

**DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE MEMBRANA EN ROCAS
ARCILLOSAS A PARTIR DE LA SELECTIVIDAD IÓNICA PARA LA
OBTENCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN OSMÓTICO EFECTIVO**

WILLIAM ARMANDO FERNANDEZ VERA

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.**

Director

Ing. Emiliano Ariza León
Docente UIS

Co-Director

Ing. Reinel Corzo Rueda
ICP-Ecopetrol S.A.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

**DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE MEMBRANA EN ROCAS
ARCILLOSAS A PARTIR DE LA SELECTIVIDAD IÓNICA PARA LA
OBTENCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN OSMÓTICO EFECTIVO**

WILLIAM ARMANDO FERNANDEZ VERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A Dios por haber permitido mi existencia y haberme brindado la oportunidad de culminar esta etapa de mi vida con éxito.

A mis padres Gonzalo y Ana y mi Abuela María del Carmen por su amor, entrega y enseñanza de que nada en la vida se consigue sin esfuerzo y dedicación.

A mis hermanos Wilfredo y Natalia por su apoyo incondicional.

A mi familia por ser parte incondicional en mi desarrollo personal.

Y a todos mis amigos y compañeros que de una u otra forma contribuyeron para el logro de esta meta.

WilliaM ArmandO FernándeZ VerA

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander que siempre llevaremos en nuestro corazón porque a través de ella tuvimos la oportunidad de formarnos humana y técnicamente.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, por abrirnos las puertas y facilitarnos el desarrollo de esta investigación.

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo por ser una fuente de conocimiento y oportunidades.

Al Ingeniero Néstor Saavedra, por su gran espíritu de colaboración y confianza brindada en el desarrollo de este proyecto.

A la Doctora Zuly Calderón, por contribuir al desarrollo de grupos de investigación en nuestra institución.

Al Ingeniero Emiliano Aríza y Reinel Corzo por su colaboración oportuna y guía durante el trabajo.

A los Ingenieros Hugo Osorio, Jesús Olaya, Jaime Loza por esos valiosos conocimientos y ayuda en la etapa del proyecto.

A los Ingenieros Juan Vargas, Ricardo Sicery, Beatriz Murcia, William Becerra, María Elena por su colaboración oportuna en el proyecto.

A los compañeros del Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo porque ha sido un constante y motivador reto recorrer este camino junto a ellos.

WilliaM ArmandO FernándeZ VerA

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	1
1. LA GEO-QUÍMICO-MECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZO	3
1.1 PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA INESTABILIDAD DE POZOS EN FORMACIONES ARCILLOSAS	4
1.2 CAUSAS QUIMICAS DE LA INESTABILIDAD DE POZO.....	6
1.3 COSTOS DE LOS PROBLEMAS EN LA INDUSTRIA DE LA PERFORACION	9
1.4 SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE INESTABILIDAD	10
1.5 MODELOS GEOMECANICOS DE ESTABILIDAD DE POZO	12
1.6 COMPONENTE QUIMICO EN LOS MODELOS DE ESTABILIDAD	14
1.6.1 SFIB™	15
1.6.2 P-BORE™	17
2. ROCAS ARCILLOSAS Y FLUIDOS DE PERFORACION	18
2.1 CARACTERIZACION DE LAS MUESTRAS ROCOSAS PARA PROPOSITOS DE PERFORACION.....	18
2.1.1 Mineralogía y Contenido de Arcilla.....	20
2.1.2 Contenido de Humedad Nativa y Actividad de las Muestras Preservadas	23
2.1.3 Permeabilidad y Porosidad de las muestras.....	28
2.1.4 Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) de las Muestras.....	31
2.1.5 Composición del Fluido de Poro de las Muestras Preservadas	32
2.2 FLUIDOS DE PERFORACION.....	33
2.2.1 Fluidos Base Agua.....	33
2.2.2 Fluidos Base Aceite	33
2.3. MODELOS PARA EL CÁLCULO DE LAS ACTIVIDADES QUIMICAS DE LAS ESPECIES EN SOLUCION	35
2.3.1 Cálculo de la actividad del fluido de perforación.....	36
2.3.2 Cálculo de la Actividad del Fluido de Poro de la Formación	38
3. FENOMENOS FISICO-QUIMICOS QUE INTERVIENEN EN LA INTERACCION FLUIDO – ROCA ARCILLOSA	42
3.1 FLUJO HIDRAULICO	44
3.2 FLUJO DIFUSIVO.....	45
3.3 FLUJO OSMOTICO	45
3.3.1 Shales como Membranas	47
3.3.2 Presión Osmótica.....	51
3.3.3 Presión Osmótica Efectiva.....	53
3.3.4 Deshidratación del Shale.....	53

4. EFICIENCIA DE MEMBRANA.....	55
4.1 ESTUDIOS DE EFICIENCIA DE MEMBRANA.....	55
4.2 DEFINICION	58
4.2.1 Membrana Ideal	59
4.2.2 Membrana Real	59
4.2.3 Modelo de Fritz-Marine.....	60
4.3 QUIMICA DEL LODO PARA PRODUCIR EL MAXIMO GRADIENTE DE PRESION OSMOTICA.....	64
5. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA MEDIR EFICIENCIA DE MEMBRANA	66
5.1 PRUEBA DE TRANSMISION DE PRESION	66
5.1.1 Definición de la Prueba.....	66
5.1.2 Equipo	69
5.2 PRUEBA DE POTENCIAL ELECTROQUIMICO	71
5.2.1 Definición de la Prueba.....	72
5.2.2 Equipo	74
6. PRUEBA ELECTROQUIMICA.....	76
6.1 COMPONENTES DE LA PRUEBA ELETROQUIMICA.....	76
6.1.1 Diseño de la Celda Electroquímica	77
6.1.2 Discos de Roca	77
6.1.3 Salmueras	83
6.2 ELABORACION DE LOS DISCOS DE ROCA.....	84
6.2.1 Discos a partir de Plugs.....	85
6.2.2 Discos de Shale Reconstituidos	86
6.3 CALIBRACION DE LA CELDA ELECTROQUIMICA.....	90
6.3.1 Protocolo para el Montaje y Realización de la Prueba	90
6.3.2 Muestras utilizadas para la Calibración.....	91
6.3.3 Diseño Experimental.....	91
6.4 RESULTADOS DE CALIBRACION Y VALORES DE SELECTIVIDAD IONICA.....	92
7. APLICACIÓN DEL ANALISIS DE INTERACCIÓN QUIMICA.....	100
7.1 FORMACION CARBONERA.....	101
7.2 FASE DE CAMPO	102
7.3 FASE DE LABORATORIO	104
7.3.1 Selectividad Ionica de las muestras UIS-11.....	104
7.3.2 Selectividad Ionica de las muestras UIS-10.....	104
7.4 ANALISIS DE RESULTADOS	107
7.4.1 Efecto del Tipo de Ion y Concentración en la Selectividad Ionica de las Muestras.....	109
7.4.2 Efecto de la Permeabilidad y la Porosidad en la Selectividad Ionica de las Muestras.....	111
7.4.3 Efecto de la CIC en la Selectividad ionica de las Muestras.....	115

7.4.4 Efecto de la Relación entre Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) y Permeabilidad (K) de la Muestra en la Selectividad Iónica.....	117
8. EFICIENCIA DE MEMBRANA Y PRESION OSMOTICA REAL	120
8.1 EVALUACION DE LA EFICIENCIA DE MEMBRANA A PARTIR DE LA SELECTIVIDAD IONICA.....	120
8.2 CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS OSMOTICOS TEORICOS.....	123
8.2.1 Actividad del Fluido de Perforación	124
8.2.2 Actividad del Fluido de Poro de la Formación.....	125
8.2.3 Esfuerzos Osmóticos Teóricos.....	129
8.3 CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS OSMOTICOS EFECTIVOS	131
8.3.1 Valores de Eficiencia de Membrana para la Zona de Estudio.....	132
8.3.2 Esfuerzos Osmóticos Efectivos	133
8.4 REQUERIMIENTOS PARA ESTABILIDAD EN TERMINOS DE TIPO Y CONCENTRACION SALINA	134
9. CONCLUSIONES	141
RECOMENDACIONES.....	143
REFERENCIAS	144

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 2-1. Composición mineralógica total de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.	21
Tabla 2-2. Composición mineralógica de la fracción menor a 2 micras de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.	22
Tabla 2-3. Contenidos de agua inicial para las muestras de shale preservadas UIS- 10 y UIS-11.....	24
Tabla 2-4. Soluciones de sales saturadas y su porcentaje de humedad relativa.	26
Tabla 2-5. Actividad de las muestras preservadas UIS-10 y UIS-11.	28
Tabla 2-6. Permeabilidad de las muestras estudiadas.....	30
Tabla 2-7. Porosidades y densidades de las muestras estudiadas.	31
Tabla 2-8. Capacidad de Intercambio Catiónico para las muestras estudiadas.....	31
Tabla 2-9. Composición iónica del fluido de poro para las muestras del pozo UIS-11.	32
Tabla 3-1. Componentes de flujo y fuerzas impulsoras en la interacción con rocas arcillosas. Tomado de Frydman M. y Fontoura S. (2001).	42
Tabla 3-2. Diámetro de diferentes cationes. Tomado de Rabe et al (2002).	47
Tabla 6-1. Proporción óptima resina-catalizador. Todas las mezclas se realizaron en las mismas condiciones ambientales.....	82
Tabla 6-2. Esquema de pruebas a realizar para la calibración de la celda electroquímica.....	92
Tabla 6-3. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra Paja durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades. 98	98
Tabla 6-4. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra Tambor durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.	98
Tabla 6-5. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra Aloxita durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.	99
Tabla 6-6. Potencial de Membrana Normalizado para la muestra Tambor interactuando con diferentes soluciones salinas.	99

Tabla 7-1. Esquema de pruebas a realizar para la aplicación en el pozo UIS-10. .	104
Tabla 7-2. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra UIS-10 durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.	107
Tabla 7-3. Potencial de Membrana Normalizado para la muestra UIS-10 interactuando con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.	107
Tabla 7-4. Matriz de pruebas para el estudio de los efectos del tipo y concentración salina en la selectividad iónica de muestras rocosas.....	108
Tabla 8-1. Valores de Eficiencia de Membrana para la muestra UIS-10 interactuando con soluciones NaCl y KCl de diferentes actividades.	123

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1-1. Condición de la formación antes y después de la perforación. Tomado de Amoco Drilling Handbook.	4
Figura 1-2. Formación químicamente reactiva. Tomado de Bowes and Procter, 1997.....	6
Figura 1-3. Causas de los problemas en la perforación por inestabilidad química y mecánica. Tomado de Amoco Drilling Handbook.	7
Figura 1-4. Distribución de los costos de desarrollo para un campo.	9
Figura 1-5. Ventana de Peso de lodo generada por el Software AGE. Ecopetrol-ICP.	13
Figura 1-6. Efecto de la ventana de peso de lodo a partir de la concentración salina (CaCl ₂) formulada en el lodo de perforación. Tomado de Zhang J. et al. (2006).	15
Figura 1-7. Tabla de entrada de los parámetros químicos para el modelamiento de estabilidad de pozo. Tomado de GMI-WellCheck™.....	16
Figura 1-8. Parámetros de entrada químicos para el modelamiento químico-elástico en el software P-Bore. Tomado de P-Bore V. 7.1.....	17
Figura 2.1. Caracterización de Formaciones arcillosas para propósitos de perforación. Modificado de Amoco Drilling Handbook.	19
Figura 2-2. Difractograma para la muestra de la formación Paja, Obtenido de la prueba DRX.....	21
Figura 2-3. Composición de roca total de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.....	23
Figura 2-4. Composición fracción menor de 2 micras de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.....	23
Figura 2-5. Tipo de desecadores utilizados para los propósitos de control de humedad.....	25
Figura 2-6. Elaboración de la curva de adsorción Isotérmica.	27
Figura 2-8. Curva de adsorción isotérmica para los cortes del pozo UIS-11.	28
Figura 2-9. Permeámetro de Sonda.	29
Figura 2-10. Porosímetro de Inyección de Helio.	30

Figura 2-11. Efecto de la Presión capilar en los fluidos base agua y base aceite. Tomado de Amoco Drilling Handbook.	34
Figura 2-12. Actividad del agua como función de la concentración salina para las sales NaCl, KCl y CaCl ₂ a temperatura de 20°C.	37
Figura 2-13. Perfil de actividad de agua de formación. Tomado de Rojas J. et al. (2006).	41
Figura 3-1. Flujo neto de fluido en el sistema formación arcillosa / fluido de Perforación. Tomado de Hale A. et al. (1993).	43
Figura 3-2. Penetración de la presión de poro. Tomado de Amoco Drilling Handbook.	44
Figura 3-3. Osmosis química.	46
Figura 3-4. Modelo de la doble capa eléctrica de Gouy para formaciones arcillosas. Azul: Formación Arcillosa; Rojo: Alta concentración de Contra-iones.	49
Figura 3-5. Sobreposición de campos eléctricos de las láminas de arcilla.	50
Figura 3-6. Diferencia de actividad entre el agua contenida en los poros del shale y la fase acuosa del fluido de perforación produciendo diferentes condiciones para el flujo acuoso.	52
Figura 4-1. Efecto de la eficiencia de membrana en el peso de lodo mínimo para perforar una formación arcillosa. Tomado de Abbas et al. (2006).	58
Figura 4-2. Esquema de la capacidad de reflexión de la membrana o eficiencia de membrana.	59
Figura 4-3. Efecto de la porosidad en la eficiencia de membrana, según el Modelo de Fritz.	63
Figura 5-1. Esquema de la Prueba de Transmisión de Presión.	67
Figura 5-2. Prueba de permeabilidad sin potencial químico osmótico.	68
Figura 5-3. PTT para la determinación de la eficiencia de membrana.	68
Figura 5-4. Resultado típico de una PTT.	69
Figura 5-5. Ensamblaje de la celda principal en el equipo PTT. Tomado de Al-Bazali, 2005.	70
Figura 5-6. Dimensiones de la muestra rocosa para la realización de la PTT. Tomado de Al-Bazali (2003).	70
Figura 5-7. Voltajes generados en membranas perfectas (Potencial de Nernst) y unión Líquida.	73

