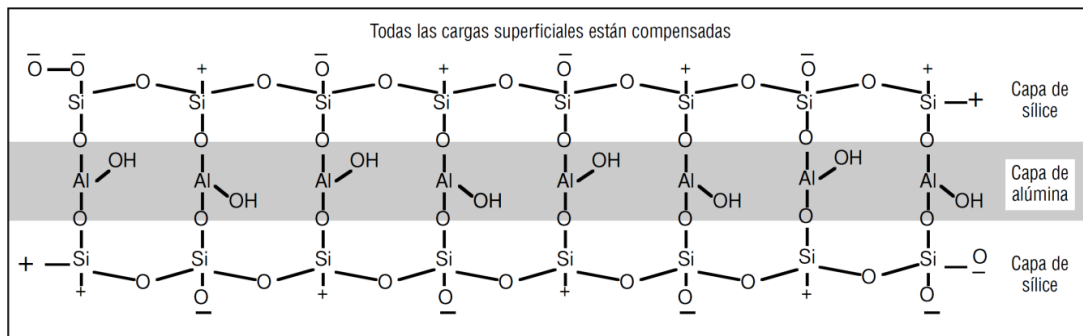


Figura 2.3. Pirofilita eléctricamente neutra (MI Swaco, 2001).

II.4. Composición y estructura de las arcillas

II.4.1. Esmectitas - Arcillas de tres capas

Si se sustituye un átomo de aluminio (Al^{3+}) por un solo átomo de magnesio (Mg^{2+}) en la estructura reticular (o disposición de los átomos), ésta tendrá un electrón excedente o una carga negativa (figura 2.4). La carga negativa neta es compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento. Los cationes que se adsorben en las superficies de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla

se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (*CEC*). El catión puede ser un ion de carga simple como el sodio (Na^+) o un ion de carga doble como el calcio (Ca^{2+}) o el magnesio (Mg^{2+}). De este modo, se tiene montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua (figuras 2.5 y 2.6).

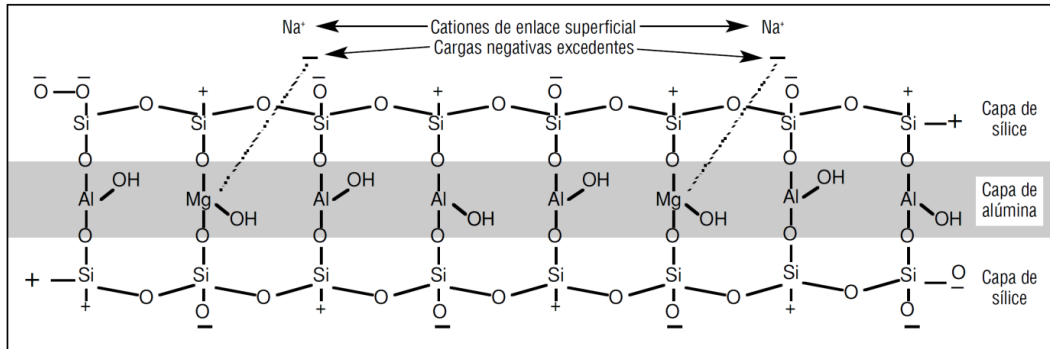


Figura 2.4. Sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} causando una partícula cargada negativamente (MI Swaco, 2001).

Además de la sustitución del aluminio (Al^{3+}) por el magnesio (Mg^{2+}) en la red de montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto, el nombre montmorillonita se usaba frecuentemente como nombre de grupo que incluía muchas estructuras minerales específicas, sin embargo, en los últimos años, se ha aceptado cada vez más el nombre esmectita como nombre de grupo, reservando el término montmorillonita para los miembros predominantemente aluminosos del grupo. Este grupo de minerales incluye la montmorillonita, la hectorita, la saponita, la nontronita y otros minerales específicos.

II.4.2. Iilitas - Arcillas de tres capas

Las iilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} como en la montmorillonita, la iilita tiene una sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} , lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio (K^+), como lo indica la figura 2.6. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones mediante los iones potasio compensadores, es generalmente, mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta.

El espacio entre las capas unitarias es de 2.8 \AA . El diámetro iónico de K^+ es de 2.66 \AA . Esto permite que el K^+ encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio (K^+) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el

intercambio. Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes.

Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, illita, y capas mixtas de illita y esmectita, son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectita, y finalmente en illita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables, pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

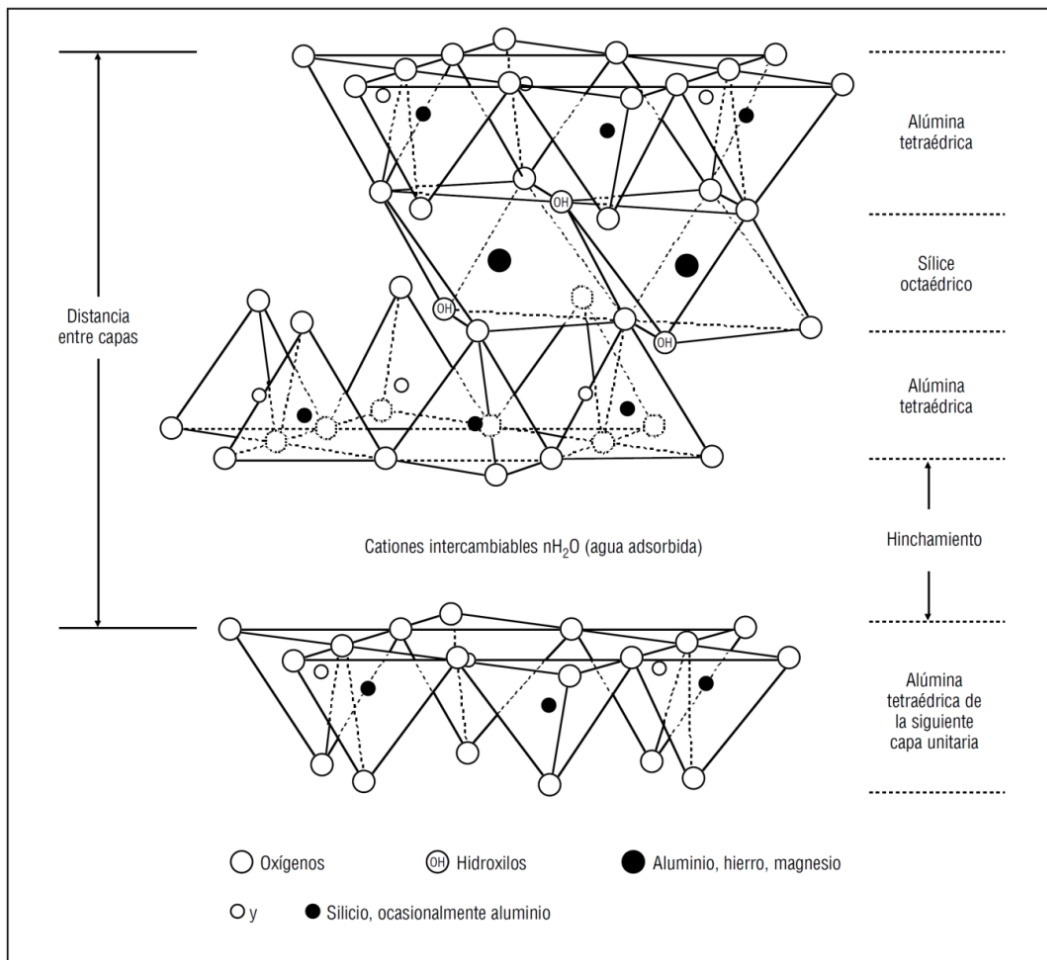


Figura 2.5. Estructura de la esmectita (MI Swaco, 2001).

II.4.3. Cloritas - Arcillas de tres capas

Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero se puede hacer que se hinchen ligeramente al ser modificadas. En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita (figura 2.6). Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{2+} por Al^{3+} en la capa de brucita. Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas de la clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos (MI Swaco, 2001).

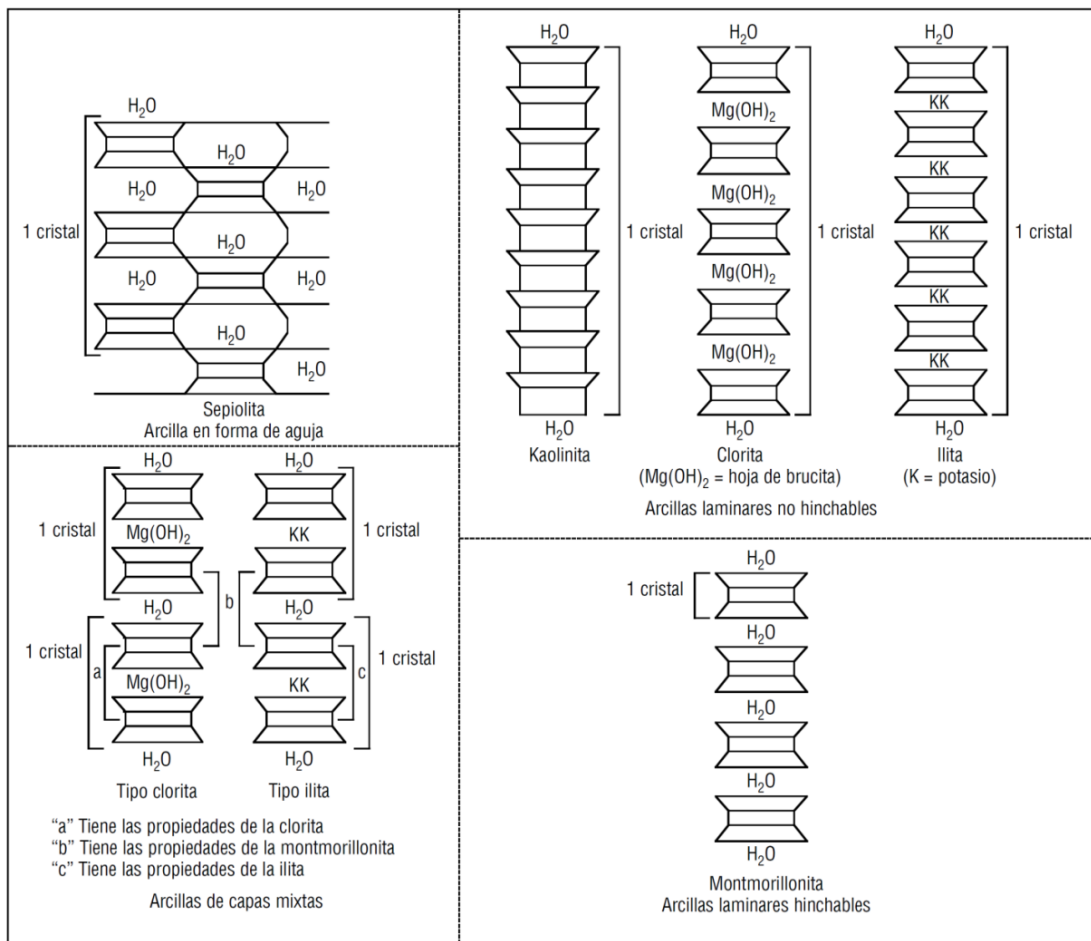


Figura 2.6. Comparación de estructuras de arcillas (MI Swaco, 2001).

II.4.4. Caolinitas - Arcillas de dos capas

La caolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La caolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas, por lo tanto, la caolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g). La caolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas. La tabla 2.5 contiene un resumen de los minerales arcillosos.

Tabla 2.5. Arcillas más comunes en la naturaleza (PEMEX, s.f.).

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica, Å	Hinchamiento
Caolinita	Capa 1:1	Nula	Ninguno	7.2	Ninguno
Talco	Capa 2:1	Nula	Ninguno	9.3	Ninguno
Esméctica	Capa 2:1	0.3-0.6	Na ⁺ , Ca ⁺² , K ⁺ , Mg ⁺²	11-15	Variable
Vernaculita	Capa 2:1	1.0-4.0	K ⁺ , Mg ⁺²	14-15	Variable
Ilita	Capa 2:1	1.3-2.0	K ⁺	10	Ninguno
Mica	Capa 2:1	2.0	K ⁺	10	Ninguno
Clorita	Capa 2:1	Variable	Capa de brucita	14	Ninguno
Sepiolita	Capa 2:1	Nula	Ninguno	12	Ninguno
Palygorskita	Capa 2:1	Menor	Ninguno	10.5	Ninguno

Microfotografías de arcillas

A continuación, se muestran las microfotografías de diferentes minerales de arcillas; en la figura 2.7 se muestra la caolinita; en la figura 2.8 se muestra ilita; en la figura 2.10 muestra la clorita rica en hierro (Fe); en la figura 2.11 muestra la clorita rica en magnesio (Mg), y; en la figura 2.9 muestra la montmorillonita.

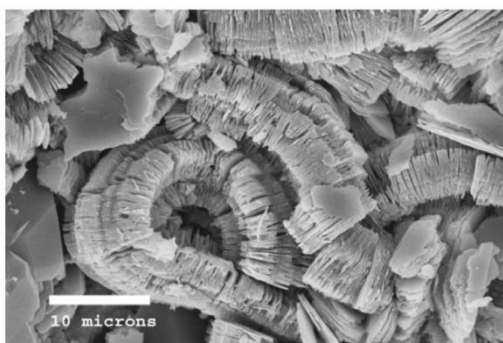


Figura 2.7. Microfotografía del mineral caolinita (The mineralogical society, 2015).

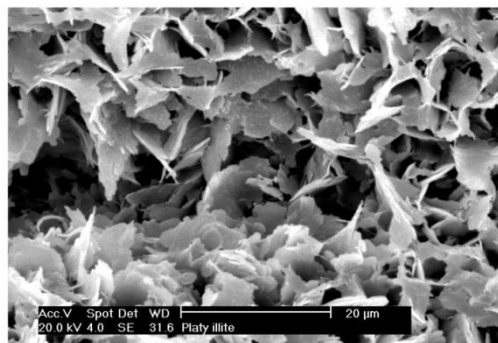


Figura 2.8. Microfotografía del mineral ilita (The mineralogical society, 2015).

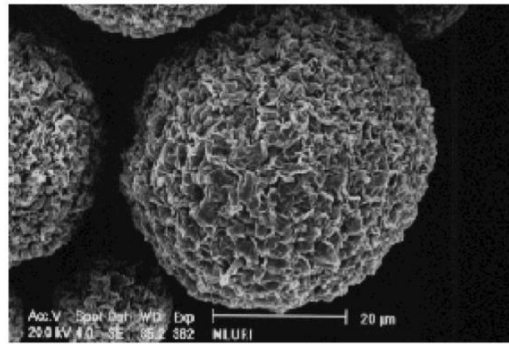


Figura 2.9. Microfotografía del mineral montmorillonita (The mineralogical society, 2015).

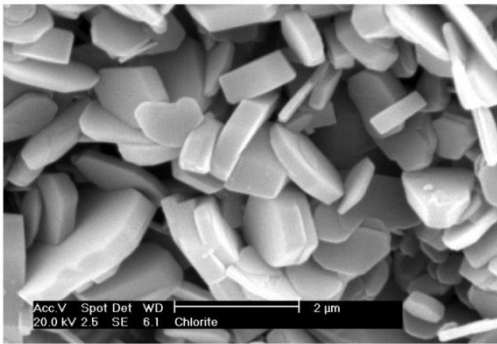


Figura 2.10. Microfotografía del mineral clorita rica en hierro (Fe) (The mineralogical society, 2015).

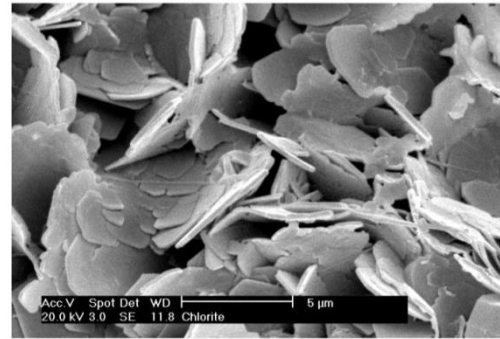


Figura 2.11. Microfotografía del mineral clorita rica en magnesio (Mg) (The mineralogical society, 2015).

II.5. Agua asociada a las lutitas

A parte de todas las propiedades de las lutitas mencionadas, existen otras características que son importantes en la industria petrolera, incluyendo el contenido de arcilla, la permeabilidad (a pesar de la pobre conectividad a través de las gargantas porales estrechas) y la diferencia entre el coeficiente de expansión térmica entre el agua y los componentes de la matriz de la lutita (Lal, 1999). Todas estas propiedades son dependientes del agua de poro y del agua intercalada entre las capas de las lutitas.

En total, existen cuatro diferentes tipos de agua que son asociados con las arcillas, que no necesariamente se encuentran en todas las arcillas, y son:

- Agua entre los cristales: esta se encuentra en asociación con los cationes, neutralizando la carga causada por sustituciones elementales.
- Agua osmótica: existe como una capa de superficie de adsorción asociada con las cargas sobre la arcilla. En caso de remoción (por ejemplo, cuando se perfora) ocurre un hinchamiento debido a este tipo de agua.

- Agua ligada: está presente en la molécula de la arcilla por sí misma, como enlaces estructurales de hidrógeno y grupos hidroxilo.
- Agua libre: existe solamente dentro del espacio de poros entre los granos.

La porosidad es la suma del agua libre, el agua osmótica y en menor medida, del agua entre los cristales. El agua ligada no puede ser medida fácilmente debido a la interacción entre los fluidos de perforación y la formación, que son fuertemente influenciados por el agua ligada y en menor medida por el agua libre.

La aplicación de presión puede eliminar algunos tipos de agua presentes en las estructuras de las lutitas. Para empezar, el agua osmótica será removida de la estructura de la lutita con una presión de sobrecarga de aproximadamente 290 *psi*. Existen hasta cuatro capas de agua en el interior de los cristales, entre las capas de lutitas. La tercera y cuarta capa de agua pueden ser removidas a una presión aproximada de 3900 *psi*. Para la remoción de toda el agua ligada de la arcilla de la segunda y primera capa de agua, se requiere una presión aproximada de 24,000 *psi* y arriba de 50,000 *psi*, respectivamente, la temperatura en esos casos excede los 200 °C. Antes de la perforación, la cantidad exacta de agua ligada y libre en las lutitas, según la profundidad, depende del pasado histórico de la compactación (Farrokhrouz y Asef, 2013).

II.6. Estabilidad química en lutitas

Las lutitas, que representan la mayor parte de las secciones perforadas en la mayoría de los pozos, son particularmente sensibles a los fluidos de perforación.

Un tanto porosas y usualmente saturadas con agua de formación, estas rocas pueden ser susceptibles a las reacciones químicas con ciertos fluidos de perforación. Cuando una formación se realiza con un fluido incompatible, la invasión de filtrado puede hacer que la lutita se dilate, lo que puede provocar el debilitamiento de la roca y la inestabilidad de los pozos. Las lutitas también pueden ser susceptibles a los cambios del soporte efectivo del lodo, dependientes del tiempo, causados por las diferencias entre la presión del lodo y la presión del fluido en los poros, o la diferencia entre la salinidad del fluido de perforación y el de formación. Por otro lado, los cambios de volumen de las lutitas, que surgen de las interacciones entre las lutitas y el fluido de perforación, pueden perturbar localmente la orientación y la magnitud de los esfuerzos presentes en un pozo.

El problema de estabilidad química, depende del tiempo a diferencia de la inestabilidad mecánica. La inestabilidad química obedece a un fenómeno complejo que involucra la composición, estructura y propiedades de la roca, así como del lodo, destacándose la ósmosis como el fenómeno característico de interacción roca – fluido (Reyes y Vargas, 2005).

De este modo, si bien los esfuerzos tectónicos locales y regionales desempeñan un rol central en la deformación de las rocas, también deben considerarse otros factores de fondo de pozo, tales como la presión de poro, el peso del lodo y las fluctuaciones de la presión, la temperatura y la química de fondo de pozo, por sus claras contribuciones a la relación entre los esfuerzos locales y las deformaciones. Sus efectos pueden ser atemperados por las propiedades texturales únicas de la litología local, tales como el tamaño y la distribución de los granos y poros que constituyen el esqueleto de la roca, la mineralogía y la composición de los cementos diagenéticos (Schlumberger, 2015b).

II.7. Hidratación de las arcillas

La hidratación de las arcillas (conocida como hinchamiento), consiste en una serie de reacciones, que inicia desde la adsorción de moléculas de agua sobre la superficie expuesta en los diferentes espacios de poro de la arcilla. Se pueden distinguir tres formas de hidratación de arcillas, y pueden tener lugar simultáneamente con el incremento de la actividad del agua:

- Hidratación interlaminar, que involucra la adsorción de una limitada cantidad de moléculas de agua sobre la superficie interna de las partículas primarias de las lutitas.
- Hidratación continua (osmótica), que está relacionada a una adsorción ilimitada del agua sobre la superficie interna y externa de las partículas primarias.
- Condensación capilar del agua libre en los microporos dentro de la estructura de la arcilla.

De la misma manera que la hidratación de iones en la fase gaseosa es de forma gradual, las arcillas pueden exhibir una hidratación gradual en fase vapor a presiones de vapor relativamente bajas ($P = P_0$) mediante la formación de complejos de hidratación interlaminares (Hendricks et al., 1940; Krachenbuchl et al., 1987; Kahr et al., 1990).

Los complejos de hidratación interlaminar en las arcillas se pueden distinguir por difracción de rayos X o de neutrones, en términos de números de capas de agua monomoleculares, que se suponen son insertadas entre las capas de silicatos.

Los principales parámetros que afectan la hidratación interlaminar de las esmectitas y las vermiculitas se pueden resumir de la siguiente manera:

- Energía de hidratación de los cationes entre capas.
- Polarización del agua molecular por los cationes entre capas.

- Variación del potencial electrostático sobre la superficie de la arcilla, tal como se determina por la magnitud y distribución de las cargas en las capas de silicatos.
- Actividad del agua (relativa a la presión de vapor del agua).
- Tamaño y morfología de las partículas de la esmectita y la estructura de la arcilla.

II.7.1. Fuerzas involucradas en el hinchamiento

El efecto neto de las fuerzas intermoleculares sobre la superficie de la arcilla define el hinchamiento de sus partículas. Para una superficie de separación que va desde la escala del tamaño de una molécula de agua (0.25 *nm*) hasta el tamaño de las partículas de la arcilla (0.004 *mm*), las fuerzas que participan y sus rangos de impacto son (Israelachvili, 1991; Diek y Santos, 1996):

- Fuerzas de atracción de Van der Waals (0.10 *nm*).
- Correlación de fuerzas de atracción ion-ion (0.4 *nm*).
- Fuerzas de hidratación oscilatoria (0.2 *nm*).
- Fuerzas de hidratación repulsivas monótonas (0.10 *nm*).
- Fuerzas de repulsión eléctrica de doble capa (0.2 *nm*).

Las fuerzas atractivas y oscilatorias pueden limitar el hinchamiento a una pequeña separación (1.2 *nm*). Este tipo de expansión es referida como un hinchamiento cristalino, que significa que la morfología de todo el cristal se preserva. Desafortunadamente, las fuerzas de hidratación repulsivas monótonas, tienden a incrementar el hinchamiento del cristal, pero con una limitación de hasta 10 *nm* de separación con el incremento de la concentración de electrolitos. Si el fluido de poro es un electrolito diluido, las fuerzas de repulsión eléctrica de doble capa dominan las interacciones a lo largo de la superficie de separación (>10 *nm*), y tienden a expandir el espacio entre capas ilimitadamente hasta el tamaño de partícula. Las fuerzas de doble capa son altamente dependientes de los cambios en la química del fluido y de su equilibrio, separaciones muy grandes (hasta 0.2 *mm*) y expansiones ocurren como consecuencia de la acción de estas fuerzas (Farrokhrouz y Asef, 2013).

II.8. Ósmosis en lutitas

La osmosis se define como el fenómeno que sucede cuando dos soluciones de diferente concentración, están separadas por una membrana semipermeable y el solvente de la solución de menor concentración tiende a pasar a la solución de mayor concentración.

En las lutitas, la ósmosis es el proceso por medio del cual el agua puede migrar a través de los poros entre dos puntos de diferentes actividades, mientras que los

iones hidratados no pueden o están substancialmente impedidos (Fam y Dusseault, 1998).

II.9. Interacciones químicas con el fluido de perforación

La inestabilidad y el ensanchamiento del pozo, también son afectados por la química del fluido de perforación base agua y su efecto sobre la lutita. Existen numerosos sistemas de clasificación para tratar de ordenar a las lutitas de acuerdo con su reactividad. La mayoría de las veces, las lutitas sensibles al agua o hidratables contienen altas concentraciones de arcilla montmorillonita. Por lo tanto, los sistemas de clasificación suelen usar el contenido de montmorillonita como medida principal de la reactividad con los lodos base agua.

Otras medidas útiles son la *CEC*, el contenido total de arcilla, el contenido de agua, la superficie y la dureza, la actividad del agua, etc. Incluso las lutitas que contienen arcillas que se hidratan menos – como las lutitas de tipo illita, clorita o caolinita – son afectadas en cierta medida por la interacción con la química del lodo base agua. No se usa un solo sistema de clasificación de lutitas, porque ningún sistema en particular ha demostrado ser aplicable universalmente en todas las regiones del mundo.

La hidratación por el agua es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo. Las lutitas que contienen montmorillonita pueden adsorber agua del fluido de perforación e hidratarse o dispersarse. La rotura se produce generalmente mediante la constricción del pozo, a partir de una zona hinchada ablandada o mediante la fisuración de fragmentos relativamente firmes. La adsorción e hidratación osmótica, ablandará e hinchará el pozo expuesto en zonas de lutitas blandas y dispersables, causando un pozo reducido y aumentando el potencial de dispersión. La rotura por fragilidad de fragmentos relativamente firmes ocurre con fluidos saturados de sal en lutitas blandas y dispersables, y otras lutitas “frágiles”, más rígidas y más antiguas, en lodos base agua no saturados.

En las lutitas más antiguas y más rígidas, la hidratación superficial produce un aumento del esfuerzo cerca del pozo (debido al esfuerzo interno del hinchamiento confinado), causando derrumbes y desprendimientos firmes, frágiles y angulares. Parece ser que el agua penetra en estas lutitas a través de líneas de fractura preexistentes parcialmente cementadas. Esto resulta en un gran esfuerzo interno producido por el hinchamiento superficial, causando la rotura de la roca a lo largo de las líneas de fractura.

Las pruebas de permeabilidad indican que las lutitas son relativamente impermeables. Los iones entran en las lutitas para causar la deshidratación o la hidratación mediante acción capilar, ósmosis o invasión de los planos de

estratificación. Por lo tanto, la alteración es producida por una transferencia de agua del lodo dentro de la lutita o del agua de la lutita dentro del lodo. La lutita se vuelve inestable cuando es alterada de cualquier manera, ya sea por hidratación o deshidratación. Es importante impedir la transferencia de agua entre el fluido de perforación y la lutita que puede causar la alteración de la lutita. Esto se puede lograr balanceando la actividad (concentración iónica) del lodo con la actividad de la lutita (MI Swaco, 2001).

II.10. Fundamentos de laboratorio para la interacción roca-fluido

Existen técnicas sencillas de laboratorio que permiten medir el efecto o cambio de la interacción roca-fluido. Estas técnicas son la base experimental para el diseño adecuado del fluido de perforación, al mismo tiempo que son indicadores de estabilidad durante las operaciones de perforación y son las siguientes:

- a) Capacidad de Intercambio Catiónico: aplicable específicamente al material arcilloso / limoso, el cual indica el intercambio de cationes de la estructura cristalina del mineral con moléculas de agua en el fluido de contacto. Se expresa como $meq / 100 g$ de material de formación, en una titulación colorimétrica (azul de metileno o *MBT*).
- b) Dispersión: por efecto del contacto con un fluido acuoso, el material de formación principalmente arcilloso y limoso, tiende a disgregarse en fracciones cada vez más pequeñas. El material seco es seleccionado y separado entre mallas (mesh números 5-10). Una cantidad determinada, usualmente entre 10-20 g es expuesta durante 16 horas a una temperatura de 65 °C con 350 ml de lodo o fluido en modo de rolado. La mezcla final es pasada por una malla mesh número 30 y el material remanente retenido es secado y pesado. El recobro es expresado como la fracción porcentual del peso final contra el peso original.
- c) Hinchamiento Lineal: similar a la *CEC*, pero medido como el aumento de volumen inicial de una pastilla de material reconstituido (5 g) y comprimido (25,000 psi). El aumento de volumen es por efecto de la interacción física y química de moléculas de agua que entran en la estructura cristalina del mineral como consecuencia del intercambio catiónico. Se expresa como porcentaje de hinchamiento medido en una dirección, por un lapso de tiempo predeterminado, usualmente 20 horas. Las condiciones de presión y temperatura a las que se realiza la determinación son: ambiente.
- d) Tiempo de succión capilar (*TSC*): mide la interacción entre el material de formación y el fluido, expresado en tiempo de contacto (segundos). Un volumen de 35 ml de fluido base o filtrado de lodo, se mezcla con 2-3 g de material de formación, utilizando una licuadora o dispositivo de agitación por un tiempo de un minuto. Se determina el tiempo de paso a través de un

cilindro metálico sobre un papel de filtro que cierra un circuito eléctrico. Este tiempo es comparado con el tiempo de paso del fluido base sin sólidos y con agua como referencia. Se debe considerar el efecto de fluidos base con alta viscosidad como salmueras de bromuros o de naturaleza cálcica. No se deben utilizar aditivos surfactantes o detergentes. El material seco a mezclar es seleccionado de entre mallas mesh con números 100-200. Las condiciones de presión y temperatura de la determinación son: ambiente.

- e) Integridad al Contacto: se basa en muestras de núcleo preservadas, limpias y en buen estado, de las cuales se obtienen fragmentos enteros de unos 3 cm^2 , que son fotografiadas o grabadas en video desde que están secas hasta que contactan al fluido base en un tiempo que va desde minutos, horas, días o semanas. Esta prueba expresa de forma cualitativa la estabilidad de la formación en el tiempo luego de contactar un fluido en base agua. Esto se manifiesta en cambios externos de la muestra como son la formación de fracturas, desmoronamiento o fragmentación. Las condiciones de prueba son a presión y temperatura ambiente.
- f) Dureza al Humectar: se utiliza un procedimiento similar a la prueba de dispersión, pero con cantidades de material de 30-40 g . La mezcla final luego del envejecimiento de 16 horas, que se recoge en una malla mesh número 30, no es secada sino escurrida, manteniéndose húmeda. Este material se introduce en una prensa de extrusión, donde se comprime frente a una placa con agujeros, mediante los giros de un tornillo que mide en cada giro el torque aplicado hasta un valor máximo de 350 in/lb_f . Si el material ha interactuado con el fluido, se ablanda y forma una pasta que sale por los agujeros en forma de espaguetis. Si la interacción es poca, el material se compacta formando una pastilla que genera un torque mayor (PEMEX Exploración y Producción, 2008).

II.11. Importancia de las lutitas en la industria petrolera

La inestabilidad en un pozo es uno de los problemas más serios en la industria petrolera, debido a que puede generar retrasos en las operaciones de perforación, incrementos en los costos de perforación y en algunos casos incluso puede obligar a abandonar el pozo (Bradley, 1979; Zamora, Broussard y Stephens, 2000). Las lutitas se vuelven un tema clave de estudio para la industria petrolera, por su implicación en la inestabilidad del pozo debido a sus características, lo cual, aunado a su vasta distribución hace que algunas veces se pueda decir que casi cada pozo tiene algún dilema asociado a esta formación.

Las lutitas juegan un rol importante en el ámbito petrolero que inicia desde el origen del petróleo. Aunque cualquier roca sedimentaria puede almacenar materia orgánica, solamente las formaciones con baja porosidad y permeabilidad, pueden

evitar el intemperismo sobre la materia orgánica, y las lutitas son el tipo de roca que tiene esta propiedad. Muchas rocas generadoras en los yacimientos de petróleo y gas, se han encontrado que pertenecen a formaciones de lutitas.

Por otro lado, las rocas sello deben de tener propiedades similares a las mencionadas que tienen las lutitas, es decir, no ser demasiado permeables para impedir que los hidrocarburos escapen, y ser lo suficientemente dúctil para tomar forma bajo la sobrecarga de las capas superiores y los cambios causados por la tectónica. Las lutitas son un tipo de roca que muchas de las veces actúan de roca sello en los campos petroleros (Farrokhrouz y Asef, 2013).

Incluso en algunos yacimientos, las lutitas juegan el papel de roca de depósito o yacimiento (o parte de este), en estos casos, los hidrocarburos son madurados, pero sin haberse trasladado a las rocas del yacimiento, todavía. Además, en muchos casos los hidrocarburos inmaduros en las lutitas se pueden extraer y calentar para producir petróleo, este tipo de rocas se conocen como lutitas aceitíferas o lutitas gasíferas dependiendo el caso y el gas o el petróleo se extraen por métodos llamados no convencionales.

II.11.1. Lutitas aceitíferas

Las lutitas aceitíferas son rocas sedimentarias con tamaño de grano muy fino, contienen cantidades significativas de kerógeno (una mezcla sólida de compuestos orgánicos), de las cuales se pueden producir hidrocarburos líquidos. La roca no necesariamente es lutita y sus hidrocarburos no son realmente un crudo convencional por su composición. Los depósitos de lutitas aceitíferas están localizados alrededor del mundo teniendo los mayores depósitos en Estados Unidos y Canadá. Los depósitos globales están estimados en un equivalente de 2.8-3.3 trillones de barriles de crudo recuperable. El kerógeno en las lutitas aceitíferas puede ser convertido en crudo sintético a través de procesos químicos. Las lutitas gasíferas pueden ser referidas al gas asociado naturalmente a las formaciones de lutitas. Estos tipos de hidrocarburos no convencionales han ganado atención conforme el precio de los hidrocarburos convencionales va en aumento (Speight, 2012).

II.11.2. Lutitas gasíferas

Las lutitas gasíferas son lutitas ricas en materia orgánica, siendo de tamaño de grano muy fino que contienen gas natural (Bustin, 2006; Bustin, Bustin y Cui, 2008). Sin embargo, el término "lutita" se usa de forma libre, es decir, que no describe la litología del yacimiento. En los yacimientos de lutitas gasíferas de Estados Unidos, las variaciones litológicas indican que el gas natural es retenido en yacimientos que no sólo pertenecen a las lutitas, sino en una amplia variedad de litologías que van desde lutitas no fósiles hasta limolitas y areniscas de grano

fino, cualquiera de las cuales puede tener silicio o carbonatos dentro de su composición (Speight, 2013).