Figura 5-8. Esquema del equipo utilizado en la prueba de potencial electroquímico.	74
Figura 5-9. Representacion grafica del equipo utilizado en la prueba electroquimica.	75
Figura 5-10. Ubicación del disco rocoso separando los dos compartimentos en la celda electroquímica.	75
Figura 6-1. Componentes principales de la prueba de potencial electroquímico.	77
Figura 6-2. Esquema del equipo utilizado para las mediciones electroquimicas.	77
Figura 6-3. Configuracion de los discos circulares de roca utilizados en la prueba electroquimica.	78
Figura 6-4. Recubrimiento y calentamiento de las muestras de la formación Tambor.	78
Figura 6-5. Tres tipos de resinas para la elaboración de los discos de muestras. 1. Resina Cemento Dental 2. Resina Epoxica y 3. Resinas epoxica ICP.	79
Figura 6-6. Adherencia de la resina coloreada con Rojo de Metilo a los granos de la muestra.	80
Figura 6-7. Arreglo de los plugs y los recipientes contenedores para la aplicación de la resina.	81
Figura 6-8. Recubrimiento del shale con la mezcla M1, relación 60:1.	82
Figura 6-9. Corte y pulimento de los discos de roca.	83
Figura 6-10. Salmueras utilizadas en la EPT.	84
Figura 6-11. Núcleo UIS-10, Broca y Discos de la muestra UIS-10.	85
Figura 6-12. Efecto del grado de saturación en la actividad de la muestra rocosa. Tomado de Fam M. y Dusseault M. (1998).	87
Figura 6-13. Reconstructor o pastillero utilizado para reconstruir los cortes de perforación.	88
Figura 6-14. Compactación de los cortes en el equipo de compresión Soil Test.	88
Figura 6-15. Disco reconstituido a partir de cortes de perforación del pozo UIS-11.	89
Figura 6-16. Disco reconstituido sintético UIS-11.	89
Figura 6-17. Muestras utilizadas para la calibración de la celda electroquímica.	91

Figura 6-18. Comportamiento del potencial de difusión desarrollado en las 3 muestras (Paja, Aloxita y Tambor) para la calibración de la celda utilizando soluciones NaCl de actividades 0,96 y 0,93.	94
Figura 6-19. Caída de voltaje medida para la muestra Paja durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.93 y 0.96.	95
Figura 6-20. Caída de voltaje medida para la muestra Paja durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.93 y 0.96.	95
Figura 6-21. Caída de voltaje medida para la muestra Tambor durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.93 y 0,96.	96
Figura 6-22. Caída de voltaje medida para la muestra Tambor durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.96 y 0,96.	96
Figura 6-23. Caída de voltaje medida para la muestra Aloxita durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.96 y 0,96.	97
Figura 6-24. Caída de voltaje medida para la muestra Aloxita durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.93 y 0,96.	97
Figura 7-1. Ubicación de la cuenca del piedemonte llanero colombiano. Fuente Well Review, 2001.....	100
Figura 7-2. Columna estratigráfica generalizada para el piedemonte llanero. Tomado de Martínez, 2003.....	101
Figura 7-3. Sitio de recolección de muestras del pozo UIS-11.....	103
Figura 7-4. Muestras preservadas en aceite mineral obtenidas del pozo UIS-11 a profundidades de 14145 ft, 14180 ft, 14181 ft y 14190 ft.	103
Figura 7-5. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.96 y 0,93.....	105
Figura 7-6. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.96 y 0,85.....	105
Figura 7-7. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.96 y 0,93.....	106
Figura 7-8. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.96 y 0,85.....	106
Figura 7-9. Selectividad ionica para la muestra UIS-10 durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.	109

Figura 7-10. Selectividad ionica para la muestra Paja durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.	109
Figura 7-11. Selectividad ionica para la muestra Tambor durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.	110
Figura 7-12. Selectividad ionica para la muestra Aloxita durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.	110
Figura 7-13. Selectividad ionica como función de la permeabilidad de la muestra cuando la muestra interactúa con soluciones de NaCl de diferentes actividades.	111
Figura 7-14. Selectividad ionica como función de la permeabilidad de la muestra cuando la muestra interactúa con soluciones de KCl de diferentes actividades.	111
Figura 7-15. Voltaje como función de la permeabilidad de la muestra cuando la muestra interactúa soluciones de NaCl de diferentes actividades.	112
Figura 7-17. Selectividad Ionica como función de la porosidad de la muestra cuando interactúa soluciones de NaCl de diferentes actividades.	114
Figura 7-18. Selectividad Ionica como función de la porosidad de la muestra cuando interactúa soluciones de KCl de diferentes actividades.	114
Figura 7-19. Selectividad Ionica como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando las muestras interactúan con soluciones de NaCl de diferentes actividades.	115
Figura 7-20. Selectividad Ionica como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando las muestras interactúan con soluciones de KCl de diferentes actividades.	115
Figura 7-21. Caída de voltaje como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando la muestra interactúa con soluciones de NaCl de diferentes actividades.	116
Figura 7-22. Caída de voltaje como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando la muestra interactúa con soluciones de KCl de diferentes actividades.	117
Figura 7-23. Selectividad ionica como función de la relación CIC/K cuando las muestras interactúan con soluciones de NaCl de diferentes actividades.	118

Figura 7-24. Selectividad ionica como función de la relación CIC/K cuando las muestras interactúan con soluciones de KCl de diferentes actividades.	118
Figura 7-25. Caída de voltaje como función de la relación CIC/K cuando muestras interactúan con soluciones de NaCl de diferentes actividades.	119
Figura 7-26. Caída de voltaje como función de la relación CIC/K cuando muestras interactúan con soluciones de KCl de diferentes actividades.	119
Figura 8-1. Selectividad iónica vs. Eficiencia de membrana para las muestras estudiadas por Al-Bazali (2005).....	121
Figura 8-2. Relación entre SI y EM para las muestras estudiadas por Al-Bazali (2005).	122
Figura 8-3. Pozo UIS-10 y la formación carbonera perforada.	124
Figura 8-4. Actividad del fluido de perforación UIS-10 mientras se perfora la formación carbonera.	125
Figura 8-5. Presión de poro y esfuerzos mínimo, máximo y vertical para el pozo UIS-10.	126
Figura 8-6. Temperatura de fondo de hueco para 66 pozos del campo cupiagua.	127
Figura 8-7. Gradiente térmico para el pozo UIS-10.	127
Figura 8-8. Perfiles de actividad del agua de formación para el pozo UIS-10.	128
Figura 8-9. Perfiles de actividad del agua para la formación y el fluido de perforación para el pozo UIS-10.	129
Figura 8-10. Perfiles de presión de poro, presión osmótica y presión de lodo estática para el pozo UIS-10.	130
Figura 8-11. Flujo neto de agua a 12500 ft en el pozo UIS-10.	131
Figura 8-12. Relación entre selectividades iónicas y eficiencia de membrana para muestras estudiadas por Al-Bazali considerando la interacción con salmueras de CaCl ₂	132
Figura 8-13. Presión osmótica efectiva para la sección carbonera perforada con WBM de concentración CaCl ₂ de 10,3 %w/w.	133
Figura 8-14. Flujo neto de agua a 12500 en el pozo UIS-10 cuando interactúa con un WBM de concentración CaCl ₂ de 10,3 %w/w.	134
Figura 8-15. Perfiles de actividad para la formación carbonera y para el OBM de actividad balanceada (Lodo A).	135

Figura 8-16. Esfuerzo osmótico generado a partir de la interacción de la formación con el Lodo A.	136
Figura 8-17. Flujo neto de agua a 12500 en el pozo UIS-10 cuando interactúa con el Lodo A de actividad balanceada.	137
Figura 8-18. Perfiles de actividad para la formación carbonera y para el OBM (Lodo B).....	138
Figura 8-19. Esfuerzo osmótico generado a partir de la interacción de la formación con el Lodo B.	139
Figura 8-20. Flujo acuoso a 12500 ft utilizando el lodo de perforación B.....	140
Figura 8-21. Deshidratación de la formación carbonera a 13151 ft utilizando el lodo de perforación B.....	140

TITULO: “DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE MEMBRANA EN ROCAS ARCILLOSAS A PARTIR DE LA SELECTIVIDAD IÓNICA PARA LA OBTENCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN OSMÓTICO EFECTIVO”*

AUTOR: WILLIAM ARMANDO FERNANDEZ VERA **

Palabras claves: Actividad, Estabilidad de pozo, Estabilidad química, Eficiencia de membrana, Interacción Química, Ósmosis, Potencial Químico, Presión osmótica, Selectividad ionica, Shale.

RESUMEN

La estabilidad de las formaciones durante la perforación está en función de los efectos mecánicos y químicos que se generen sobre ellas. Esta investigación presenta el análisis del fenómeno químico osmótico entre los fluidos de perforación y formaciones arcillosas para la determinación de los parámetros químicos necesarios en el modelamiento del fenómeno como lo son la actividad del lodo (A_{dl}), actividad de la formación (A_{sh}) y la eficiencia de membrana (EM).

Especial énfasis se le da a la Eficiencia de Membrana para cuya determinación se propone el uso de la Prueba de Potencial Electroquímico (Electrochemical Potential Test, EPT). En este trabajo se describe la prueba de potencial electroquímico, el diseño de la celda electroquímica y sus componentes, la caracterización de muestras rocosas, la metodología de la prueba y los resultados obtenidos. Los resultados de la prueba electroquímica muestran la influencia de diferentes tipos y concentraciones salinas en el fluido de perforación, la capacidad de intercambio catiónico (CIC), composición mineralógica, porosidad y permeabilidad de la roca en los valores de selectividad ionica. Se expone el protocolo experimental y las ecuaciones que describen como las mediciones en la EPT pueden ser utilizadas e interpretadas para la determinación de la eficiencia de membrana. La eficiencia de membrana es fundamental para la realización de análisis de estabilidad de pozo que tengan en cuenta las interacciones fluido de perforación / shale.

Finalmente se presenta la aplicación de los resultados del análisis químico a la formación carbonera en un pozo del piedemonte llanero a través de una fase de campo y laboratorio. Se propone finalmente el tipo y concentración de sal óptima para un fluido de perforación base aceite que establezca químicamente la formación.

* TRABAJO DE GRADO.

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS; ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS. EMILIANO ARIZA.

TITLE: “DETERMINATION OF THE MEMBRANE EFFICIENCY IN SHALES THROUGH IONIC SELECTIVITY TO OBTAIN THE EFFECTIVE OSMOTIC PRESSURE”^{*}.

AUTHOR: WILLIAM ARMANDO FERNANDEZ VERA^{}.**

Keywords: Activity, Wellbore stability, Chemical stability, Membrane Efficiency, Chemical interaction, Osmosis, Chemical Potential, Osmotic Pressure, Ionic Selectivity, Shale.

ABSTRACT

The wellbore stability of formations during the drilling is function of the mechanical and chemical reactions around it. This research presents the analysis of the chemical osmosis phenomenon between drilling fluids and shale formations to determinate the chemical parameters necessary to modeling the phenomenon such as the drilling fluid activity (A_{df}), shale activity (A_{sh}) and membrane efficiency (EM).

Special emphasis was done to determination of the membrane efficiency through the use of Electrochemical Potential Test (EPT). In this work the electrochemical potential test, the electrochemical cell design and components, rock samples characterization, testing methodology and test results are described. The electrochemical potential test results shows the influence of different type and concentration salts of the drilling fluid, the cation interchange capacity, mineralogical composition, porosity and permeability of the rock in the ionic selectivity values. The experimental protocol and equations are exposed to describe how such measurements in the EPT can be conducted and interpreted to membrane efficiency determination. The membrane efficiency is essential to carry out proper wellbore stability analysis when taking shale / drilling fluids interactions into account.

Finally the application of the results of the chemical analysis to the Carbonera Formation in the Colombian Llanos Foothills Well is presented through the field and laboratory phases. The optimal type and salt concentration was proposed for an oil base drilling fluid that chemically stabilizes the formation.

^{*} PROJECT DEGREE

^{**} FACULTY OF PHYSIC-CHEMICAL ENGINEERINGS; PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL.
EMILIANO ARIZA.

INTRODUCCIÓN

El análisis de la interacción química entre fluidos de perforación y formaciones arcillosas tiene particular interés debido a que estas formaciones generan las operaciones más problemáticas en la perforación de pozos petroleros. Estos problemas son causados por las características particulares de las formaciones arcillosas entre las que se destacan su variedad de minerales arcillosos, su carga eléctrica y su baja permeabilidad. Cuando interactúan el fluido de perforación y la formación se dan una serie de fenómenos los cuales tienen efecto en la estabilidad de la formación cambiando:

- La configuración de esfuerzos efectivos en el wellbore (cara del pozo) por flujo de agua (variación de la presión de poro).
- Las propiedades mecánicas de la formación en el near-wellbore debido al flujo de iones-agua.

El trabajo realizado en la presente tesis considera solamente el efecto sobre la roca en términos del cambio de los esfuerzos efectivos en el wellbore para lo cual se fundamenta en el fenómeno osmótico. Este fenómeno describe el flujo de agua a través de una membrana semipermeable cuando se encuentran soluciones de diferente actividad (concentración). La magnitud del fenómeno osmótico está en función de tres parámetros:

- Actividad del Fluido de Perforación
- Actividad de la Formación
- Eficiencia de Membrana

Especial énfasis hace esta investigación en el cálculo de la eficiencia de membrana. La eficiencia de membrana en shales se mide de forma directa a través de la Prueba de Transmisión de Presión (Pressure Transmission Test, PTT) y de forma indirecta a través de la Prueba de Potencial Electroquímico (PPE). Este trabajo justifica y expone el uso de la PPE al mostrar una prueba de laboratorio rápida y sencilla para el cálculo de la selectividad iónica de una roca arcillosa partir de la medición del potencial electroquímico,

esta selectividad iónica está relacionada directamente con la eficiencia de membrana de la roca.

La prueba consiste en someter la muestra de roca a un gradiente químico y evaluar electroquímicamente el paso de iones entre las dos soluciones que separa la muestra de shale la cual se comporta como una membrana; la información obtenida (una gráfica de voltaje vs. tiempo) es transformada a un valor puntual de selectividad iónica y esta a su vez en un valor de Eficiencia de Membrana, la cual define el gradiente de presión osmótico efectivo y el impacto de la química del lodo en la estabilidad del pozo.

La prueba de selectividad iónica permite implementar estrategias de control en el momento de la perforación al definir valores puntuales de eficiencia de membrana, valores de presiones osmóticas reales, aditivos al lodo para el control adecuado de su actividad química, mejoramiento de la ventana de estabilidad del lodo, y un ahorro en términos de tiempo y dinero en la perforación de zonas arcillosas problemáticas.

1. LA GEO-QUÍMICO-MECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZO

Este trabajo de grado tiene un componente investigativo teórico y experimental para entender el mecanismo fundamental de la inestabilidad química en la cara del pozo de formaciones arcillosas. La pregunta de investigación que se plantea resolver es como y en que magnitud la química del fluido de perforación afecta la estabilidad de pozo.

La habilidad de un fluido de perforación de alterar el comportamiento mecánico del shale y el estado de esfuerzos en la cara del pozo (esfuerzo efectivo) depende del flujo de iones y agua (Zhang J., 2005; Zhang et al. 2006), en este documento se plantea el mecanismo de paso de agua por osmosis química, dejando a un lado los efectos que tiene la química del lodo, la temperatura y el tiempo de exposición en los parámetros de resistencia mecánica de la roca.

La geomecánica es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones, la temperatura, que influyen en la exploración, desarrollo y producción en un campo petrolero. La geomecánica nos ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de la roca por producción de fluidos, el fenómeno de fracturamiento, lutitas problemáticas, compactación y subsidencia y en general lo relacionado con la estabilidad de pozos, entre otros problemas geológicos. Con base a la anterior definición la Geo-químico-mecánica sería la ciencia que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos ante cambios del entorno físico químico influenciado por la interacción de la pared del pozo con el fluido de perforación acarreado diversos problemas característicos en las formaciones arcillosas como los que se expondrán a continuación.

1.1 PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA INESTABILIDAD DE POZOS EN FORMACIONES ARCILLOSAS

De los problemas generados durante la perforación de pozos petroleros el 42% corresponden a problemas de estabilidad de pozo según GMI International (2008). La geomecánica para estabilidad de pozo es la ciencia que evita-previene la falla o deformación plástica de la roca alrededor de la pared del pozo debido a esfuerzos mecánicos o desbalance químico. Antes de la perforación los esfuerzos mecánicos en la formación son menores que la resistencia de la roca, así mismo la acción química está también balanceada, las rocas están estables bajo estas condiciones in-situ como se muestra en la figura 1-1. Luego de la perforación la roca circundante en el pozo sufre cambios en tensión, compresión y cargas de cizalla, asimismo reacciones químicas ocurren con la exposición al fluido de perforación. Bajo estas condiciones la pared del pozo se vuelve inestable deformándose, fracturándose y se termina cayendo dentro del pozo o disolviéndose en el fluido de perforación.

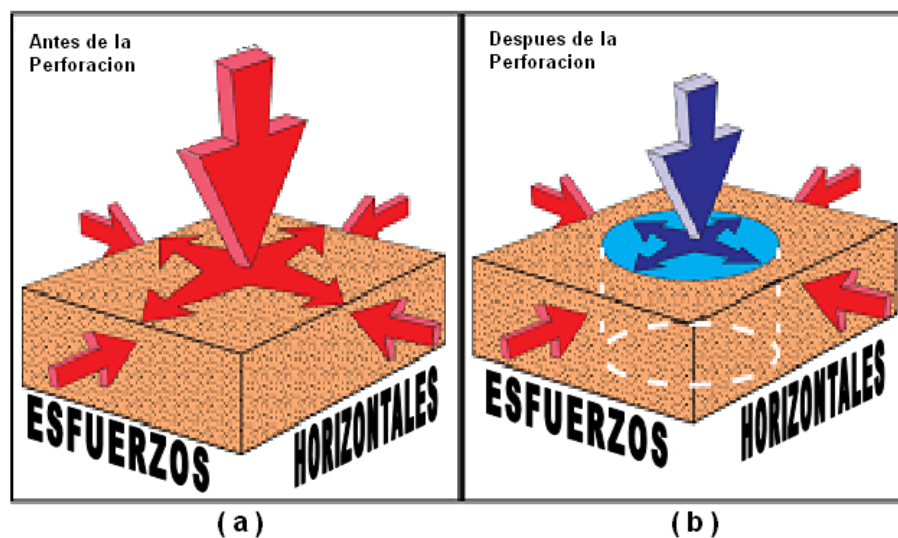


Figura 1-1. Condición de la formación antes y después de la perforación. Tomado de Amoco Drilling Handbook.

Estos problemas se agravan si se perfora una formación arcillosa las cuales usualmente causan el 90% de los problemas de inestabilidad de pozo. Dzialowski et al (1993) estableció que cerca del 90% de las formaciones perforadas en el mundo son clasificadas

como shales y que cerca del 75% de los problemas operacionales durante la perforación ocurrían en este tipo de formaciones. Estos problemas van desde un simple “washout” hasta el colapso completo del pozo. Numerosos factores hacen que el pozo se vuelva inestable luego de que se perfora, entre ellos están el campo de esfuerzos in-situ, la trayectoria del pozo (Inclinación y azimuth), las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido de perforación, la temperatura y el tiempo gastado en el hueco abierto (Abbas H. et al., 2006 y Zhang J. et al., 2006).

Muchos son los problemas asociados con la estabilidad de pozos, entre ellos se encuentran:

- Ensanchamiento del pozo.
- Reducción del tamaño del pozo debido al flujo plástico de la roca dentro del pozo (flujo de shale y sal).
- Pérdida de circulación.
- Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación.
- Fallas de pozo inducidas por la perforación.
- Deterioro del casing debido a los esfuerzos de corte (deformaciones en el revestimiento y en la tubería de producción).
- Stuck Pipe (Pega de tubería).
- Pack off (Entrampamiento).
- Producción de arena.
- Dificultades en la toma de registros.
- Side-tracking inadvertidos (poco control direccional).
- Problemas en los viajes: Washouts o zonas de lavado (que generan deformación del pozo en todas las direcciones).
- Excesivo Reaming (escariado de las paredes).
- Operaciones de Pesca.

Estos problemas de estabilidad se ven más acentuados y pasan a un primer plano cuando:

- La Perforación se desarrolla bajo condiciones de HP/HT (Alta Presión / Alta Temperatura).
- Se implementa el desarrollo de pozos profundos.
- Exploración y desarrollo en yacimientos pobremente consolidados y zonas tectónicamente activas.
- Existe una interacción química entre el fluido de pozo y la roca de formación.

Los problemas mas relevantes en la interacción química con los fluidos de perforación son hinchamiento (figura 1-2), stuck pipe, sidetracks, pescados, excesivo reaming, aumento del tamaño del hueco y anillos de lodo.

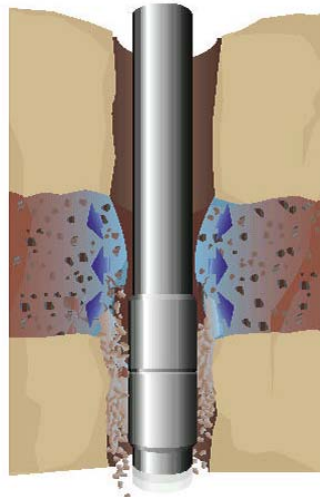


Figura 1-2. Formación químicamente reactiva. Tomado de Bowes and Procter, 1997.

1.2 CAUSAS QUIMICAS DE LA INESTABILIDAD DE POZO

A diferencia de las demás rocas donde los factores mecánicos definen la estabilidad de una zona, es decir una falla mecánica ocurre cuando el peso del lodo es muy bajo (fractura compresiva) o muy alto (fractura por tensión); en el shale el flujo de agua (hinchamiento osmótico) y iones (degradación de la cohesión y debilitamiento del cemento) dentro y fuera del shale es considerado ser la primera fuente de inestabilidad.

Morita N. (1995) estableció estadísticamente que los parámetros que más impactan los modelos de estabilidad del pozo son el peso del lodo, resistencia mecánica de la roca, el hinchamiento de shales, los esfuerzos in-situ, la presión de poro y la trayectoria del pozo. De los anteriores parámetros existen unos controlables durante la perforación que según Manohar L. (1999) definen la estabilidad de pozo y son:

- La densidad del lodo.
- La composición química del lodo.
- Trayectoria (adecuado ángulo de ataque, modelo estructural).
- Practicas de perforación y tripping (viaje de tubería).

La inestabilidad de pozo según Hale et al. (1993) esta relacionada fundamentalmente con el peso de lodo inadecuado y con el influjo de agua en la formación, lo cual agrava la inestabilidad al incrementar la presión de poro near-wellbore y al disminuir la resistencia mecánica del shale como se muestra en la figura 1-3.

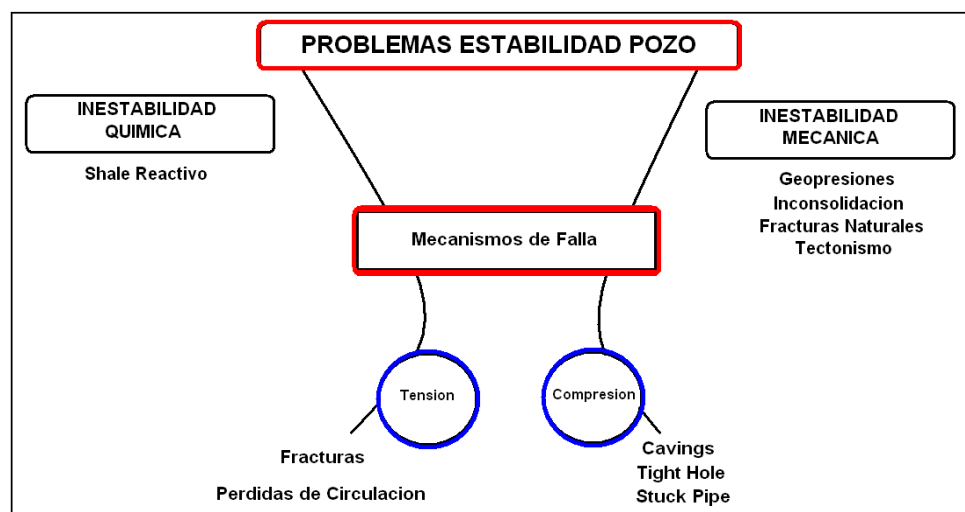


Figura 1-3. Causas de los problemas en la perforación por inestabilidad química y mecánica. Tomado de Amoco Drilling Handbook.

Las recomendaciones y los procedimientos más importantes implementados en las operaciones de perforación en la mayoría de los casos son el resultado de aplicar el conocimiento obtenido a partir de malas experiencias en pozos offset perforados en la

misma zona geológica. No hay duda de que los análisis hechos luego de que se haya perforado un pozo proporciona información valiosa en la planeación de otros pozos en la misma zona, pero esta solución del problema no permite enfocarse en la raíz del mismo debido a que no se está estudiando el fenómeno ni analizando sus variables. Al estudiar el fenómeno osmótico debemos considerar variables como la actividad química del lodo de perforación, actividad de la formación y la eficiencia de membrana.

Actualmente la única forma para asegurar la estabilidad al perforar una zona arcillosa es un adecuado manejo del peso del lodo y factores operacionales (Weight On Bit = WOB, Rate Of Penetration = ROP, Gallons Per Minute = GPM) y algunas pruebas previas sobre muestras de ripios de shale o núcleos (CIC, DRX, Hot Rolling, Swelling Meter) que nos permitan llegar a la formulación de un lodo de actividad balanceada según lo planteado por Chenevert M. (1970).

Las formaciones en el subsuelo están expuestas a tres esfuerzos compresivos principales (overburden y dos esfuerzos horizontales), antes de que el pozo sea perforado existe un estado de esfuerzos en equilibrio. Durante el proceso de perforación la roca en la cara del pozo es remplazada por el fluido de perforación. Como resultado hay una concentración de esfuerzos alrededor de la pared del pozo y el wellbore fallará si la roca no es lo suficientemente resistente como se mostró en la figura 1-1. La magnitud de la concentración de esfuerzos depende de la ubicación del pozo.

Una herramienta importante para el manejo de la estabilidad de pozo es una adecuada ventana de lodo. La Ventana de Peso de Lodo (MWW = Mud Weight Window) consiste en un rango de pesos de lodo que se pueden manejar durante la perforación sin que la pared de la formación falle por compresión (Breakouts) o por tensión (Fracturamiento) y es determinada antes de realizar la perforación a partir del análisis del régimen de esfuerzos in-situ, las propiedades mecánicas de la roca y la presión de poro de la formación. De tal forma que se pronostica una condición estable al perforar si se sigue el programa de peso de lodo establecido por la MWW. Sin embargo esta MWW es alterada debido a las interacciones entre el fluido de perforación y la formación de shale. Los efectos químicos involucran movimientos de iones y agua hacia y fuera del shale y los efectos térmicos pueden cambiar tanto los esfuerzos y la distribución de la presión de poro alrededor del

wellbore. De esta forma en una formación arcillosa se deben considerar además de un adecuado peso de lodo, la química de éste para promover estabilidad en las paredes del pozo. Los resultados de autores como Zhang J., Al-Bazali T., Chenevert M. y Sharma M. demostraron que para los shales de baja permeabilidad, las interacciones químicas entre el shale y la fase acuosa del fluido de perforación juegan un rol importante y no pueden despreciarse. En el análisis de los fluidos de perforación no es importante analizar solo la actividad del fluido (de la fase acuosa) sino también la difusión de los iones es un factor importante para los fluidos salinos. El término de EM tiene en cuenta el fenómeno integrado del mecanismo de osmosis química y la difusión ionica a través de la membrana para contrarrestar el mecanismo de la penetración de la presión de lodo, la determinación de la eficiencia de membrana a través de la prueba de potencial electroquímico es uno de los objetivos de la presente investigación.

1.3 COSTOS DE LOS PROBLEMAS EN LA INDUSTRIA DE LA PERFORACION

Los problemas de inestabilidad de pozo producen elevados costos y pérdidas de tiempo asociadas a la operación. Según Masseron (1990), los costos de perforación en un campo típico son cercanos al 60% de los gastos totales de desarrollo como se puede apreciar en la figura 1-4.

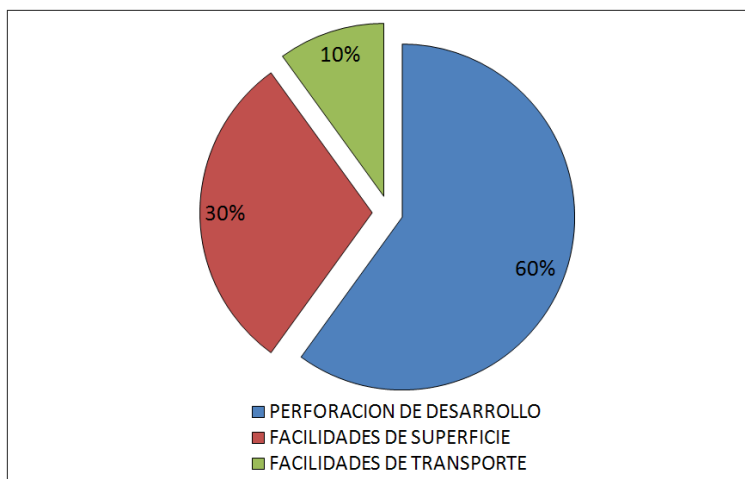


Figura 1-4. Distribución de los costos de desarrollo para un campo.

Luego de observar la figura 1-4 se podría concluir que un incremento o una reducción en este grupo de costos impactará positiva o negativamente la estructura de costos de desarrollo de determinado campo.

Otro dato Según Muniz et al. (2005) expone que cerca del 30% del costo adicional durante las operaciones de perforación son causadas por inestabilidades de pozo y de estas el 90% ocurren cuando se perforaban shales.

Mucho tiempo es perdido como resultado de un pozo inestable, produciendo excesiva tensión en la sarta, tiempo extra necesitado para el reaming del pozo o circular lodo para limpiar los ripios desde el fondo. Un tiempo que se traduce en dólares por hora.

Los anteriores porcentajes con respecto al costo de la inversión toman importancia teniendo en cuenta que los costos históricos por pozo en la zona del piedemonte llanero se sitúan en 31,5 millones de dólares por pozo y se comparan con los mas problemáticos del mundo en zonas como Europa, África y la Antigua Unión Soviética (Cardona G., 2005).

A nivel mundial se estima que el problema de inestabilidad en shales le cuesta a la industria del petróleo entre 900 y 1000 millones de dólares al año según Chen et al, 2002 y Mody et al., 2002.