Capítulo III. Fenómeno osmótico en el pozo.

El concepto general de ósmosis, está representado por la posibilidad de hacer pasar una sustancia a través de una barrera sin consumo de energía.

Los conocimientos científicos relacionados con el fenómeno de la ósmosis, están comprendidos en la rama de la fisicoquímica, y en particular en el tema de las soluciones. La teoría que describe estos hechos es por excelencia la termodinámica de equilibrio y la termodinámica lineal de procesos irreversibles.

La termodinámica de equilibrio describe la presión osmótica y la define como la presión requerida para mantener un sistema en estado de equilibrio (Castillo, 2003).

En la industria petrolera y específicamente en las operaciones de perforación, la importancia de la generación de una presión osmótica debido al fenómeno de ósmosis, es crucial, principalmente para ser considerada en el diseño de la perforación, esto es debido a que existe una interacción roca-fluido que impacta especialmente a formaciones con altos contenidos de arcillas (lutitas), que son muy comunes en la explotación de petróleo y gas.

III.1. El hinchamiento y su relación con la ósmosis

Muchas teorías diferentes han sido presentadas para explicar el fenómeno de hinchamiento de las lutitas, tales como la succión capilar, la presión osmótica y el balance hidráulico de la presión de poro. Sin embargo, hasta ahora los datos experimentales no han sido completados ni explicados efectivamente e incluso comprendidos.

En la actualidad, existen muchos autores que han hecho sus propuestas para poder dar una mejor explicación de los fenómenos de hinchamiento, que tienden a generar inestabilidad en los pozos, principalmente en las operaciones de perforación. A continuación se mencionan algunos de los autores relevantes y su idea principal.

El trabajo pionero en el ámbito de Low y Anderson (1958), sugiere que el mecanismo de ósmosis es el único responsable de la generación de presiones de hinchamiento en lutitas. Ellos usan muestras de suelos como base de sus experimentos. Posteriormente, modifican una ecuación que inicialmente habían sugerido para arcillas, mediante el uso de componentes estructurales de la presión de hinchamiento. Ellos consideran a las lutitas como una membrana semipermeable y determinan que las presiones osmóticas surgen debido a los intercambios entre el fluido de la lutita y el fluido de perforación. Chenevert (1970a) y Chenevert y Sharma (1991), usan esta teoría de presión osmótica para proponer procedimientos de control, usando el concepto de actividad balanceada.

Fritz y Marine (1983), apoyan la teoría osmótica como la base para explicar el transporte de agua y iones, sus experimentos revelaron que las arcillas como membranas no son idealmente semipermeables y el grado de su idealidad es una función de la capacidad de intercambio catiónico de la membrana, la porosidad y la concentración de fluido de poro. Como ellos mencionaron, que tal idealidad para un sistema roca-fluido podría ser determinada a partir de la medida de la presión de hinchamiento. La presión de hinchamiento puede ser usada para calcular la eficiencia de la membrana, que se define como la relación de la presión de hinchamiento medida dividida entre la teórica para una membrana perfecta.

El mismo enfoque fue tomado por Hale y Mody (1993), que postulan que la eficiencia de la membrana es una función de la presión de confinamiento que actúa sobre las lutitas. Pashley e Israelachvili (1984), y Pashley y Quirk (1989), describieron las fuerzas de hidratación y los mecanismos químicos tras el movimiento de iones entre las superficies de mica. En su análisis la interacción molecular entre las partículas de arcilla y los iones en los poros, así como con el fluido de perforación, fue considerada el principal parámetro de entrada. Barbour y Fredlund (1989), presentaron una descripción teórica de dos mecanismos potenciales que pueden explicar los cambios de volumen osmóticos.

Ballard, Beare y Lawless (1992), investigaron el transporte de agua a través de las lutitas y concluyeron que estas no actúan como membranas semipermeables y que los iones pueden difundirse libremente a través de ellas. Bol, Wong, Davidson y Woodland (1992), llegaron a la misma conclusión después de hacer una serie de experimentos. Actualmente, esto es un concepto básico en los estudios de las lutitas, que estas no son membranas semipermeables ideales.

Diek, Germanovich y Ring (1994), y Diek y Santos (1996), publicaron que el transporte de masa dentro de la formación lleva a cambios en la química del fluido de poro, en el intercambio iónico, en la disolución del mineral y posiblemente, en el deterioro de esfuerzos en ciertas lutitas fracturadas. Por lo tanto, la difusión del soluto causa cambios en la química del fluido de poro y el intercambio iónico, esto desemboca principalmente en la alteración del equilibrio de las fuerzas de superficie de la entrecapa, en consecuencia, las laminillas de las arcillas pueden, ya sea contraerse, expulsando agua ligada o expandirse, incorporando agua libre. Por otra parte, la disolución mineral y la alteración de esfuerzos, debilitan las formaciones de lutitas y las hacen más propensas a la erosión.

Cuando las formaciones de lutitas están en contacto con agua, la hidratación y las fuerzas eléctricas empiezan a operar entre las capas de silicatos. Las fuerzas eléctricas, tienen su origen en la carga negativa de las superficies de sílice expuestas al agua (Mitchell, 1993) y las fuerzas de hidratación, resultan del

ordenamiento de las moléculas de agua cerca de las superficies de los sólidos hidratados (Israelachvili, 1991). Ambos tipos de fuerzas tienen una naturaleza repulsiva y el hinchamiento ocurrirá por medio de la separación de las capas apiladas de silicato.

La interacción roca-fluido cambia la magnitud de la hidratación o de los esfuerzos de hinchamiento entre las laminillas de las arcillas (Chenevert, 1970a). Un incremento en los esfuerzos de hinchamiento, incrementa las fuerzas de tensión, que aumenta el fenómeno de hinchamiento y la tensión local de falla. Consecuentemente, un decremento en los esfuerzos de hidratación, reduce las fuerzas de tensión, que resulta en la contracción y la estabilización local de las paredes del agujero.

Algunos puntos importantes a destacar acerca de la presión de hinchamiento son los siguientes (Farrokhrouz y Asef, 2013):

1. La presión de hinchamiento está siempre presente en lutitas ricas en arcillas, actuando como una fuerza de tensión sobre las laminillas de las arcillas, esta fuerza de tensión no se desarrolla repentinamente cuando entran en contacto las lutitas con el fluido base agua, más bien, las interacciones químicas entre el fluido de perforación y la roca, van cambiando sus esfuerzos al entrar en contacto de forma gradual.
2. Incluso el mejor inhibidor no puede minimizar la presión de hinchamiento a cero, siempre habrá una repulsión residual entre las laminillas debida a la hidratación de las superficies de las arcillas y a la interferencia entre los iones hidratados y las moléculas de agua, al menos hasta que ocurra la deshidratación completa y el colapso de las láminas de la arcilla.
3. La presión de hinchamiento es altamente dependiente de la arcilla específica, por tanto, la efectividad de los inhibidores en la reducción de dicha presión será diferente dependiendo del tipo de arcilla, por ejemplo: mientras el potasio tiene un fuerte efecto preventivo en el impacto del hinchamiento de la montmorillonita, este tiene muy poco efecto sobre la Illita e incluso puede incrementar el hinchamiento de la caolinita

III.2. Presión y geoquímica en las lutitas

Después de la identificación de problemas operacionales durante la perforación, la importancia relativa de la presión y la composición de las formaciones arcillosas debe ser investigada para poder hacer un diseño adecuado del lodo. En los casos particulares para los cuales la formación es químicamente inerte, la invasión es controlada únicamente por la diferencia entre la presión del pozo y la presión de poro de la roca.

La actividad del agua se vuelve un factor cada vez más importante conforme las formaciones de lutitas se vuelven más consolidadas. Las arcillas compactadas tienen una menor permeabilidad y son probablemente más eficientes excluyendo agua (Kharaka y Berry, 1973). Es bien conocido en la industria petrolera, que un método para reducir cualquier alteración a la presión de poro, es mediante la adición de sal al fluido de perforación (Sherwood y Bailey, 1994). El entendimiento de la tasa de transporte de agua y otros iones a través de las lutitas, es importante si se busca predecir la tasa a la cual un cambio en la presión de poro ocurrirá cerca de las paredes del pozo.

Se observa que el papel de la química en las lutitas está implicado principalmente en las operaciones de perforación. La inestabilidad de las lutitas es comúnmente estudiada en la formación que está arriba del yacimiento, sin embargo, algunas veces la presencia de intercalaciones de lutitas en carbonatos (calizas y dolomitas) pueden crear problemas operacionales costosos (Farrokhrouz y Asef, 2013).

Las inestabilidades geoquímicas serias ocurren cuando dos fluidos acuosos de diferentes salinidades se mezclan. Por otra parte, en el caso que los procesos de flujo se alteren desde el inicio, los procesos geoquímicos y geomecánicos pueden dirigir a cambios en las propiedades del yacimiento y/o de las condiciones del pozo, que son importantes para el desempeño del yacimiento (Farrokhrouz y Asef, 2010a).

Farrokhrouz y Asef (2010b), reportaron que los cambios en la mineralogía de las lutitas y/o su estabilidad química, son altamente dependientes de la saturación de agua y la salinidad del fluido de poro, y del fluido de prelavado antes de operaciones como acidificación y cementación.

III.3. Transporte en lutitas

En la figura 3.1 se puede ver un panorama general de los flujos directos y acoplados que pueden ocurrir en las lutitas y sus fuerzas motrices.

Hay dos flujos directos principales en las lutitas y cada uno de ellos es conducido por un gradiente: flujo de agua de Darcy, generado por un gradiente hidráulico; y la difusión de solutos, generado por un gradiente de potencial químico entre el fluido de perforación y el fluido de poro. Estos dos flujos, generalmente van del pozo a la formación, mientras que en el caso de presiones de fluidos de poro anormalmente altas o una salinidad inesperadamente alta en los fluidos de poro, la dirección se invierte. Al usar fluidos con alta salinidad, es posible estimular un flujo osmótico de agua de la roca hacia el pozo para (parcialmente) compensar el lodo de perforación que fluye hacia la roca por filtración. Todos los flujos directos y

acoplados combinados dan lugar al intercambio de agua y iones/solutos, que afectan la presión de hinchamiento, el contenido de agua y la presión de poro (Farrokhrouz y Asef, 2013).

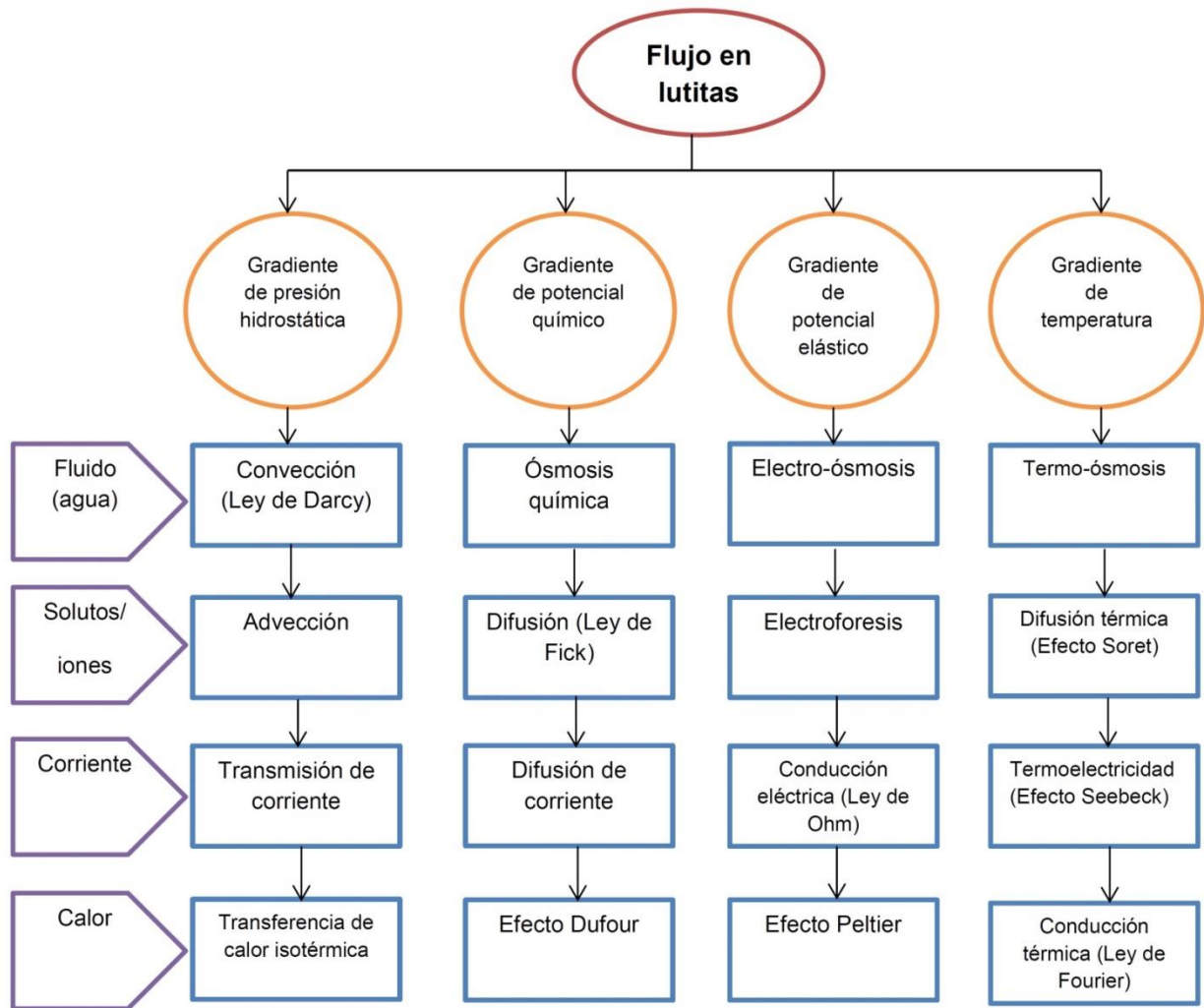


Figura 3.1. Información general de los flujos en las lutitas; los círculos, triángulos y rectángulos representan las fuerzas motrices, los componentes del fluido y las leyes dominantes, respectivamente (Farrokhrouz y Asef, 2013).

Perforar lutitas con un sobrebalance hidráulico, conduce a una diferencia en el contenido de iones del fluido de perforación y del fluido de poro de la roca, la difusión de iones del lodo hacia la lutita ocurrirá debido al gradiente de potencial químico.

Contrario al comportamiento en medios permeables, la difusión es más importante, siendo un proceso más rápido que el flujo de Darcy en lutitas de baja permeabilidad, lo que significa que el gradiente de potencial químico es mayor que el gradiente hidráulico.

La difusión de iones hacia la lutita se intercambia en los sitios de la arcilla, lo que altera la presión de hinchamiento; la invasión de la presión de lodo elevará la presión de poro y si la ósmosis ocurre, la lutita puede ser deshidratada en las cercanías de las paredes del pozo. Tales cambios afectarán, con el paso del tiempo, el estado de esfuerzos y/o de fuerzas de la roca recién perforada (Farrokhrouz y Asef, 2013).

III.3.1. El fenómeno osmótico en las lutitas

En las lutitas, la ósmosis es el proceso por medio del cual el agua puede migrar a través de los poros entre dos puntos de diferentes actividades, mientras que los iones hidratados no pueden o están substancialmente impedidos (Fam y Dusseault, 1998). Si la ósmosis se presenta, se dice que el medio poroso se comporta como una membrana “semipermeable” (debido a su tamaño de poro muy pequeño, y a la superposición de campos eléctricos de las laminillas de la arcilla), donde la dirección de flujo depende principalmente de la actividad de la fase acuosa en el lodo y en los poros de la lutita.

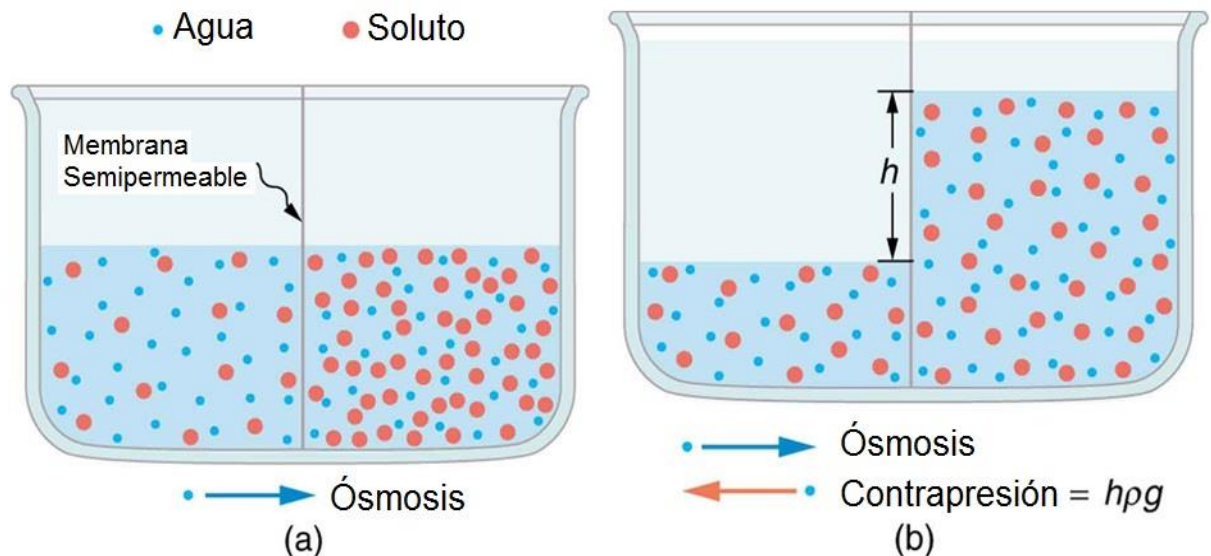


Figura 3.2. Representación del flujo de agua debido al fenómeno de ósmosis (OpenStax, s.f.).

De acuerdo con el principio de Le Châtelier, el agua tenderá a minimizar el desbalance de la actividad y migrará de regiones de alta actividad a regiones de baja actividad (Mody y Hale, 1993). Así, en ausencia de otras fuerzas motrices, la dirección del flujo de agua será de las regiones menos salinas a las más salinas (figura 3.2). Por lo tanto, el lodo debe poseer una actividad menor que la del fluido de poro, lo cual puede lograrse adicionando sales (por ejemplo: NaCl, KCl, CaCl₂) al lodo para disminuir su actividad. Esto se explica debido a que si una solución se encuentra más concentrada que otra, los iones disueltos tienden a mantener el

agua atrapada en la solución disminuyendo así su fugacidad, por lo tanto, la otra solución tiene mayor tendencia a la fuga, esta tiende a fluir en dirección de la solución más concentrada con el fin de igualar las concentraciones. En términos prácticos, esto se puede expresar en términos de actividades, donde la solución más concentrada tendrá un valor de actividad menor que la solución más diluida.

El agua pura tiene un valor de actividad de 1 y toda solución con iones disueltos tendrá una actividad menor, lo que varía los valores de actividad entre 0 y 1 (Reyes y Vargas, 2005).

III.4. Actividad del agua

Durante la perforación, los gradientes de presión y temperatura en el pozo causan un flujo convectivo (hidráulico) de los fluidos de perforación entre el lodo y la formación. Las fuerzas osmóticas y los gradientes de concentración pueden iniciar el movimiento de moléculas de agua y iones, respectivamente (Farrokhrouz y Asef, 2013).

La actividad del agua se define como: el potencial químico o la disponibilidad de reacción del agua, o como la tendencia de escape de la misma desde el fluido de perforación hacia el fluido de poro de la lutita. Si existe un desbalance entre el fluido de poro de la lutita y el fluido de perforación, entonces se desarrollan fuerzas osmóticas y como resultado, el agua se moverá dentro o fuera de la formación (Mody, Tare, Tan, Drummond y Wu, 2002).

La actividad del agua es una herramienta usada para evaluar la efectividad de los fluidos de perforación, para inducir un diferencial de presión que se debe aplicar del lado de baja salinidad (formación) de un sistema osmótico, para permitir el movimiento de agua dentro del lado de alta salinidad (fluido de perforación) por ósmosis. Más allá de la industria petrolera, la actividad del agua es un criterio usado en muchas otras industrias (Jarrett, Gusler, Xiang y Clapper, 2004).

Los criterios termodinámicos para la actividad del agua son que: la actividad del agua pura ($a_w = 1.0$) en el estado estándar, el sistema está en equilibrio y la temperatura está definida. En el estado de equilibrio se tiene:

$$u = u_0 + RT * \ln\left(\frac{f}{f_0}\right), \quad (3.1)$$

donde: u ($J * mol^{-1}$) es el potencial químico del sistema, es decir, la actividad termodinámica o la energía por mol de sustancia; u_0 ($J * mol^{-1}$) es el potencial químico de la sustancia pura a la temperatura T (K); R es la constante de los gases ($8.314 \frac{J}{mol * K}$); f es la tendencia a escapar de la sustancia, también llamada

fugacidad y tiene unidades de presión; y f_0 es la tendencia de escape de la sustancia pura, en unidades de presión.

La actividad de las especies es definida como:

$$a = \frac{f}{f_0}. \quad (3.2)$$

Cuando se trata de agua se le asigna el subíndice w para la sustancia:

$$a_w = \frac{f}{f_0}, \quad (3.3)$$

donde: a_w es la actividad del agua, o la tendencia a escapar del agua en el sistema, dividido por la tendencia a escapar del agua pura. Para propósitos prácticos, esto es muy aproximado a la presión de vapor ($f \cong P$), por lo tanto:

$$a_w = \frac{f}{f_0} \cong \frac{P}{P_0}. \quad (3.4)$$

Así, la actividad del agua puede ser expresada como la proporción de la presión de vapor de agua en una sustancia (P) entre la presión de vapor del agua pura (P_0), a la misma temperatura.

La humedad relativa del aire es definida como la proporción de la presión de vapor del aire entre la presión de vapor de saturación. Cuando se obtiene el equilibrio de vapor y temperatura, la actividad de agua de la muestra es igual a la humedad relativa del aire alrededor de la muestra medida en una cámara sellada. La multiplicación de la actividad del agua por 100 es igual a la humedad relativa de equilibrio (ERH , por sus siglas en inglés) en porcentaje.

$$a_w = \frac{P}{P_0} = \frac{ERH(\%)}{100}. \quad (3.5)$$

III.4.1. Factores que afectan la actividad del agua

Existen diversos factores que controlan la actividad de agua en un sistema, algunos de los cuales son los siguientes (Jarrett et al., 2004):

- Efectos coligativos o especies disueltas, en los cuales los solutos interactúan con el agua a través de enlaces dipolo-dipolo, iónicos y puentes de hidrógeno.
- Interacciones de superficie, en las cuales el agua reacciona directamente con grupos químicos o sustancias sin disolver a través de fuerzas dipolo-dipolo, enlaces iónicos, fuerzas de van der Waals y puentes de hidrógeno.

- Efectos capilares, donde la presión de vapor del agua por encima de la curva del menisco del líquido, es menor que la del agua pura, debido a cambios en el enlace de hidrogeno entre las moléculas de agua.

La combinación de estos tres factores es la que reduce la energía del agua, y así reduce la humedad relativa comparada con el agua pura. Estos factores pueden ser agrupados bajo dos grandes categorías, como efectos osmóticos y como efectos de la matriz. Cuando se aplica a un fluido de emulsión inversa con una salmuera como fase interna, el incremento de la concentración de la sal (o del soluto) de la fase interna causa que a_w disminuya conforme la presión de vapor de la solución disminuye. Sin embargo, a_w nunca alcanza cero (Jarrett et al., 2004).

Para la interacción roca-fluido debida a las diferencias de actividades, que se generan entre las lutitas y el fluido de perforación, se tienen tres casos en los que se puede dar la ósmosis química, y son los siguientes (Al-Bazali, Zhang, Chenevert y Sharma, 2009):

1. $a_{w,s} < a_{w,m}$, el flujo de agua de la ósmosis química dentro de la lutitas se incrementa, aumentando el contenido de agua de la formación, así como la presión de poro cerca de las paredes del pozo.
2. $a_{w,s} = a_{w,m}$, no existe flujo de agua por ósmosis química.
3. $a_{w,s} > a_{w,m}$, el flujo de agua de la ósmosis química fluye hacia afuera de la lutitas, reduciendo el contenido de agua de la formación, así como la presión de poro cerca de las paredes del pozo.

III.5. Modelo de presión osmótica

La energía libre, G , de un sistema dado es una función de la temperatura, T , la presión, P , y el número de moles, n_i , de cada componente presente:

$$G = f(T, P, n_1, n_2, \dots, n_i). \quad (3.6)$$

El cambio en la energía libre con T , P y n_i está dado por:

$$dG = \left(\frac{\partial G}{\partial T}\right) dT + \left(\frac{\partial G}{\partial P}\right) dP + \left(\frac{\partial G}{\partial n_i}\right) dn_i. \quad (3.7)$$

En esta expresión termodinámica, las derivadas parciales tienen los siguientes significados:

$$\frac{\partial G}{\partial T} = -S. \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial G}{\partial P} = V. \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial G}{\partial n_i} = \mu_i, \quad (3.10)$$

donde: S , V y μ_i , son la entropía, el volumen y el potencial químico de la especie i respectivamente.

En dos puntos de un sistema cerrado, 1 y 2, la condición para equilibrio térmico es $T_1 = T_2$, la condición para equilibrio mecánico es $P_1 = P_2$ y de igual manera, la condición de equilibrio químico para el componente i es $\mu_{i1} = \mu_{i2}$.

Si existe un balance en el potencial químico entre los dos puntos del sistema (en el caso de la perforación, el fluido de perforación y la lutita), no habrá flujo o transferencia ni de agua ni de iones. El potencial químico de una solución (u_i), se describe como:

$$u_i = RT * \ln(f_i) + B(T), \quad (3.11)$$

donde: R es la constante de los gases, T es la temperatura absoluta en K , f_i es la fugacidad y $B(T)$ es una constante para una sustancia a una temperatura dada (Osisanya y Chenevert, 1996; Chenevert y Pernot, 1998; Olaya y Plata, 2001).

Si hay un exceso en el potencial químico del agua en una roca (a una temperatura fija, T), esto puede ser escrito como el potencial químico del agua en la roca (u) menos el potencial químico del agua en su estado estándar (u_0), o como la ecuación 3.12:

$$u - u_0 = RT * \ln(f) + B(T) - [RT * \ln(f_0) + B(T)] = RT * \ln\left(\frac{f}{f_0}\right). \quad (3.12)$$

La proporción de fugacidad $\frac{f}{f_0}$ puede ser reemplazada por la relación de presiones de vapor $\frac{P}{P_0}$, donde: P es la presión de vapor del agua en la roca y P_0 es la presión de vapor del agua en su estado estándar, por lo tanto la ecuación 3.12 queda como:

$$u - u_0 = RT * \ln\left(\frac{P}{P_0}\right). \quad (3.13)$$

Este flujo inducido por diferencia en los potenciales químicos, causa una presión sobre la membrana semipermeable que se conoce como presión osmótica. La presión osmótica es la presión requerida para prevenir que el agua fluya a través de una membrana semipermeable de una solución de baja salinidad a una solución de alta salinidad (Olaya y Plata, 2001).

Si se asume que el líquido es incompresible, el potencial de presión osmótica del agua (P_π) es relacionado con el potencial químico por la ecuación 3.14:

$$u - u_0 = V_w * P_\pi, \quad (3.14)$$

donde: V_w es el volumen molar parcial del agua en $[l/mol]$. Si se igualan las ecuaciones 3.13 y 3.14 se tiene:

$$P_\pi = \frac{RT}{V_w} * Ln\left(\frac{P}{P_0}\right). \quad (3.15)$$

La ecuación 3.15 permite calcular el potencial de presión osmótico teórico (P_π) del líquido dentro de la lutita por la medida de la presión de vapor relativa $\frac{P}{P_0}$ del agua dentro de la misma (Osisanya y Chenevert, 1996; Chenevert y Pernot, 1998). Para que la presión osmótica desarrollada sea igual al potencial osmótico teórico, debe existir una membrana perfecta o ideal (que previene el paso de iones).

Cuando se determina el potencial de energía acuoso, es suficiente determinar el potencial químico de equilibrio neto del agua en la roca, considerado como una unidad. Esto se hace al determinar la presión de vapor relativa acuosa (humedad relativa) en el equilibrio con el fluido dentro de la roca y luego relacionar esta cantidad medida al potencial de presión osmótica del agua en la roca. Así, se determina el potencial de presión osmótico promedio del agua.

La ecuación 3.15 muestra que si la presión de vapor relativa acuosa del líquido en la roca es menor de uno, existe un potencial de presión osmótica negativo, cuya magnitud está relacionada al logaritmo de la presión de vapor relativa. Esta presión se cree que es igual a la presión de succión, la cual es igual (pero de signo contrario) a la presión de hinchamiento que se puede desarrollar bajo condiciones de membrana ideal (Olaya y Plata, 2001).

La actividad del agua en la lutita puede ser escrita como:

$$u - u_0 = RT * Ln(a_w). \quad (3.16)$$

Combinando esta ecuación con las ecuaciones 3.13 y 3.14 se tiene que:

$$P_\pi = \frac{RT}{V_w} * Ln(a_w). \quad (3.17)$$

Al relacionar la ecuación 3.17 con la 3.15, se observa que la actividad es la relación de presiones de vapor entre la solución y el agua pura, esto se ve reflejado en la ecuación 3.18 (Chenevert, 1970b; Chenevert y Pernot, 1998; O'Brien y Chenevert, 1973), resultado de la solución de la ecuación 3.17.

$$a_w = \frac{P}{P_0}. \quad (3.18)$$

Puesto que las moléculas de agua en la lutita están en un estado de energía reducido (debido a la presencia de iones y superficies cargadas de las arcillas), y el agua pura está en un estado de energía más alto, por lo tanto, la presión de vapor por encima de la lutita es menor que la presión de vapor por encima del agua pura. Por lo cual $P_0 > P$, de aquí que el potencial de presión osmótica sea una cantidad negativa y se puede tomar como una succión. A medida que el agua es atraída dentro de la lutita, el potencial osmótico llega a ser más positivo (alcanzando a la del agua) y se refleja en la superficie de la lutita como una presión de hinchamiento positiva (Reyes y Vargas, 2005).

Para un sistema cerrado de dos fases que contienen fluido de perforación en una fase y lutita saturada con agua en la otra, la ecuación 3.17 para el potencial de presión osmótica (P_π) dentro de la lutita puede ser escrito como:

$$P_\pi = \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left(\frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right), \quad (3.19)$$

donde: $a_{w,m}$ es la actividad del agua en el fluido de perforación y $a_{w,s}$ es la actividad del agua en la lutita. Esta expresión se puede aplicar para calcular la presión osmótica generada cuando una lutita contacta un fluido de perforación con una actividad diferente (Chenevert, 1970a; Chenevert y Pernot, 1998; Osisanya y Chenevert, 1996; Huang, 1996; Lomba, Chenevert y Sharma, 2000).

La realidad de la naturaleza “semipermeable” de la lutita, es un punto importante en el modelo de presión osmótica entre el fluido de perforación y la lutita, aunque la noción de eficiencia de membrana en las lutitas es un concepto relativamente nuevo en la industria del petróleo, Al-Bazali (2003) realizó un estudio que combinó los enfoques eléctrico e hidráulico para comprender el comportamiento de la membrana en las lutitas. Autores como Osisanya y Chenevert (1996), Chenevert y Pernot (1998) y Lomba et al. (2000), han encontrado que las lutitas no actúan como membranas semipermeables ideales, entonces, definieron un nuevo concepto para describir este comportamiento denominado eficiencia de membrana.

La eficiencia de membrana es una medida de cómo las lutitas pueden prevenir el movimiento iónico, la eficiencia es una función tanto del lodo como de la formación, y se calcula empleando la ecuación 3.20:

$$\alpha_m = \frac{P_{\pi(obs)}}{P_{\pi(teo)}}, \quad (3.20)$$

donde: α_m es el coeficiente de reflexión o eficiencia de la membrana, $P_{\pi(obs)}$ es la presión osmótica observada o real y $P_{\pi(teo)}$ es la presión osmótica teórica.

Reordenando la ecuación 3.20, con el fin de obtener la presión osmótica real se tiene la ecuación 3.21:

$$P_{\pi(obs)} = \alpha_m * P_{\pi(teo)}. \quad (3.21)$$

Sustituyendo la ecuación 3.19 en la 3.21, se obtiene el modelo para la predicción real de la presión osmótica generada por la interacción entre el fluido de perforación y el fluido de poro de la lutita, lo que se expresa en la ecuación siguiente (Mody y Hale, 1993).

$$P_{\pi(obs)} = \alpha_m * \frac{RT}{V_w} * Ln \left(\frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right). \quad (3.22)$$

El efecto de la presión osmótica que se genera debido a diferencias en el potencial químico de la interacción roca-fluido, se refleja en el cambio del estado de esfuerzos iniciales de la roca debido a la redistribución por la hidratación o deshidratación de la roca. Tomando en cuenta la teoría del esfuerzo efectivo desarrollada por Terzaghi en Chenevert y Pernot (1998), se tiene que:

$$\sigma = S - P_p, \quad (3.23)$$

donde: el esfuerzo efectivo total (σ) es igual al esfuerzo vertical o de sobrecarga (S) menos la presión de poro hidráulica (P_p). Esta teoría es desarrollada para rocas clásticas, las cuales no contienen elementos laminares que desarrollen potenciales de presión osmótica. Para rocas arcillosas, es necesario adicionar el potencial de presión osmótico (P_{π}) a la presión de poro hidráulica (P_p), por lo tanto, la presión de poro efectiva total (P_{pT}) puede se obtiene de la siguiente manera:

$$P_{pT} = P_p + P_{\pi}. \quad (3.24)$$

Si la roca es arcillosa como en el caso de las lutitas y se quiere calcular el esfuerzo efectivo, es necesario que se sustituya la presión de poro efectiva total (P_{pT}) de la ecuación 3.24 por la presión de poro (P_p) de la ecuación 3.23, de lo que se obtiene la ecuación que sigue:

$$\sigma = S - P_{pT}. \quad (3.25)$$

Y como consecuencia de la ecuación 3.25, se tiene un modelo como el que se muestra en la ecuación 3.26, que para el diseño del pozo toma en cuenta tanto los factores derivados de la presión de poro hidráulica, como los factores químicos, que por la diferencia de potenciales químicos generan una presión osmótica:

$$\sigma = S - (P_p + P_{\pi}). \quad (3.26)$$

Por lo tanto, sustituyendo la presión osmótica observada de la ecuación 3.22, se tiene que:

$$\sigma = S - P_p - \alpha_m * \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left(\frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right). \quad (3.27)$$

Si se toma en cuenta el término “ α ” (constante de Biot), la cual toma en cuenta el área de contacto entre los granos sobre los cuales la presión de poro no actúa; entonces se tiene:

$$\sigma = S - \alpha \left[P_p + \alpha_m * \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left(\frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right) \right]. \quad (3.28)$$

Estudios más detallados como el realizado por Yew, Chenevert y Wang (1990) y Huang (1996), demuestran que la relación entre la presión generada por la interacción química, las propiedades mecánicas de la roca (por ejemplo la resistencia) y la distribución de esfuerzos alrededor del pozo, requieren de un análisis mucho más detallado, debido a que es necesario tener en cuenta variables como: la fuerza hidráulica del fluido de perforación, la actividad química, la eficiencia de membrana, la presión osmótica, los procesos de transmisión de presión de poro, los cambios en el contenido de agua y el desarrollo de hinchamiento en la lutita (Reyes y Vargas, 2005).