1.4 SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE INESTABILIDAD

El objetivo de un proyecto petrolero es ser lo más rentable al exponerse al menor riesgo posible, en términos de la perforación se requiere ir lo más rápido y eliminar los tiempos no productivos (NPT: No Productive Time) asociados a problemas de inestabilidad. Para reducir los problemas relacionados con la estabilidad de pozo se debe implementar un adecuado plan de perforación usando un modelo geomecánico de la zona en la fase de planeación así como las buenas prácticas de perforación para el éxito del proyecto.

La implementación de los modelamientos geomecánicos con el componente químico ayudan a minimizar la inestabilidad de pozo en zonas arcillosas y determinen el uso de fluidos de perforación con características de rendimiento mejoradas y mas económicos (Tan et al., 2002).

En general para controlar los problemas de estabilidad se debe establecer un balance entre los esfuerzos y la resistencia de la formación, el cual debe ser mantenido durante la fase de perforación y producción a través del control de las siguientes variables:

- Selección adecuada del peso del lodo: una de las formas de hacer el pozo más estable es incrementar la presión del pozo aumentando el peso del lodo lo que hace decrecer el esfuerzo tangencial de la roca alrededor del pozo. Este incremento no debe ser tan alto ya que el esfuerzo tangencial puede volverse en tensión y originar una fractura. Por esta razón se debe mantener un rango adecuado del peso del lodo y seguir el programa planteado por la MWW.
- Control de la trayectoria de perforación: el modelo geomecánico diseña trayectorias optimas para lograr mejor estabilidad del pozo.
- Composición química del lodo: está relacionado con los shales problemáticos que contienen arcillas las cuales reaccionan con lodos base agua para inducir esfuerzos en el pozo por hinchamiento del shale. El modelo químico requerirá definir las propiedades químicas como actividades de la formación y el fluido de perforación y la eficiencia de membrana para determinar la presión osmótica efectiva generada por la interacción química.
- Control térmico del pozo: la temperatura del pozo influye en la resistencia al fracturamiento por tensión, así como en el flujo de formaciones de sal dentro del pozo.
- Control de las prácticas de perforación/viajes que afectan la densidad de circulación efectiva (ECD - Effective Circulation Density).

Dentro del programa para prevenir y mitigar los problemas de inestabilidad de pozo se pueden señalar:

- Selección del modelo geomecánico para el análisis de estabilidad.
- Estimación de los parámetros de entrada para el modelo seleccionado (esfuerzos in-situ, presión de poro, parámetros de resistencia, interacciones químicas).
- Aplicación de herramientas modernas para el análisis de estabilidad.
- Implementación del monitoreo en tiempo real de los parámetros de perforación controlables durante la perforación.

1.5 MODELOS GEOMECAÑICOS DE ESTABILIDAD DE POZO

Los modelos geomecánicos para estabilidad de pozo ayudan a reducir el riesgo asociado con la inestabilidad de pozo y por lo tanto disminuir el NPT y los costos de perforación.

Un estudio completo de estabilidad de pozo en formaciones de shale debe tener en cuenta los esfuerzos alrededor del pozo así como los efectos químicos y térmicos; según Zhang J. et al. (2006) se deben considerar los efectos de la configuración del hueco (inclinación y azimuth), propiedades de la roca (Cohesión, Angulo de Fricción Interna, Angulo de Breakout, Resistencia a la tensión, Módulos Elásticos de la Roca, Porosidad y permeabilidad), temperatura y propiedades del fluido de perforación (densidad del lodo y consideraciones químicas como actividades de la formación y del lodo y eficiencia de membrana) en la estabilidad de pozo de formaciones arcillosas.

El modelo geomecánico es una herramienta útil tanto para el ingeniero como para el geólogo para el diseño óptimo de trayectorias estables, definición de MWW (Mud Weight Window), selección de puntos de casing, optimización del fluido de perforación y prevención de problemas como sidetracks.

La MWW es un importante factor cuando se trata de analizar los problemas de estabilidad de pozo. La ventana de lodo debe ser calculada para prevenir la iniciación de las fallas por tensión o de cizalla (compresivas). La ventana de lodo esta confinada por dos limites como se muestra en la figura 1-5.

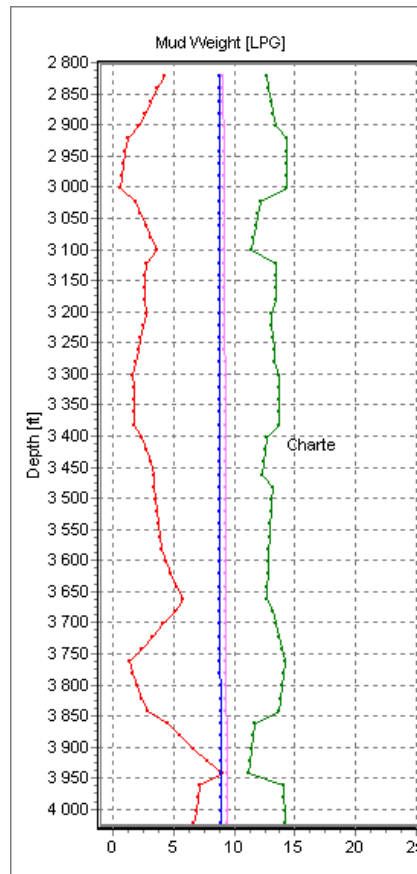


Figura 1-5. Ventana de Peso de lodo generada por el Software AGE. Ecopetrol-ICP.

- El límite superior (Línea Verde) es la presión que causa una falla por tensión (fracturamiento) y una pérdida de lodo. Este límite es estimado a partir del campo de esfuerzos in-situ y la resistencia a la tensión.
- El límite inferior (Línea Roja) es la presión requerida para fallar el pozo por cizalla o compresión (línea de colapso) lo cual genera cavings y breakouts. Este límite es calculado a partir de los esfuerzos in-situ y la resistencia compresiva de la formación.

- La presión de poro (Línea azul).
- El peso de lodo óptimo (Línea Rosada)

A través de un software especializado es posible introducir el efecto del flujo de fluidos y el aumento de la presión de poro del shale debido a fenómenos químicos y térmicos.

1.6 COMPONENTE QUIMICO EN LOS MODELOS DE ESTABILIDAD

Considerar los efectos químicos en un modelo de estabilidad de pozo es crear un modelo acoplado el cual puede modificar la presión de poro en la roca o por otro lado los parámetros de resistencia mecánica. Mody (1993) considera una primera aproximación a los modelos acoplados el uso de los parámetros de perforación, el peso del lodo y la salinidad, además considera que la diferencia en el potencial químico entre el lodo y el shale es el principal mecanismo para el movimiento de agua dentro y fuera del shale. Mas tarde Ballard (1994) plantea formas de estabilización del shale y concluye que las tasas de transporte de iones y agua a través del shale, por difusión o advección, varían dependiendo del tipo del shale.

A partir de estos análisis las propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación y los shales fueron analizadas ya que tienen efectos significativos en la estabilidad de pozo. Especialmente las propiedades de actividad química del lodo, actividad química de la formación arcillosa y la eficiencia de membrana deben ser tomadas en consideración a través de una formulación de fluido de perforación adecuada para mejorar la estabilidad de pozo según Zhang J. et al. (2006). La figura 1-6 muestra los efectos de la concentración salina en un fluido de perforación con respecto a la ventana de peso de lodo generada.

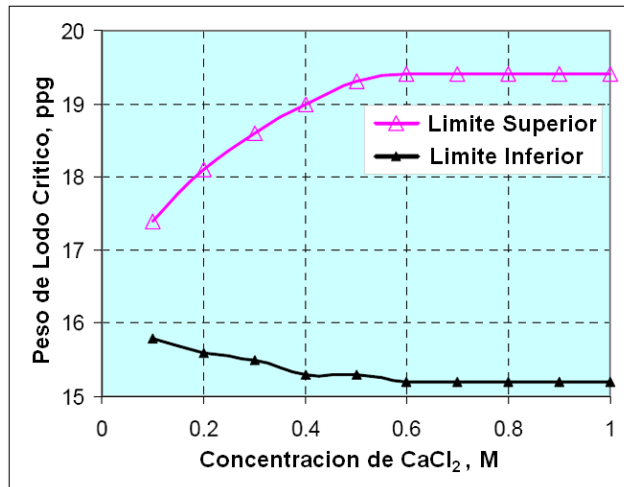


Figura 1-6. Efecto de la ventana de peso de lodo a partir de la concentración salina (CaCl₂) formulada en el lodo de perforación. Tomado de Zhang J. et al. (2006).

Un análisis como el presentado en la figura 1-6 puede ser realizado a través de varios software disponibles en la industria, a continuación mostraremos brevemente dos de ellos.

1.6.1 SFIB™ (Stress and Failure of Inclined Borehole) Software producido por GeoMechanics International para el modelamiento de la estabilidad de pozo en el que se incorporan los efectos químicos y térmicos en modelos poroelásticos, químico-poroelásticos y termoporoelásticos. La figura 1-7 muestra los parámetros químicos de entrada requeridos para el modelamiento de estabilidad.

ROCK AND PORE FLUID PROPERTIES at MD = 6820 ft (TVD = 6370 ft)		
Pore Fluid Activity	0.88	
Temperature	118	degree F
Partial Molar Volume	0.018	
Membrane Efficiency	10	%
Mud Activity	0.85	

Apply

Figura 1-7. Tabla de entrada de los parámetros químicos para el modelamiento de estabilidad de pozo. Tomado de GMI-WellCheck™.

El modelo químico-mecánico acoplado implementado por GMI esta basado en la teoría propuesta por Mody y Hale (1993) la cual considera que el transporte de fluido entre el lodo y el fluido de poro ocurre por la osmosis química, fenómeno que fue analizado por Reyes y Vargas (2005) en el marco del Grupo de Investigación de estabilidad de Pozo de la Universidad Industrial de Santander. De esta forma se define la presión de poro alrededor del pozo para una formación arcillosa como:

$$P = P_p - EM \left[\left(\frac{RT}{V} \right) \left(\ln \left(\frac{A_{sh}}{A_{df}} \right) \right) \right] \quad (1-1)$$

Donde P es la presión de poro cerca al pozo, P_p es la presión de poro del campo, EM la eficiencia de Membrana, R la constante de los gases, T la temperatura Absoluta, V el volumen molar parcial del agua, A_{df} la actividad del fluido de perforación y A_{sh} la actividad del fluido de poro del Shale. Así mismo es definida la presión de poro efectiva según Oort V. (1997).

El modelo propuesto por Mody y Hale (1993) es muy útil, ya que predice los efectos de la química del lodo en la falla del pozo cuando los parámetros poroelásticos están pobremente definidos.

1.6.2 P-BORE™ (PMI - PoroMechanics Institute-) El software P-Bore es desarrollado por PoroMechanics Institute de la Universidad de Oklahoma. Este software incluye los conceptos de Actividades de la formación y lodo y Eficiencia de membrana para el modelamiento de estabilidad químico-elástico. En la figura 1-8 se muestran los parámetros químicos de entrada para este modelamiento.



The image shows a software interface titled "Chemical Properties". It contains three input fields with numerical values: "Mud Activity" with 0.9200, "Formation Activity" with 0.8500, and "Membrane Efficiency (Reflection Coefficient)" with 0.80. A button labeled "Estimate Activity" is positioned between the first and second input fields.

Parameter	Value
Mud Activity	0.9200
Formation Activity	0.8500
Membrane Efficiency (Reflection Coefficient)	0.80

Figura 1-8. Parámetros de entrada químicos para el modelamiento químico-elástico en el software P-Bore. Tomado de P-Bore V. 7.1.

Cuando iniciamos el análisis químico de formaciones arcillosas se debe encontrar el valor puntual en profundidad de la actividad del lodo, actividad de la formación y la eficiencia de membrana, datos que son requeridos para el modelamiento geo-químico-mecánico.

2. ROCAS ARCILLOSAS Y FLUIDOS DE PERFORACION

La adecuada selección del fluido de perforación para ser usado en determinada zona es fundamental en la planeación de la operación de perforación, especialmente cuando se van a cruzar zonas de shale sensitivas al agua. Para mantener un hueco estable a través de estas zonas se requiere un fluido inhibido, cuyas propiedades dependen de las características físico-químicas del shale y de su comportamiento cuando contacta el lodo de perforación. En este trabajo se discutirán procedimientos y resultados experimentales de pruebas de laboratorio donde se han usado una variedad de muestras y de fluidos.

2.1 CARACTERIZACION DE LAS MUESTRAS ROCOSAS PARA PROPOSITOS DE PERFORACION

En la industria petrolera el término shale es utilizado para definir todas las rocas sedimentarias de grano fino con mineral arcilloso presente. En este tipo de rocas el componente problemático es la arcilla cuyas características especiales como tamaño de partícula, morfología laminar, sustituciones isomorficas o carga, alta superficie especifica, CIC, hinchamiento, plasticidad y tixotropía; hace que estas formaciones sean particularmente problemáticas durante la perforación.

Las pruebas de laboratorio para formaciones arcillosas están divididas en dos grupos. El primer grupo son pruebas que suministran información acerca de la naturaleza de la roca y algunas de sus propiedades (caracterización); el segundo grupo de pruebas muestra la respuesta de la roca caracterizada anteriormente al contacto con diferentes fluidos. La figura 2.1 muestra como debe hacerse la descripción de una roca arcillosa según Da Fontoura et al. (2002). La metodología propuesta incluye pruebas de laboratorio diseñadas para caracterizar los componentes individuales de la roca, es decir, las partículas solidas (matriz) y el fluido de poro.

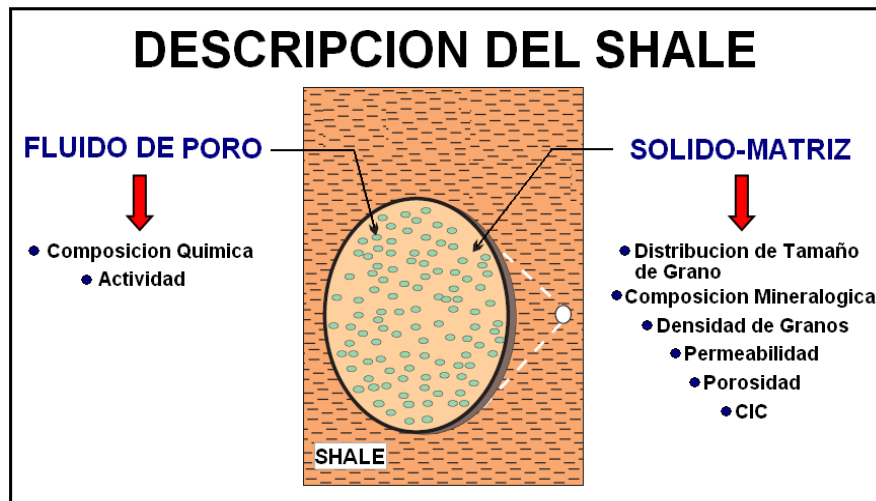


Figura 2.1. Caracterización de Formaciones arcillosas para propósitos de perforación.
Modificado de Amoco Drilling Handbook.