III.6. Actividad de la roca

La actividad del agua en las lutitas es un excelente indicador del estado de hidratación de las mismas. Este es afectado por cambios en presión, temperatura, mineralogía, espaciado estructural de la lutita, composición del fluido de poro, etc. (Rojas, Clark y Zhang, 2006).

Las características sobresalientes de las lutitas son su contenido de arcilla y su baja permeabilidad debida a la pobre conectividad de los poros a través de la estrecha garganta poral (con diámetros de poro típicos de 3 *nm* a 10 *nm*). Estas características comienzan una serie de fenómenos químicos que inician con hidratación, hinchamiento, contracción, reducción de fuerza y finalmente terminan en la falla de la roca. La transferencia de agua y iones dentro o fuera de la lutita altera el estado químico y físico de la roca en gran medida (van Oort, 1997). La habilidad de las lutitas para adsorber agua depende de la cantidad y tipo de minerales de arcilla presentes (Farrokhrouz y Asef, 2013).

A continuación se expondrán una serie de modelos que se han elaborado para poder predecir la actividad del agua en la roca, fundamentados en diversos principios y que tienen la finalidad de facilitar datos para la obtención de la inestabilidad química del pozo debida a la ósmosis química.

Modelo 1 para predicción de actividad del agua en la lutita.

Mondshine (1969) hizo un trabajo pionero en la determinación de la salinidad de un fluido base aceite. El sugirió que la fuerza de absorción de agua (P_π) de la formación de lutitas era igual a la fuerza efectiva de compactación (σ) que expulsa el agua de la lutita, esto es:

$$P_\pi = \sigma. \quad (3.29)$$

Donde la fuerza efectiva de compactación es la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro:

$$\sigma = S - P_p. \quad (3.30)$$

Por lo tanto basados en la teoría de Mondshine, la actividad del agua de la formación de lutitas puede ser calculada como:

$$a_{w,s} = \exp \left[\frac{V_w}{RT} \times \sigma \right], \quad (3.31)$$

donde: $a_{w,s}$ es la actividad del agua en las lutitas y V_w es el volumen molar del agua.

Es generalmente aceptado que en conjunto al esfuerzo de sobrecarga, los esfuerzos horizontales también contribuyen a la deshidratación de la formación de lutitas debido a la compactación. Mody y Hale (1993) sugirieron que el esfuerzo efectivo promedio y no solamente el esfuerzo efectivo vertical, era el causante de expulsar el agua de la formación. El esfuerzo efectivo promedio se define como:

$$\sigma'_m = \frac{S + \sigma_H + \sigma_h - 3P_p}{3}, \quad (3.32)$$

donde: σ_H y σ_h son los esfuerzos horizontales máximo y mínimo respectivamente. Basados en la teoría de Mody y Hale, la actividad del agua en las formaciones de lutita se puede calcular como:

$$a_{w,s} = \exp \left[\frac{V_w}{RT} \times \sigma'_m \right]. \quad (3.33)$$

Sin embargo, la predicción de la actividad de la lutita de la ecuación 3.33 aún tiene el problema de que está suponiendo el fluido de perforación con una actividad ideal de agua pura, es decir $a_{w,m} = 1.0$, lo cual es falso, por lo tanto lo ideal es hacer la corrección implicando la actividad del fluido de perforación, como un factor de corrección a la ecuación 3.33. Por lo tanto, la ecuación final para la predicción de la actividad de la lutita, con base en la geomecánica, queda como (Rojas et al., 2006):

$$a_{w,s} = a_{w,m} * \exp \left[\frac{V_w}{RT} \times \sigma'_m \right], \quad (3.34)$$

donde: $a_{w,m}$ es la actividad del fluido de perforación como factor de corrección al modelo.

Modelo 2 para predicción de actividad del agua en la lutita.

La actividad del agua de un fluido base agua se ajusta para minimizar el flujo osmótico entre la formación y el fluido de perforación, al aplicar el concepto de actividad balanceada (Chenevert, 1970a). La medida de la actividad de la lutita en el laboratorio se basa en el equilibrio de la muestra de lutita con la humedad relativa (Osisanya y Chenevert, 1996). Esto puede dar un valor menor de límite inferior para la actividad del fluido de poro, debido a que el núcleo de la muestra para la prueba tiene un grado de saturación menor, comparada con las condiciones in situ, en donde comúnmente se considera saturada la muestra. El efecto de la presión capilar puede llevar a una mala interpretación del coeficiente de actividad real en las lutitas (Schmitt, Forsans y Santarelli, 1994; Carminati, Brignoli, Di Marco y Santarelli, 1997), usando ley de Kelvin, se tiene:

$$P_{cap} = P_a - P_w = \frac{2 * \sigma_t * \cos(\theta)}{r_p} = \frac{R * T}{V_w} * \ln(a_w), \quad (3.35)$$

donde: P_{cap} es la presión capilar, P_a es la presión del aire, P_w es la presión del agua, σ_t es la tensión superficial en $\frac{N}{m}$, R es la constante de los gases ideales en $\frac{J}{mol * K}$, T es la temperatura en K , V_w es el volumen molar del agua en $\frac{m^3}{mol}$, a_w es la actividad del agua, r_p es el radio de partícula y θ es el ángulo de contacto.

Finalmente se reordena el modelo de la ecuación 3.35, despejando la actividad del agua, para obtener un modelo de predicción de actividad del agua, que queda:

$$a_w = e^{\left[\frac{2 * V_w * \sigma_t * \cos(\theta)}{R * T * r_p} \right]}. \quad (3.36)$$

Puede concluirse que si el agua y el aire se presentan en los poros, entonces el coeficiente de actividad depende de la composición química y la presión capilar (Carminati et al., 1997).

Modelo 3 para predicción de actividad del agua en la lutita.

La ósmosis química depende de la actividad del agua en el fluido de poro. La actividad del agua en las lutitas varía enormemente en las diferentes formaciones dependiendo de la composición química y la succión en la roca (Schmitt et al., 1994). Además, la concentración iónica no es uniforme a lo largo del espacio de

poro y la alta concentración catiónica sobre las partículas daría lugar a cargas superficiales (van Olphen, 1977). La actividad del agua cerca de la superficie de las partículas es comúnmente menor que la actividad del agua libre en los poros. Para la determinación de la actividad del agua de una muestra de una lutita específica, es necesario asignar tres parámetros de valores de actividad del agua que son: un valor máximo (de fluido de poro libre), un valor mínimo (de adsorción en las capas), y un valor promedio. La relación entre la separación de partículas (porosidad) y el coeficiente de actividad es dirigida usando un valor promedio entre las partículas de arcilla (Farrokhrouz y Asef, 2013).

Al considerar un sistema de arcillas ideal con una separación entre partículas d_p , la distribución de iones lejos de la superficie de las partículas es controlada por la ecuación de Boltzmann. La concentración en cualquier punto puede ser calculada, al asumir un potencial de superficie constante y un decaimiento exponencial del potencial con la distancia. La actividad del agua varía con la concentración iónica, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$a_{wc} = e^{\frac{-2 \cdot I \cdot \phi}{W_w}}, \quad (3.37)$$

donde: ϕ es el coeficiente osmótico, I es la fuerza iónica, W_w es el número de moles de agua por kg y a_{wc} es la actividad del agua (Ottonello, 1997).

El coeficiente osmótico (ϕ), es un valor que mide la desviación del comportamiento de un disolvente respecto de su comportamiento en condiciones ideales, según la ley de Raoult. El coeficiente osmótico se define en función de las concentraciones en la escala de molalidades, como:

$$\phi = \frac{\mu_A^* - \mu_A}{R \cdot T \cdot M_A \cdot \sum_i m_i}. \quad (3.38)$$

En función de las concentraciones, en la escala de las fracciones molares queda:

$$\phi = - \frac{\mu_A^* - \mu_A}{R \cdot T \cdot \ln(x_A)}, \quad (3.39)$$

donde: μ_A^* es el potencial químico del disolvente puro y μ_A es el potencial químico del disolvente en la disolución, M_A es la masa molar del disolvente, x_A su fracción molar, R la constante de los gases y T la temperatura termodinámica.

Modelo 4 para predicción de actividad del agua en la lutita.

Considerando una saturación completa de la roca y una sal predominante en el fluido de poro de la lutita, la actividad del agua en la lutita se puede calcular con la

siguiente ecuación, que sólo es válida para sales individuales (Harned y Owen, 1950):

$$a = \frac{P}{P_0} = e^{\left[\frac{-v \cdot m \cdot M \cdot \phi}{1000}\right]}, \quad (3.40)$$

donde: ϕ es el coeficiente osmótico práctico (dependiente de la temperatura, la concentración y el tipo de sal), M es el peso molecular del agua o disolvente, m es la molalidad (*moles* de soluto por *kg* de solución), v es el número de especies químicas en solución y a es la actividad del agua o disolvente en la roca. (Carminati et al., 1997)

III.7. Actividad del fluido

La interacción química entre las lutitas y el lodo de perforación resultan de la diferencia de actividades entre el lodo y el fluido de formación, por lo que, no sólo se requiere obtener la actividad del agua en la lutita sino también es necesario la actividad del agua en el fluido de perforación, con la finalidad de balancear las actividades para minimizar los problemas de inestabilidades en el pozo.

Existen diferentes modelos para predecir las actividades de los fluidos de perforación, tanto empíricos como teóricos, a continuación se expondrán algunos de ellos.

Modelo 1 para predicción de actividad del agua en el fluido de perforación.

Chenevert y Strassner (1975) encontraron que la actividad del agua de los fluidos no acuosos incrementaba con el incremento en temperatura. Algunos de sus resultados se muestran en la figura 3.3.

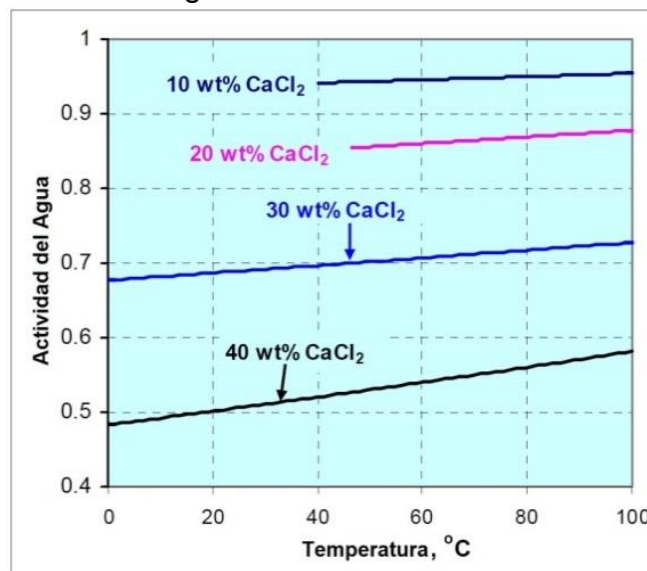


Figura 3.3. Efectos de la temperatura sobre la actividad del agua de salmueras de CaCl_2 (Rojas et al., 2006).

Basándose en la definición de actividad del agua de la ecuación 3.41, se asume que la relación entre la actividad del agua y la temperatura puede ser expresada como en la ecuación 3.42:

$$u = u_0 + RT * \ln(a_w). \quad (3.41)$$

$$a_{w,m} = C_1 * e^{(C_2 * T)}, \quad (3.42)$$

donde: $a_{w,m}$ es la actividad del agua en el fluido de perforación, T es la temperatura en °C, C_1 y C_2 son constantes.

Basados en los datos de Chenevert y Strassner (1975), se encontró que las constantes C_1 y C_2 de la ecuación 3.42, dependen fuertemente de la concentración de la solución de $CaCl_2$, con lo cual la relación se puede expresar como:

$$C_1 = -0.0153 * C + 1.1211. \quad (3.43)$$

$$C_2 = 8.451 * 10^{-5} * e^{(0.07114692 * C)}, \quad (3.44)$$

donde: C es la concentración de la solución de $CaCl_2$ en la fase interna del fluido base aceite. Las constantes C_1 y C_2 pueden ser determinadas con las ecuaciones 3.43 y 3.44 respectivamente, por lo que el cambio de la actividad del agua con la temperatura puede ser calculada con la ecuación 3.42 (Rojas et al., 2006).

Modelo 2 para predicción de actividad del agua en el fluido de perforación.

Las actividades de la soluciones de líquidos, gases o sólidos se pueden derivar experimentalmente por diversos métodos (Glasstone, 1963).

Para la predicción de la actividad del agua en la fase acuosa de un fluido de perforación base aceite, Hale, Mody y Salisbury (1993) usan modelos empíricos que están solamente en función de la concentración porcentual másica de la sal y del tipo de sal, tales modelos están dados para una temperatura constante de 20 °C. A continuación se muestran los modelos empíricos para predicción de la actividad del agua en soluciones salinas de $CaCl_2$, $NaCl$ y KCl .

Para $CaCl_2$:

$$a_{w,m} = (1 - 0.00065 \times \% \text{ sal}) - (0.000438 \times \% \text{ sal}^2) + (0.00000281 \times \% \text{ sal}^3) - (0.0000000265 \times \% \text{ sal}^4). \quad (3.45)$$

Para $NaCl$:

$$a_{w,m} = (1 - 0.00451 \times \% \text{ sal}) - (0.000199 \times \% \text{ sal}^2). \quad (3.46)$$

Para KCl :

$$a_{w,m} = (0.99999 - 0.003443 \times \% \text{ sal}) - (0.00009691 \times \% \text{ sal}^2), \quad (3.47)$$

donde: $a_{w,m}$ es la actividad del agua en la fase acuosa del fluido de perforación, y $\% \text{ sal}$ es la concentración porcentual másica de la sal, dependiendo la sal que se esté usando.

Modelo 3 para predicción de actividad del agua en el fluido de perforación.

Por razones prácticas, es útil presentar una expresión aproximada para calcular la presión osmótica, como la siguiente:

$$P_{\pi} = \varepsilon * R * T * (C_{shale} - C_{mud}), \quad (3.48)$$

donde: ε es el número de iones que constituyen al soluto que se disocia, C_{shale} y C_{mud} son las concentraciones del soluto expresadas en molaridad dentro de la formación (en el fluido de poro) y en el fluido de perforación, respectivamente, R es la constante de los gases ideales y T la temperatura en unidades absolutas.

En el caso cuando la actividad del agua en la solución no pueda ser medida o no esté disponible, se puede usar la ecuación 3.49 para predecirla:

$$a_{w,m} = e^{(-\varepsilon * \phi * M_m * M)}, \quad (3.49)$$

donde: ϕ es el coeficiente osmótico, que es un número único para cada soluto particular, dependiente de la concentración y temperatura, M_m es la molaridad del soluto y M es el peso molecular del agua. Mismas molaridades de diferentes sales producen diferentes presiones osmóticas, debido a que cada sal tiene un coeficiente osmótico único (dependiente de la temperatura y concentración) y también porque cada sal se disocia en un número diferente de iones (Rozhko, 2012).

III.8. Eficiencia de membrana

La membrana de un sistema lutita-fluido no está claramente definida como en el caso de membranas sintéticas o de otro tipo usadas para aplicaciones industriales. Las propiedades de las membranas de los sistemas lutita-fluido son dadas por la diferencia de movilidad entre los solutos (iones) y el agua en las lutitas. De hecho, la eficiencia de la membrana puede ser definida como:

$$\alpha_m = 1 - \frac{v_s}{v_w}, \quad (3.50)$$

donde: v_s es la movilidad del soluto, v_w es la movilidad del agua y α_m es el coeficiente de reflexión (encargado de cuantificar la eficiencia de la membrana). Si

los solutos son rechazados por la membrana completamente entonces $v_s = 0$ y únicamente se permite el paso de agua $v_w \neq 0$, por lo que se trata de una membrana semipermeable ideal $\alpha_m = 1$. Cuando el agua y los solutos tienen una movilidad igual $v_s = v_w$, la membrana es completamente no selectiva $\alpha_m = 0$. El caso más relevante para las lutitas es el caso intermedio, donde la movilidad de los solutos es menor que la del agua $v_s < v_w$ y la membrana es no ideal $0 < \alpha_m < 1$. Nótese que una membrana no ideal, no restringe completamente el paso de solutos (van Oort, Hale y Mody, 1995).

La eficiencia de la membrana es determinada por la cantidad de solutos a los que se les restringe el paso. Las lutitas pueden restringir el paso de solutos debido a:

Restricciones de tamaño: la relación del tamaño del soluto (hidratado) y el tamaño de poro de la lutita determinan en qué medida pueden entrar los solutos a la lutita. Para un incremento del tamaño del soluto la membrana se vuelve más selectiva y se espera que se vuelva ideal cuando el diámetro del soluto (hidratado) se aproxime al diámetro de la garganta de poro. Nótese que los mecanismos de restricción dependen de los parámetros de los fluidos (tipo y carga soluto/ion, estado de hidratación/solvatación), los parámetros de las lutitas (tamaño de poro determinado por la mineralogía) y otros factores externos (el tamaño de poro determinado por la compactación y otros).

Restricciones eléctricas: las laminillas de arcillas cargadas negativamente crean una capa de sorción de cationes, de la cual los aniones son parcialmente excluidos. El movimiento de las sales a través de las arcillas compactadas (cationes y aniones se mueven en pares eléctricamente neutros), se retardará debido a la exclusión de aniones y al intercambio catiónico en la superficie de la arcilla (Spiegler, 1958; McKelvey y Milne, 1962; Bresler, 1973). En contraste, el agua es admitida libremente en la estructura de la arcilla. Se ha demostrado que las restricciones eléctricas de los electrolitos en las arcillas, son mayores con grandes áreas de superficie de arcilla como las esmectitas (Fritz, 1986; Kharaka y Berry, 1973; Kemper y Rollins, 1966). La eficiencia de la membrana de la lutita se espera por tanto que sea dependiente de la composición y el contenido de la arcilla.

Estudios sobre el flujo osmótico en colodión (solución de nitrocelulosa en una mezcla de éter y alcohol) permeable y membranas de celulosa (Meschia y Setnikar, 1958; Durbin, 1961) han mostrado que la restricción de tamaño puede tener una influencia significativa en la eficiencia de la membrana cuando la garganta de poro excede el tamaño del soluto hidratado en uno o dos órdenes de magnitud. Con un radio efectivo para el agua de 1.92 \AA y para iones hidratados típicamente en el rango de $2 - 10 \text{ \AA}$. La restricción del tamaño se espera que sea

importante para radios de poro de hasta 100 – 200 Å, que es el orden de magnitud del radio de la garganta de poro de la mayoría de las lutitas no micro fracturadas.

De acuerdo a Durbin (1961) la ecuación 3.50 se puede reescribir como:

$$\alpha_m = 1 - \frac{A_s^{ef}}{A_w^{ef}}, \quad (3.51)$$

donde: A_s^{ef} es el área de poro efectiva disponible para las moléculas de soluto y A_w^{ef} es el área de poro efectiva disponible para las moléculas de agua. El área de filtración efectiva para los solutos o el agua que pasan bajo un gradiente de presión a través de la membrana de la lutita con una A_{pore} está dada por:

$$A_{s,w}^{ef} = A_{pore} * \left[2 * \left(1 - \frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^2 - \left(1 - \frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^4 \right] * \left[1 - 2.104 * \left(\frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right) + 2.09 * \left(\frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^3 - 0.95 * \left(\frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^5 \right], \quad (3.52)$$

donde: $r_{s,w}$ es el radio efectivo del soluto hidratado (s) o del agua (w) y r_{pore} es el radio de poro efectivo de la lutita. Los radios hidratados para varias sales fueron estimados como sigue: se asumió que los cationes y aniones, se mueven juntos en un arreglo eléctricamente neutro, junto con las moléculas de agua de solvatación constituyendo una esfera de igual masa y densidad, de la cual el volumen total es la suma de los volúmenes individuales de los miembros. El radio efectivo hidratado del soluto/sal r_s se calculó entonces, como:

$$r_s = \sqrt[3]{r_{cat}^3 + n * r_{an}^3 + h * r_w^3}, \quad (3.53)$$

donde: r_{cat} , r_{an} y r_w son los radios iónicos de los cationes, aniones y del agua respectivamente, n es el número de aniones por catión, y h es el número de hidratación de la sal (este valor está relacionado con la formación de un complejo agua-ion, debido a fuerzas específicas de interacción entre el soluto y el solvente y representa el número de moléculas de agua que se orientan así mismas alrededor de cada molécula de soluto).

Los radios iónicos, el radio del agua y los números de hidratación se obtuvieron de la literatura y se presentan en la tabla 3.1, donde también se muestra el cálculo del radio efectivo del soluto hidratado de acuerdo a la ecuación 3.53 (van Oort et al., 1995).

Tabla 3.1. Cálculo del radio efectivo del soluto hidratado según la ecuación 3.53.

<i>Sal</i>	<i>h</i>	r_{cat} (Å)	r_{an} (Å)	r_s (Å)
NH ₄ Cl	1.2	1.48	1.81	2.604
KCl	1.9	1.33	1.81	2.791
NaCl	3.5	0.95	1.81	3.160
CaCl ₂	12.0	0.99	1.81	4.607
MgCl ₂	13.7	0.65	1.81	4.778

III.9. Temperatura

La temperatura es un factor fundamental para el modelo de predicción de presión osmótica, tanto en el modelo general como para las actividades de agua de la roca y del fluido de perforación.

La actividad del agua es dependiente de la temperatura. La temperatura altera la magnitud de la actividad del agua debido a cambios en la retención de agua, disociación de agua, solubilidad de solutos en agua o el estado de la matriz. Téngase en cuenta que la actividad del agua de cualquier solución acuosa en equilibrio con hielo es igual a la presión de vapor del agua sobre el hielo entre la presión de vapor sobre el agua líquida pura, y no depende de la naturaleza o concentración del soluto. Las soluciones con mismo punto de fusión tienen por lo tanto, la misma actividad de agua (Jarrett et al., 2004).

Para el cálculo de la temperatura a las diferentes profundidades, se pueden usar registros del pozo y en caso de no tenerse los datos correspondientes, se puede usar el gradiente geotérmico, qué es: la tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad existente en la Tierra. Si bien el gradiente geotérmico varía entre un lugar y otro, oscila entre 25 y 30 $\left[\frac{^{\circ}C}{km}\right]$ o $\left[\frac{15^{\circ}F}{1000\text{ pies}}\right]$. Los gradientes de temperatura varían ampliamente en la Tierra, a veces aumentando de manera considerable alrededor de las áreas volcánicas. Es particularmente importante para los ingenieros de los fluidos de perforación conocer el gradiente geotérmico en el área, cuando diseñan un pozo profundo. La temperatura de fondo de pozo puede calcularse sumando la temperatura de la superficie al producto de la profundidad y el gradiente geotérmico (Schlumberger, 2015a).

Cabe señalar que el modelo de presión osmótica usa la variable de temperatura T en unidades absolutas (K).

III.10. Estudios sobre inestabilidad química en perforación en México

En México la investigación sobre la inestabilidad química del pozo es muy limitada, por no decir que es casi nula. Entre los artículos publicados que están relacionados a la interacción química entre la roca y el fluido de perforación está el de Figueroa y Rodríguez (2005), donde se trata de proponer un método de

predicción de la salinidad e inhibición a través de registros eléctricos. Este trabajo, se basa principalmente en la obtención de la capacidad de intercambio catiónico y la arcillosidad como indicadores de inestabilidad y con base en los volúmenes de arcilla se calcula el volumen de inhibidor. Por otra parte, este trabajo presenta un cálculo de presión osmótica, que llaman en el artículo como una presión de exceso, esta se obtiene por simple diferencia entre el gradiente de presión normal y la presión de poro registrada, lo cual es un error enorme, ya que considera cualquier desviación del gradiente normal como una presión osmótica.

Por otra parte, en el artículo de Velázquez et al. (2005), donde se documenta la problemática debido a la inestabilidad química de la perforación en el campo SINAN, pertenecientes al Proyecto Integral Crudo Ligerero Marino. En este artículo se realiza la evaluación del poder de inhibición de los fluidos de perforación a través de la caracterización mineralógica de las arcillas en diferentes etapas problemáticas. Uno de los puntos importantes es la referencia de los tiempos no productivos como indicador de estabilidad del pozo. Sin embargo no se toman en cuenta modelos de transporte para cuantificar la interacción roca-fluido.

En las formaciones en México, hasta el momento no se han tomado de forma seria los estudios de la interacción entre las lutitas y el fluido de perforación, que puedan cuantificar con modelos de transporte químico el impacto en la perforación de pozos, por lo que la mayoría de los problemas no se atacan desde el diseño del pozo, sino más bien, cuando ya surgió el problema y de formas muy empíricas que muchas de las veces ni siquiera son bien entendidas por el personal que las aplica, lo que sigue generando altos costos debido a problemáticas de interacción roca-fluido principalmente en zonas con alto contenido de lutitas.

Capítulo IV. Análisis de Presión Osmótica como Complemento a la Presión de Poro en México.

IV.1. Descripción general del pozo y los núcleos a evaluar

En la determinación de la presión osmótica y la presión de poro se usó la información de un pozo no convencional de lutitas aceitíferas en México. Para términos del presente trabajo el pozo se llamará Pimienta-1. Tomando la definición de que este tipo de pozos son llamados de lutitas aceitíferas por contener rocas sedimentarias con tamaño de grano muy fino, que contienen cantidades significativas de kerógeno, de las cuales se pueden producir hidrocarburos líquidos y gaseosos. Cabe señalar que la roca de este tipo de pozos no necesariamente son lutitas de acuerdo con la definición geológica.

En particular se analizaron tres núcleos de la formación Pimienta Superior que es la formación objetivo de producción del pozo, dos de los núcleos fueron tomados de pozos análogos (P2 y P3) y el tercer núcleo (P1) fue tomado del pozo piloto Pimienta-1. Las profundidades de toma de los núcleos P2 y P3 fueron someras entre 160 y 161 m de profundidad, en cambio para el núcleo P1 el corte de núcleo fue tomado a la profundidad de entre 2,720 y 2,738 m.



Figura 4.1. La imagen a) muestra el núcleo P1 y la b) es la correspondiente al núcleo P2.

La formación Pimienta está compuesta por lutitas de color gris oscuro a negro, es carbonosa, rica en materia orgánica, intercaladas con escasas capas delgadas de bentonita y caliza gris claro a oscuro con recristalización de calcita. Sus espesores varían entre 3 y 485 m en general.

La composición de los núcleos P1 y P2 fue obtenida por el método de difracción de rayos X y ambas composiciones se muestran en las tablas 4.1 y 4.2 respectivamente, así mismo se muestran las imágenes de ambos núcleos en la figura 4.1.

Tabla 4.1. Composición del núcleo P1 relativo a la formación Pimienta Superior.

Mineral	Composición Pimienta Superior - P1 (% peso)
Material no arcilloso	
Cuarzo	15.0
Feldespato	1.0
Plagioclasa	7.0
Pirita	2.0
Apatita	1.0
Calcita	57.0
Total	83.0
Material arcilloso	
Clorita	4.0
Ilita/Mica	10.0
Ilita/Esmectita	3.0
Total	17.0

Tabla 4.2. Composición del núcleo P2 relativo a la formación Pimienta Superior.

Mineral	Composición Pimienta Superior - P2 (% peso)
Material no arcilloso	
Cuarzo	27.1
Feldespato	5.1
Pirita	4.7
Dolomita	3.3
Calcita	47.8
Total	88.0
Material arcilloso	
Kaolinita	5.4
Ilita	2.5
Ilita/Esmectita	1.4
Interestratificados	2.7
Total	12.0

El pozo Pimienta-1 es un pozo horizontal con objetivo en la formación Pimienta Superior donde el principal tipo de hidrocarburo es crudo, sin embargo, también existe gas para explotación, la profundidad programada es de 2,700 m, la profundidad desarrollada es de 4,500 m y la elevación del terreno es de 203 m.

IV.2. Registros geofísicos y ventana operativa

Los datos con que cuenta el pozo Pimienta-1 son diversos registros geofísicos, que aunque son suficientes para la realización de un análisis detallado de la

mecánica del pozo, en este trabajo no se realizó tal análisis debido a que no es parte del alcance del mismo, por lo cual, se limitó a la obtención de la ventana operativa con la finalidad de poder hacer la evaluación del impacto de la presión osmótica sobre la presión de poro y en la forma que la ventana operativa se modificaría por tal impacto.

El análisis de la ventana operativa, se realizó en un software especializado para el análisis de geopresiones. En la figura 4.2 se muestran los registros geofísicos del pozo Pimienta-1, la información que se presenta en los carriles de izquierda a derecha son: litología, asentamientos de TR y calíper, registro de rayos gamma, resistividades, conductividades, tiempos de tránsito, densidad (RHOB) y porosidades (neutrón, sónico y densidad), algunos de los cuales se usaron en la construcción de la ventana operativa.

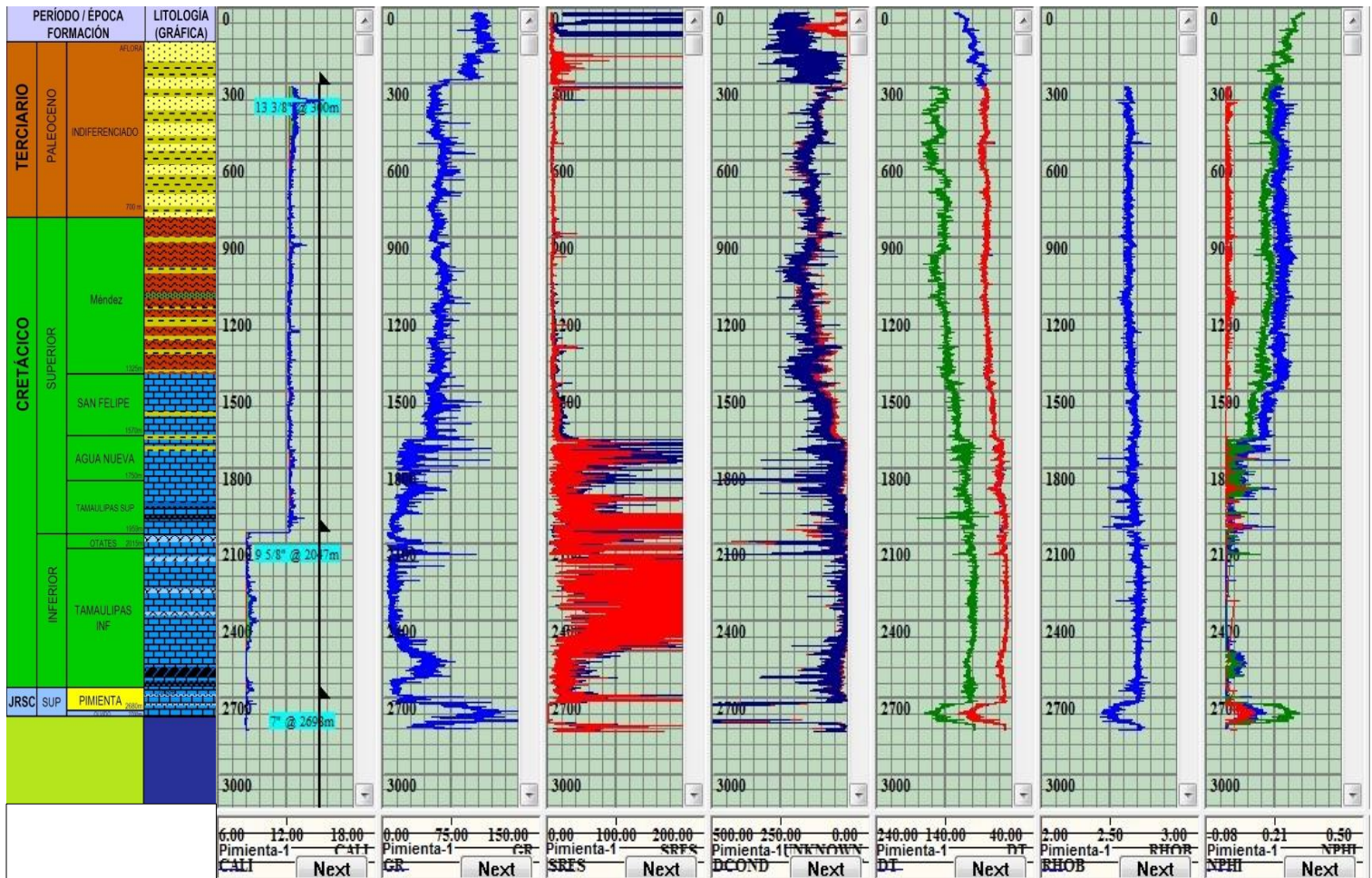


Figura 4.2. Registros geofísicos del pozo Pimienta-1.

Para el ajuste de la ventana operativa se obtuvieron el gradiente de sobrecarga, la presión de poro y el gradiente de fractura del pozo.

El gradiente de sobrecarga se determinó con el simulador, el cual, a partir del registro de densidad (RHOB) realiza una integración numérica en todo el intervalo en función de la profundidad del pozo de acuerdo a la ecuación 1.13. Una buena estimación del gradiente de sobrecarga es fundamental para mejorar la precisión del diseño de geopresiones, debido a que se usa tanto para la estimación de presión de poro como del gradiente de fractura que determinarán la ventana operativa.

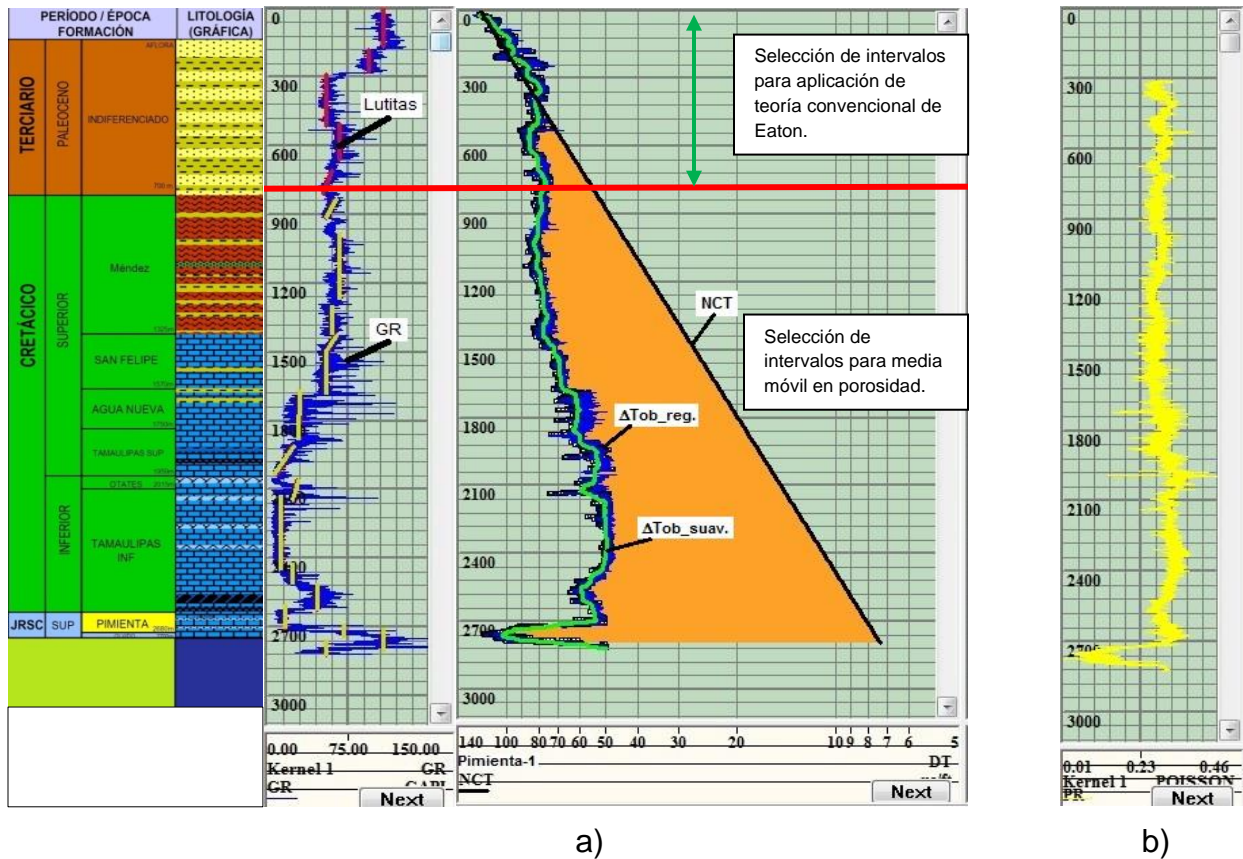


Figura 4.3. a) Registro de rayos gamma (GR), intervalos de lutita, tiempo de tránsito observado y suavizado (ΔT_{ob_reg} y ΔT_{ob_suav}), tendencia normal de compactación (NCT); y b) relación de Poisson.

Es importante señalar que existen intercalaciones de lutitas en todo el pozo, lo cual hace posible la aplicación del método de Hottman y Johnson. Para un mayor detalle de la litología se puede consultar el anexo 6.

Para la obtención de los resultados de la presión de poro en la simulación se usó el método de Eaton para el tiempo de tránsito (ecuación 1.6). El registro de tiempo de tránsito se emplea como referencia de porosidad y el de rayos gamma como litología, con lo que finalmente se estima la línea de tendencia normal de compactación (NCT) mediante la ecuación 4.1. Del registro de litología (rayos gamma) se obtienen los intervalos de lutita (figura 4.3a) que se correlacionan con sus valores correspondientes del registro de tiempo de tránsito para obtener los

puntos de lutitas y posteriormente obtener la media móvil, con la cual se estima la NCT.

$$NCT = k * e^{(-m*D)}, \quad (4.1)$$

donde: k y m son constantes de ajuste de la curvas que se deben de obtener de estudios geológicos (sin embargo, para el caso de estudio no se tenían, por lo que se ajustaron con la compactación de los sedimentos más actuales y se definieron sus valores en 120.0 y 0.001 respectivamente, la k se relaciona con el tiempo de tránsito y la m con la tendencia de compactación), y D es la profundidad del pozo en metros. La definición de la tendencia normal de compactación se hizo de acuerdo a los sedimentos más actuales dentro de los primeros 1000 m, que para el caso particular del pozo Pimienta-1, la NCT llegó a los 400 m de profundidad aproximadamente y de ahí se extrapoló a la TVD del pozo.

En la figura 4.3a se muestra el registro de tiempo de tránsito observado ($\Delta T_{ob_reg.}$), la curva suavizada del mismo o media móvil ($\Delta T_{ob_suav.}$) y la tendencia de compactación normal (NCT). A partir de los 700 m de profundidad (figura 4.3a) se realiza la selección de intervalos para la obtención de la media móvil sobre la curva del registro de porosidad (registro de tiempo de tránsito), para aplicar el método de Eaton fundamentado en el método de Hottman y Johnson. Cabe señalar que no se observan cuerpos arcillosos que afecten de manera significativa la predicción y eso también hace posible la aplicación de la media móvil sobre el registro de porosidad (tiempo de tránsito).

Para el método de Eaton en presión de poro, se consideró un exponente de 0.05 para la ecuación 1.6, debido al buen ajuste que se pudo observar con este valor, al tener como referencia la densidad del lodo usada para perforar el pozo. Los valores de presión de poro obtenidos se justifican mediante la densidad del lodo que es muy uniforme en todo el intervalo y similar a la presión de poro en comportamiento, que a su vez no rebasa la restricción de ser menor a la densidad del lodo para el adecuado control del pozo. Para saber si la presión de poro podría ser menor, se necesitarían proponer otros pozos con menores densidades, que para el presente caso no se tienen, por lo que para el pozo Pimienta-1, la presión de poro que se calculó es la mejor aproximación con la información que se posee.

El diseño de la densidad del lodo basado en la ventana operativa va de acuerdo al criterio del diseñador, mientras algunos lo hacen tomando la mínima para reducir los problemas por presión diferencial y tener menos daño en la formación, otros determinan que la óptima es la media para un mayor margen y evitar problemas de inestabilidad.

El gradiente de fractura se obtuvo primero por el método de Eaton, sin embargo, no se logró ajustar teniendo en cuenta las pruebas de goteo (LOT) del pozo, por lo cual, se decidió usar el método de Matthews and Kelly, mismo que se pudo ajustar muy bien debido a que es un método que ha demostrado ajustarse adecuadamente a las lutitas.

El método de Eaton para gradiente de fractura toma en cuenta la relación entre el esfuerzo horizontal efectivo mínimo y el esfuerzo vertical efectivo (ecuación 1.18) a través de la relación de Poisson (figura 4.3b). Para el Pimienta-1 se obtuvo la relación de Poisson del registro sísmico dipolar.

El método de Matthews and Kelly (MK) involucra un coeficiente de esfuerzo matricial (ecuación 1.26) que para este caso se determinó que era de 0.7. Este coeficiente es el que permitió realizar el ajuste de acuerdo a la información de la prueba de goteo y proponer un gradiente de fractura adecuado a la evidencia disponible del pozo.

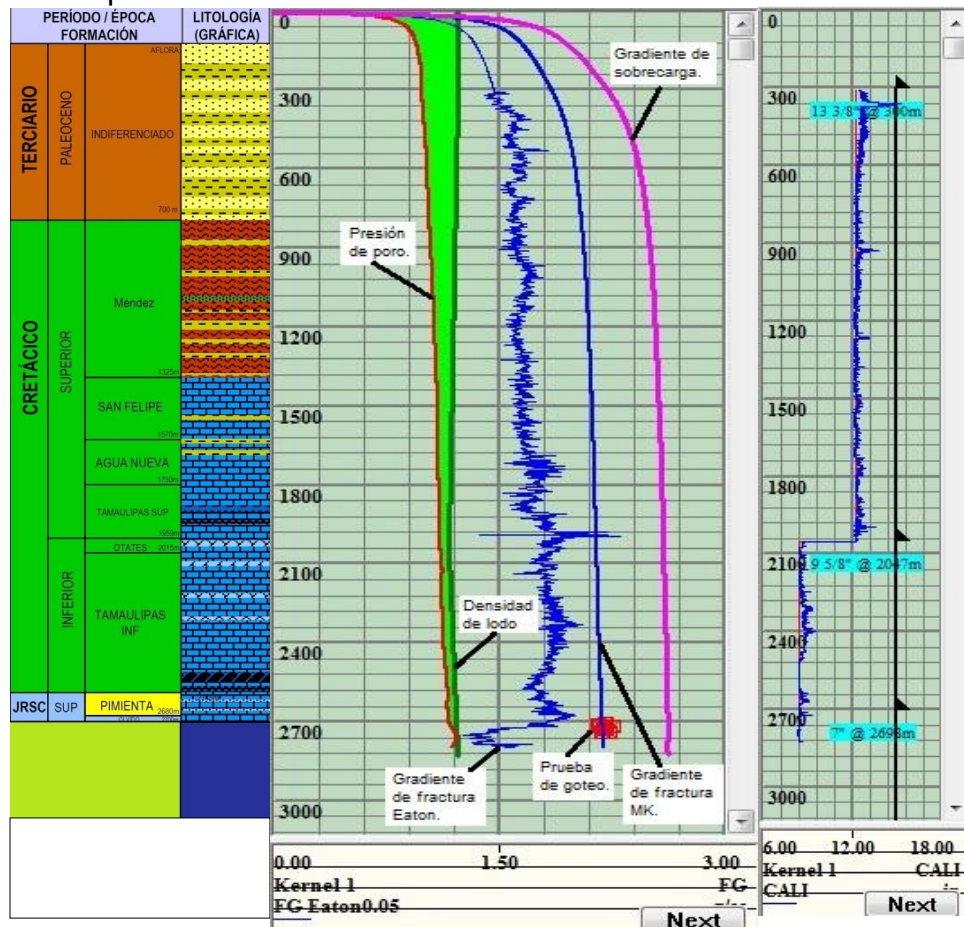


Figura 4.4. Ventana operativa desde del software de análisis de geopresiones.

En la figura 4.4 se muestran los resultados de la ventana operativa completa, incluyendo la densidad del lodo que se utilizó para la perforación del pozo, el

gradiente de fractura de Eaton, el gradiente de fractura de Matthews and Kelly, el gradiente de sobrecarga, la litología y los asentamientos de TR. En el anexo 2 se muestra el flujo de trabajo para la obtención de la ventana operativa del pozo Pimienta-1

En la figura 4.5 se muestra la ventana operativa que se usará para la integración de la presión de poro y la presión osmótica, con la finalidad de rediseñar los márgenes de operación por el impacto de la interacción roca-fluido. Dentro de esta ventana operativa sólo se incluye la presión de poro, el gradiente de fractura de Matthews and Kelly, el gradiente de sobrecarga y la densidad de lodo como referencia, debido a que estas curvas son la base de comparación del impacto de la presión osmótica sobre la presión de poro, sin embargo, en la figura 4.4 se observa el detalle completo de la ventana operativa.

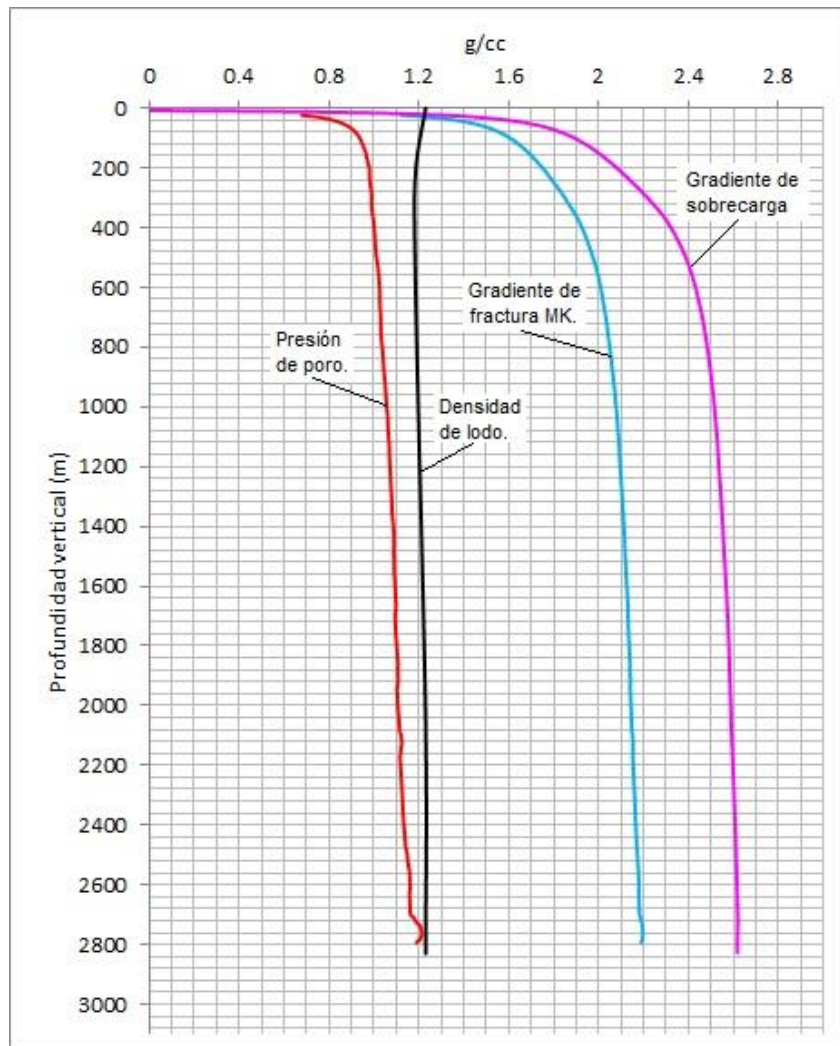


Figura 4.5. Ventana operativa final para integración de presión osmótica.

IV.3. Predicción o determinación de actividad de agua para roca y fluido

En el capítulo III se presentaron diversos modelos para la predicción de la actividad de agua en la roca y el fluido de perforación, a continuación se discute la posibilidad de usar uno u otro para la predicción de la actividad y se presentarán los valores de actividad del agua que se obtuvieron en el trabajo, tanto para la roca como para el fluido de perforación.

IV.3.1 Actividad en la roca

En la sección III.6 del capítulo III se presentaron cuatro modelos para la predicción de la actividad del agua en la roca. Con la finalidad de poder obtener una predicción confiable se analizará cada uno.

El *modelo 1 (sección III.6)*, sugiere que las fuerzas de absorción del agua en las formaciones de lutitas son iguales a la fuerza efectiva de compactación que expulsa el agua de la lutita.

Tal suposición podría ser bastante práctica desde el punto de vista de la geomecánica, ya que implicaría el poder predecir la actividad en la roca, simplemente añadiendo un cálculo más durante el análisis de geopresiones, sin embargo no existe fundamento alguno para hacer tal suposición, ya que la actividad del agua está relacionada a un potencial químico y no a uno mecánico.

El modelo implicaría que si se partiera de los principios fisicoquímicos se podría obtener la fuerza de compactación de la roca al conocer la actividad, sin embargo los rangos de valores son muy diferentes entre una presión osmótica y un esfuerzo efectivo, el igualarlos supondría que al integrar una ventana operativa que involucrara los efectos químicos y mecánicos se sobrepasaría automáticamente el gradiente de fractura y que la sobrecarga fuera igual a la suma del esfuerzo matricial, la presión de poro y la presión osmótica.

Por las razones expuestas, se concluye que el modelo planteado al no considerar ningún tipo de interacción fisicoquímica que defina la actividad no es viable de aplicar y si se aplicara, la definición de presión osmótica perdería sentido al igual que los resultados obtenidos.

En el anexo 3 se muestra la deducción algebraica detallada de las suposiciones del modelo 1.

El *modelo 2 (sección III.6)*, es bastante interesante desde el punto de vista que involucra una presión capilar implicada debido a la desaturación de la muestra, la cual en teoría se saturaría con aire por lo que la actividad del agua estaría relacionada a la presión de la interfase aire-agua. Sin embargo, esto involucraría otro tipo de modelos que quedan fuera del alcance del trabajo (presión capilar) y

por otro lado para evaluar condiciones reales y la construcción de una ventana operativa integral se está suponiendo que la roca está saturada con fluido de poro sin aire, lo cual no permitiría la acción de una presión capilar de la forma en que está relacionada en el modelo.

El usar un modelo como el 2, modificaría el impacto de la presión osmótica real que se estuviera generando en la formación y finalmente, no se podría obtener un valor fiable de actividad del agua en la roca debida directamente al potencial químico del fluido de poro.

El *modelo 3 (sección III.6)*, es bastante teórico y maneja muchas variables difíciles de determinar de forma directa, aunado a que conceptualmente es difícil de entender por su estrecha relación con la termodinámica de soluciones. Sin embargo, el principal punto por el cual se descartaría este modelo es por la inclusión del coeficiente osmótico y los potenciales químicos dentro del modelo, debido a que la obtención de estos está interrelacionada a condiciones muy específicas del fluido de poro en la roca, cómo la composición iónica del fluido de poro, concentraciones de las soluciones dentro del poro y las interacciones químicas en la solución. Algunas veces se parte de la actividad del agua en la solución para llegar a obtener estas variables, lo que volvería al problema bastante más complejo.

El *modelo 4 (sección III.6)*, es un modelo bastante más simple que el modelo 3 al no involucrar los potenciales químicos dentro de las ecuaciones, sin embargo, tiene el gran problema que es un modelo para soluciones y no para rocas, por lo cual de aplicarse se estaría calculado solamente la actividad en una solución y además sólo es válido para sales individuales, lo cual es básicamente imposible de tener en un núcleo donde interactúan muchos compuestos y iones.

Los cuatro modelos expuestos para el cálculo de la actividad de agua en la roca, presentan serios problemas principalmente en su fundamentación y/o en la obtención de las variables para su aplicación. Por lo que, para lograr una primera predicción de la presión osmótica no se recomendaría ocuparlos de manera confiable, debido a que no existe algún antecedente de valores con los cuales comparar sus resultados y por lo cual, se podría llegar a un error que evite la cuantificación correcta del impacto de la presión osmótica.

Por estas razones, se decidió hacer la evaluación de la actividad del agua en la roca de forma experimental, aprovechando el acceso al equipo para estas determinaciones y las muestras de núcleo de las que se disponía.

El equipo para la determinación de actividad del agua en la roca es un medidor de actividad marca Aqual Lab, modelo Dew Point Water Activity Meter- 4TEV (figura

4.6). Las características generales del equipo para medir actividad de la roca son las siguientes:

- Rápido: el medidor de actividad de agua obtiene lecturas en menos de 5 minutos.
- Precisión: $\pm 0.003 a_w$.
- Verificable: con estándares de sal independientes.
- Repetibles: diferentes usuarios, diferentes lugares, mismo resultado.
- Portátil: pesa sólo 7 libras.
- Fácil de usar: los rendimientos del medidor muestran mediciones precisas con un mínimo de entrenamiento.
- Seguridad: ofrece un sistema para la administración de la calibración y los datos de muestras.
- Fácil de limpiar: la tapa de la cámara de muestra se levanta y se limpia fácilmente y las partes contaminadas son rápidas de detectar.

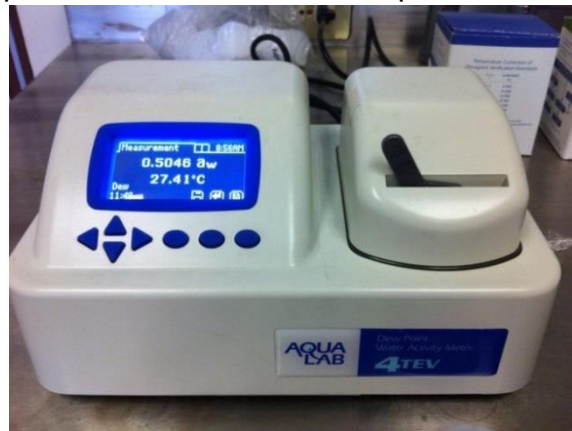


Figura 4.6. Medidor de actividad Aqua Lab, modelo Dew Point Water Activity Meter- 4TEV.



Figura 4.7. Equipo para medición de actividad, muestra de núcleo P1 y estándares de calibración.

La forma de trabajo del equipo es: primero seleccionar un sensor para las mediciones, ya sea el de punto de rocío o el de capacitancia (casi por default se puede elegir el de punto de rocío por ser más sensible aunque tarde un poco más la lectura) y luego se define la temperatura de trabajo. Posteriormente se hace la calibración con los estándares de trabajo (para este caso se tienen en el laboratorio uno de 0.500 de actividad para una solución de LiCl de 8.57 molal en H₂O y otro de 0.760 de actividad de NaCl de 6.0 molal en H₂O), en la figura 4.7 se muestran los estándares de trabajo durante la calibración.

Una vez calibrado el equipo se pone una muestra de 7.5 ml aproximadamente de producto en el porta muestras (figura 4.7), se coloca dentro de la cámara de muestreo, se cierra la tapa de la cámara y se espera a que se llegue al equilibrio de vapor.

Un haz infrarrojo se centra en un pequeño espejo que determina la temperatura de punto de rocío de la muestra, que posteriormente se convertirá en actividad de agua.

En la tabla 4.3 se muestran los resultados de las mediciones de actividad del agua en la roca para los núcleos P1, P2 y P3 con la temperatura de medición correspondiente.

Tabla 4.3. Resultados de determinación de actividades núcleos P1, P2 y P3.

Núcleo	Actividad	Temperatura (°)
P1	0.5403	21.20
P1	0.5046	27.41
P2	0.5670	21.50
P3	0.5640	23.10

IV.3.2. Actividad en el fluido de perforación

En la sección III.7 del capítulo III se presentaron tres modelos para la predicción de la actividad del agua en el fluido de perforación. Con la finalidad de obtener una predicción confiable se analizará cada uno.

El *modelo 1 (sección III.7)*, es un modelo empírico, lo cual tiene la ventaja de ser práctico, aunado a que por su construcción involucra las dos variables importantes que influyen en la evaluación de actividad del fluido, que es la temperatura y la concentración de sal en la fase acuosa del fluido de perforación. El problema surge al evaluar numéricamente el modelo, ya que en ciertas condiciones el rango de valores dados para la actividad del agua en el fluido eran totalmente sin sentido por salir del rango de valores, lo cual lo restringe para poderlo trabajar libremente.

El rango de actividades de agua está definido para valores que van de 0 a 1.0 en los casos límite, es decir, cuando el agua es pura su actividad es 1.0 y en el hipotético caso que la concentración de agua tendiera a 0, entonces la actividad del agua también tendería a 0. El modelo 1, arroja valores de actividades mayores a 1.0 cuando la concentración de la sal y la temperatura se acercan a 0. Sin embargo, por definición se sabe que el máximo valor de actividad cuando el agua es pura es de 1.0. Por tal motivo, se opta por descartar el uso de este modelo.

El *modelo 2 (sección III.7)*, es empírico y está también en función de la concentración porcentual de la sal que se esté manejando, aunque tiene la desventaja de funcionar a una temperatura constante de 20 °C. Sin embargo, esto no debería representar un mayor problema dado que las temperaturas de las actividades de los núcleos también fueron tomadas a condiciones ambientales y el factor de temperatura se involucró directamente en el modelo integral para predicción de presión osmótica.

De acuerdo a los cálculos realizados basados en el modelo 2, las tendencias de valores de inicio cumplieron con las restricciones límite de valores de actividad para agua pura (con una concentración % peso de la sal de cero) dando un valor de 1.0, con lo cual no se tienen razones para descartarlo.

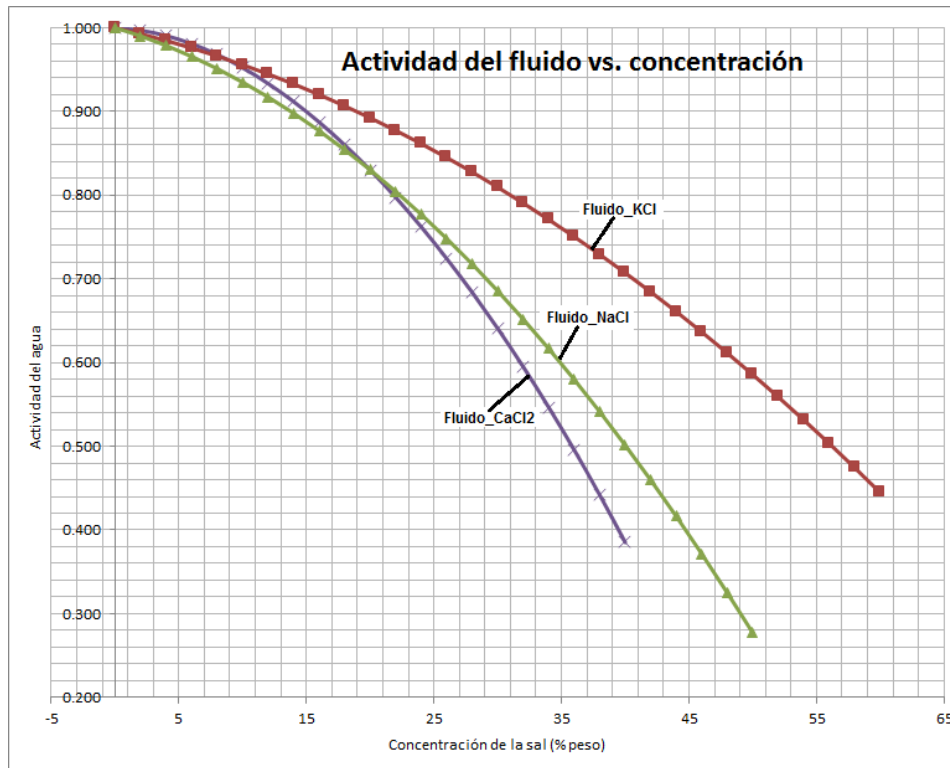


Figura 4.8. Actividad del fluido de perforación en función de la concentración de las sales CaCl_2 , KCl y NaCl, según correlaciones del modelo 2.

El *modelo 3 (sección III.7)*, es un modelo para predicción de actividad en soluciones basado en la fisicoquímica y en la teoría de soluciones, el único problema que presenta es la falta de practicidad del mismo, al menos por la necesidad de desarrollarlo en el ámbito petrolero, en el cual es más práctica una correlación empírica como la del modelo 2. Aunado a que conceptualmente algunas de las variables manejadas no son fáciles de entender sin una base firme de fisicoquímica.

Para fines del presente trabajo, se decidió ocupar las correlaciones del modelo 2 para la predicción de la actividad del agua en el fluido de perforación, esto debido a su practicidad y a la congruencia de resultados obtenidos. El modelo 3 también representa un buen potencial para su aplicación, sin embargo, cabe señalar que es necesario obtener algunos de sus valores en tablas para la definición de parámetros como el coeficiente osmótico, donde sólo existen valores de concentración puntuales y no existe todo un rango de concentraciones, como es el caso de la correlación del modelo 2, lo cual hace que el cálculo de la actividad a través del modelo 3 sea mucho más limitado e impreciso.

En la figura 4.8 se muestra la gráfica de la actividad del fluido de perforación como una función de la concentración para tres sales diferentes (CaCl_2 , KCl y NaCl), según las correlaciones empíricas del modelo 2.

IV.4. Cálculo de la presión osmótica y balanceo de actividades

Teniendo la relación de las actividades, tanto en los núcleos como en el fluido de perforación, se puede hacer uso del modelo ideal para el cálculo de la presión osmótica, esto mediante la ecuación 3.19. En la tabla 4.4 se muestran los valores de las constantes usadas para el cálculo de la presión osmótica ideal. Cabe señalar, que se usa una actividad de 1.0 para el fluido de perforación, debido a que se procura obtener la máxima presión osmótica y suponer que el diseño partiera de agua sin sales.

Los resultados de la primera aproximación a la presión osmótica, son valores que están fuera de la realidad al ser inclusive mayores a los gradientes de sobrecarga y fractura que no rebasan los 11,000 psi en sus partes más profundas, por lo cual, para una estimación real se vuelve indispensable la evaluación de la eficiencia de la membrana debido a que no existen membranas ideales en el mundo real y el impacto de esta es determinante para una buena predicción de la presión osmótica.

Para el cálculo de la eficiencia de membrana se usa el modelo de la ecuación 3.51, que implica el radio de poro del núcleo. Es importante señalar que para esta determinación se hizo el análisis del diámetro de la garganta de poro del núcleo

P2 mediante el análisis de la distribución del tamaño de poro según el estándar ASTM d-4641-12, lo que dio como resultado un diámetro de poro de 182.9692 Å, que de acuerdo a información teórica se aproxima muy bien al rango que en general se maneja para las lutitas de entre 100 y 200 Å de radio de poro.

Tabla 4.4. Cálculo de la presión osmótica ideal con información de variables y constantes usadas.

Variables cálculo ideal	Valores
R [bar*cm ³ /(mol*K)]	83.14
R [psi*cm ³ /(mol*K)]	1,205.85
V (cm ³ /mol)	18.00
<i>Para fluido sin sal:</i>	---
a _w	1.00
<i>Membrana ideal:</i>	---
α _m	1.00
Pπ_nucleo_P1 (psi)	-14,641.76
Pπ_nucleo_P2 (psi)	-13,494.57
Pπ_nucleo_P3 (psi)	-13,620.74

En la tabla 4.5 se presentan los resultados obtenidos de las eficiencias de membrana de los núcleos, tomando para los tres como radio de poro promedio el valor de 91.4846 Å y como solutos las tres sales que forman complejos hidratados con el agua, que para fines del presente trabajo se toman como base de la interacción roca-fluido y para el balance de actividades posterior.

Tabla 4.5. Resultados obtenidos de eficiencias de membrana con radio promedio de poro de P2.

Sal	r _s (Å)	r _w (Å)	r _{poro} (Å)	A _s ^{ef} (Å)	A _w ^{ef} (Å)	α _m
KCl	2.791	1.920	91.4846	24518.34	25089.46	0.02276
NaCl	3.160	1.920	91.4846	24272.35	25089.46	0.03257
CaCl ₂	4.607	1.920	91.4846	23287.81	25089.46	0.07181

En la tabla 4.6 se muestran los resultados obtenidos de las presiones osmóticas reales máximas, esto debido a que se parte de la interacción inicial entre el núcleo y agua pura, que es el caso límite de la membrana, pero donde ya se considera una membrana semipermeable real afectada por el paso de iones de las tres sales que se proponen para los fluidos de perforación.

Tabla 4.6. Resultados obtenidos de las presiones osmóticas reales máximas (agua pura como fluido de perforación).

Variables cálculo real	Valores
Para fluido sin sal:	---
a_w	1.00
Membrana real:	---
$\alpha_{m-CaCl2}$	0.07181
α_{m-KCl}	0.02276
α_{m-NaCl}	0.03257
$P\pi_{nucleo_P1_CaCl2}$ (psi)	-1,051.41
$P\pi_{nucleo_P1_KCl}$ (psi)	-333.30
$P\pi_{nucleo_P1_NaCl}$ (psi)	-476.85
$P\pi_{nucleo_P2_CaCl2}$ (psi)	-969.03
$P\pi_{nucleo_P2_KCl}$ (psi)	-307.19
$P\pi_{nucleo_P2_NaCl}$ (psi)	-439.49
$P\pi_{nucleo_P3_CaCl2}$ (psi)	-978.09
$P\pi_{nucleo_P3_KCl}$ (psi)	-310.06
$P\pi_{nucleo_P3_NaCl}$ (psi)	-443.60

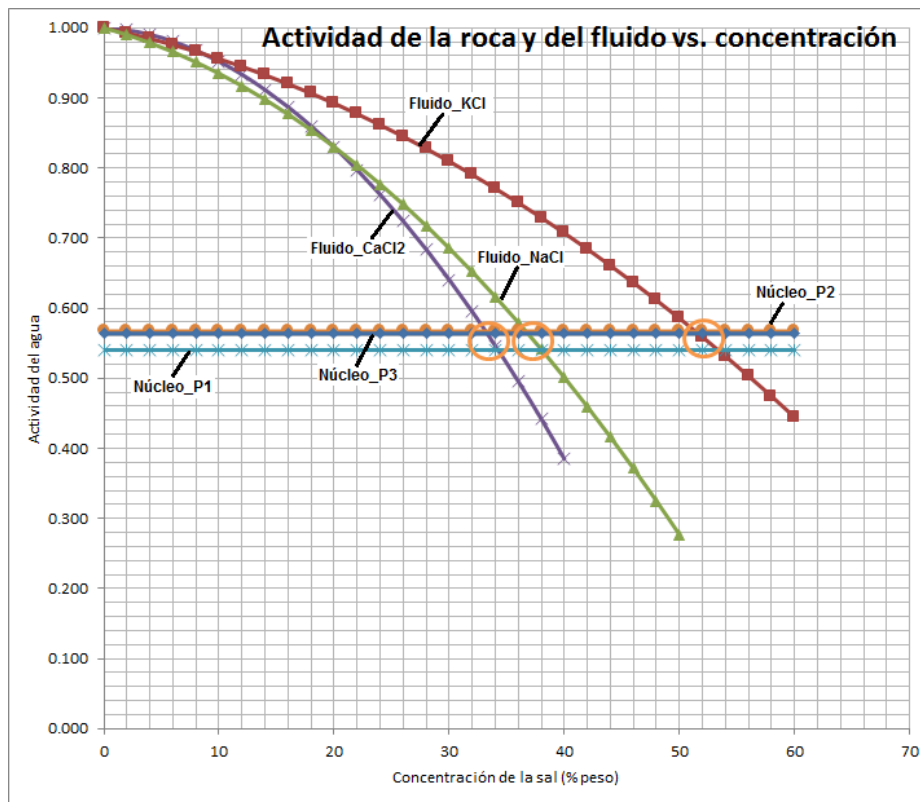


Figura 4.9. Curvas de actividad de los fluidos de perforación respecto a la concentración y las actividades de los tres núcleos.