Las propiedades físicas, químicas, petrofísicas y geológicas de los shales controlan la estabilidad de pozo. De esta forma muchas pruebas de laboratorio se han definido para determinar las propiedades de las formaciones arcillosas. Estas propiedades de los shales son afectadas por una pobre preservación o manipulación de la muestra una vez es obtenida ya sea a partir de cortes de perforación o nucleos. Chenevert et al. (1997) expuso que los shales deben ser preservados con su contenido de agua nativa si son necesarias mediciones detalladas de sus propiedades. La siguiente sección expone la descripción y las propiedades de las muestras que fueron estudiadas en esta investigación.

Dentro de las muestras estudiadas en el presente trabajo están:

- Shale UIS-10: Es un Shale de la formación Carbonera C6 obtenido a partir de Corazonamiento y preservado en papel celofán, aluminio y cubierto con cera.
- Shale UIS-11: Corresponde a cortes de perforación obtenidas y preservadas durante la perforación del pozo UIS-11.
- Shale Paja: Es un shale obtenido de afloramiento.

- Muestra Tambor: Es una arena obtenida de afloramiento. Según el análisis granulométrico de la muestra, esta es una arena media con concentración alrededor del 80%.
- Muestra de Aloxita: Es una muestra sintética que corresponde a un filtro cerámico de 60 micrones con permeabilidad de 20 Darcies y dimensiones 2.5" X 0.25".

De estas muestras estudiadas solo UIS-10, UIS-11 y Paja pueden considerarse como shales, las demás muestras fueron consideradas para el desarrollo de análisis comparativos y son igualmente caracterizadas en el presente trabajo.

Con las muestras UIS-10 y UIS-11 se trato de disminuir al máximo la exposición de la roca y su interacción con la atmosfera, ya que la exposición de los shales al aire puede alterar el contenido de agua nativa.

2.1.1 Mineralogía y Contenido de Arcilla Para conocer la composición mineralógica de las muestras se realizaron pruebas de DRX Total y Fracción Arcilla siguiendo el manual de Procedimientos técnicos de laboratorio de DRX del Instituto Colombiano del Petróleo. Para realizar esta prueba se sigue la norma técnica PTE 153.010 para la Fracción Bulk (Total) y la norma técnica PTE 153.003 para la Fracción Arcilla.

Los montajes para la realización de las pruebas DRX Bulk y fracción arcilla se realizaron en el laboratorio DRX del ICP, el equipo a utilizar es un Difractómetro computarizado, marca Bruker modelo D4, equipado con lámpara de Cu y monocromador de grafito. La evaluación de los espectros se realizó con ayuda del Software Diffrac – AT y Diffrac Plus de la firma Siemens, con base en los patrones (PDF = Powder Diffraction File database) de la JCPDF (Joint Committee on Powder Diffraction Standards), comercializados por el ICDD (International Centre of Diffraction Data) (Manual de procedimientos, Laboratorio de DRX). Las pruebas se realizaron para las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.

La cuantificación presentada para la roca total y la fracción menor de 2 micras se basa en la metodología desarrollada en el laboratorio DRX la cual considera la altura relativa de los picos y el área bajo la curva, aplicando constantes de difracción propuestas por el software Diffrac Plus, y constantes calculadas en el laboratorio (Benavides C. 1995). En el

análisis de roca total, los filosilicatos presentes en las muestras se agrupan como minerales de arcilla. La figura 2-2 muestra un difractograma que define la composición de la muestra.

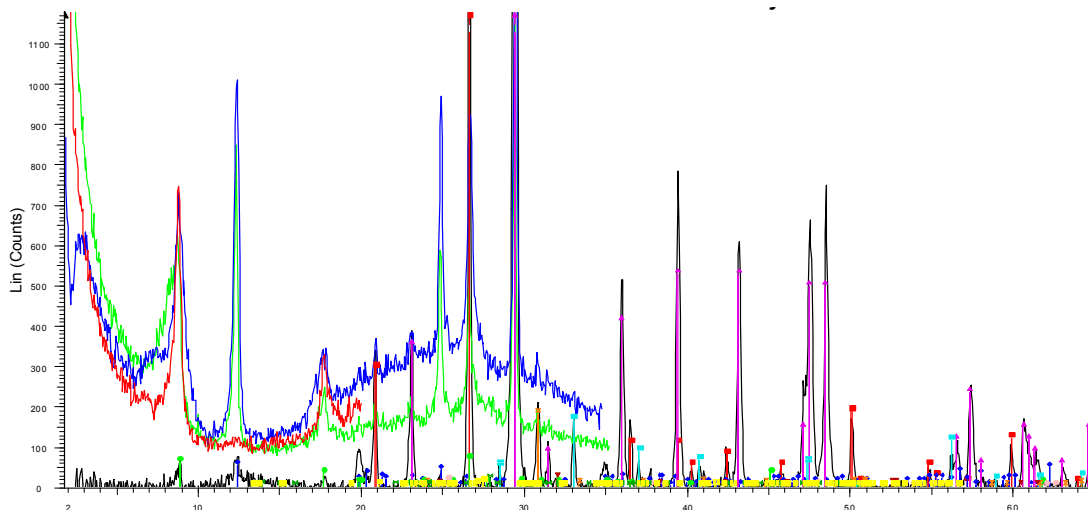


Figura 2-2. Difractograma para la muestra de la formación Paja, Obtenido de la prueba DRX.

Las tablas 2-1 y 2-2 muestran la mineralogía y el contenido de arcilla de los shales UIS-10, UIS-11 y Paja respectivamente.

DESCRIPCION	UIS-10 (% peso)	UIS-11 (% peso)	PAJA (% peso)
Arcilla	21	36	17
Cuarzo	75	57	23
Carbonatos	-	-	51
Pirita	-	-	6
Otros	4	7	3

Tabla 2-1. Composición mineralógica total de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.

DESCRIPCION	UIS-10 (% peso)	UIS-11 (% peso)	PAJA (% peso)
Illitas	21	36	17
Caolinita	75	57	23
Cuarzo	-	-	51
Clorita	-	-	6
Interestratificados	4	7	3
Calcita	-	-	9

Tabla 2-2. Composición mineralógica de la fracción menor a 2 micras de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.

Según los resultados de la prueba de Difracción de Rayos X, las muestras de la formación Paja a nivel de roca total, están constituidas principalmente de Carbonatos tipo (Calcita, Dolomita y Siderita), Cuarzo y Minerales de arcilla. Los carbonatos corresponden alrededor del 50% en peso y la Calcita es el mineral que predomina dentro de este grupo. Adicional a estos componentes se encuentran minerales accesorios tales como Pirita, Anatasa y Feldespatos potásicos y sódicos. El análisis de la fracción menor de 2 micras, mostró como mineral de arcilla predominante la Illita que supera el 50% en peso de esta fracción. Acompañando a este mineral se encuentran Caolinita, Interestratificado, igualmente Calcita y Cuarzo microcristalino. El Interestratificado corresponde Illita/Esmectíta donde predominan las capas micáceas. Las muestras del pozo UIS-11 presentan un análisis de roca total con composición básica de cuarzo (57%) y minerales de arcilla (36%). En el análisis de la fracción menor a 2 micras el principal constituyente es la caolinita, seguido por illitas y cuarzo microcristalino. El análisis DRX de las muestras UIS-10 define la muestra como una arenisca cuarzosa con concentración media de minerales arcillosos, alrededor del 20%.

Una representación grafica se de la composición mineralógica de las muestras se puede observar en las figuras 2-3 y 2-4 para las fracciones Bulk y Arcilla.

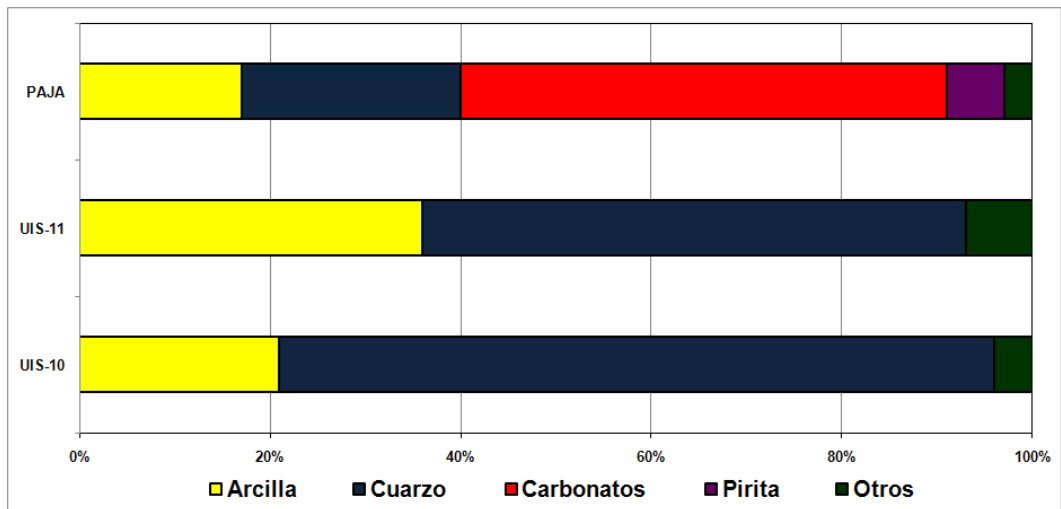


Figura 2-3. Composición de roca total de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.

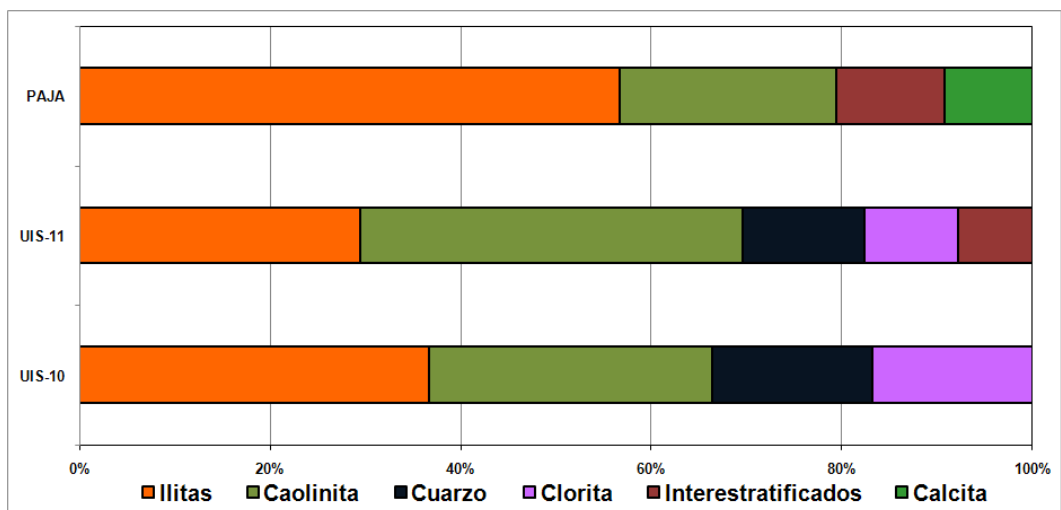


Figura 2-4. Composición fracción menor de 2 micras de las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja.

2.1.2 Contenido de Humedad Nativa y Actividad de las Muestras Preservadas La siguiente discusión presenta la metodología utilizada para obtener el contenido de agua nativa o contenido de agua inicial y la actividad del agua de los shales preservados utilizados en el presente estudio (UIS-10 y UIS-11).

Contenido de Humedad Nativa: El contenido de humedad nativa es la cantidad de agua que el shale contiene dentro de sus poros. Es muy importante estimar este parámetro una vez que las muestras preservadas son removidas de la preservación con cera para el caso de la muestra UIS-10 o removidas del aceite mineral para el caso de los cortes de perforación del pozo UIS-11, de esta forma se obtiene el valor mas cercano del contenido de humedad del shale en condiciones in-situ. Para la determinación del contenido de agua inicial se toma una muestra de cada formación luego de sacarse de su ambiente de preservación y se registra el peso inicial como (W_i). Luego la muestra de shale es secada al ubicarla en un horno a 96°C durante 24 horas, la temperatura es la indicada para no causar perdidas en el agua estructural en la muestra, especialmente en las arcillas esmectíticas, luego el peso de la muestra seca (W_d) es nuevamente medido. El contenido de agua nativa para cada muestra de shale es determinado con la siguiente ecuación:

$$\text{Contenido de Agua Nativa(\%)} = \left[\frac{(W_i - W_d)}{W_d} \right] * 100 \quad (2-1)$$

Otro contenido de agua inicial para la caracterización del shale puede ser determinado al someter la muestra a temperatura de 600°C como lo sugiere Mody et al (2002). En el presente trabajo se utilizó 1 muestra de núcleo UIS 10 y 4 muestras de cortes de perforación. La tabla 2-3 muestra el contenido de humedad nativa para el shale UIS-10 de la formación Carbonera C6 a una profundidad aproximada de 10700 ft y para las muestras de cortes de perforación del pozo UIS-11.

Tipo de Muestra	Contenido de Humedad Nativo, %
UIS-10	2*
UIS-11	2,5**

*Promedio de los valores para las muestras para la formación C8 según Vargas y Reyes, 2005.

**Valor obtenido a 14167 ft (corte Preservado).

Tabla 2-3. Contenidos de agua inicial para las muestras de shale preservadas UIS-10 y UIS-11.

Este contenido de agua inicial es utilizado en conjunto con las curvas de adsorción isotérmica para determinar la actividad del agua nativa de estas muestras tal como se muestra a continuación.

Actividad de las muestras UIS-10 y UIS-11: Para la determinación de la actividad se elaboran las curvas de adsorción isotérmica para cada muestra en el laboratorio de Tecnologías Operacionales del ICP. La norma técnica para esta prueba es la PTE 14.012. La curva de adsorción isotérmica es una grafica de la cantidad de agua adsorbida por el shale contra la actividad del agua adsorbida. La figura 2-5 muestra un desecador típico usado en este trabajo.



Figura 2-5. Tipo de desecadores utilizados para los propósitos de control de humedad.

Para preparar estos desecadores varios tipos de soluciones salinas saturadas son requeridas, la tabla 2-4 muestra las diferentes sales saturadas que fueron usadas para lograr las diferentes humedades relativas en los desecadores.

Tipo de Sal Saturada	Actividad
CaCl ₂	0,29
Ca (NO ₃) ₂	0,5
NaCl	0,75
KH ₂ PO ₄	0,96

Tabla 2-4. Soluciones de sales saturadas y su porcentaje de humedad relativa.

La prueba de adsorción isotérmica es conducida de la siguiente manera:

1. Las muestras totalmente secas son introducidas en los diferentes desecadores, con diferentes humedades relativas.
2. Se realiza vacío a los desecadores para remover el aire y acelerar la prueba.
3. A medida que el shale adsorba agua este gana peso, el cual es registrado diariamente hasta que no se observa variación significativa en el peso de la muestra, en este momento el shale esta en equilibrio con el ambiente.
4. Se registra el peso final de cada muestra.
5. La cantidad de agua adsorbida por la muestra de shale es calculada como la diferencia entre el peso final y el peso de la muestra seca de la siguiente forma:

$$\text{Agua Adsorbida (\%)} = [(W_f - W_d) / W_d] * 100 \quad (2-2)$$

6. Se construye la curva de adsorción isotérmica al graficar el porcentaje de agua adsorbida por el shale contra la respectiva humedad relativa (actividad del agua) del desecador en el cual la muestra fue ubicada como se muestra en la figura 2-6.