Los efectos de la presión osmótica se pueden minimizar mediante la aplicación del concepto de actividad balanceada, lo que implica igualar la actividad del fluido de perforación a la actividad de la roca para evitar el flujo osmótico y con esto los problemas de inestabilidad química que pudieran ser causados durante la operación debido a la interacción roca-fluido. Esto se puede hacer desde el diseño del fluido de perforación mediante la adecuación de una salinidad conveniente, que no siempre será la que permita la actividad balanceada por cuestiones económicas, pero sí será, la que haga que los efectos osmóticos causados de la interacción roca-fluido se minimicen para evitar problemas en la perforación.

En la figura 4.9 se muestran las curvas de actividad de los fluidos de perforación respecto a la concentración y las actividades de los tres núcleos, donde se muestra de forma gráfica el punto donde se alcanza el balance de actividades entre cada núcleo y cada fluido.

Con la finalidad de encontrar los valores de actividad balanceada para cada núcleo con los fluidos de perforación respectivos se realizaron las gráficas de presión osmótica real de los núcleos P1, P2 y P3, con respecto a cada uno de los fluidos de perforación, estos resultados se muestran en las figuras 4.10, 4.11 y 4.12.

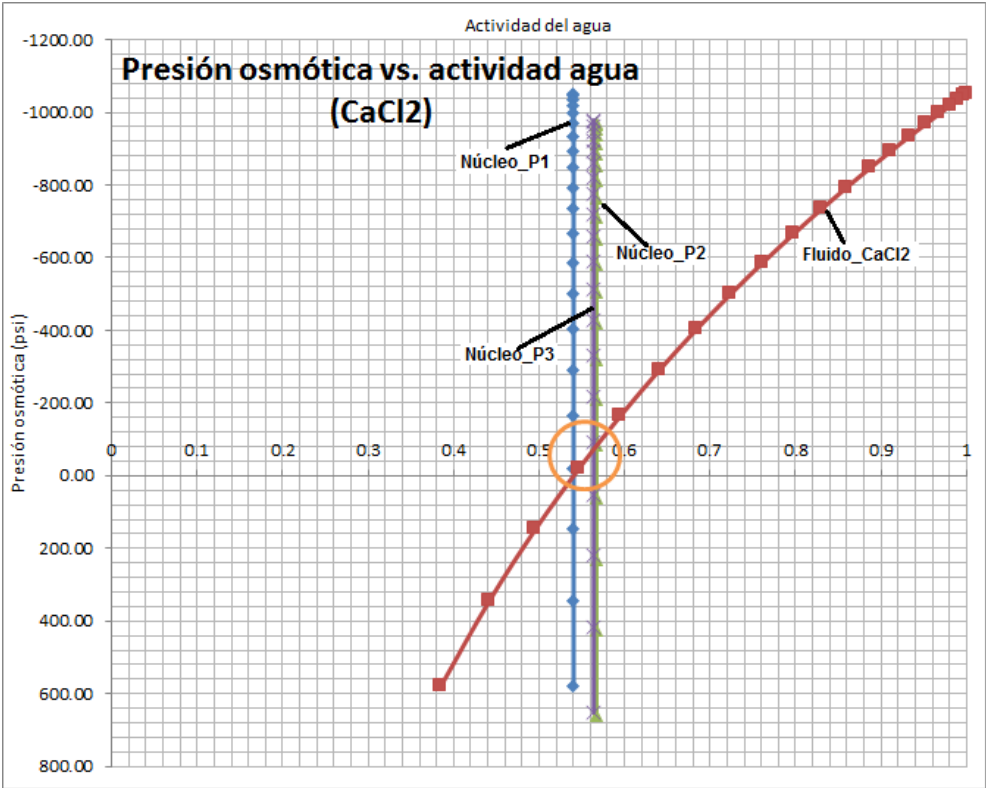


Figura 4.10. Presión osmótica real de los tres núcleos respecto al fluido de perforación (CaCl₂).

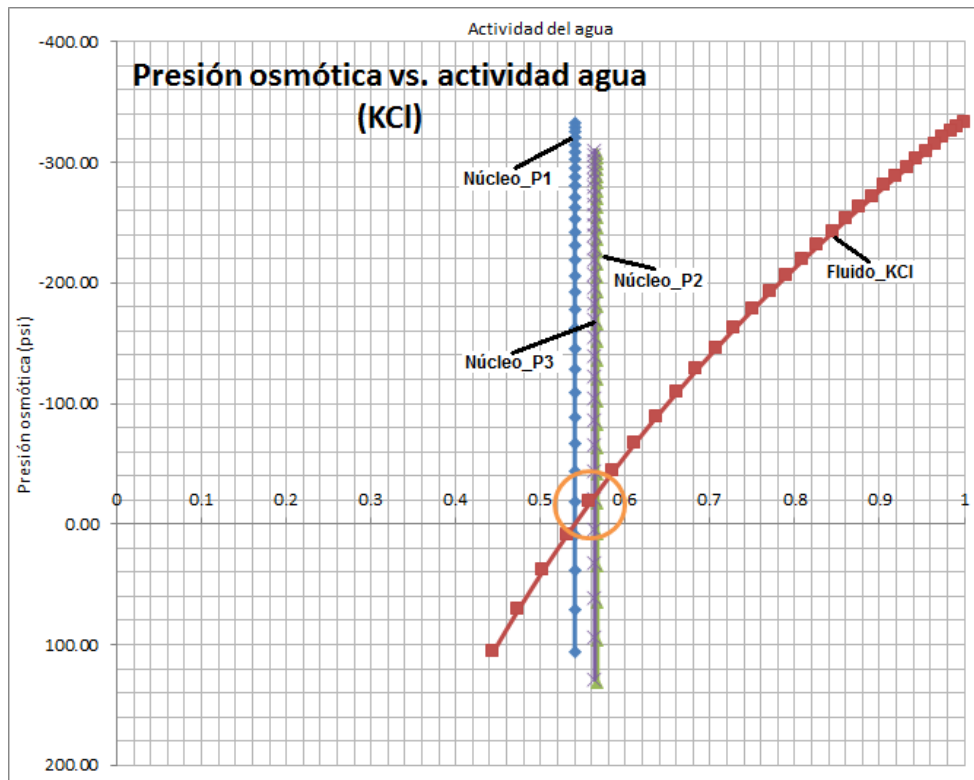


Figura 4.11. Presión osmótica real de los tres núcleos respecto al fluido de perforación (KCl).

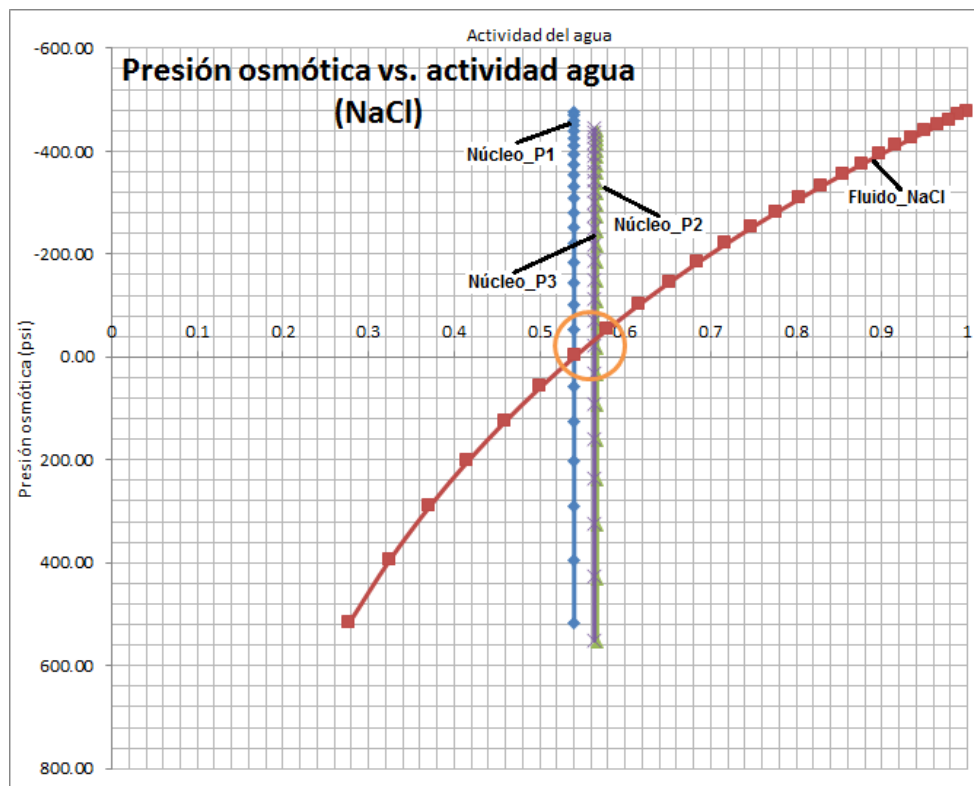


Figura 4.12. Presión osmótica real de los tres núcleos respecto al fluido de perforación (NaCl).

En la tabla 4.7 se muestran los resultados de las concentraciones en el punto que se alcanzó el balanceo de actividades del agua en la roca y el fluido, por lo que la presión osmótica es cero, la concentración se manejó en ppm para que las unidades fueran afines al trabajo práctico de las actividades de perforación.

También se observa que el fluido con CaCl_2 generó las mayores presiones osmóticas de hasta 1,051 psi mientras requirió las menores concentraciones (342,528 ppm) para el balance de la actividad, comportándose de manera opuesta al fluido con KCl que generó las menores presiones osmóticas de 333 psi pero que, sin embargo, requirió las mayores concentraciones de la sal para el balanceo de la actividad (533,630 ppm).

Tabla 4.7. Resultados de las concentraciones en el punto que se alcanzó el balanceo de actividades del agua en la roca y el fluido de perforación.

Muestra de Núcleo	Concentración balanceada de CaCl_2 en el fluido (ppm)	Concentración balanceada de KCl en el fluido (ppm)	Concentración balanceada de NaCl en el fluido (ppm)
P1	342,528	533,630	380,490
P2	331,701	513,990	366,715
P3	332,933	516,227	368,280

IV.5. Predicción de ventana operativa con presión osmótica integrada

Para la integración de la presión osmótica y la presión de poro se usó únicamente el núcleo P1, debido a que fue el que se tomó en el pozo piloto Pimienta-1, mismo del cual se obtuvo el análisis de geopresiones y la ventana operativa, además los resultados de las presiones osmóticas de los tres núcleos habían tenido la suficiente similitud como para poder aseverar que el comportamiento sería esencialmente el mismo.

En la figura 4.13 se muestra la ventana operativa que integra la presión de poro y la presión osmótica máxima para un fluido con CaCl_2 , y se grafica en todo el intervalo de profundidad al convertir a gradiente el valor de la presión osmótica, lo que da como resultado que conforme la curva de presión osmótica se acerca a la superficie, entonces su valor se va incrementando de forma considerable, esto sucede debido a que la presión osmótica no es un gradiente a diferencia de las otras curvas que son una función de la profundidad.

La gráfica de la figura 4.13 se realiza con la finalidad de visualizar que la presión osmótica no se puede tratar como un gradiente que abarca todo el intervalo de profundidad y sólo debe usarse como gradiente para fines comparativos del impacto en la ventana operativa, esto en intervalos puntuales de formación de

acuerdo a la muestra de roca. Una forma de realizar la construcción completa de la curva es con la evaluación de diferentes muestras de roca con las cuales se pueda construir una curva de presión osmótica en todo el intervalo de profundidad.

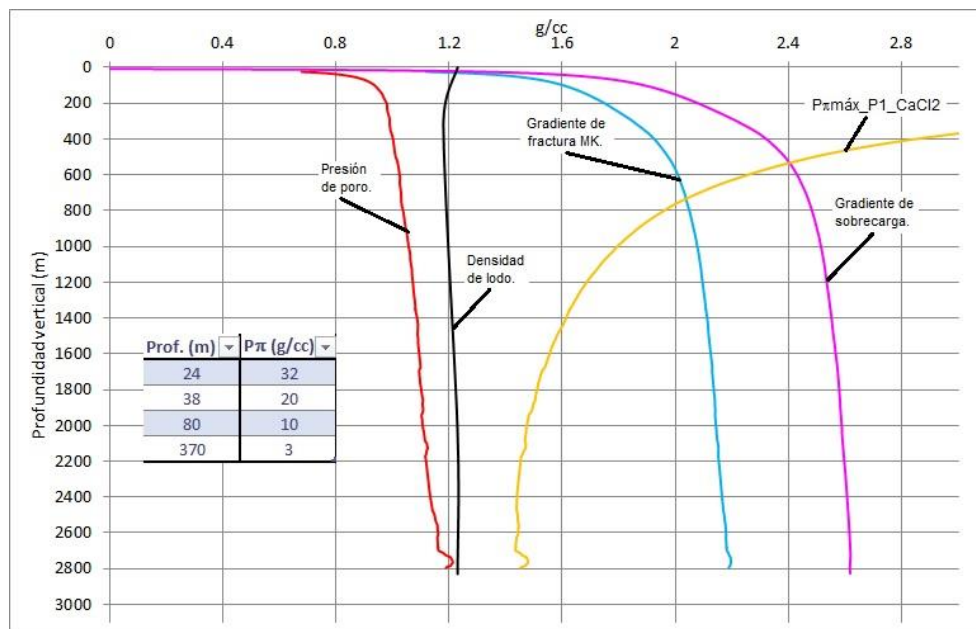


Figura 4.13. Ventana operativa integrada para escenario de presión osmótica máxima con el fluido CaCl_2 ($P\pi_{\text{máx}}_{P1_CaCl_2}$), con presión osmótica constante en todo el intervalo.

Para el presente trabajo las condiciones del diseño de la ventana operativa ajustada por presión osmótica se basaron en la suposición de cinco escenarios que entran dentro de las condiciones límites entre el balanceo de actividad (presión osmótica igual a cero) y el desbalance máximo de presión (presión osmótica máxima con agua sin sal). Debido a la falta de disponibilidad de núcleos, sólo se hace la construcción del aporte de la presión osmótica en el rango de 2,000-2,700 m aproximadamente, que es en el rango que la presión osmótica se empieza a alejar de la curva de presión de poro y que abarca la formación Pimienta Superior de donde fue tomado el núcleo. La construcción de este fragmento de curva de presión osmótica tiene el objetivo de cuantificar el impacto sobre la presión de poro y delimitar la posible zona de interacción roca-fluido.

Los escenarios supuestos son: el escenario 0 %, que implica la presión osmótica máxima debido a la ausencia de salinidad o cuando la salinidad tiende a cero; los escenarios 30, 60 y 90 %, que significan que se usó el 30, 60 y 90 % de la concentración de salinidad necesaria para balancear la actividad entre la roca y el fluido de perforación, respectivamente; y finalmente, el escenario 100 %, que al implicar que la actividad está totalmente balanceada, no se genera presión osmótica, por lo cual, no fue necesario graficarla al no tener un impacto en la corrección de la ventana operativa.

Tabla 4.8. Escenarios diseñados de presión osmótica para los ajustes de la ventana operativa.

Escenarios de ajuste de $P\pi$ (%)	Concentración del balance de CaCl ₂ en el fluido (ppm)	$P\pi_{nucleo_P1_CaCl2}$ (psi)	Concentración del balance de KCl en el fluido (ppm)	$P\pi_{nucleo_P1_KCl}$ (psi)	Concentración del balance de NaCl en el fluido (ppm)	$P\pi_{nucleo_P1_NaCl}$ (psi)
0%	0	-1,051.41	0	-333.29	0	-476.85
30%	102,758	-963.49	160,089	-288.18	114,147	-414.44
60%	205,517	-715.20	320,178	-205.96	228,294	-297.52
90%	308,275	-240.78	480,267	-66.67	342,441	-96.77
100%	342,528	0.00	533,630	0.00	380,490	0.00

En la tabla 4.8 se muestran los escenarios diseñados de presión osmótica para los ajustes de la ventana operativa obtenida del análisis de geopresiones.

En las figuras 4.14, 4.15 y 4.16, se muestran las curvas de presión osmótica generadas para cada uno de los escenarios propuestos y para cada una de las sales planteadas para los fluidos de perforación. La presión osmótica es integrada en la ventana operativa del diseño geomecánico del pozo en cuatro escenarios.

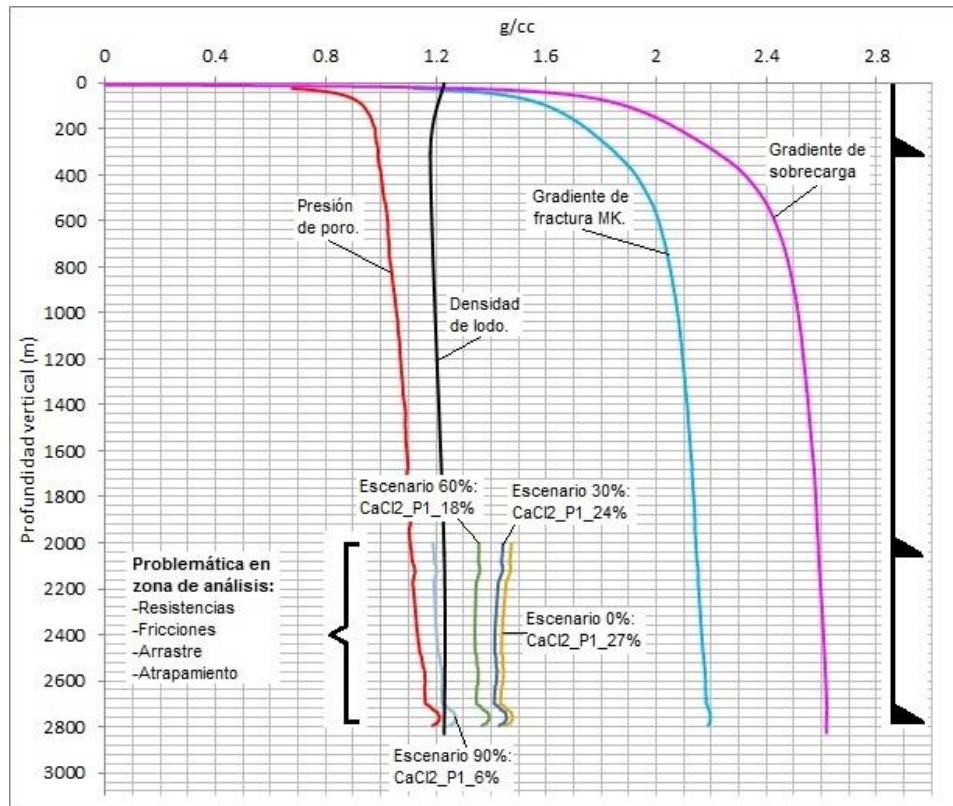


Figura 4.14. Ventana operativa integrada (interacción roca-fluido) para cada escenario (CaCl₂).

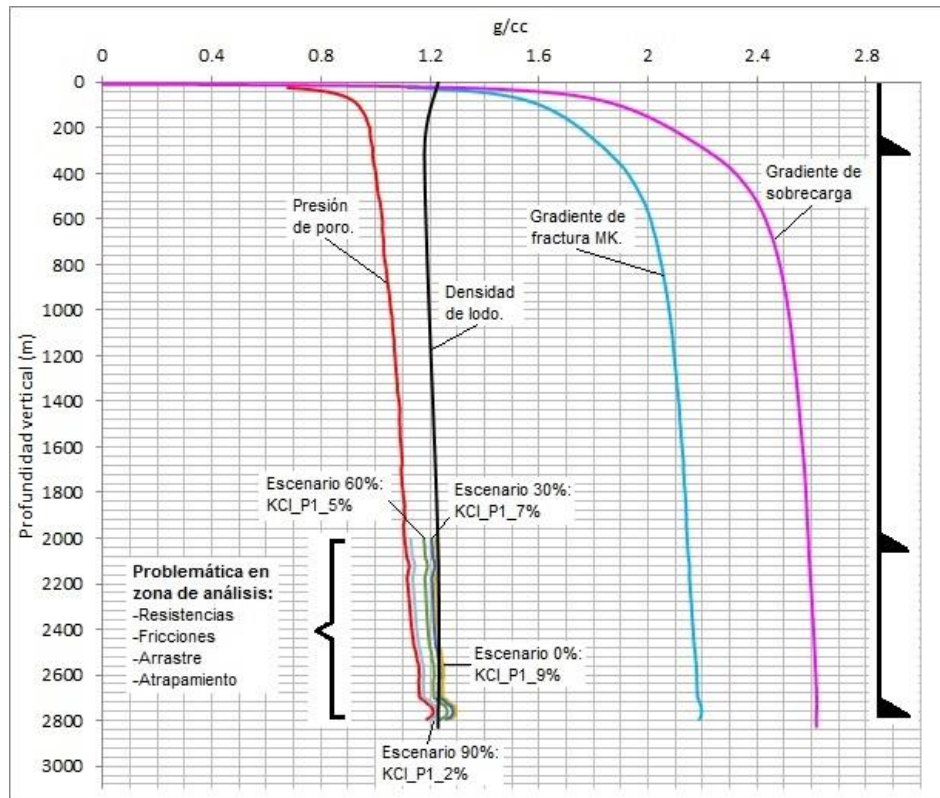


Figura 4.15. Ventana operativa integrada (interacción roca-fluido) para cada escenario (KCl).

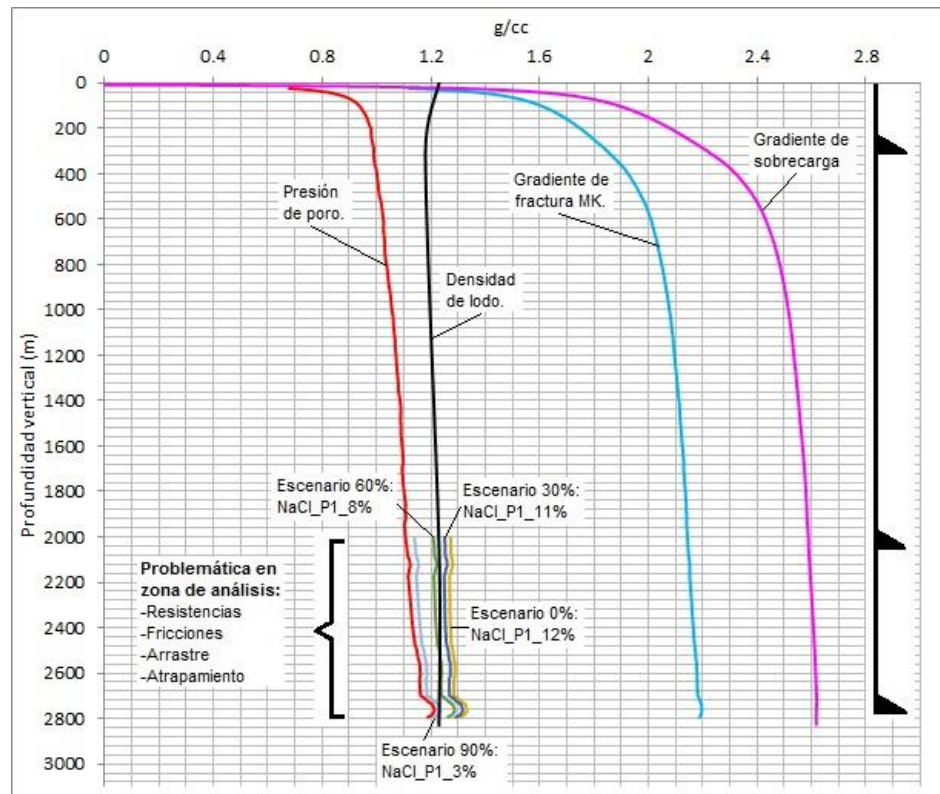


Figura 4.16. Ventana operativa integrada (interacción roca-fluido) para cada escenario (NaCl).

La finalidad de la evaluación de escenarios diferentes de salinidad para cada fluido, es darse cuenta que la minimización de los problemas de presión osmótica desde el punto de vista económico, no necesariamente tiene que llevar a un balance de actividades completo, si no que se podría simplemente evaluar el punto en el que la presión osmótica generada ya no causa mayor problema en la ventana operativa geomecánica y los valores de presión osmótica pudieran despreciarse, ya que cualquier incremento de salinidad en el fluido de perforación implica un gasto extra.

En la evaluación de escenarios que se propone dentro de la integración de las ventanas operativas, se tiene el objetivo de poder delimitar un porcentaje que se considere de presión osmótica que no afecte en gran proporción las operaciones, por lo cual, para este caso particular se define un 7 % de la ventana operativa como el rango que no tendría problemas, por lo que, se podría decir que para llegar a esa meta se debería usar una concentración del 90 % de la concentración del balance de actividad para el CaCl_2 , para el KCl sería de un 30 % de la concentración para el balance y del NaCl un 60 % de la concentración de balance.

IV.6. Interacción roca-fluido y problemas operativos durante la perforación

La forma más práctica de poder correlacionar la interacción roca-fluido que se plantea en el presente trabajo, es basarse en el análisis de tiempos no productivos (NPT por sus siglas en inglés), sin embargo, no se tiene la información correspondiente al análisis, por lo que se usará la información de riesgos y recomendaciones a las profundidades de la formación Pimienta y/o cercanas a la toma de los núcleos y también la información operativa del SIOP.

En la tabla 4.9 se muestra el resumen de tiempos por etapa durante la perforación del pozo Pimienta-1.

Algunos de los riesgos que se mencionan para la perforación en la formación Pimienta son resistencias, fricciones, derrumbes manifestaciones o gasificaciones, probabilidad de pérdidas de circulación en fracturas naturales, atrapamientos de sarta o empaquetamientos de sarta. Cabe señalar que también de acuerdo al SIOP del pozo Pimienta-1, dentro de la misma formación de pimienta existen múltiples zonas en donde se estuvo densificando por riesgos de atrapamiento.

Según el análisis del límite técnico y los días que tardó realmente el pozo en perforarse, existe una diferencia mayor a 12 días entre lo programado y lo real (según lo programado serían 49 días y lo real fueron 61.41 días), de lo cual se observa que el 67 % de estos días que se pasan de los programado están relacionados a la perforación dentro de la formación Pimienta.

Tabla 4.9. Resumen de tiempos por etapa durante la perforación del pozo Pimienta-1.

TR (pg)	Prof. (m)	ACTIVIDAD	Días Por actividad	Acumulado	Días por Etapa	Límite Técnico (Días)	Días por etapa L.T.
Transporte e instalación				10.5			
						0.0	
13 3/8	300	P	1.62	1.62	4.66	1.30	3.59
	300	TI	0.00	1.62		0.00	
	300	R	0.25	1.87		0.20	
	300	CE	2.79	4.7		2.09	
9 5/8	1580	P	6.71	11.37	16.71	5.37	13.37
	1580	CORTE DE NÚCLEO	1.54	12.91		1.23	
	2050	P	3.38	16.29		2.70	
	2050	R	0.63	16.91		0.50	
	2050	CE	4.46	21.37		3.57	
AG PILOTO	2588	P	4.60	25.98	15.17	3.68	12.13
	2588	CORTE DE NÚCLEO	1.90	27.87		1.52	
	2700	P	2.31	30.18		1.85	
	2700	R	3.63	33.81		2.90	
	2315	CE	2.73	36.54		2.18	
7	2580	P	2.17	38.70	6.15	1.73	4.92
	2580	TI	0.00	38.70		0.00	
	2580	R	0.00	38.70		0.00	
	2580	CE	3.98	42.68		3.18	
4 1/2	4277	P	8.48	51.16	18.73	6.78	14.98
	4277	P	8.13	59.29		6.50	
	4277	TI	0.00	59.29		0.00	
	4277	R	0.00	59.29		0.00	
	4277	CE	2.13	61.41		1.70	
					61.41		49.0

IV.7. Metodología para la definición de la presión osmótica como complemento a la presión de poro

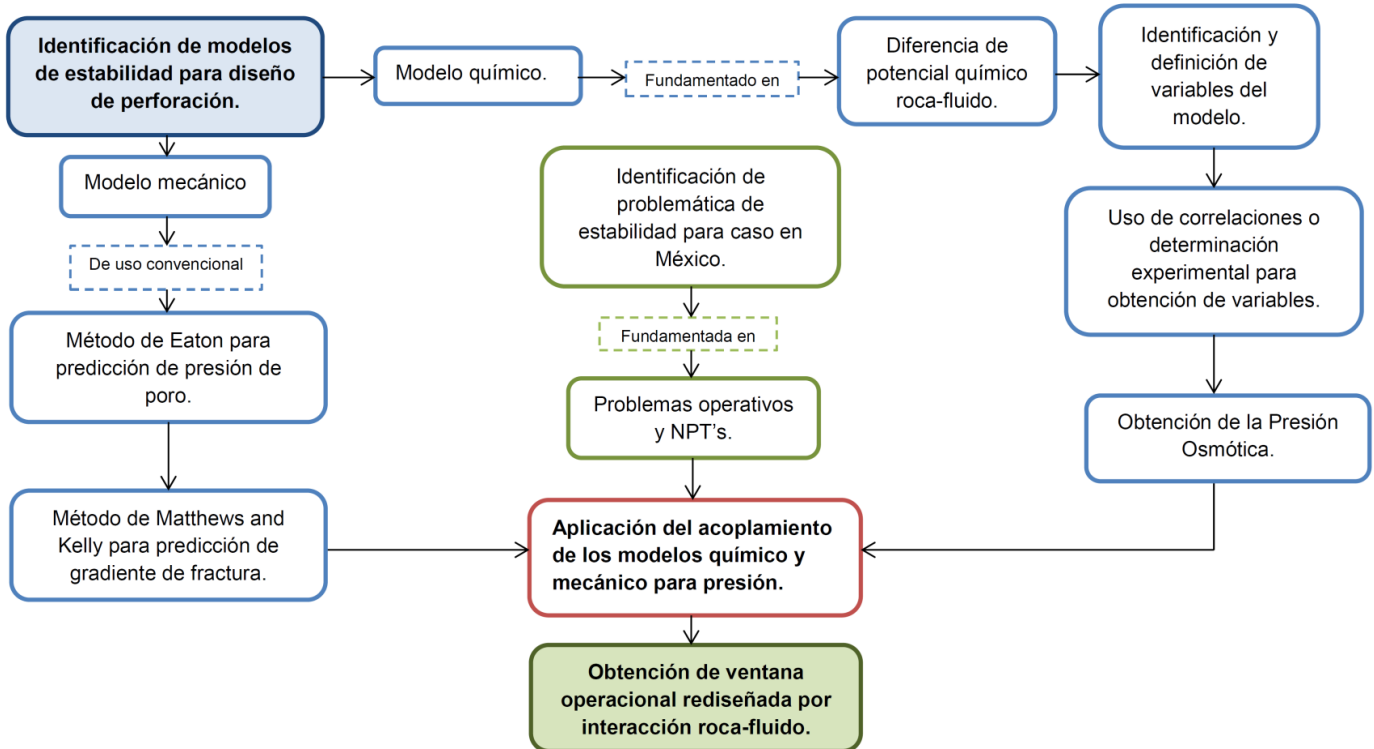


Figura 4.17. Metodología para la definición de la presión osmótica como complemento a la presión de poro.

A través del trabajo desarrollado, se construyó la metodología más práctica posible para el acoplamiento de la presión osmótica y la presión de poro para el diseño y control de operaciones de perforación.

En la figura 4.17 se muestra la metodología sintética para la definición de la presión osmótica como complemento a la presión de poro.

A continuación se describen brevemente los pasos para el desarrollo de la metodología que define la presión osmótica como complemento a la presión de poro, para la obtención de una ventana operativa rediseñada, que incluye los factores de estabilidad química (interacción roca-fluido) y mecánica durante las operaciones de perforación:

Ruta A: *Identificación de problemática de estabilidad para caso en México.*

1. Selección del caso de estudio: el primer paso de la metodología es la identificación de una problemática de inestabilidad que pueda ser relacionada a la interacción roca-fluido, para lo cual, se selecciona un pozo no convencional de lutitas aceitíferas llamado Pimienta-1. Para este pozo se tiene tanto la información de registros como algunos núcleos que se pueden analizar para los modelos químicos. La problemática en el pozo se toma del análisis de riesgos operativos, información del SIOP, y del resumen de tiempos por etapa. Entre las problemáticas que se mencionan para la perforación son resistencias, fricciones, derrumbes manifestaciones o gasificaciones, probabilidad de pérdidas de circulación en fracturas naturales, atrapamientos de sarta o empaquetamientos de sarta.
2. Identificación de modelos de estabilidad para el diseño de la perforación de pozos: este paso consiste en la búsqueda de diversos modelos tanto químicos (para este caso en particular el modelo base de interacción roca-fluido es el modelo de presión osmótica, ecuación 3.22) como mecánicos, estos últimos basados en modelos convencionales de predicción de geopresiones que ya están bien establecidos (ecuaciones 1.6, 1.13, 1.17 y 1.26). A partir de aquí se identifican dos rutas: una mecánica y otra química, que se busca acoplar para la solución de una problemática en operaciones de perforación.

Ruta B: *Modelo químico (presión osmótica).*

3. Selección del modelo químico de interacción roca-fluido: en este paso se analizan los modelos existentes en literatura y se toman los que han presentado los mejores resultados de acuerdo a estudios realizados

para la predicción de presión osmótica en operaciones de perforación. Algunos de los parámetros clave que se buscan en el modelo son: la practicidad para poderlo aplicar en operaciones reales y buenas predicciones.