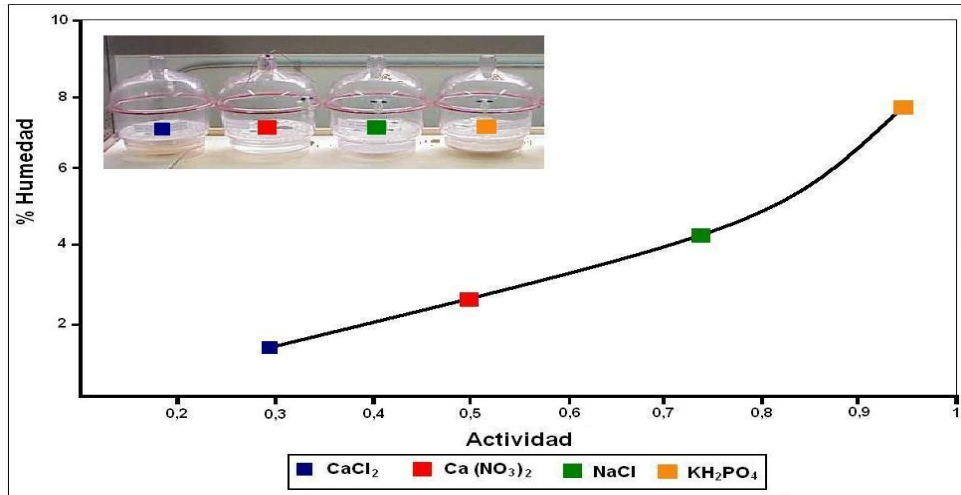


Figura 2-6. Elaboración de la curva de adsorción Isotérmica.

7. La actividad del agua de shale es determinada al entrar en la grafica con el contenido de agua inicial de la muestra y cortar la curva de adsorción isotérmica para luego leer el valor de actividad de agua del shale nativo. Las figuras 2-7 y 2-8 muestran las curvas de adsorción isotérmica para los shales UIS-10 y UIS-11 respectivamente.

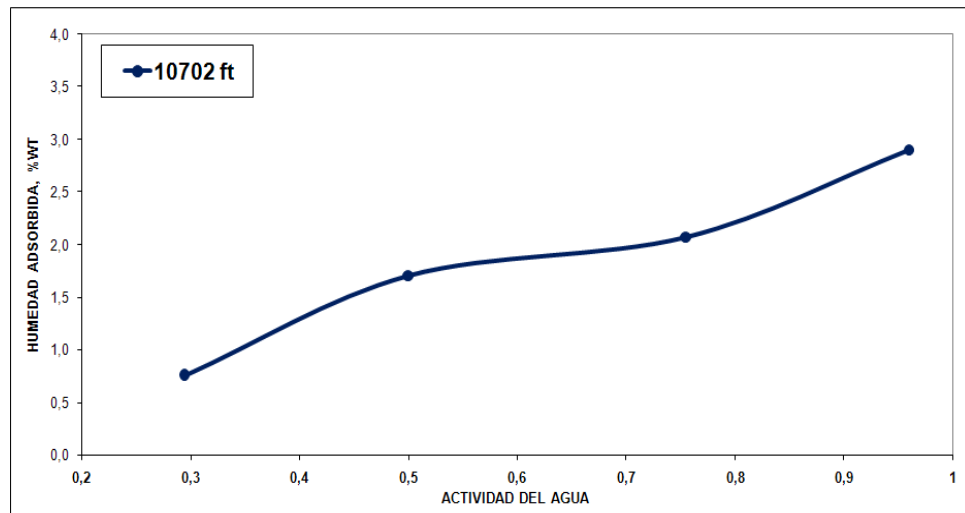


Figura 2-7. Curva de adsorción isotérmica para el shale UIS-10.

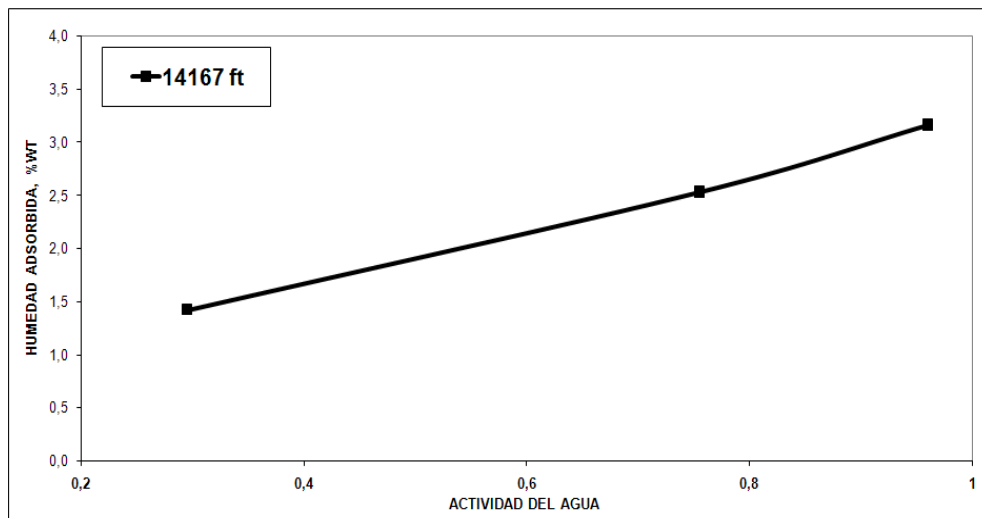


Figura 2-8. Curva de adsorción isotérmica para los cortes del pozo UIS-11.

La tabla 2-5 muestra la actividad del agua nativa obtenida a partir de las curvas de adsorción isotérmica para la muestra UIS-10 y las muestras de cortes de perforación del pozo UIS-11.

Tipo de Muestra	Actividad del Agua Nativa
UIS-10	0,73
UIS-11	0,74

Tabla 2-5. Actividad de las muestras preservadas UIS-10 y UIS-11.

2.1.3 Permeabilidad y Porosidad de las muestras Las mediciones de permeabilidad y porosidad se realizaron en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos del ICP.

Permeabilidad: La permeabilidad del shale es un parámetro importante para medir ya que este describe la habilidad del shale para conducir fluido e iones a través de la formación. Por lo tanto es muy importante medir la permeabilidad del shale y correlacionarla con mediciones de eficiencia de membrana y selectividad iónica.

En el presente trabajo la prueba de permeabilidad por sonda fue utilizada para estimar la permeabilidad de las muestras. Para esta prueba se utiliza el equipo Probe Permeameter PDPM 400 del laboratorio de Análisis Petrofísicos del ICP. La figura 2-9 muestra el equipo utilizado para la prueba.



Figura 2-9. Permeámetro de Sonda.

Este equipo utiliza la técnica de caída de presión para mediciones con permeámetro explorador para proporcionar permeabilidades de gas rápidas y no destructivas corregidas tanto para el deslizamiento de gas como para la resistencia inercial. El gas utilizado es nitrógeno seco, la sonda se coloca encima de la muestra y luego se baja y se sella contra su superficie con una presión neumática fija en el pistón operador de la sonda. Se leen y registran las presiones para el cálculo de la permeabilidad teniendo en cuenta el flujo y la viscosidad del gas. Entre las ventajas de este método están la medición de permeabilidades en el rango de 0.1 nD a 30 D; el tiempo de medición varía de 32 a 2 segundos; se obtienen permeabilidades con deslizamiento corregido (K_{∞}) y sin corrección de deslizamiento (K_g) con una sola prueba de caída de presión. La tabla 2-6 muestra las permeabilidades estimadas para las muestras. Es de anotar que para la muestra sintética de aloxita no se requirió hacer la prueba ya que esta muestra trae un valor de permeabilidad estimado de fábrica.

TIPO DE MUESTRA	PERMEABILIDAD, mD
UIS-10	0.0011
UIS-11*	0.05
Paja	0.0056
Tambor	5.7
Aloxita	20

* Muestra reconstituida.

Tabla 2-6. Permeabilidad de las muestras estudiadas.

Porosidad: Se mide en el porosímetro de inyección mostrado en la figura 2-10. El porosímetro esta compuesto por un portamuestra en el que se introduce la muestra la cual es sometida inicialmente a vacío (aprox. presión de 1.4 psi), luego sometida a una inyección de HELIO mayor a 100 psi (100 – 110 PSI) para determinar finalmente una presión de equilibrio. Con estas tres presiones podemos determinar el espacio poroso dentro del volumen determinado y con el peso total de la muestra obtener un valor para la densidad de grano. La tabla 2-7 muestra los resultados de las porosidades y densidades determinadas para las muestras UIS-10, Paja y Tambor.



Figura 2-10. Porosímetro de Inyección de Helio.

TIPO DE MUESTRA	POROSIDAD, %	DENSIDAD, g/cc
UIS-10	6.3	2.8
Paja	1.3	2.69
Tambor	11.5	2.66

Tabla 2-7. Porosidades y densidades de las muestras estudiadas.

2.1.4 Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) de las Muestras La CIC se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH; es una medición de la cantidad total de cargas eléctricas que pueden ser concentradas por las superficies internas de una muestra de roca (Baroid, 1991). La CIC se determina a partir de la prueba de azul de metileno (Methylene Blue Test -MBT), prueba que permite determinar el grado de reactividad de las muestras. Para la realización de esta prueba se sigue la norma técnica API RP 13 de 2000. La incertidumbre estimada en las mediciones es de 1% y la temperatura de realización de las pruebas es de 25°C. La tabla 2-8 muestra el reporte de datos obtenidos en la prueba de Azul de Metileno (MBT) con triple medición para cada muestra.

TIPO DE MUESTRA	CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO, meq/100g
UIS-10	14*
UIS-11	10**
Paja	7,5
Tambor	1,3
Aloxita	5

* Valor obtenido a partir del promedio de los valores reportados en el Informe Técnico "Caracterización del Núcleo Descubierta de Carbonera C6, Pozo UIS-10", 2006.

** Valor obtenido del promedio de los valores para 4 muestras preservadas de cortes de perforación.

Tabla 2-8. Capacidad de Intercambio Catiónico para las muestras estudiadas.

Los resultados reflejan que las muestras analizadas son medianamente reactivas (Formación Paja y UIS) y pocos reactivas (Formación Tambor y Muestra Sintética Aloxita). De acuerdo con la teoría, las muestras que posean valores de CIC (expresada como arcilla reactiva equivalente por libras de shale) mayores a 15 se consideran reactivas, las que contengan valores alrededor de 15 son medianamente reactivas y las que posean valores muy inferiores a 15 son poco reactivas.

2.1.5 Composición del Fluido de Poro de las Muestras Preservadas El fluido de poro juega un papel determinante en la generación de un potencial eléctrico y por lo tanto en el comportamiento de los shales como membranas. Varios métodos han sido descritos en la literatura para el retiro del fluido de poro a partir de muestras sedimentarias preservadas como por ejemplo la centrifugación, el desplazamiento de gas y técnicas de squeezing (Bottcher G. et al., 1997). La técnica de extracción de fluidos a partir de muestras de shale propuesta por Schmidt (1973) y por Abbas H. et al (2006) fue evaluada en el presente trabajo para las muestras preservadas del pozo UIS-11. Las muestras fueron retiradas de la preservación en aceite mineral y secadas con papel para luego ser disueltas y trituradas en agua destilada Tipo I, agitadas por ultrasonido durante 1 hora, filtradas y enviadas para un análisis de agua composicional para cationes a través de análisis cuantitativo por icp-ms (Potasio, Sodio y Magnesio) en el laboratorio de espectroscopia del ICP y aniones por cromatografía iónica (Cloruros y Sulfatos) en el Laboratorio de Aguas y Suelos del ICP. Los resultados de los anteriores análisis los podemos observar en la tabla 2-9.

TIPO DE MUESTRA	CONCENTRACION [mg/L]					
	Na+	Cl-	SO4 (-2)	K+	Ca (+2)	Mg (+2)
Carbonera UIS-11 (2008)	50,3	45,2	19,8	13,3	--	1,2
Pierre II (Carminati et al. 1999)	1097	1139	--	6	7	4
Brazilian Offshore (Da Fontoura et al. 2002)	13406	12500	9375	318	550	115
Composición Agua de Mar	10770	19360	2701	387	408	1298

Tabla 2-9. Composición iónica del fluido de poro para las muestras del pozo UIS-11.

2.2 FLUIDOS DE PERFORACION

2.2.1 Fluidos Base Agua Los Fluidos Base Agua o WBMs (Water Based Muds) están siendo usados ampliamente para perforar a través de shales problemáticos, la ventaja de la utilización de estos lodos en comparación de los Lodos Base Aceite u OBMs (Oil Based Muds) es su relación efectividad-costos y su gran aceptabilidad ambiental. A pesar de estos incentivos para el uso de los WBMs la incorrecta aplicación de estos lodos mientras se perforan formaciones de shale sensitivas pueden conducir a problemas costosos de inestabilidad. Para la correcta aplicación de los fluidos de perforación base agua es importante un entendimiento de la interacción fisicoquímica shale-lodo.

En un sistema de lodo base agua, dependiendo de la diferencia de actividad entre el lodo y el shale, las moléculas de agua e iones pueden moverse hacia y fuera de la formación. Este movimiento puede resultar en cambios en la resistencia mecánica de la roca y en la presión de poro. El cambio en la presión de poro es un proceso dependiente del tiempo y puede desestabilizar la pared del pozo. De esta forma si un sistema WBM es seleccionado debido a disposiciones ambientales, el sistema de lodo debe ser diseñado con una selección adecuada de tipo de iones y concentración según lo sugerido por Zhang J. et al. (2006).

Es importante resaltar que el fenómeno osmótico ocurrido a partir de la diferencia de actividades de los fluidos de perforación y de poro como mecanismo primario en la deshidratación o deshidratación del shale puede no ser totalmente válido para sistemas de lodos base agua principalmente por la ausencia de presión capilar y por los valores extremadamente bajos de eficiencia de membrana reportados en la literatura (valores de 0.18% a 4.23% cuando los shales interactúan con fluidos base agua según Al-Bazali, 2005 o valores menores de 10% según Oort V. et al, 1996).

2.2.2 Fluidos Base Aceite Los fluidos de perforación no acuosos son a menudo escogidos para perforar formaciones de shale problemáticas ya que normalmente ellos minimizan la interacción desfavorable entre el fluido de perforación y la formación de shale con contenido de arcilla reactiva. Aunque el movimiento iónico es bloqueado debido a la membrana generada por el fluido no acuoso (eficiencia de membrana cercana al

100%), el movimiento de agua hacia y fuera de la formación de shale puede resultar en alteraciones en las propiedades mecánicas y petrofísicas de la formación wellbore (Zhang J. et al 2006).

Según lo expuesto por Lomba et al. (2000) este tipo de fluido previene que el agua entre en contacto directo con la roca ya que está emulsificada en la fase continua de aceite. El aceite actúa como una barrera para el movimiento de los iones, como una membrana semipermeable perfecta. Otro efecto importante del uso de este tipo de fluidos es la generación de presiones capilares que impiden la entrada del lodo en los poros de la roca como se muestra en la figura 2-11.

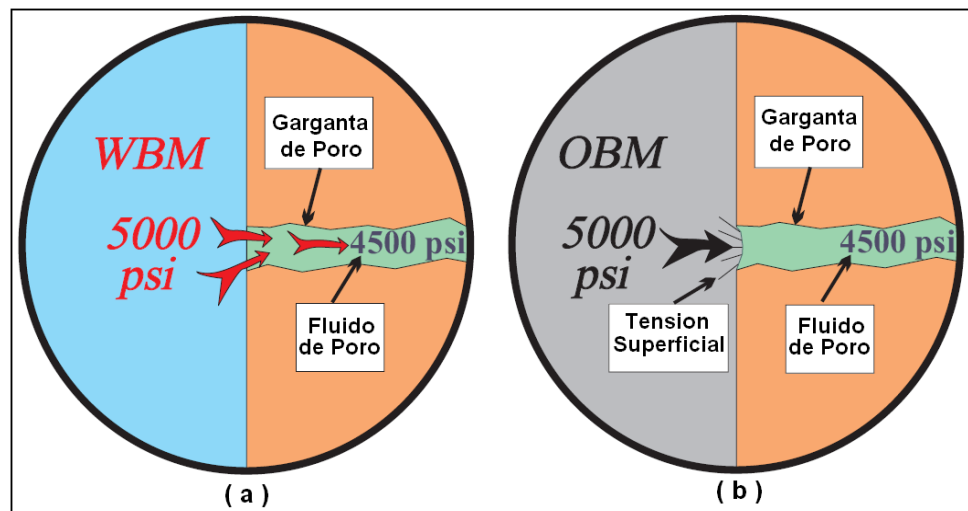


Figura 2-11. Efecto de la Presión capilar en los fluidos base agua y base aceite. Tomado de Amoco Drilling Handbook.

El lodo debe superar la presión capilar para entrar en la garganta del poro del shale. En la figura 2-11 (a) vemos que cuando se perfora un shale mojado por agua con WBM, la tensión interfacial entre la fase agua del lodo y el fluido de poro es muy baja. Mientras que en (b) observamos que cuando se perfora un shale mojado por agua con OBM, la presión capilar es muy alta (8000 a 10000 psi) debido a la gran tensión interfacial y extremadamente pequeño radio de garganta de poro.

La presión capilar crea una interfase entre el fluido de poro y el lodo la cual es dependiente de varios factores: radio de garganta de poro, tensión interfacial y ángulo de contacto. Cuando perforamos con un fluido base aceite la alta presión capilar previene la entrada de la fase aceite y la presión de sobre balance (overbalance) es muy baja. Sin embargo, si la salinidad de la fase agua del lodo no está balanceada con la salinidad del shale, transferencia de agua a través de ósmosis puede ocurrir.

La fase continua del aceite ejerce una presión de confinamiento en la pared del pozo porque la presión de la columna del lodo típicamente excede la presión de formación (perforación overbalanced) pero no excede la presión de entrada capilar. Con lodos base agua este fenómeno no existe debido a que los shales están típicamente mojados por agua.

En un fluido base aceite las diferencias de potencial químico entre el shale y el fluido de perforación son fundamentales en el transporte de agua y serán las variables consideradas en el presente estudio. El análisis hecho por Hale et al. (1993) en cuanto al efecto de la relación agua aceite (Water Oil Ratio, WOR) demostró que el WOR en el lodo no es significativo para determinar si el agua se mueve desde o hacia el shale, termodinámicamente el WOR solo afecta la tasa de transporte de agua.

2.3. MODELOS PARA EL CÁLCULO DE LAS ACTIVIDADES QUÍMICAS DE LAS ESPECIES EN SOLUCION

Para cuantificar las diferencias de potencial químico entre el shale y el fluido de perforación es útil entender el concepto de actividad. La actividad es importante en termodinámica porque ella proporciona medios para que la energía libre molar parcial de un constituyente dado (sólido, gas o líquido) en un sistema puede ser comparado con el de otro sistema. Cuando iniciamos el análisis químico de formaciones arcillosas se debe encontrar el valor puntual en profundidad de la actividad del lodo, actividad de la formación y la eficiencia de membrana, con el fin de cuantificar los efectos químicos en el modelamiento de estabilidad de pozo, como lo fue expuesto en la sección 1.6.

En la presente sección se exponen las metodologías utilizadas para el cálculo de la actividad química de la fase acuosa del lodo de perforación y del fluido de poro de la formación arcillosa.

2.3.1 Cálculo de la actividad del fluido de perforación Hale et al. (1993) propusieron una correlación sencilla para calcular la actividad del agua en la formación o en el lodo de perforación a partir de la concentración salina. Las ecuaciones tienen la siguiente forma:

Para el Cloruro de Sodio (NaCl):

$$A_{df} = \left(1 - 0.00451 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.000199 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right) \quad (2-3)$$

Para el Cloruro de Potasio (KCl):

$$A_{df} = \left(0.99999 - 0.003443 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.00009691 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right) \quad (2-4)$$

Para el Cloruro de Calcio (CaCl₂):

$$A_{df} = \left(1 - 0.00065 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.000438 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right) + \left(0.00000281 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^3 \right) - \left(0.0000000265 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^4 \right) \quad (2-5)$$

Las anteriores ecuaciones están representadas en la figura 2-12 y son las mismas que usa internamente el programa P-Bore™ para hacer sus cálculos de actividad.

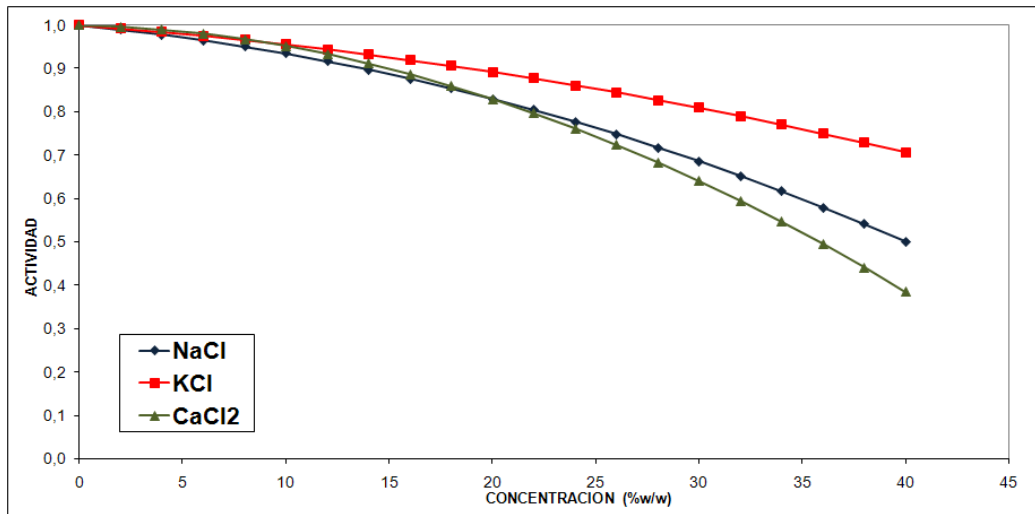


Figura 2-12. Actividad del agua como función de la concentración salina para las sales NaCl, KCl y CaCl₂ a temperatura de 20°C.

El uso de estas relaciones debe limitarse solamente al cálculo de la actividad para el fluido de perforación una vez se conozca la composición salina de la fase acuosa y no debe aplicarse al cálculo de la actividad del fluido de poro de la formación ya que el agua de formación no está formada por un solo tipo de sal como fue demostrado en la sección 2.1.5 donde se analizó la composición del fluido de poro de la muestra preservada UIS-11, el anterior planteamiento es corroborado por autores como Santarelli F. et al. 1992; Carminati S. et al. 1999; Mody F. et al. 2002; Da Fontoura et al. 2002, que demuestran que en el agua de poro se encuentran principalmente los cationes Ca⁺², Mg⁺², Na⁺, K⁺ y aniones Cl⁻ y SO₄⁻².

La actividad del fluido de perforación es dependiente de la temperatura y la presión como lo demuestran autores como Chenevert M. y Strassner J. (1975) y Yu et al. (2001); en general la actividad del agua en OBM's se incrementa al incrementarse la temperatura. Rojas et al. plantea una relación entre la actividad del lodo de perforación y la temperatura de la siguiente forma:

$$A_{df, temp} = C1 * Exp (C2 * T) \quad (2-6)$$

En la ecuación 2-6 $A_{df,temp}$ es la actividad del fluido de perforación corregida por temperatura, T es la temperatura del fluido en °C y C1 y C2 son constantes que dependen de la concentración de sal. Para el CaCl₂ las relaciones tienen la siguiente forma:

$$C1 = -0,0153 * C + 1,1211 \quad (2-7)$$

$$C2 = 8,45 \times 10^{-5} \exp(0,07114692 * C) \quad (2-8)$$

En las anteriores ecuaciones C es la concentración de CaCl₂ en la solución en unidades de %w/w.

2.3.2 Cálculo de la Actividad del Fluido de Poro de la Formación La actividad de la formación de shale es un excelente indicador del estado de hidratación y su potencial de adsorber agua. Es importante señalar que la determinación de la actividad del agua del shale es difícil de obtener en sus condiciones in-situ ya que estos valores dependen de la temperatura, presión y los constituyentes del fluido de poro.

Desafortunadamente no se ha podido establecer una relación simple entre la actividad del agua y la profundidad. Parece que debido a que los esfuerzos tectónicos y la historia geológica varía entre los campos, la actividad del agua en el shale varía con la localización también como con la profundidad. A partir de esta premisa se utilizó el método empleado por Rojas et al. (2006) para el cálculo de la actividad in-situ a partir de datos geomecánicos y de las pruebas de laboratorio para calibrar estos resultados. Esta metodología es implementada en el presente trabajo la cual produce un registro detallado de la variación de la actividad de la formación en profundidad.

Para la predicción de la actividad de la formación in-situ es necesario una descripción detallada de los esfuerzos in-situ, la presión de la formación (Presión de Poro, Pp) y la temperatura. Los pasos para obtener los datos de actividad de la formación son:

1. Determinar el esfuerzo vertical (Esfuerzo Overburden) de la formación de interés el cual se obtiene integrando el registro de densidad a través de la relación:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho_b g dz \quad (2-9)$$

En la anterior ecuación ρ_b es la densidad bulk de la formación, g la gravedad.

2. Determinar la Presión de Poro: usando el método de Eaton a partir de registros, datos que son calibrados a partir de mediciones de presión de formación a partir de Drill Steam Test (DST) o Pruebas de Producción y Modular Formation Dynamics (MDT).
3. Determinar el esfuerzo mínimo horizontal (σ_h) usando la ecuación poroelástica basada en la condición de limite de deformación uniaxial:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{(1-\nu)} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p \quad (2-10)$$

En la anterior ecuación ν es la relación de poisson y α el coeficiente de Biot. El esfuerzo mínimo horizontal es calibrado a partir de los resultados de pruebas LOT (Leak Off Test) y ELOT (Extended Leak Of Test).

4. Determinar el esfuerzo máximo horizontal σ_H a partir de presiones de Breakdown obtenidas de LOT, despreciando la resistencia a la tensión y usando la siguiente ecuación:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_b - \alpha P_p \quad (2-11)$$

Donde P_b es la presión de Breakdown.

5. Determinar la actividad de la formación a través de uno de los 3 métodos:
 - 5.1. Método del esfuerzo vertical efectivo: en este método se utiliza solo el esfuerzo vertical efectivo y la ecuación de actividad queda de la siguiente forma:

$$A_{SH,t} = \exp \left[-\frac{V_w}{RT} \times (\sigma_v - P_p) \right] \quad (2-12)$$

Este método establece que la fuerza de adsorción de agua de la formación arcillosa es igual a la fuerza de compactación efectiva.

- 5.2. Método del esfuerzo promedio efectivo: Este método utiliza además del esfuerzo de sobrecarga, los esfuerzos horizontales los cuales también

contribuyen a la deshidratación del shale durante la compactación, como se muestra en la ecuación 2-13.

$$A_{SH,t} = \exp\left[-\frac{V_w}{RT} \times \frac{(\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h - 3P_p)}{3}\right] \quad (2-13)$$

- 5.3. Método del esfuerzo promedio efectivo modificado: Normalmente la actividad estimada por el método anterior es mas alta que la actividad real de la formación, por esta razón se debe utilizar el factor a_c (coeficiente de corrección de actividad) y utilizar el método del esfuerzo efectivo modificado a través de la siguiente ecuación:

$$A_{SH} = a_c \cdot \exp\left[-\frac{V_w}{RT} \times \frac{(\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h - 3P_p)}{3}\right] \quad (2-14)$$

El coeficiente de corrección de actividad esta definido como:

$$a_c = \frac{A_{SH,m}}{A_{SH,t}} \quad (2-15)$$

Donde $A_{SH,t}$ es la actividad teórica de la formación y $A_{SH,m}$ es la actividad medida en laboratorio.

La figura 2-13 muestra un perfil de actividad de agua de formación obtenido por Rojas J. et al. (2006) donde utiliza en método del esfuerzo promedio efectivo modificado.

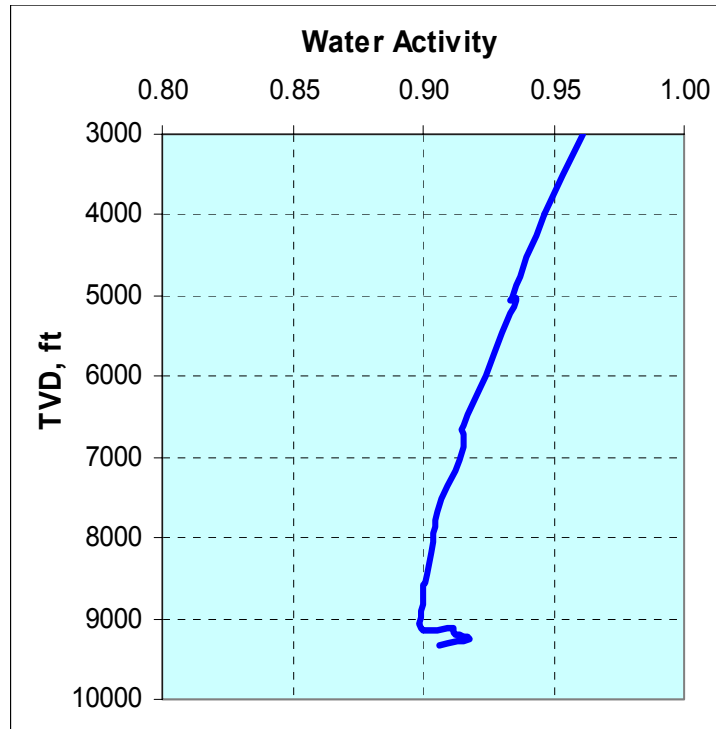


Figura 2-13. Perfil de actividad de agua de formación. Tomado de Rojas J. et al. (2006).