4. Análisis de fundamentos del modelo: los fundamentos del modelo deben estar bien cimentados y probados. Para el caso particular de la presión osmótica, se partió de las bases de la termodinámica de equilibrio dentro de la cual el modelo se basa en la diferencia de potencial químico entre la roca y el fluido, ecuaciones 3.12 y 3.14.
5. Identificación y definición de variables del modelo: se identifican las variables y constantes del modelo de presión osmótica y las formas de obtención de cada una. Para el caso de las constantes la ecuación 3.22 se emplea el volumen molar del agua y la constante de los gases ideales, los cuales son valores bien definidos y conocidos y se exponen en la tabla 4.4. Para el caso de las variables se identifican cuatro que son: temperatura, eficiencia de membrana, actividad del agua en la roca y actividad del agua en el fluido de perforación.
6. Uso de correlaciones o determinación experimental para obtención de variables: la temperatura se obtiene tomando en cuenta un valor de gradiente geotérmico de $30 \left[\frac{^{\circ}\text{C}}{\text{km}} \right]$ a la profundidad de toma del núcleo del pozo Pimienta-1 (aprox. 2729 m). La eficiencia de membrana se obtiene mediante el uso de la ecuación 3.51 que implica el cálculo del área de poro efectiva disponible para las moléculas de soluto y para las moléculas de agua (ecuación 3.52), para las cuales se obtiene el radio de la garganta de poro de forma experimental para uno de los núcleos y se supone el mismo para los tres (91.4846 \AA), a su vez se obtienen los radios de soluto de acuerdo a la sal empleada en el fluido y el radio del agua (estos valores se pueden obtener de tablas). Para la actividad de la roca no hubo modelos de predicción bien fundamentados por lo que se realizó de forma experimental con un medidor de actividad marca Aqual Lab y modelo Dew Point Water Activity Meter- 4TEV (figura 4.6). Para la actividad del agua en el fluido se seleccionan las correlaciones del modelo 2 (sección III.7) (ecuaciones 3.45, 3.46 y 3.47).
7. Obtención de la presión osmótica: una vez obtenidas todas las variables y constantes del modelo, se procede a la cuantificación de la presión osmótica del pozo Pimienta-1 (ecuación 3.22) en el intervalo que se

definió de entre 2000 -2700 m con las sales propuestas en cada caso (CaCl_2 , KCl y NaCl).

Ruta C: Modelo mecánico.

8. Selección de los modelos para el cálculo de geopresiones: la selección de estos modelos se realiza eligiendo entre los métodos convencionales y que están bien probados en la literatura, buscando como limitante que se tenga un buen ajuste de acuerdo a la información del pozo Pimienta-1. Estos modelos se seleccionan y explican brevemente a continuación:
 - a) Cálculo del gradiente de sobrecarga: el gradiente de sobrecarga se determinó con el simulador, el cual a partir del registro de densidad (RHOB) realiza una integración numérica en todo el intervalo en función de la profundidad del pozo de acuerdo a la ecuación 1.13. Una buena estimación del gradiente de sobrecarga es fundamental para mejorar la precisión del diseño de geopresiones debido a que se usa tanto para la estimación de presión de poro como del gradiente de fractura que determinaran la ventana operativa.
 - b) Cálculo del gradiente de presión de poro: para la obtención de los resultados de la presión de poro en la simulación se usó el método de Eaton para el tiempo de tránsito (ecuación 1.6). Del registro de litología (rayos gamma), se obtienen los intervalos de lutita (figura 4.3a) que se correlacionan con sus valores correspondientes del registro de tiempo de tránsito para obtener los puntos de lutitas y posteriormente obtener la media móvil, con la cual se estima la NCT. Tomando en cuenta los sedimentos más actuales, en este caso el comportamiento de la tendencia normal de compactación llegó hasta los primeros 400 m. En la figura 4.3a se muestra el registro de tiempo de tránsito observado ($\Delta T_{ob_reg.}$), la curva suavizada del mismo o media móvil ($\Delta T_{ob_suav.}$) y la tendencia de compactación normal (NCT). Para el método de Eaton en presión de poro se consideró un exponente de 0.05 para la ecuación 1.6, debido al buen ajuste que se pudo observar con este valor al tener en cuenta la densidad del lodo utilizada para el control de la presión de formación.
 - c) Cálculo del gradiente de fractura: el gradiente de fractura se obtuvo primero por el método de Eaton, sin embargo, no se logró ajustar teniendo en cuenta las pruebas de goteo (LOT) del pozo, por lo cual se decidió usar el método de Matthews and Kelly, mismo que se pudo ajustar muy bien. El método de Eaton para gradiente de fractura (ecuación 1.18) toma en cuenta relación de Poisson (figura

4.3b), misma que se pudo obtener a partir del registro sónico dipolar, sin embargo esto restringe el ajuste de la curva al definir un valor fijo de la relación de Poisson. El gradiente de fractura mediante este método no se pudo ajustar a la información de la prueba de goteo (LOT). Por otra parte el método de Matthews and Kelly involucra un coeficiente de esfuerzo matricial (ecuación 1.26), que para este caso se determinó que era de 0.7 Este coeficiente es el que permitió realizar el ajuste de acuerdo a la información de la prueba de goteo y poder tener un gradiente de fractura adecuado a la evidencia disponible en el pozo.

Punto de convergencia de rutas A, B y C: aplicación del acoplamiento de los modelos químico y mecánico para presión.

9. Obtención de ventana operacional rediseñada por interacción roca-fluido: este representa el último paso de la metodología, donde se evalúa el impacto que se tiene de la presión osmótica sobre la presión de poro para los tres fluidos seleccionados (CaCl_2 , KCl y NaCl) y bajo diferentes escenarios de concentración de sales, con lo que finalmente se cuantifica el grado de afectación que se podría tener sobre la ventana operativa en cada caso. En el anexo 5, se muestra una herramienta de cálculo para la obtención de la presión osmótica dependiendo el tipo de sal y también se obtiene la concentración de balance.

Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones

V.1. Conclusiones

Los fenómenos de interacción roca-fluido son muy poco entendidos y estudiados en el área de perforación de pozos de petróleo y gas, debido a esto la mayoría de las veces no son tomados en cuenta para el diseño de pozos.

Para el caso particular de México, este trabajo representa el primer antecedente formal de la medición de la presión osmótica como factor de las interacciones roca-fluido, en particular para un pozo no convencional de lutitas aceitíferas llamado Pimienta-1.

La metodología presentada alcanzó las características que se planeaban en los objetivos que eran: ser integral, práctica para su aplicación y con fundamentos bien definidos. Los resultados de la aplicación de la metodología para la determinación de la presión osmótica acoplada a los modelos de geopresiones convencionales, tienen la finalidad de rediseñar la ventana operativa de la forma más conveniente y económica (figura 4.17) y de ser la base de partida para el desarrollo de otros análisis de interacción roca-fluido.

Las variables de actividad del agua tanto de la roca como del fluido de perforación resultaron ser muy complejas para su predicción debido a que pequeñas variaciones físicas, estructurales o en composición pueden dar resultados totalmente distintos. Para la actividad del agua en la roca, no se pudo encontrar ningún modelo teórico probado para su cuantificación y tampoco se pudo observar algún tipo de tendencia que relacionara su composición mineralógica con el comportamiento de la actividad (anexo 4). Por tal motivo, la obtención de actividad en la roca no se pudo cuantificar mediante ningún modelo de predicción y fue necesario realizar el análisis de forma experimental. El análisis de la actividad del agua en el fluido de perforación, en cambio, sí se pudo obtener mediante un modelo empírico ya existente, esto debido a que estaba en solución y la cantidad de variables que influyen es menor que en el caso de la roca (algunas variables que influyen para la actividad del agua en la roca son: composición, estructura, preservación de la muestra, porosidad, etc.).

Dentro del modelo de predicción de presión osmótica se identificó la importancia que se tiene de considerar una membrana real debido a que el impacto en los resultados es muy grande. Las determinaciones de presión osmótica, al suponer una membrana ideal, resultaron en presiones excesivas que incluso superaban el gradiente de sobrecarga, lo cual desde el punto de vista físico no tenía sentido, sin embargo, al aplicar las eficiencias de membrana para cada tipo de sal en el fluido,

los resultados fueron más reales teniendo en cuenta las problemáticas presentadas en la zona durante la perforación.

Para la eficiencia de la membrana es determinante fijar el tipo de sal del fluido de perforación debido a que los diámetros de los complejos son diferentes y esto hace que existan variaciones significativas en la obtención de las presiones osmóticas, siendo por ejemplo que para el CaCl_2 es de 1,051 psi, para los fluidos con KCl es de sólo 333 psi y para el NaCl es de 476 psi, lo que implica que conforme el radio del soluto es mayor, entonces es menor el área efectiva para el paso de estos y conforme pasa menor cantidad de soluto, la movilidad del agua es mayor y la presión osmótica también se incrementa como en el caso del CaCl_2 , que generó la mayor presión osmótica y a su vez tiene el radio de soluto de mayor tamaño.

La concentración de actividad balanceada depende específicamente de la especie disuelta o que interactúa (para este caso las especies de interacción fueron las sales seleccionadas en los fluidos), entre las interacciones que se dan son: la interacción dipolar, iónica, o de enlace de hidrógeno con las moléculas de agua. En los resultados se obtuvo que la mayor concentración requerida para el balance de actividad era para el KCl con alrededor de 533,630 ppm y la menor para el CaCl_2 con 342,528 ppm. Esto resulta de vital importancia en la selección de la sal para balancear el fluido, debido a que dependiendo del pozo y el margen de ventana operativa se puede determinar hasta qué punto se debe aumentar concentración del fluido de perforación para evitar problemas, sin tener que balancear totalmente las actividades y evitar sobrecostos del fluido.

En el análisis, para este caso particular, se definió de acuerdo a la densidad del lodo que una afectación de un 7 % (aproximadamente) de la ventana operativa por presión osmótica, reduciría riesgos operativos por presión osmótica y para llegar a este objetivo se debería usar una concentración del 90 % de la concentración del balance de actividad para el CaCl_2 ; del 30 % de la concentración del balance para el KCl; y del 60 % de la concentración del balance para el NaCl. Esto demuestra lo valioso y práctico de la metodología como herramienta, en primer lugar para controlar las interacciones roca-fluido durante las operaciones de perforación y en segundo lugar para la selección del fluido y su concentración para un trabajo óptimo desde el punto de vista operativo y económico, que permite comparar costos y minimizarlos según el caso específico.

La metodología presentada es muy simple y práctica, lo cual le da la posibilidad de poderse adaptar al diseño de la perforación o a operaciones en campo en tiempo real para monitoreo y control. El equipo para medir la actividad, tiene la opción de poder usarse para monitorear en las operaciones tanto el lodo de perforación,

como los recortes que se generan y con esto evitar riesgos operativos y retrasos o tiempos no productivos en formaciones problemáticas.

V.2. Recomendaciones

A continuación se enumeran una serie de recomendaciones basadas en los resultados del presente trabajo:

1. Usar la metodología para el control de la interacción roca-fluido, como un componente básico que permita prevenir problemas en pozos y tiempos no productivos.
2. Continuar el estudio futuro de la interacción roca-fluido con la finalidad de construir bancos de información de actividades de agua en la roca de diversas formaciones, para poder abarcar toda la ventana operativa y definir los límites de interacción entre diversas formaciones.
3. Construir modelos empíricos para la predicción de la actividad en fluidos de perforación mediante la variación de concentraciones de sales en fluidos reales y la medición experimental de actividad a cada concentración de la sal, con la finalidad de tener mejores herramientas para la medición de la presión osmótica y poder hacer simulaciones rápidamente.
4. Realizar una correcta preservación de núcleos para su análisis de interacción, para conservar lo mejor posible los fluidos de poro y obtener una mejor determinación.
5. Adquirir el equipo de medición de actividad para hacer el monitoreo en operaciones de perforación en campo en tiempo real de la interacción roca-fluido. De esta manera se podría trabajar en conjunto con la ventana operativa del programa de diseño de la perforación y solucionar problemas de interacción fisicoquímica durante la perforación. El equipo es compacto para trasladar, de operación simple y con un precio relativamente bajo (\$7,000 USD aprox.), lo que justifica fácilmente su adquisición.
6. Usar la metodología para generar un balance óptimo entre las mejores prácticas operativas y los menores costos posibles.
7. Realizar un análisis de actividades de fluidos con más de una sal y en función de la temperatura con base en reglas de mezclado para la búsqueda de correlaciones más completas para su aplicación.

8. Realizar el estudio de posibles transiciones de presiones osmóticas entre las formaciones debido a que es muy probable que conforme van existiendo transiciones en los cambios de formaciones también existan transiciones en los cambios de presiones osmóticas que podrían tener otros efectos operativos sobre el pozo.

9. Incrementar la vinculación entre la industria y la academia en un sentido que ambos se puedan retroalimentar para el perfeccionamiento de las técnicas de ingeniería usadas en el campo y el mejor entendimiento de los fundamentos de estas técnicas en el área de perforación.

Anexo 1. Conceptos complementarios

A1.1. Esfuerzos

Para el diseño de la estabilidad mecánica de un pozo es imprescindible hacer la evaluación geomecánica que implica un estudio integrado del estado de esfuerzos, presión de poro, propiedades físicas de los yacimientos, fallas, fracturas naturales, roca sello, etc., que proveen un marco de referencia sobre la interacción entre las condiciones geológicas y prácticas de producción e ingeniería con el fin de crear y/o implementar modelos que predigan el comportamiento del yacimiento y del pozo en particular.

Los parámetros principales que controlan las interacciones en el pozo son el estado de esfuerzos in situ, la resistencia de la roca, propiedades y orientación de los estratos, presión de poro, distribución de fracturas y fallas, trayectoria de pozo y el peso del lodo (Castillo y Moos, 2000).

Para establecer los modelos de esfuerzos de las rocas es necesario recurrir a la mecánica de sólidos. La mecánica de sólidos en general asume un comportamiento ideal de los materiales, es decir: homogéneo, continuo, isótropo, lineal y elástico. Sin embargo, las rocas en particular presentan defectos estructurales debido a la variación en la composición mineralógica, orientación de minerales, porosidad y microfisuración, grado de alteración, etc. Los macizos rocosos, además, contienen discontinuidades de muy diversos tipos y zonas meteorizadas o tectonizadas. En ambos casos estas características se reflejan en unas propiedades físicas y mecánicas heterogéneas, discontinuas y anisótropas, que gobiernan la respuesta mecánica del medio rocoso frente a la actuación de las fuerzas.

La aplicación de nuevas fuerzas, la modificación de la magnitud o distribución de las preexistentes, da lugar a cambios en el estado mecánico de los sistemas rocosos, produciéndose una serie de efectos internos, como desplazamientos, deformaciones y modificación del estado tensional o de esfuerzos (González et al., 2004).

El estado mecánico de un sistema está caracterizado por:

- La posición de cada una de sus partes, definida por sus coordenadas.
- Las fuerzas que actúan entre y sobre las partes del sistema.
- La velocidad con que las partes cambian de posición.

La diferencia entre dos estados mecánicos por tanto, quedará definida por los desplazamientos, las deformaciones y los cambios en el estado tensional o de esfuerzos.

El estado de esfuerzos de un sistema es consecuencia de las fuerzas actuando sobre él. Al variar las fuerzas, varía el estado de esfuerzos asociado a los planos considerados.

Las fuerzas son las primeras responsables del estado y comportamiento mecánico de un sistema. Sobre un cuerpo rocoso actúan dos tipos de fuerzas: la fuerza gravitatoria o volumétrica, $F = m * g$ (aunque g depende de la posición del cuerpo en el campo gravitatorio terrestre, se asume por lo general un valor constante de $9.80 \frac{m}{s^2}$) y las fuerzas superficiales, que son ejercidas sobre el cuerpo por los materiales que lo rodean, y actúan sobre las superficies de contacto entre partes adyacentes del sistema rocoso, y se transmiten a cualquier punto del interior del cuerpo; un ejemplo de estas últimas son las fuerzas tectónicas que se ejercen sobre las rocas. Ambas fuerzas, volumétricas y superficiales, están íntimamente relacionadas entre sí, estando las segundas condicionadas por la distribución y variación espacial de las primeras. Las fuerzas superficiales se clasifican en compresivas y distensivas o traccionales (González et al., 2004).

A1.1.1. Concepto general

De forma general se conoce como esfuerzo a la fuerza que se le aplica a un cuerpo (roca) por unidad de área (Da Fontoura, 1980).

$$\sigma = \frac{F}{A}, \quad (A1.1)$$

donde: σ es el esfuerzo (psi), F es la fuerza (lb_f) y A es el área (in^2)

Para una explicación más detallada de lo que es el esfuerzo se considerará un plano orientado al azar de área ΔA (figura A1.1), que contiene un punto O , y sobre el cual actúa una fuerza ΔF resultante de todas las fuerzas que actúan sobre ΔA . El esfuerzo en el punto O , sobre el plano ΔA cuya normal está en la dirección OP , se define como (Hudson y Harrison, 1997):

$$\sigma \rightarrow_{OP} \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta \vec{F}}{\Delta A} \right). \quad (A1.2)$$

En la mecánica de rocas, la convención es que los esfuerzos compresivos son positivos, ya que la mayoría de situaciones están bajo condiciones de carga compresiva. Los esfuerzos tienen las mismas unidades que las presiones (psi o kPa , son las más usadas durante los diseños mecánicos de los pozos), aunque conceptualmente son diferentes. La diferencia entre las presiones y los esfuerzos es que las presiones se relacionan a fluidos y son hidrostáticas (igual valor en cualquier dirección). Mientras que los esfuerzos se relacionan a sólidos y son generalmente no hidrostáticos. En un punto O en un sólido, los esfuerzos pueden

variar dependiendo de la orientación del plano ΔA sobre el cual ellos actúan. Por ejemplo, en la mayoría de las formaciones, el esfuerzo vertical in situ puede ser completamente diferente de los esfuerzos horizontales in situ.

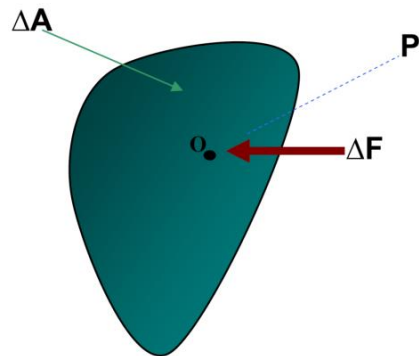


Figura A1.1. Esfuerzo sobre el plano ΔA , en el punto O (Pabón y Obeid, 2004).

Dentro de la mecánica de rocas existen tres tipos de esfuerzos (figura A1.2) (Pabón y Obeid, 2004):

- Esfuerzos compresivos: Se presentan cuando las fuerzas externas están dirigidas una contra la otra en el mismo plano (figura A1.2a). Como resultado de su acción el material tiende a reducir su volumen.
- Esfuerzos de corte: Ocurren cuando las fuerzas externas están paralelas y en direcciones opuestas, pero en diferentes planos (figura A1.2b). Su aplicación tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras.
- Esfuerzos de tensión: Las fuerzas externas son paralelas y en dirección opuesta a lo largo del mismo plano (figura A1.2c). Al aplicarse en el material tiende formarse grietas o fracturas en este último.

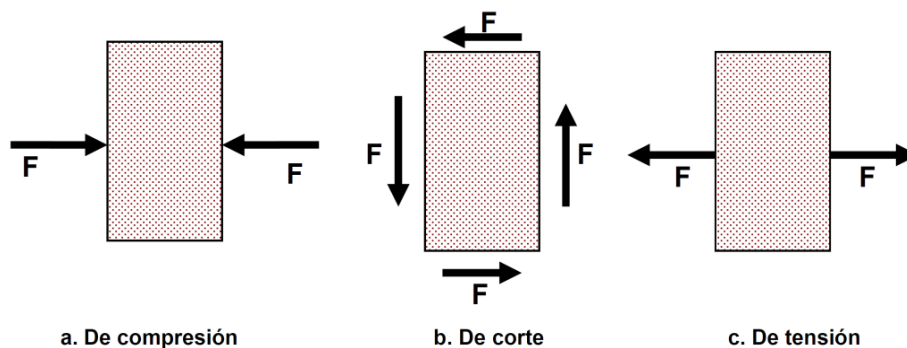


Figura A1.2. Tipos de esfuerzos: a) compresión, b) corte y c) tensión (Pabón y Obeid, 2004).

En la práctica se definen tres tipos de esfuerzos principales de los cuales dos son horizontales y uno vertical.

A1.1.2. Tensor de esfuerzos

Considerando un sistema ortogonal de ejes como el mostrado en la figura A1.3, con un vector OP en la dirección x .

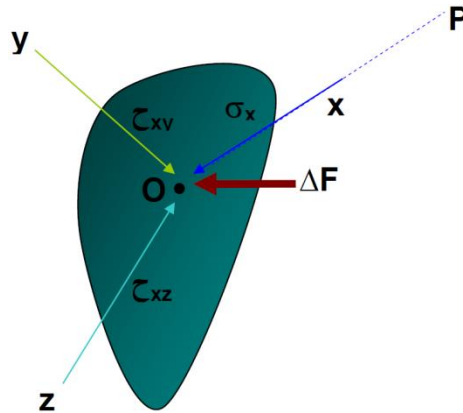


Figura A1.3. Descomposición de los esfuerzos (Pabón y Obeid, 2004).

El esfuerzo resultante sobre el plano ΔA , normal al eje x puede ser descompuesto en tres componentes: σ_x , τ_{xy} y τ_{yx} que actúan en las direcciones x , y y z respectivamente.

El esfuerzo σ_x es llamado esfuerzo normal, debido a que es perpendicular al elemento de área ΔA . Los esfuerzos τ_{xy} y τ_{yx} están sobre el plano del elemento de área ΔA y son llamados esfuerzos de corte, estos tienden a cortar el material a lo largo del plano ΔA . Similarmente si el vector OP es tomado en la dirección y , las componentes deben ser τ_{xy} y τ_{yx} . Notaciones similares existen para la dirección z . Las nueve cantidades son llamadas componentes del esfuerzo en el diferencial O (figura A1.4) y están representadas en el siguiente tensor de esfuerzos (Push, 1995):

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix}. \quad (\text{A1.3})$$

En un material generalmente las fuerzas sobre los tres planos ortogonales en un punto son diferentes. Por lo tanto, estas nueve cantidades deberían ser independientes. Sin embargo, usando el principio de conservación del momento angular, se puede mostrar fácilmente que $\tau_{ij} = -\tau_{ji}$, donde los índices i y j representan x y y . El mismo procedimiento se puede hacer para $x - z$ y $y - z$, por consiguiente, solo seis componentes del esfuerzo son suficientes para definir la matriz simétrica (Pabón y Obeid, 2004).

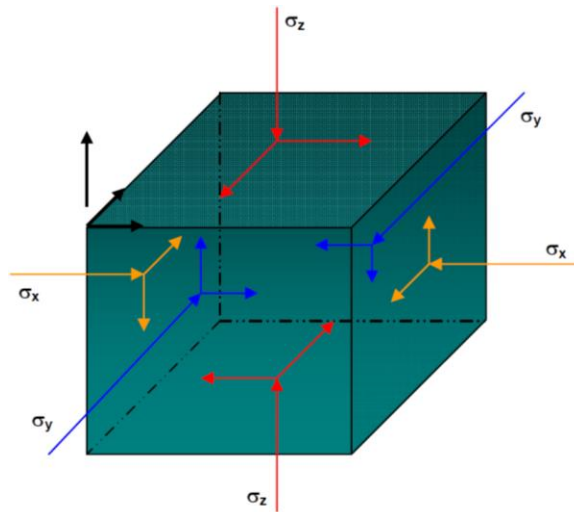


Figura A1.4. Componentes de esfuerzos en un diferencial de volumen cúbico (Pabón y Obeid, 2004).

A1.1.3. Esfuerzos regionales y en el pozo

El estado de esfuerzos (o tensiones) alrededor del pozo influye directamente en la eficiencia de la perforación y en la estabilidad del pozo. Reconocer las fallas e inestabilidad del agujero y entender cómo y por qué ocurren las fallas es vital para perforar con éxito. El manejo apropiado de la estabilidad del agujero minimiza el tiempo improductivo y es crítico para la optimización de la perforación.

Las fallas del agujero provienen de esfuerzos existentes alrededor del mismo. Los esfuerzos del campo lejano de la Tierra (horizontal máxima, horizontal mínima y vertical) se convierten en los esfuerzos del pozo (radial, axial y tangencial) en la pared del agujero.

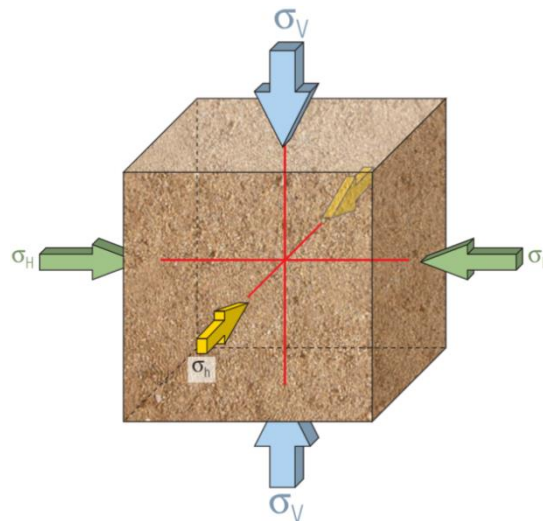


Figura A1.5. Acción de los esfuerzos regionales en el subsuelo (Schlumberger, 2015b).

Cuando estos esfuerzos exceden la resistencia de la formación, ocurren deformaciones irreversibles por los esfuerzos de corte (cizallamiento) y los esfuerzos de tracción existentes en la formación cercana al pozo (Busquet, 2014).

Esfuerzos regionales

Las formaciones en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos in situ y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical (σ_v), horizontal máximo (σ_H) y horizontal mínimo (σ_h), los cuales son perpendiculares entre sí, como se presentan esquemáticamente en la figura A1.5.

Las fuerzas tectónicas debido al movimiento de la corteza tienden a hacer que la fuerza horizontal en una dirección sea mayor a la fuerza en la otra dirección (Mitchell, 2001).

Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h)

El conocimiento del esfuerzo principal mínimo (σ_h) no sólo es un paso crítico en la determinación de todos los tensores de esfuerzos, sino también, proporciona importante información para analizar la estabilidad de los pozos a perforar. Durante la perforación, la densidad del lodo debería estar por debajo del σ_h para prevenir pérdidas de circulación y fracturamiento hidráulico, pero por arriba de la presión de poro para evitar influjo de algún fluido invasor y por arriba de la presión de colapso para evitar fallas por esfuerzo de corte y que las paredes del pozo se derrumben quedando el pozo ovalado.

A profundidades individuales el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) puede ser estimado a partir mediciones directas, es decir, a partir de datos obtenidos de pruebas de goteo, pruebas de integridad, pérdidas de lodo y resultados de fracturamiento. En ausencia de estas mediciones, existen ecuaciones que pueden ayudar a estimarlo.

Esfuerzo horizontal máximo (σ_H)

El esfuerzo horizontal máximo es el tercer esfuerzo in situ que es necesario conocer, ya que sirve como dato de entrada para un análisis de estabilidad del pozo. De acuerdo a la teoría de mecánica de rocas (Trejo, 2009), el esfuerzo horizontal máximo (σ_H) es el esfuerzo requerido para que la fractura se propague. Varios métodos indirectos se han desarrollado para estimar la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, una regla empírica es multiplicar por 1.2 el esfuerzo horizontal mínimo para obtener el esfuerzo horizontal máximo (Schlumberger, s.f.). Sin embargo, solo las mediciones en un fracturamiento hidráulico pueden proporcionar valores directos del esfuerzo horizontal máximo.

Métodos para estimar el σ_h y σ_H

- a) *Esfuerzos horizontales mínimo y máximo debidos a una deformación elástica uniaxial.* En una región geológica relativamente relajada, tal como una cuenca sedimentaria deltaica, los esfuerzos horizontales efectivos máximo (σ'_H) y mínimo (σ'_h) tienden a ser aproximadamente iguales y menores al esfuerzo vertical efectivo (σ'_v). Si los sedimentos se comportan elásticamente, la deformación horizontal (ε_h), puede expresarse usando la ley de Hooke.

$$\varepsilon_h = \frac{\sigma'_h}{E} - \nu * \frac{\sigma'_H}{E} - \nu * \frac{\sigma'_v}{E}. \quad (A1.4)$$

Para las rocas que sólo se comprimen por la sedimentación, es decir, uniaxialmente, la deformación horizontal (ε_h) es cero. Si se toma en cuenta que los esfuerzos horizontales efectivos son aproximadamente iguales ($\sigma'_H = \sigma'_h$) y suponiendo que las propiedades mecánicas en todas las direcciones son iguales y que no existe deformación lateral, por lo tanto resulta la ecuación (Ellis y Singer, 2008):

$$\sigma'_h = \sigma'_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * \sigma'_v. \quad (A1.5)$$

Expresada en términos de esfuerzos totales se obtiene:

$$\sigma_h = \sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * \sigma_v + P_p * \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right), \quad (A1.6)$$

donde: σ_h es el esfuerzo horizontal mínimo (*psi*), σ_H es el esfuerzo horizontal máximo (*psi*), σ_v es el esfuerzo vertical (*psi*), σ'_h es el esfuerzo horizontal efectivo mínimo (*psi*), σ'_H es el esfuerzo horizontal efectivo máximo (*psi*), σ'_v es el esfuerzo vertical efectivo (*psi*), ε_h es la deformación horizontal (*adimensional*), E es el módulo de Young (*psi*), ν es la relación de Poisson (*adimensional*) y P_p es la presión de poro (*psi*).

- b) *Esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo, debidos a deformaciones elásticas horizontales.* Las regiones tectónicamente activas se asocian con áreas con presencia de fallas, domos salinos, etc. Estos hechos geológicos provocan que el área no esté relajada y que los esfuerzos horizontales efectivos σ'_H y σ'_h sean diferentes y que produzcan deformaciones horizontales.

Por lo tanto, el esfuerzo horizontal mínimo total para este tipo de regiones es:

$$\sigma_h - P_p = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * (\sigma_v - P_p) + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \varepsilon_h + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \nu * \varepsilon_H. \quad (A1.7)$$

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * \sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) * P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \varepsilon_h + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \nu * \varepsilon_H, \quad (A1.8)$$

donde: ε_h es la deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo (*adimensional*) y ε_H es la deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo (*adimensional*).

Y el esfuerzo horizontal máximo total es:

$$\sigma_H - P_p = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * (\sigma_v - P_p) + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \varepsilon_H + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \nu * \varepsilon_h. \quad (A1.9)$$

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) * \sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) * P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \varepsilon_H + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) * \nu * \varepsilon_h. \quad (A1.10)$$

Esfuerzos en el pozo

Cuando un pozo se perfora, los esfuerzos en la vecindad del agujero se redistribuyen (figura A1.6), y el soporte que originalmente ofrecían las rocas, se reemplaza por la presión hidrostática ejercida por el lodo de perforación (P_h).

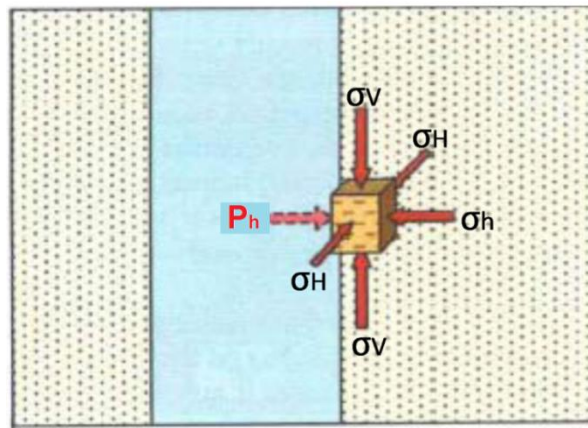


Figura A1.6. Desequilibrio de los esfuerzos por la remoción de rocas (Trejo, 2009).

Los esfuerzos redistribuidos son el esfuerzo tangencial (σ_θ), el cual actúa circunferencialmente alrededor de la pared del agujero, el esfuerzo radial (σ_r), y el esfuerzo axial (σ_a o σ_v), el cual actúa paralelamente al eje del agujero (figura A1.7a). En pozos desviados se genera un esfuerzo cortante adicional $\tau_{\theta z}$, como se muestra en la figura A1.7b (Trejo, 2009).

Dentro de la geomecánica se relaciona el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo, producto de las operaciones petroleras de perforación,

terminación y producción de pozos. Las rocas están caracterizadas por su respuesta a cargas y deformación (Salcedo, 2011).

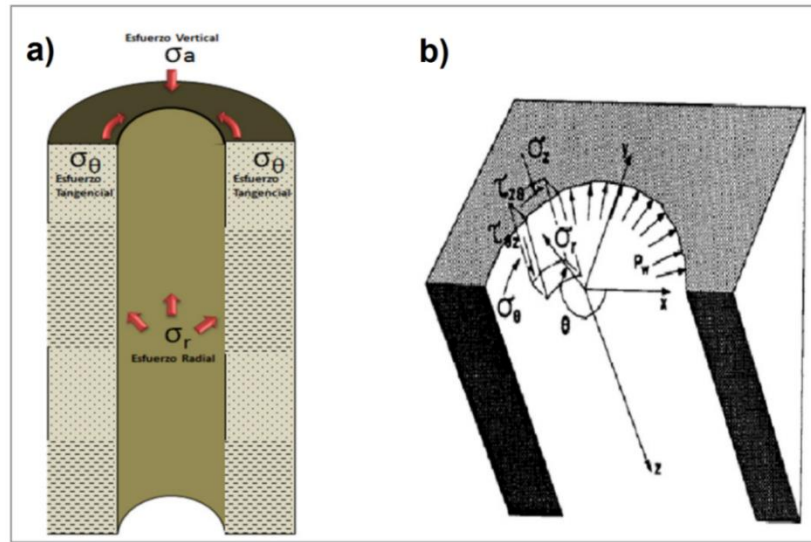


Figura A1.7. Distribución de los esfuerzos por la remoción de rocas a) vista lateral y b) vista desde arriba (Trejo, 2009).

A1.2. Ley de Hooke

La teoría de elasticidad se basa principalmente en los conceptos de esfuerzo y deformación, y trata de definir el comportamiento que tienen los materiales para resistir o recuperarse de la deformación producida por fuerzas externas que actúan sobre éstos. El tipo de respuesta en esta teoría entre el esfuerzo aplicado y la deformación sufrida por el material es de tipo lineal, esta relación también es llamada “ley de Hooke”, y se expresa por la siguiente ecuación (Fjaer, Holt, Horsrud, Raaen y Risnes, 2008):

$$\sigma = E * \varepsilon. \quad (A1.11)$$

En la que E es una constante de proporcionalidad conocida por módulo de elasticidad del material o módulo de Young. Este módulo es la pendiente generada al graficar deformación contra esfuerzo en la región linealmente elástica y varía dependiendo el material. La deformación axial está representada por ε (Timoshenko y Gere, 1979).

A1.3. Resistencia

Las tensiones o esfuerzos generados por la aplicación de las fuerzas pueden producir deformaciones y roturas en las rocas dependiendo de la resistencia de las mismas y de otras condiciones extrínsecas al propio material rocoso (González et al., 2004).

La resistencia de la roca representa la capacidad de esta a resistir la ruptura. Una roca puede romperse cuando se somete a tensión, corte o compresión hidrostática. La resistencia de la roca depende de su comportamiento cohesivo y friccionante. Los dos parámetros más utilizados en la industria petrolera para determinar la resistencia de la roca son: la resistencia a la compresión sin confinamiento (*UCS* por sus siglas en inglés) y el ángulo de fricción (ϕ) (Mitchell, 2001).

La resistencia a la compresión uniaxial o resistencia a la compresión sin confinamiento (*UCS*) es el esfuerzo de compresión axial máximo que puede tolerar una muestra cilíndrica recta de material antes de fracturarse (Schlumberger, 2015a).

El ángulo de fricción (ϕ), es el ángulo de rozamiento entre dos planos de la misma roca; para la mayoría de las rocas este ángulo varía entre 25° y 45° (González et al., 2004).

La resistencia de la roca es determinada por la cantidad de fricción y cementación entre los granos.

La mayor parte de la resistencia de la roca tiene su origen en la fricción de los granos. Algunos otros factores influyen también en la fricción, como son:

- El tamaño y la forma de los granos.
- La orientación de los granos.
- Las fuerzas compresivas a través de los granos.
- La cantidad de fluidos de lubricación en el espacio poral.

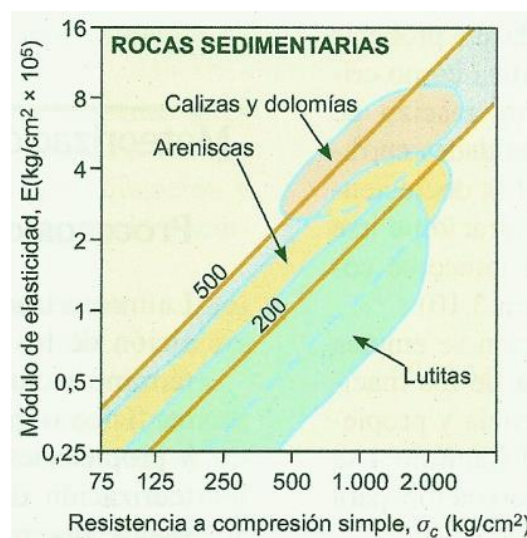


Figura A1.8. Clasificación de las rocas sedimentarias basada en la relación entre el módulo de elasticidad y su resistencia a compresión simple (E/σ_c) (González et al., 2004).

La cementación tiene su origen en los minerales que se precipitan del agua que pasa a través de la formación. Estos precipitados cementan los granos juntos e incrementan la resistencia de la roca (Mitchell, 2001).

La resistencia se define como el máximo esfuerzo que un material sólido (o una roca en este caso) puede aguantar antes de perder su capacidad de soportar carga. Se distinguen tres tipos de resistencias (Bracho, 2005):

- a) Resistencia a la compresión: capacidad de un material sólido de soportar esfuerzos compresivos.
- b) Resistencia a la tensión: capacidad de un material sólido de soportar esfuerzos axiales o tensionales.
- c) Resistencia al corte: capacidad de un material sólido de soportar esfuerzos producidos del desbalance de las fuerzas aplicadas, es decir soportar los esfuerzos de corte.

En la figura A1.8, se muestra la clasificación de las rocas sedimentarias basada en la relación entre el módulo de elasticidad y su resistencia a la compresión simple (González et al., 2004).

A1.4. Deformación

La deformación de un material se da bajo los efectos de esfuerzos a los que es sometido y se calcula asumiendo que existe un cambio entre dos estados: el estado inicial y el estado final. El cálculo de la deformación de un cuerpo se puede medir mediante el cambio de longitud de una línea en el cuerpo del material o un ángulo entre dos líneas en el cuerpo. El cambio en longitud de una línea, puede ser una elongación o contracción del material, y se denota como Δl . La deformación ε , es una relación adimensional, definida como la razón entre la elongación o contracción respecto a la longitud original.

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l_0} = \frac{l-l_0}{l_0}, \quad (\text{A1.12})$$

donde: ε es la deformación en la dirección medida, l_0 es la longitud inicial y l es la longitud final.

La deformación debida a un esfuerzo local en una dirección dada se puede expresar como:

$$\varepsilon = \lim_{l \rightarrow 0} \frac{\Delta l}{l}. \quad (\text{A1.13})$$

La deformación de corte está definida por la cantidad de deformación Δl perpendicular a una línea dada en lugar de paralela a ella. La deformación angular también es llamada deformación de corte (Nauroy, 2011):

$$\frac{\Delta l}{l} = \tan(\gamma) = \gamma. \quad (\text{A1.14})$$

A1.4.1. Comportamiento de tensión-deformación en las rocas

El comportamiento de las rocas puede clasificarse, de una forma general y simplificada, en:

- Frágil: con deformaciones elásticas; típico de rocas duras y resistentes.
- Frágil-dúctil: con deformaciones elásticas y plásticas no recuperables; típico de rocas blandas poco resistentes.
- Dúctil: con deformaciones plásticas predominantes (permanentes); un ejemplo son las sales. Las rocas no presentan comportamientos dúctiles puros.

Estos modelos de comportamiento se reflejan en la deformación que sufren las probetas de roca al ser cargadas y en los mecanismos de rotura. Mientras que las rocas frágiles rompen a favor de planos de rotura bien delimitados y, generalmente, de forma instantánea, los materiales dúctiles lo hacen de forma progresiva y con mayores rangos de deformación, generándose numerosos planos de fractura. En la figura A1.9, se muestra la transición de la roca de un comportamiento frágil a un comportamiento dúctil (de izquierda a derecha respectivamente), así, la gráfica del lado izquierdo muestra un comportamiento frágil y una deformación elástica; y la gráfica del lado derecho muestra un comportamiento dúctil y una deformación plástica (González et al., 2004).

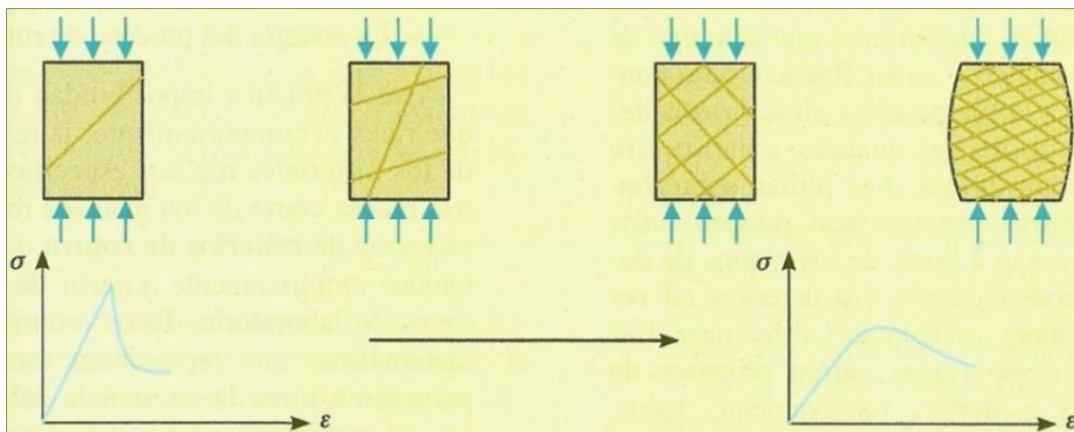


Figura A1.9. Transición de la roca de un comportamiento frágil a un comportamiento dúctil (González et al., 2004).

A1.4.2. Módulos elásticos

Los módulos elásticos describen las propiedades elásticas de la roca para condiciones donde existe una relación lineal entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante. Dichos módulos pueden determinarse en forma dinámica o estática (Fjaer et al., 2008). Las propiedades elásticas estáticas son medidas directamente de pruebas de laboratorio, mientras que las dinámicas se calculan a partir de las ecuaciones de propagación elástica de las ondas acústicas en un medio sólido. Estos módulos elásticos son: módulo de Young o módulo de elasticidad (E), relación de Poisson (ν), módulo volumétrico (K), módulo de corte (G) y la constante elástica de Lamé (λ) (Trejo, 2009).

Módulo de Young (E)

El módulo de Young es una constante de proporcionalidad y es la pendiente generada al graficar deformación contra esfuerzo en la región linealmente elástica. Este módulo es una medida de la rigidez que tiene la roca al ser sometida a una carga uniaxial, las unidades de este módulo son *psi* o *Pa*. Puede ser representado de la siguiente manera (Trejo, 2009):

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x}. \quad (\text{A1.15})$$

Relación de Poisson (ν)

Es un parámetro elástico definido como la relación de la medición de la expansión lateral relativa respecto a la contracción longitudinal, es decir la deformación lateral (ε_y) entre la deformación axial (ε_x). Está representada por la siguiente expresión (Fjaer et al., 2008):

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x}. \quad (\text{A1.16})$$

Módulo volumétrico (K)

Es otro módulo elástico importante y se define como la relación del esfuerzo hidrostático (σ_p) con respecto a la deformación volumétrica (ε_v). Para un estado de esfuerzo hidrostático se tiene: $\sigma_p = \sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ mientras que $\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0$. Por lo tanto la ecuación queda como:

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v}. \quad (\text{A1.17})$$

El módulo volumétrico es la medición de la resistencia del material a una compresión hidrostática aplicada sobre este. El inverso de K es conocido como la compresibilidad volumétrica (Fjaer et al., 2008).

Módulo de corte (G)

El módulo de corte, describe la relación entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte, también es conocido como módulo de rigidez o módulo cizallante. G es una medida de la resistencia de la roca a una deformación de corte y se define como (Fjaer et al., 2008):

$$G = \frac{\tau}{\gamma}. \tag{A1.18}$$

Constante elástica de Lamé (λ)

La constante elástica de Lamé, es equivalente al módulo de Young bajo condiciones de carga triaxial. Está definida por la relación entre el esfuerzo medio, bajo condiciones de carga triaxial y la deformación volumétrica, se expresa de la siguiente forma (Trejo, 2009):

$$\lambda = \frac{\frac{1}{3}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)}{\varepsilon_v}. \tag{A1.19}$$

En la tabla A1.1, se muestra la relación entre varios de los módulos elásticos para un material isotrópico, estos son comúnmente usados para aproximaciones en las diferentes formaciones rocosas. Cabe señalar que en condiciones reales todas las rocas son anisotrópicas en diferentes grados, sin embargo debido a las escalas que se manejan en las operaciones de perforación, las formaciones se pueden considerar homogéneas en su composición, forma y distribución, lo que permite considerarlas isotrópicas y facilitar la obtención de los módulos elásticos aproximados, sin embargo, se debe tener en cuenta que tal aproximación dependerá del grado de isotropía (característica de la uniformidad direccional de la roca, que hace que las propiedades físicas no varíen en las diferentes direcciones) de la formación de análisis.

Tabla A1.1. Relación entre varios de los módulos elásticos para un material isotrópico (Fjaer et al., 2008).

Relaciones de algunos módulos elásticos en un material isotrópico.		
$E = 3K(1 - 2\nu)$	$K = \frac{\lambda(1 + \nu)}{3\nu}$	$\frac{\lambda}{\lambda + G} = 2\nu$
$E = 2G(1 + \nu)$	$K = \frac{2G(1 + \nu)}{3(1 - 2\nu)}$	$\frac{G}{\lambda + G} = 1 - 2\nu$
$E = \frac{9KG}{3K + G}$	$K = \lambda + \frac{2}{3}G$	$\frac{\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 - \nu)$
$E = \frac{G(3\lambda + 2G)}{\lambda + G}$	$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 + \nu)$
$E = \frac{\lambda}{\nu}(1 + \nu)(1 - 2\nu)$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{3\lambda + 4G}{\lambda + G} = 2(2 - \nu)$

Anexo 2. Flujo de trabajo en el desarrollo de ventana operativa

Para el diseño de la ventana operativa del pozo Pimienta-1 se llevó a cabo el flujo de trabajo de la figura A2.1, en la cual se sintetizan de forma gráfica los pasos que se siguieron para la obtención del gradiente de presión de poro, esto teniendo en cuenta el modelo de Eaton y la información de la que se disponía para el pozo.

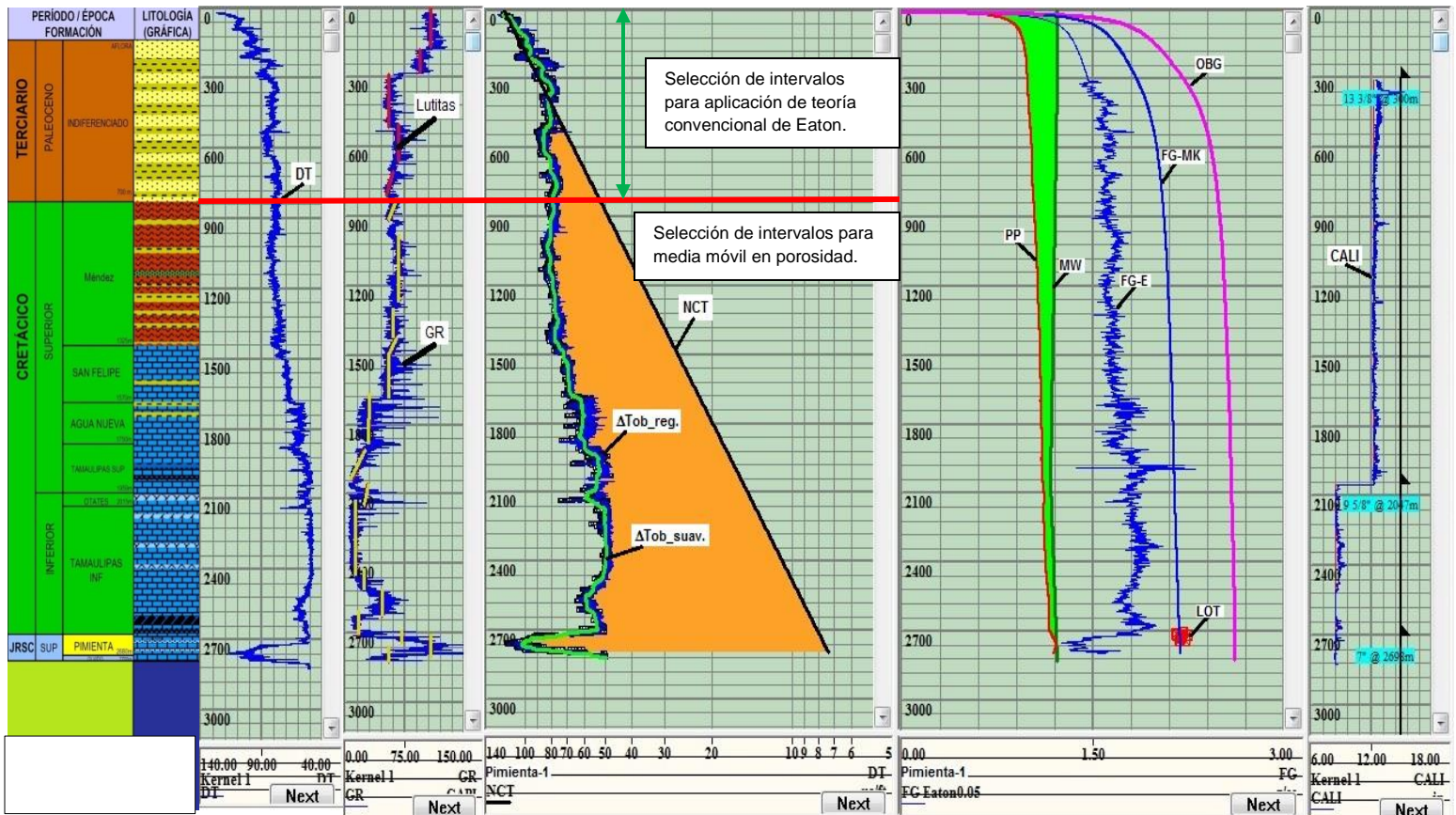


Figura A2.1. Flujo de trabajo en el desarrollo de la ventana operativa.

Cabe señalar que el gradiente de sobrecarga se generó a partir del registro de densidad (RHOB); y que para el gradiente de fractura de Eaton se usó la relación de Poisson (figura A2.2).

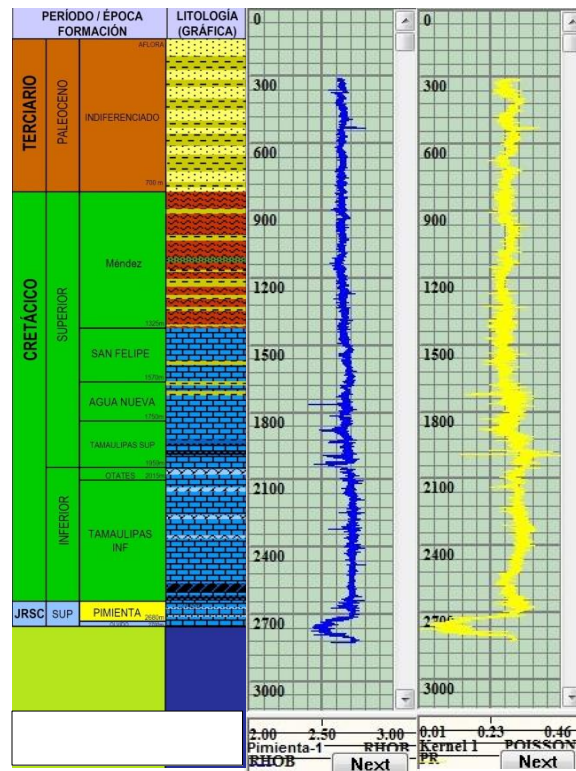


Figura A2.2. a) Registro de densidad (RHOB) para sobrecarga; y b) relación de Poisson (PR) para el gradiente de fractura de Eaton.

Anexo 3. Deducción algebraica de suposiciones del modelo 1 para predicción de actividad en la roca

Este modelo sugiere que la fuerza de absorción de agua (P_π) de la formación de lutitas era igual a la fuerza efectiva de compactación (σ) que expulsa el agua de la lutita, esto es:

$$P_\pi = \sigma, \quad (\text{A3.1})$$

donde: la fuerza efectiva de compactación es la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro:

$$\sigma = S - P_p. \quad (\text{A3.2})$$

Sustituyendo la presión osmótica se tiene:

$$\sigma = \alpha_m * \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left(\frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right), \quad (\text{A3.3})$$

donde: α_m es la eficiencia de membrana, R es la constante de los gases ideales, T es la temperatura del sistema, V_w es el volumen molar del agua, $a_{w,s}$ es la actividad en la roca y $a_{w,m}$ es la actividad en el fluido de perforación.

Seguido de esto se hacen dos suposiciones: el fluido de perforación tiene una actividad de 1.0 (debido a que no existiese salinidad en el mismo) y la membrana es ideal, es decir 1.0, por lo que se tiene:

$$\sigma = \frac{RT}{V_w} * \text{Ln}(a_{w,s}). \quad (\text{A3.4})$$

Mediante un simple despeje de la actividad de la roca se tiene:

$$a_{w,s} = \exp \left[\frac{V_w}{RT} \times \sigma \right]. \quad (\text{A3.5})$$

Debido a que en conjunto al esfuerzo de sobrecarga, los esfuerzos horizontales también contribuyen a la deshidratación de la formación de lutitas debido a la compactación, se sugiere el uso del esfuerzo efectivo promedio y no solamente el esfuerzo efectivo vertical. El esfuerzo efectivo promedio se define como:

$$\sigma'_m = \frac{S + \sigma_H + \sigma_h - 3P_p}{3}, \quad (\text{A3.6})$$

donde: σ_H y σ_h son los esfuerzos horizontales máximo y mínimo respectivamente. Por lo cual la ecuación reordenada quedaría como:

$$a_{w,s} = \exp \left[\frac{V_w}{RT} \times \sigma'_m \right]. \quad (\text{A3.7})$$

Como la predicción de la actividad de la roca aún tiene el problema de suponer el fluido de perforación con una actividad ideal de agua pura, se hace la corrección implicando la actividad del fluido de perforación, como un factor de corrección:

$$a_{w,s} = a_{w,m} * \exp \left[\frac{V_w}{RT} \times \sigma'_m \right], \quad (\text{A3.8})$$

donde: $a_{w,m}$ es la actividad del fluido de perforación como factor de corrección al modelo.

Cabe señalar que nunca se realiza una corrección que implique la eficiencia de la membrana en el modelo, por lo cual, se basó en la premisa de un sistema con una membrana ideal.

Anexo 4. Correlación entre composición mineralógica y actividad de agua en la roca

Mediante los datos de composición de diferentes núcleos de los cuales a su vez se tenían los valores medidos de actividad del agua, se buscó obtener una tendencia que pudiera relacionar la composición del núcleo con su valor de actividad para ver si se podía construir algún modelo de predicción basado en la composición del núcleo, para esto se tomaron seis muestras de núcleos de la literatura (Wen et al., 2015).

En la tabla A4.1 se muestran las composiciones de las seis muestras de núcleos y las actividades de agua de la muestra para cada núcleo.

Tabla A4.1 Composiciones de los núcleos y sus actividades de agua respectivas.

MUESTRA		S-1	S-2	S-3	S-4	S-5	S-6
COMPONENTE		%	%	%	%	%	%
Cuarzo		35.1	44.8	65.6	44.5	16.3	26.9
Feldespato		7.0	5.5	6.0	8.1	2.3	7.6
Calcita		11.1	4.6	2.2	1.9	10.8	0.0
Dolomita		19.8	14.0	5.1	0.0	24.7	34.2
Hematita		0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	0.0
Pirita		0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0
Siderita		0.5	1.3	0.0	3.9	0.0	0.0
Contenido Total de Arcilla Mineral		26.5	29.8	21.1	40.1	38.1	31.3
Contenido Relativo de Arcilla Mineral	Ilita/Esmectita	81.0	58.0	69.0	56.0	44.0	74.0
	Ilita	6.0	8.0	19.0	14.0	39.0	4.0
	Caolinita	7.0	19.0	6.0	16.0	4.0	3.0
	Clorita	6.0	15.0	6.0	14.0	13.0	19.0
Interestratificado	S*	10.0	6.0	5.0	35.0	24.0	13.0
Actividad de Agua Nativa		76.0	73.0	74.0	81.0	80.0	79.0

*Porcentaje de montmorillonita en el interestratificado ilita/esmectita.

Se realizó la gráfica tanto de la composición general de la roca y la actividad (figura A4.1), como de la composición relativa a las arcillas minerales totales y la actividad (figura A4.2), esto para todas las muestras, con la finalidad de poder identificar alguna tendencia que relacionara las composiciones con las actividades de la roca, sin embargo, no se pudo observar ningún tipo de tendencia clara en ninguna de las dos gráficas.

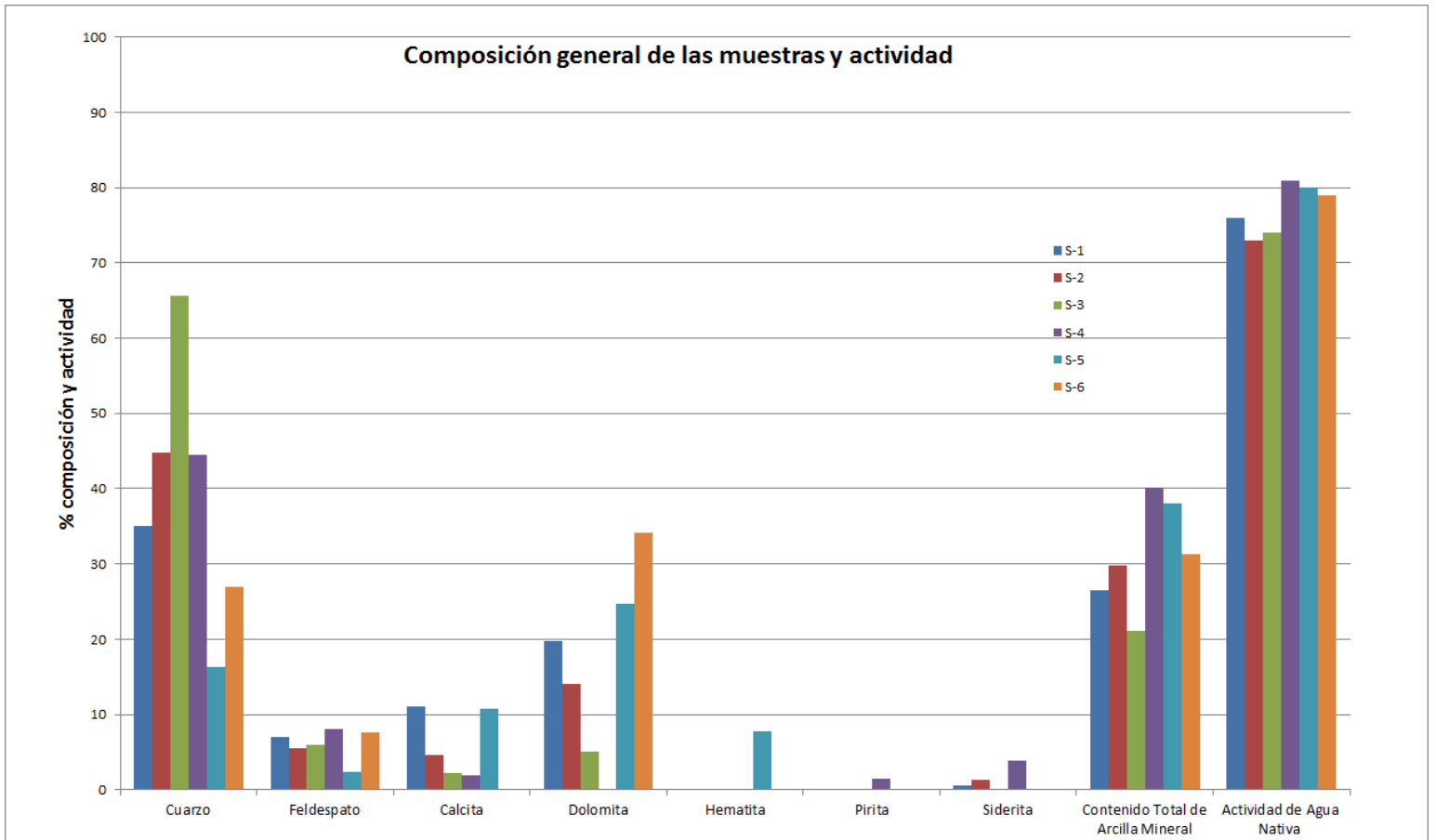


Figura A4.1. Composición general de la roca y actividad del agua en la roca.

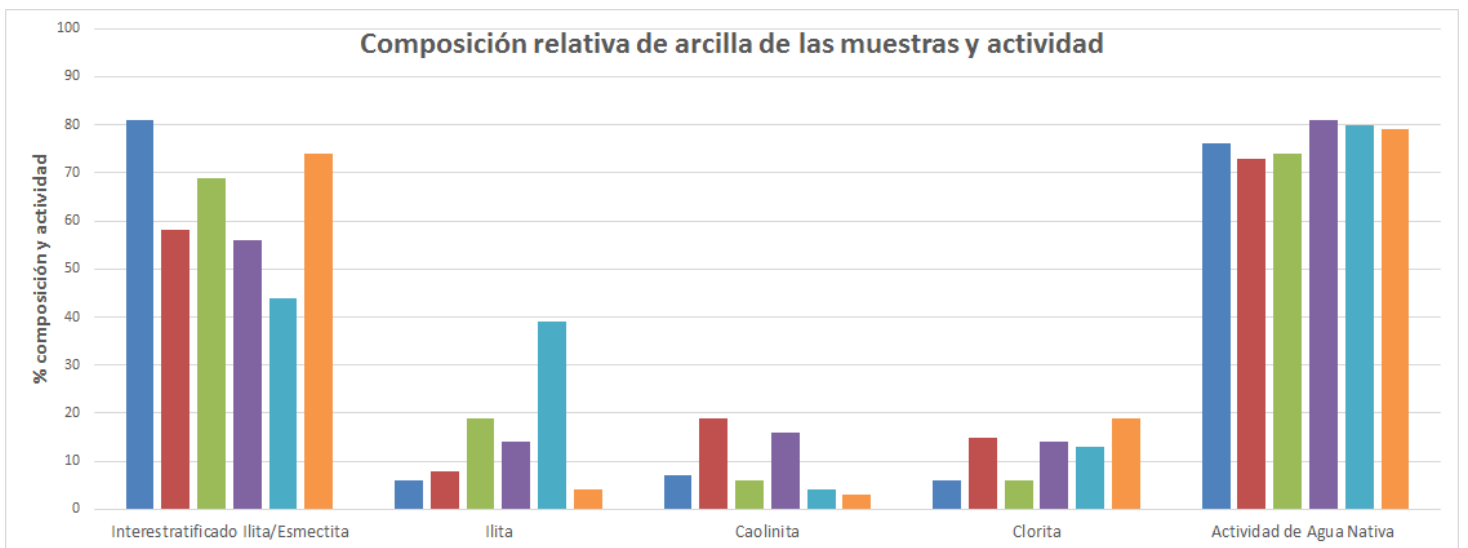


Figura A4.2. Composición relativa de las arcillas totales de la roca y actividad del agua en la roca.

Anexo 5. Herramienta para el cálculo de la presión osmótica

A5.1. Programa principal

```
%Archivo Presion_osmotica.m
%Realiza el cálculo de la presión osmótica entre el fluido
%de perforación y la formación y da la concentración balanceada del
fluido.
%Los datos de entrada del programa son:
%Profundidad (prof) en [m]
%Tipo de sal, ya sea: NaCl, KCl o CaCl2
%Radio de poro de la roca (r_poro) en [Angstroms]
%Concentración de la sal (conc_salppm) en [PPM]
%Actividad de la roca (act_roca) en [adimensional]
%Temperatura de superficie del sistema es tomada como 0°C por default.

%DATOS DE ENTRADA

prof=input('Dame la profundidad de la muestra en metros: \n');
sal=input('Escribe la fórmula de la sal del fluido: \n','s');
r_poro=input('Dame el radio de poro del núcleo en Angstroms: \n');
conc_salppm=input('Dame la concentración de la sal en ppm: \n');
act_roca=input('Dame la actividad del agua en la roca: \n');

%CÁLCULOS

T=(30*prof/1000);%Cálculo de la Temperatura en °C
rw=1.92;%Radio del agua como constante en Angstroms
Aw_ef=(pi*r_poro^2)*(2*(1-(rw/r_poro))^2-(1-(rw/r_poro))^4)*(1-
2.104*(rw/r_poro)+2.09*(rw/r_poro)^3-0.95*(rw/r_poro)^5);%Cálculo
%del área efectiva del agua en Angstroms
R=1205.84795460153;%Constante de los gases ideales en psi*cm3/(mol*K)
V=18;%Volumen molar del agua en cm3/mol
conc_salporc=conc_salppm/10000;%Conversión de concentración de sal de ppm
a %

%Las siguientes condicionantes se usan para elegir el tipo de sal y en
%base a eso poder realizar los cálculos correspondientes
switch sal
    case {'NaCl'}

        %CÁLCULO DEL ÁREA EFECTIVA DEL SOLUTO Y ACTIVIDAD DEL FLUIDO
        rs=3.160;%Radio de soluto para NaCl
        As_ef=(pi*r_poro^2)*(2*(1-(rs/r_poro))^2-(1-(rs/r_poro))^4)*(1-
2.104*(rs/r_poro)+2.09*(rs/r_poro)^3-0.95*(rs/r_poro)^5);%Cálculo
        %del área efectiva del soluto en Angstroms
        act_fluido=(1-0.00451*conc_salporc)-
(0.000199*conc_salporc^2);%Cálculo de la actividad del fluido con NaCl

        %CÁLCULO DEL BALANCEO DE ACTIVIDAD
        con0=[0 100];%Intervalo
        con=fzero(@(con) funNa(con,act_roca),con0);%Función en zero para
KCl
        conppm=con*10000;%Conversación de concentración a PPM
```



```

case {'CaCl2'}

    %CÁLCULO DEL ÁREA EFECTIVA DEL SOLUTO Y ACTIVIDAD DEL FLUIDO
    rs=4.607;%Radio de soluto para CaCl2
    As_ef=(pi*r_poro^2)*(2*(1-(rs/r_poro))^2-(1-(rs/r_poro))^4)*(1-
2.104*(rs/r_poro)+2.09*(rs/r_poro)^3-0.95*(rs/r_poro)^5);%Cálculo
    %del área efectiva del soluto en Angstroms
    act_fluido=(1-0.00065*conc_salporc)-
(0.000438*conc_salporc^2)+(0.00000281*conc_salporc^3)-
(0.0000000265*conc_salporc^4);%Cálculo
    %de la actividad del fluido con CaCl2

    %CÁLCULO DEL BALANCEO DE ACTIVIDAD
    con0=[0 100];%Intervalo
    con=fzero(@(con) funCa(con,act_roca),con0);%Función en zero para
CaCl2
    conppm=con*10000;%Conversación de concentración a PPM

case {'KCl'}

    %CÁLCULO DEL ÁREA EFECTIVA DEL SOLUTO Y ACTIVIDAD DEL FLUIDO
    rs=2.791;%Radio de soluto para KCl
    As_ef=(pi*r_poro^2)*(2*(1-(rs/r_poro))^2-(1-(rs/r_poro))^4)*(1-
2.104*(rs/r_poro)+2.09*(rs/r_poro)^3-0.95*(rs/r_poro)^5);%Cálculo
    %del área efectiva del soluto en Angstroms
    act_fluido=(0.99999-0.003443*conc_salporc)-
(0.00009691*conc_salporc^2);%Cálculo de la actividad del fluido con KCl

    %CÁLCULO DEL BALANCEO DE ACTIVIDAD
    con0=[0 100];%Intervalo
    con=fzero(@(con) funK(con,act_roca),con0);%Función en zero para
KCl
    conppm=con*10000;%Conversación de concentración a PPM

otherwise

    fprintf('Las únicas sales de trabajo son KCl, NaCl y CaCl2! %s NO
DISPONIBLE \n',sal);
end

efi_mem=1-(As_ef/Aw_ef);
P_osmotica=efi_mem*(R*(T+273.15)/V)*log(act_roca/act_fluido);

%RESULTADOS
%En esta sección se muestran los resultados del programa junto con
algunos
%datos de entrada y son:
%Profundidad (prof) en [m]
%Temperatura a la profundidad de la muestra (T) en [°C]
%Tipo de sal, ya sea: NaCl, KCl o CaCl2
%Concentración de la sal (conc_salppm) en [PPM]
%Actividad de la roca (act_roca) en [adimensional]
%Actividad del fluido (act_fluido) en [adimensional]
%Eficiencia de membrana (efi_mem) en [adimensional]
%Presión osmótica (P_osmotica) en [psi]

```

```

%Concentración para balanceo de actividad (conppm) en [PPM]

fprintf('\n');
fprintf('RESULTADOS \n');

fprintf('Profundidad de la muestra es: %5.2f m \n',prof);
fprintf('Temperatura a la profundidad de la muestra es: %4.2f °C \n',T);
fprintf('Tipo de sal es: %s \n',sal);
fprintf('Concentración de la sal es: %7.2f ppm \n',conc_salppm);
fprintf('Actividad de la roca es: %1.4f \n',act_roca);
fprintf('Actividad del fluido es: %1.4f \n',act_fluido);
fprintf('Eficiencia de membrana es: %1.6f \n',efi_mem);
fprintf('Presión osmótica es: %5.2f psi \n',P_osmotica);
fprintf('Concentración de la sal para el balanceo de actividad: %7.2f ppm \n', conppm);

```

A5.2. Función para actividad balanceada de NaCl

```

%Función funNa.m para obtención de actividad balanceada para el fluido
%con NaCl como sal base
function fsodio = funNa(con,act_roca)

fsodio = ((1-0.00451*con)-(0.000199*con^2))-act_roca;

```

A5.3. Función para actividad balanceada de KCl

```

%Función funK.m para obtención de actividad balanceada para el fluido
%con KCl como sal base
function fpotasio = funK(con,act_roca)

fpotasio = ((0.99999-0.003443*con)-(0.00009691*con^2))-act_roca;

```

A5.4. Función para actividad balanceada de CaCl₂

```

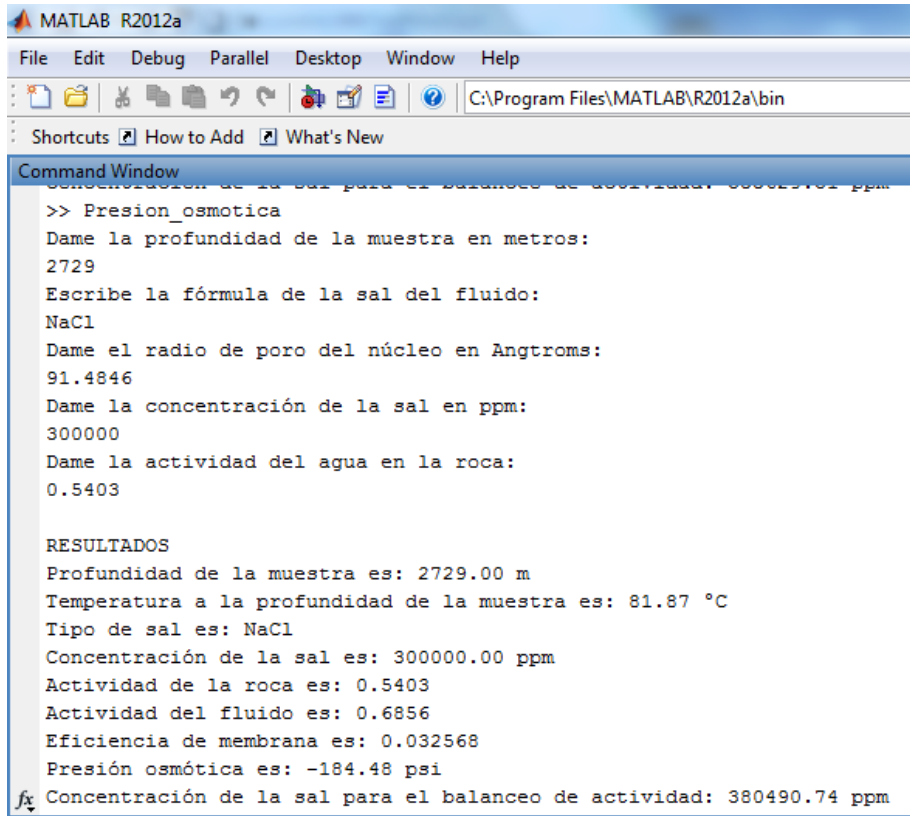
%Función funCa.m para obtención de actividad balanceada para el fluido
%con CaCl2 como sal base
function fcalcio = funCa(con,act_roca)

fcalcio = ((1-0.00065*con)-(0.000438*con^2)+(0.00000281*con^3)-
(0.0000000265*con^4))-act_roca;

```

A5.5. Resultados de cálculo en Matlab

En las figuras A5.1 y A5.2, se muestran dos ejemplos de corridas usando la herramienta de cálculo presentada para Matlab. La figura A5.1 muestra la corrida para el fluido en base a NaCl y la figura A5.2 para el fluido en base a KCl.



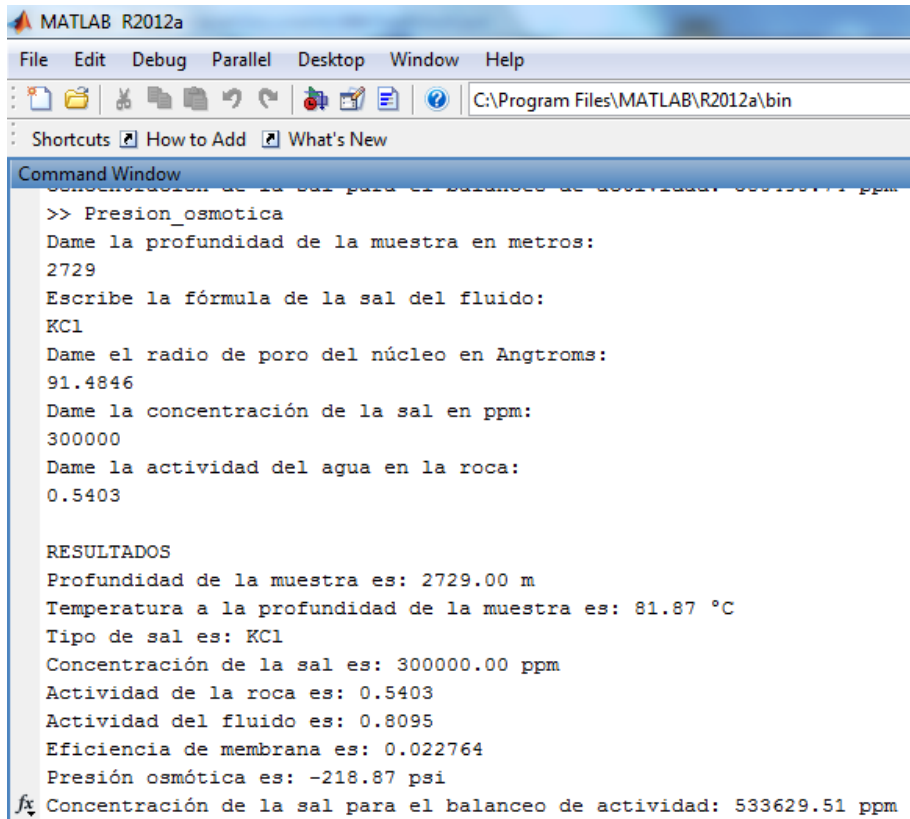
```

MATLAB R2012a
File Edit Debug Parallel Desktop Window Help
C:\Program Files\MATLAB\R2012a\bin
Shortcuts How to Add What's New
Command Window
>> Presion_osmotica
Dame la profundidad de la muestra en metros:
2729
Escribe la fórmula de la sal del fluido:
NaCl
Dame el radio de poro del núcleo en Angstroms:
91.4846
Dame la concentración de la sal en ppm:
300000
Dame la actividad del agua en la roca:
0.5403

RESULTADOS
Profundidad de la muestra es: 2729.00 m
Temperatura a la profundidad de la muestra es: 81.87 °C
Tipo de sal es: NaCl
Concentración de la sal es: 300000.00 ppm
Actividad de la roca es: 0.5403
Actividad del fluido es: 0.6856
Eficiencia de membrana es: 0.032568
Presión osmótica es: -184.48 psi
Concentración de la sal para el balanceo de actividad: 380490.74 ppm

```

Figura A5.1. Cálculo en Matlab para la obtención de presión osmótica y la actividad balanceada en base al fluido con NaCl.



```

MATLAB R2012a
File Edit Debug Parallel Desktop Window Help
C:\Program Files\MATLAB\R2012a\bin
Shortcuts How to Add What's New
Command Window
>> Presion_osmotica
Dame la profundidad de la muestra en metros:
2729
Escribe la fórmula de la sal del fluido:
KCl
Dame el radio de poro del núcleo en Angstroms:
91.4846
Dame la concentración de la sal en ppm:
300000
Dame la actividad del agua en la roca:
0.5403

RESULTADOS
Profundidad de la muestra es: 2729.00 m
Temperatura a la profundidad de la muestra es: 81.87 °C
Tipo de sal es: KCl
Concentración de la sal es: 300000.00 ppm
Actividad de la roca es: 0.5403
Actividad del fluido es: 0.8095
Eficiencia de membrana es: 0.022764
Presión osmótica es: -218.87 psi
Concentración de la sal para el balanceo de actividad: 533629.51 ppm

```

Figura A5.2. Cálculo en Matlab para la obtención de presión osmótica y la actividad balanceada en base al fluido con KCl.

Anexo 6. Columna geológica y descripción de la litología

En la figura A6.1 se muestra la columna geológica y la descripción de la litología del pozo Pimienta-1.

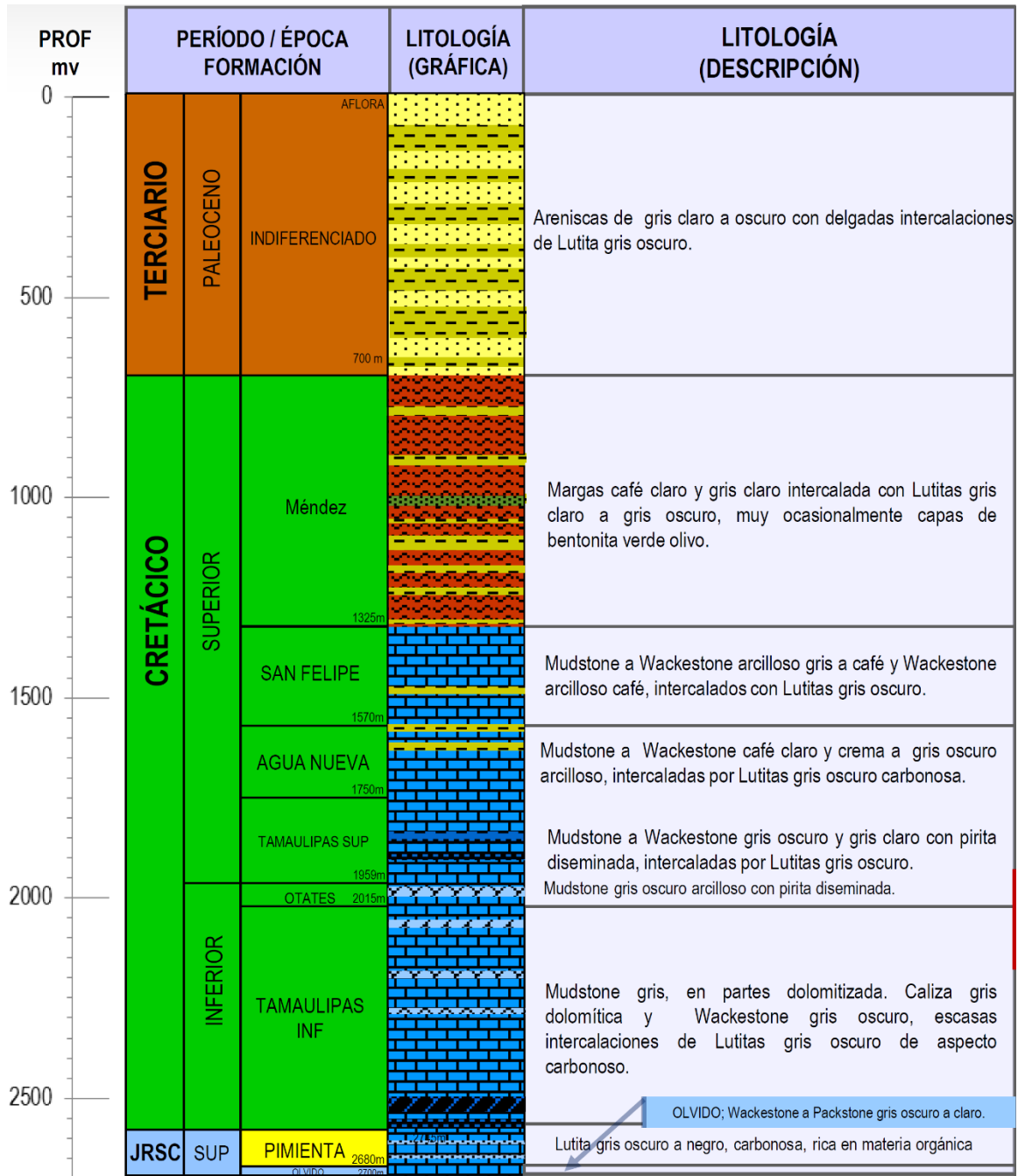


Figura A6.1. Columna geológica y descripción de la litología.

Referencias

1. Al-Bazali, T. M. 2003. *Membrane Efficiency Behaviour of Shales*. MS thesis, University of Austin at Austin.
2. Al-Bazali, T. M., Zhang, J., Chenevert, M. E. et al. 2009. An Experimental Investigation on the Impact of Capillary Pressure, Diffusion Osmosis, and Chemical Osmosis on the Stability and Reservoir Hydrocarbon Capacity of Shales. Artículo presentado en Offshore Europe, Aberdeen, Reino Unido, septiembre 8-11. SPE-121451-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/121451-MS>.
3. Amoco Production Company. 1994. *Drilling Fluids Manual*, Rev. 6/94.
4. Ballard, T. J., Beare, S. P. y Lawless, T. A. 1992. Fundamentals of Shale Stabilization: Water Transport Through Shales. *SPE Form Eval* **9** (2): 129-134. SPE-24974-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/24974-PA>.
5. Barbour, S. L. y Fredlund, D. G. 1989. Physico-Chemical State Variables for Clay Soils. *Proc.*, XII International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering, Rio de Janeiro, Brasil, agosto 13-18.
6. Bell, F. G. 2007. *Engineering Geology*, second edition. London: Butterworth-Heinemann Publications.
7. Bol, G. M., Wong, S. W., Davidson, C. J. et al. 1992. Borehole Stability in Shale. *SPE Drill & Compl* **9** (2): 87-94. SPE-24975-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/24975-PA>.
8. Bourgoyne Jr., A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E. et al. 1986. *Applied Drilling Engineering*. Textbook Series, Vol. 2. Richardson, Texas: SPE.
9. Bracho, L. 2005. *Caracterización Geomecánica de los Yacimientos: H-SB, H-1, H-2, H-A, H-B, H-C Y H-D*. Tesis de maestría, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.
10. Bradley, W. B. 1979. Mathematical Concept—Stress Cloud Can Predict Borehole Failure. *Oil Gas J.* **77** (8): 92-102.
11. Bresler, E. 1973. Anion Exclusion and Coupling Effects in Nonsteady Transport Through Unsaturated Soils: I. Theory. *Soil Sci. Soc. Am. Proc.* **37** (5): 663-669. <http://dx.doi.org/10.2136/sssaj1973.03615995003700050013x>.
12. Busquet Domínguez, J. M. 2014. *Diseño de Pozos Aplicando el Modelo Geomecánico Integral*. Tesis de licenciatura, IPN, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Unidad Ticomán, México, D.F.
13. Bustin, A. M. M., Bustin, R. M. y Cui, X. 2008. Importance of Fabric on the Production of Gas Shales. Artículo presentado en la SPE Unconventional Gas Conference, Keystone, Colorado, febrero 10-12. SPE-114167-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/114167-MS>.
14. Bustin, R. M. 2006. Geology Report: Where are the High-Potential Regions Expected to be in Canada and the U.S.? Capturing Opportunities in

- Canadian Shale Gas. Second Annual Shale Gas Conference, The Canadian Institute, Calgary, enero 31-febrero 1.
15. Carminati, S., Brignoli, M., Di Marco, A. et al. 1997. The Activity Concept Applied to Shales: Consequences for Oil, Tunnelling and Civil Engineering Operations. *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci.* **34** (3-4): 38.e1-38.e11. [http://dx.doi.org/10.1016/S1365-1609\(97\)00069-5](http://dx.doi.org/10.1016/S1365-1609(97)00069-5).
 16. Castillo, D. A. y Moos, D. 2000. Reservoir Geomechanics Applied to Drilling and Completion Programs in Challenging Formations: North West Shelf, Timor Sea, North Sea and Colombia. *APPEA Journal* (2000): 509-520.
 17. Castillo, L. F. del. 2003. *El Fenómeno Mágico de la Ósmosis*, tercera edición. México: Fondo de Cultura Económica.
 18. Cavero Panes, C. 2010. *Análisis de Métodos para la Predicción de Presión de Poros Aplicado a la Estabilidad de Pozos de Perforación Petrolera*. Tesis de licenciatura, Universidad Ricardo Palma, Facultad de Ingeniería, Escuela Profesional de Ingeniería Civil, Lima, Perú.
 19. Chen, X., Tan, C. P. y Haberfield, C. M. 1996. Wellbore Stability Analysis Guidelines for Practical Well Design. Artículo presentado en la SPE Asia Pacific Oil Gas Conference, Adelaida, Australia, octubre 28-31. SPE-36972-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/36972-MS>.
 20. Chenevert, M. 1970a. Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds. *J Pet Technol* **22** (10): 1309-1316. SPE-2559-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2559-PA>.
 21. Chenevert, M. 1970b. Shale Alteration by Water Adsorption. *J Pet Technol* **22** (9): 1141-1148. SPE-2401-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2401-PA>.
 22. Chenevert, M. y 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. <http://dx.doi.org/10.2118/49263-MS>.
 23. Chenevert, M. y Sharma, A. K. 1991. Permeability and Effective Pore Pressure of Shales. *SPE Drill & Compl* **8** (1): 28-34. SPE-21918-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/21918-PA>.
 24. Chenevert, M. y Strassner, J. E. 1975. Temperature Effects on Water Activities of Argillaceous Shales and Oil Mud Systems. Fifteenth Oil and Gas Conference, Balatonfüred, Hungría, septiembre, 14-19.
 25. Da Fontoura, S. A. B. 1980. Rock Mechanics Principles and Engineering Applications.
 26. Diek, A., Germanovich, L. N. y Ring, L. M. 1994. Environmental Effects on Rocks Properties and Fracture. Rock Mechanic Research Center Report RMRC-94-09, Rock Mechanics Institute. The University of Oklahoma.
 27. Diek, A. y Santos, H. (1996). Surface Forces in Clay/Electrolyte Interactions and their Effects on Shale Behavior. Rock Mechanic Research Center,

- Report RMRC-96-04, Rock Mechanics Institute. The University of Oklahoma.
28. Durbin, R. P. 1960. Osmotic Flow of Water Across Permeable Cellulose Membranes. *J. Gen. Physiol.* **44** (2): 315-326. <http://dx.doi.org/10.1085/jgp.44.2.315>.
 29. Eaton, B. A. 1969. Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations. *J Pet Technol* **21** (10): 1353-1360. SPE-2163-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2163-PA>.
 30. Eaton, B. A. 1975. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Artículo presentado en la Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, septiembre 28 - octubre 1. SPE-5544-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/5544-MS>.
 31. Eggleton, R. A., ed. 2001. *The Regolith Glossary: Surficial Geology, Soils and Landscapes*. Canberra: CRCLEME. <http://www.crcleme.org.au/Pubs/Monographs/RegolithGlossary.pdf> (acceso 18 de julio de 2015).
 32. Ellis, D. V. y Singer, J. M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*, second edition. Dordrecht: Springer.
 33. Fam, M. y Dusseault, M. 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. <http://dx.doi.org/10.2118/47301-MS>.
 34. Farrokhrouz, M. y Asef, M. R. 2013. *Shale Engineering: Mechanics and Mechanisms*. Boca Raton, Florida: CRC Press, Taylor & Francis Group.
 35. Farrokhrouz, M. y Asef, M. R. 2010a. Simulating Model to Reduce Detrimental Acidizing in Tabnak Gas Field. Artículo presentado en la SPE Deep Gas Conference and Exhibition, Manama, Baréin, enero 24-26. SPE-131986-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/131986-MS>.
 36. Farrokhrouz, M. y Asef, M. R. 2010b. Control of Geomechanical Instability of Shale Based on Optimized Well Engineering Decision. Second EAGE Workshop on Shale, Niza, France, abril 26-28. <http://dx.doi.org/10.3997/2214-4609.20145404>.
 37. Figueroa V., O. y Rodríguez R., R. 2005. Método de Predicción de la Salinidad e Inhibición a través de Registros Eléctricos. AIPM 2005-012.
 38. Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P. et al. 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*, second edition. Amsterdam: Elsevier.
 39. Fritz, S. J. 1986. Ideality of Clay Membranes in Osmotic Processes: A Review. *Clays Clay Min.* **34** (2): 214-223.
 40. Fritz, S. J. y Marine, I. W. 1983. Experimental Support for a Predictive Osmotic Model of Clay Membranes. *Geochem. Cosmochim. Acta* **47** (8): 1515–1522. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(83\)90310-1](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(83)90310-1).

41. García-Solórzano, R. 2010. petroleosinriesgos. http://www.nejasayoil.com/2010_11_01_archive.html (acceso 18 de julio de 2015).
42. Glasstone, S. 1963. *Thermodynamics for Chemists*. Princeton, New Jersey: D. Van Nostrand Co. Inc.
43. González de Vallejo, L., Ferrer, M., Ortuño, L. et al. 2004. *Ingeniería Geológica*. Madrid: Pearson/Prentice Hall.
44. Hale, A. H., Mody, F. K. y Salisbury, D. P. 1993. The Influence of Chemical Potential on Wellbore Stability. *SPE Drill & Compl* **8** (3): 207-216. SPE-23885-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/23885-PA>.
45. Halliburton Consulting. 2014. Course: Geomechanics an Introduction.
46. Harned, H. S. y Owen, B. B. 1950. *The Physical Chemistry of Electrolytic Solutions*, second edition. New York: Reinhold Publishing Corporation.
47. Hendricks, S. B., Nelson, R. A. y Alexander, L. T. 1940. Hydration Mechanism of the Clay Mineral Montmorillonite Saturated with Various Cations. *J. Am. Chem. Soc.* **62** (6): 1457-1464. <http://dx.doi.org/10.1021/ja01863a037>.
48. Hottman, C. E. y Johnson, R. K. 1965. Estimation of Formation Pressure from Log-Derived Shale Properties. *J Pet Technol* **17** (6): 717-722. SPE-1110-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1110-PA>.
49. Huang, H. 1996. *Theoretical Analysis and Numerical Simulation of Drilling Fluid Interaction with Shale*. PhD dissertation, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma.
50. Hudson, J. A. y Harrison, J. P. 1997. *Engineering Rock Mechanics: An Introduction to the Principles*. San Diego, California: Pergamon Press/Elsevier Science.
51. Israelachvili, J. N. 1991. *Intermolecular and Surface Forces*, second edition. Amsterdam: Academic Press.
52. Jarrett, M. A., Gusler, B., Xiang, T. et al. 2004. Improved Competence in Water Activity Measurement. AADE 2004 Technology Conference, Houston, Texas, abril 6-7. AADE-04-DF-HO-31.
53. Kahr, G., Krachenbuchl, F., Stoeckli, H.F. et al. 1990. Study of the Water-Bentonite System by Vapor Adsorption, Immersion Calorimetry and X-Ray Techniques: II. Heats of Immersion, Swelling Pressures and Thermodynamic Properties. *Clay Miner.* **25** (4): 499-506. <http://dx.doi.org/10.1180/claymin.1990.025.4.08>.
54. Kemper, W. D. y Rollins, J. B. 1966. Osmotic Efficiency Coefficients Across Compacted Clays. *Soil Sci. Soc. Am. Proc.* **30** (5): 529-534. <https://dl.sciencesocieties.org/publications/sssaj/pdfs/30/5/SS0300050529>.
55. Kharaka, Y. K. y Berry, F. A. P. 1973. Simultaneous Flow of Water and Solutes Through Geological Membranes-I. Experimental Investigation.

- Geochem. Cosmochim. Acta* **37** (12): 2577-2603.
[http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(73\)90267-6](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(73)90267-6).
56. Krachenbuehl, F., Stoeckli, H. F., Brunner, F. et al. 1987. Study of the Water-Bentonite System by Vapor Adsorption, Immersion Calorimetry and X-Ray Techniques: I. Micropore Volumes and Internal Surface Areas, Following Dubinin's Theory. *Clay Miner.* **22** (1): 1-9.
http://www.minersoc.org/pages/Archive-CM/Volume_22/22-1-1.pdf
57. Lal, M. 1999. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. Artículo presentado en la SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Yakarta, Indonesia, abril 20-22. SPE-54356-MS.
<http://dx.doi.org/10.2118/54356-MS>.
58. Lomba, R. F. T., Chenevert, M. E. y Sharma, M. M. 2000. The Ion-Selective Membrane Behavior of Native Shales. *J. Pet. Sci. Eng.* **25** (1-2): 9-23.
[http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00028-5](http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00028-5).
59. Low, P. F. y Anderson, D. M. 1958. Osmotic Pressure Equations for Determining Thermodynamic Properties of Soil Water. *Soil Sci.* **86** (5): 251-253.
60. McKelvey, J. G. y Milne, I. H. 1962. The Flow of Salt Solutions Through Compacted Clay. *Clays Clay Miner.* (1962): 248-259.
<http://dx.doi.org/10.1016/B978-1-4831-9842-2.50017-1>.
61. Meschia, G. y Setnikar, I. 1958. Experimental Study of Osmosis Through a Collodion Membrane. *J. Gen. Physiol.* **42** (2): 429-444.
<http://dx.doi.org/10.1085/jgp.42.2.429>.
62. MI Swaco. 2001. *Manual de Fluidos de Perforación*, Rev. A-1/14-02-01.
63. The Mineralogical Society of Great Britain and Ireland. 2015. 'Images of Clay'.
http://www.minersoc.org/gallery.php?id=2&cform_is_valid=1&cf_pager_page=2 (acceso el 25 de Agosto de 2015).
64. Mitchell, J. K. 1993. *Fundamentals of Soil Behavior*, second edition. New York: John Wiley & Sons Inc.
65. Mitchell, J. 2001. *Trouble-Free Drilling*, 2 vols. Woodlands, Texas: Drillbert Engineering Inc.
66. Mody, F. K. y Hale, A. H. 1993. Borehole-Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling-Fluid/Shale Interaction. *J Pet Technol* **45** (11): 1093-1101. SPE-25728-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/25728-PA>.
67. Mody, F. K., Tare, U. A., Tan, C. P. et al. 2002. Development of Novel Membrane Efficient Water-Based Drilling Fluids Through Fundamental Understanding of Osmotic Membrane Generation in Shales. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29 - octubre 2. SPE-77447-MS.
<http://dx.doi.org/10.2118/77447-MS>.

68. Mondshine, T. C. 1969. New Technique Determines Oil-Mud Salinity Needs in Shale Drilling. *Oil Gas J.* **67** (28): 70-75.
69. Mouchet, J.-P. y Mitchell, A. 1989. *Abnormal Pressures While Drilling: Origins, Prediction, Detection, Evaluation*. Paris: Éditions Technip.
70. Nauroy, J.-F. 2011. *Geomechanics Applied to the Petroleum Industry*. Paris: Éditions Technip.
71. O'Brien, D. E. y Chenevert, M. E. 1973. Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited, Potassium-Based Drilling Fluids. *J Pet Technol* **25** (9): 1089-1100. SPE-4232-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4232-PA>.
72. Olaya, J. y Plata, E. 2001. Investigación en Fluidos de Perforación y Estabilidad de Pozo. Instituto Colombiano del Petróleo. ECOPETROL. Piedecuesta, Colombia.
73. OpenStax. 2015. *College Physics*. Houston, Texas: OpenStax. <http://philschatz.com/physics-book/contents/m42212.html> (acceso el 12 de septiembre de 2015).
74. Osisanya, S. y Chenevert, M. 1996. Physico Chemical Modelling of Wellbore Stability in Shale Formations. *J Can Pet Technol* **35** (2): 53-63. PETSOC-96-02-08. <http://dx.doi.org/10.2118/96-02-08>.
75. Ottonello, G. 1997. *Principles of Geochemistry*. New York: Columbia University Press.
76. Pabón Gélvez, E. y Obeid Méndez, Y. 2004. *Análisis de la Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos*. Tesis de licenciatura, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
77. Pashley, R. M. e Israelachvili, J. N. 1984. DLVO and Hybridation Forces Between Mica Surfaces in Mg^{2+} , Ca^{2+} , Sr^{2+} y Ba^{2+} Chloride Solutions. *J. Colloid Interface Sc.* **97** (2): 446-455. [http://dx.doi.org/10.1016/0021-9797\(84\)90316-3](http://dx.doi.org/10.1016/0021-9797(84)90316-3).
78. Pashley, R. M. y Quirk, J. P. 1989. Ion Exchange and Interparticle Forces Between Clay Surfaces. *J. Soil Sci. Soc. Amer.* **53** (6): 1660-1667. <http://dx.doi.org/10.2136/sssaj1989.03615995005300060008x>.
79. Pašić, B., Gaurina Medimurec, N. y Matanović, D. 2007. Wellbore Instability: Causes and Consequences = Nestabilnost Kanala Busotine: Uzroci I Posljedice. *Rudarzko-Geolosko-Naftni Zbornik* **19**: 87-98.
80. PEMEX. s.f. *Manual para Especialista en Fluidos de Perforación*.
81. PEMEX Exploración y Producción. 2008. Guía de Selección de Fluidos. Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP.
82. Push, R. 1995. *Rock Mechanics on Geological Base*. Developments in Geotechnical Engineering, 77. Amsterdam: Elsevier.

83. Reyes Sicery, R. y Vargas Pardo, J. G. 2005. *Análisis del Fenómeno de Ósmosis Entre Fluidos de Perforación y Formaciones Arcillosas*. Tesis de licenciatura, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
84. Rojas, J. C., Clark, D. E. y Zhang, J. 2006. Stressed Shale Drilling Strategy—Water Activity Design Improves Drilling Performance. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 24-27. SPE-102498-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/102498-MS>.
85. Rozhko, A. Y. 2012. Effect of Osmotic Force on Apparent Fracture Toughness. 46th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Chicago, Illinois, junio 24-27. ARMA-12- 387.
86. Salcedo Vargas, R. F. 2011. Determinación de los Diferenciales de Presión Críticos de Arenamiento Mediante Análisis Geomecánico a los Yacimientos del Campo Dragón, Proyecto Mariscal Sucre. Tesis de licenciatura, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela.
87. Schlumberger. s.f. Rock Mechanics, Self-Learning Course. Sugar Land, Texas: Sugar Land Learning Center.
88. Schlumberger. 2015a. Oilfield Glossary, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/> (acceso el 5 de julio de 2015).
89. Schlumberger. 2015b. Oilfield Review, http://www.slb.com/resources/oilfield_review.aspx (acceso el 7 de agosto de 2015).
90. Schmitt, L., Forsans, T. y Santarelli, F. J. 1994. Shale Testing and Capillary Phenomena. *Int. J. Rock Mech. Min.* **31** (5): 411-427. [http://dx.doi.org/10.1016/0148-9062\(94\)90145-7](http://dx.doi.org/10.1016/0148-9062(94)90145-7).
91. Sherwood, J. D. y Bailey, L. 1994. Swelling of Shale Around a Cylindrical Wellbore. *P. Roy. Soc. Lond. A Mat.* **444** (1920): 161-184. <http://dx.doi.org/10.1098/rspa.1994.0010>.
92. Speight, G. J. 2012. Shale Oil Production Processes. Amsterdam: Gulf Professional Publishing.
93. Speight, G. J. 2013. Shale Gas Production Processes. Amsterdam: Gulf Professional Publishing.
94. Spiegler, K. S. 1958. Transport Processes in Ionic Membranes. *Trans Far. Soc.* **54**: 1408-1428. <http://dx.doi.org/10.1039/TF9585401408>.
95. Tarbuck, J. E. y Lutgens, K. F. (2013). *Ciencias de la Tierra, una Introducción a la Geología Física*, décima edición. Madrid: Pearson.
96. Terzaghi, K. y Peck, R. B. 1948. *Soil Mechanics in Engineering Practice*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
97. Timoshenko, S. P. y Gere, M. J. 1979. *Mecánica de Materiales*. México: UTEHA.

98. Trejo Ortiz, M. C. 2009). *Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur*. Tesis de maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.
99. van Olphen, H. 1977. *An Introduction to Clay Colloid Chemistry: For Clay Technologists, Geologists, and Soil Scientists*, second edition. New York: John Wiley & Sons.
100. van Oort, E. 1997. Physico-Chemical Stabilization of Shales. Artículo presentado en el International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, febrero 18-21. SPE-37263-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/37263-MS>.
101. van Oort, E., Hale, A. H. y Mody, F. K. 1995. Manipulation of Coupled Osmotic Flows for Stabilization of Shales Exposed to Water-Based Drilling Fluids. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, octubre 22-25. SPE-30499-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/30499-MS>.
102. Velázquez Cruz, D., González Monroy, Z., Pavón Prevé, J. M. et al. 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.
103. Velázquez Cruz, D., López Solís, V. y Díaz-Viera, M. A. 2008. Avances en la Determinación de Presiones Anormales en la Costa Mexicana del Golfo. *Ingeniería Petrolera XLVIII* (12): 15-25.
104. Wilson, M. J. y Wilson, L. 2014. Clay Mineralogy and Shale Instability: An Alternative Conceptual Analysis. *Clay Miner.* **49** (2): 127-145. <http://dx.doi.org/10.1180/claymin.2014.049.2.01>.
105. Willson, S. M., Last, N. C., Zoback, M. D. et al. 1999. Drilling in South America: A Wellbore Stability Approach for Complex Geologic Conditions. Artículo presentado en Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, abril 21-23. SPE-53940-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/53940-MS>.
106. Yew, C. H., Chenevert, M. E., Wang, C. L. et al. 1990. Wellbore Stress Distribution Produced by Water Adsorption. *SPE Drill Eng* **5** (4): 311-316. SPE-19536-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/19536-PA>.
107. Zamora, M., Broussard, P. N. y Stephens, M. P. 2000. The Top 10 Mud-Related Concerns in Deep Water Drilling Operations. Artículo presentado en la SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Tabasco. SPE-59019-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/59019-MS>.