3. FENOMENOS FISICO-QUIMICOS QUE INTERVIENEN EN LA INTERACCION FLUIDO – ROCA ARCILLOSA

El movimiento de agua e iones hacia o fuera del shale causa alteraciones en las propiedades mecánicas y fisicoquímicas de la roca. Este movimiento de masa es gobernado por gradientes hidráulicos, químicos, térmicos y eléctricos, tal como lo exponen Frydman M. y Da Fontoura S. (2001) en la tabla 3-1.

Fuerza →	Gradiente Hidráulico	Gradiente Potencial Químico	Gradiente de Temperatura	Gradiente de Potencial Eléctrico
Flujo ↓				
Fluido (Agua)	Conducción Hidráulica (Ley Darcy`s)	Osmosis Química	Termo-Osmosis	Electro-Osmosis
Soluto (Ion)	Advección	Difusión (Ley Fick`s)	Termo-Difusión	Electroforesis
Calor	Transferencia de Calor Isotérmica	Efecto Dufour	Conducción Térmica (Ley Fourier`s)	Efecto Peltier
Corriente	Flujo de Corriente	Difusión de Corriente	Termoelectricidad (Efecto Seebeck)	Conducción Eléctrica (Ley Ohm`s)

Tabla 3-1. Componentes de flujo y fuerzas impulsoras en la interacción con rocas arcillosas. Tomado de Frydman M. y Fontoura S. (2001).

Cada fenómeno analizado contribuye de alguna forma en el paso de agua e iones en la interfase shale/fluido, en este capítulo se analizarán algunos de estos fenómenos.

La resistencia del shale y la presión de poro cerca de la pared del pozo son los principales factores afectados por la interacción fluido / roca, el enfoque presentado en el presente trabajo analiza solo el flujo de agua a través del gradiente químico (Osmosis Química) para hacer el análisis de estabilidad en rocas químicamente activas.

Basados en los dos mecanismos predominantes (diferencias en la presión hidráulica y diferencias entre la actividades fluido de poro/fluido perforación) podemos definir como el

flujo neto de agua puede afectar la presión de poro, el estado de esfuerzos alrededor del pozo y la resistencia de la formación como se expone en la figura 3-1.

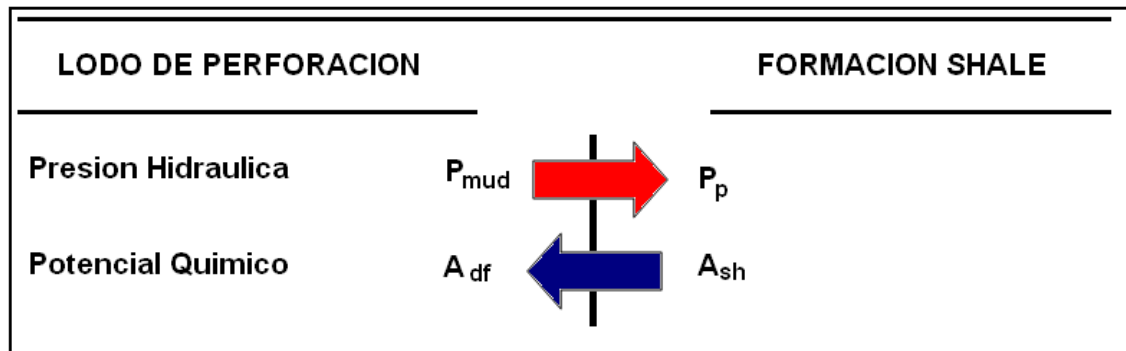


Figura 3-1. Flujo neto de fluido en el sistema formación arcillosa / fluido de Perforación.
Tomado de Hale A. et al. (1993).

Según Tan C. et al. (2002), los mecanismos de interacción fluido-shale claves a la hora de evaluar la estabilidad de una formación arcillosa son la penetración de la presión de lodo (Efecto del gradiente hidráulico) y los mecanismos de potencial químico (Efecto del gradiente químico). Esta opinión concuerda con la expuesta por Hale et al. (1993) que define los mecanismos que gobiernan el movimiento de agua en el shale como la diferencia de la presión hidráulica entre la presión del wellbore (mud weight) y la presión del fluido de poro del shale y la diferencia en el potencial químico entre el lodo y el fluido de poro.

El control de la presión de poro, lograda a través de los efectos osmóticos, puede ser ejercido solo si se entienden los conceptos y se cuantifica el proceso de transporte de masa debido a los gradientes químicos e hidráulicos. En las rocas de baja permeabilidad como los shales estos gradientes inducen cambios en la presión de poro debido a los efectos de difusión hidráulica e iónica y efectos osmóticos que pueden cambiar con el tipo de roca y su capacidad para restringir el flujo iónico a través de la formación. Los mecanismos para este movimiento serán tratados en este capítulo los cuales incluyen el flujo convectivo, hidráulico o penetración de la presión de lodo, el flujo difusivo y el flujo osmótico (Rojas J. et al. 2006).

3.1 FLUJO HIDRAULICO

También denominado flujo convectivo o penetración de la presión de lodo o difusión de la presión de poro, es un fenómeno que causa un incremento gradual de la presión de poro como resultado de la alta presión hidrostática del lodo. Es un fenómeno netamente mecánico como resultado de la baja permeabilidad de la shale. Frente al shale no se presentan pérdidas de fluido normales lo que conlleva a que no se forme Mud Cake en la cara del pozo, de esta forma se presenta un equilibrio gradual, muy lento, entre la presión del lodo y la presión de poro. Nótese que una pequeña cantidad de invasión del filtrado es requerida para elevar la presión de poro una distancia considerable de la cara del pozo. Una regla del dedo gordo expuesta por Oort V. (1997) dice que la invasión de agua en el wellbore toma milímetros por día, la difusión ionica toma centímetros por día y la difusión o penetración de la presión de poro toma decímetros por día como se puede exponer en la figura 3-2.

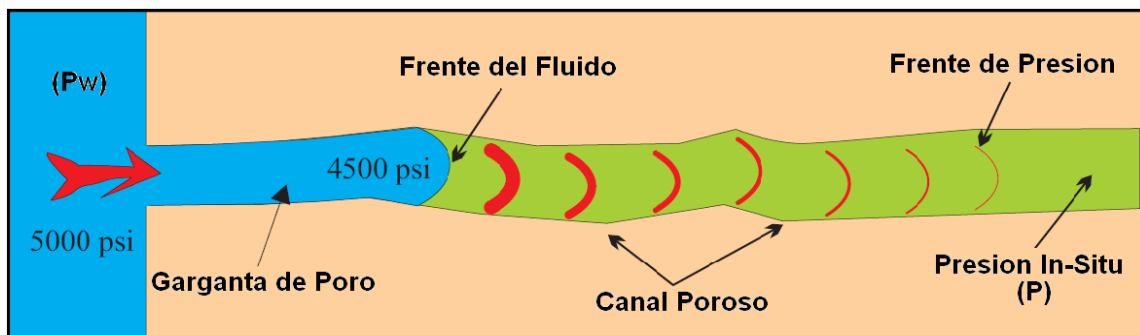


Figura 3-2. Penetración de la presión de poro. Tomado de Amoco Drilling Handbook.

El tiempo requerido para que el frente de presión penetre a una profundidad depende de la permeabilidad del shale y el diferencial de presión entre el lodo y el fluido de poro. Es por esto que cuando se perfora overbalanced, un flujo hidráulico a través de la shale es producido lo cual conduce al desarrollo de una falla tensil en la pared del pozo por aumento en la presión de poro. Este efecto es controlado adicionando aditivos al lodo que taponen la superficie del shale y prevengan el incremento de la penetración de la presión.

Este fenómeno es controlado por la ley de Darcy y es a menudo desde el wellbore hasta la formación asumiendo una operación de perforación overbalanced. Elevar el peso de un WBM puede incrementar la estabilidad mecánica debido a un aumento en la presión de confinamiento, pero esto también puede contribuir a la hidratación del shale. Los OBM tienen la ventaja sobre los WBM en este tipo de flujo debido a la presión capilar. El esfuerzo radial en el OBM es mayor que en el WBM debido que en el último hay disipación de la presión ya que este es miscible con el agua del shale (Abbas H. et al. 2006).

3.2 FLUJO DIFUSIVO

Este es el flujo de solutos desde alta concentración hasta la baja concentración basado en la ley de Fick. Este flujo es efectivo en un shale de alta permeabilidad en la medida de que los solutos de gran tamaño son capaces de fluir a través de la estructura de la formación. En un shale fracturado o permeable la difusión causa que los solutos fluyan desde el fluido de perforación a la formación de shale o viceversa dependiendo de sus concentraciones, este flujo puede causar problemas de estabilidad. Por ejemplo los iones de calcio de un fluido de perforación con salmuera de CaCl_2 invaden el shale cambiando la estructura de la arcilla a causa de las reacciones de intercambio catiónico.

3.3 FLUJO OSMOTICO

El flujo osmótico es considerado más relevante en formaciones arcillosas que el flujo hidráulico porque este último es a menudo varias veces más pequeño que la contribución de los potenciales químicos y térmicos según Ghassemi et al. 2001.

La osmosis es el flujo de agua desde una solución diluida a una más concentrada en la presencia de una membrana semipermeable. El desarrollo de la osmosis depende de la existencia de una membrana semipermeable la cual solo permite el paso de agua mientras restringe los solutos como se muestra en la figura 3-3.

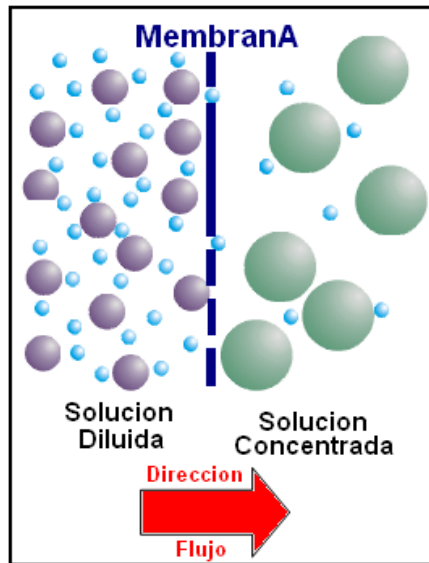


Figura 3-3. Osmosis química.

La osmosis a través de formaciones arcillosas ha sido utilizada en la industria del petróleo para explicar fenómenos que ocurren en el subsuelo como la generación de presiones anormales o la modificación de las presiones near wellbore durante la perforación.

La osmosis en la generación de presiones anormales: El comportamiento de membrana de la formación arcillosa es de particular interés para el geólogo petrolero debido a la generación de presiones osmóticas en el subsuelo. La osmosis puede ser importante en campos petroleros donde los shales comúnmente separan aguas de diferente salinidad. En este caso la osmosis y no la presencia de hidrocarburos gaseosos pueden causar presiones de fluido altas según lo expuesto por Marine, 1974.

La osmosis en la perforación de formaciones arcillosas: En el caso de que la presión en el hueco sea igual que la presión en la formación es el gradiente de potencial químico a través de la roca funcionando como membrana, la fuerza impulsora para el flujo de agua.

El fenómeno osmótico describe el flujo de agua a través de una membrana semipermeable cuando se encuentran en contacto dos soluciones de diferente

concentración, que en este caso son el fluido de perforación y el fluido de poro en los shales.

3.3.1 Shales como Membranas La habilidad de los shales para actuar como membranas semipermeables es atribuida a dos factores:

1. Las gargantas de poro pequeñas debido a la compactación de estas formaciones.
2. La presencia de cargas negativas en la superficie del shale debido a la presencia de minerales arcillosos.

Las arcillas pueden actuar como membranas osmóticas de tal forma que la diferencia de actividad química entre el lodo y el fluido de poro puede inducir osmóticamente una presión hidrostática (Fritz S. 1986). En el trabajo de Vargas y Reyes (2005) se consideró el fenómeno osmótico bajo la premisa de que el shale actuaba como una membrana semipermeable la cual permite el transporte de algunos componentes de la solución y otros son reflejados por la membrana. Teóricamente una membrana refleja iones bajo el principio de la restricción por tamaño y la restricción eléctrica. A continuación demostraremos que la selectividad iónica de la roca es producto netamente de sus cargas eléctricas.

Las membranas geológicas tienen tamaños de poro lo suficientemente grandes para permitir el paso de los iones hidratados más grandes comúnmente encontrados en las aguas subterráneas. En la tabla 3-2 se muestran los radios iónicos hidratados y deshidratados más comúnmente manejados en los fluidos de perforación.

CATION	Diámetro Deshidratado (Angstrom)	Diámetro Hidratado Promedio (Angstrom)
Sodio (Na ⁺)	1,9	8,4
Calcio (Ca ⁺²)	1,9	19
Potasio (K ⁺)	2,7	6,1

Tabla 3-2. Diámetro de diferentes cationes. Tomado de Rabe et al (2002).

Diferentes autores reportan en la literatura tamaños de gargantas de poro para shales entre 100 Å y 2000 Å (Da Fontoura et al. 2002), entre 3 - 100 nm (Manohar L. 1999) y de 0,08 µm (Muniz et al. 2005), todos estos valores son mayores que los diámetros de los cationes hidratados. Por lo tanto el comportamiento de exclusión iónica de la membrana de shale es debido netamente a las restricciones eléctricas que operan dentro de los intersticios de las estructuras de las membranas arcillosas

La anterior exclusión iónica de los shales se explica porque la superficie de los minerales arcillosos encontrados en el shale tiene una carga neta negativa la cual es resultado de la sustitución de cationes de baja valencia por cationes de alta valencia dentro de la estructura. Esta deficiencia de carga es manifestada en la superficie de las placas donde tienen lugar la neutralización por absorción de cationes en la vecindad de la superficie cargada negativamente. La superficie cargada de la arcilla y su capa de cationes adsorbidos definen la doble capa de Guoy (Fritz S. 1986). Las propiedades de exclusión del shale emergen cuando la compactación del lodo de shale (diagénesis de la roca) induce la sobreposición de capas dobles de las placas adyacentes, haciendo que el espacio poroso entre las placas de arcillas tenga un potencial eléctrico negativo.

Hemos visto que, en general, las partículas no son eléctricamente neutras, sino que poseen una carga neta total. Sin embargo, un suelo (o una suspensión edáfica o salina) es eléctricamente neutro. Para conservar la neutralidad eléctrica del conjunto partícula-solución edáfica, la carga neta total de una partícula tiene que estar compensada por una carga igual y de sentido opuesto en la solución que la rodea. A esta carga opuesta contribuyen los iones de la capa doble difusa (capa de Gouy).

Según Al-Bazali (2005) la capa doble difusiva crea un ambiente con alta concentración de cationes y baja concentración de aniones en el fluido de poro lo que ayuda a la selectividad iónica del shale.

La capa difusa está formada por los mismos iones que existen en la solución edáfica lejos de las partículas (la solución externa), pero sus concentraciones son diferentes. Los iones de la capa difusa que tienen el signo contrario a la carga neta superficial reciben el nombre de contra-iones (Counter-ions) y los que tienen el mismo signo, co-iones. La

concentración de los contra-iones cerca de la superficie es mayor que la de los co-iones y disminuye conforme nos alejamos de la superficie de la partícula. A una cierta distancia de la superficie, se iguala la concentración de los contra-iones y de los co-iones. Desde este punto en adelante la solución es eléctricamente neutra y sus propiedades físicas y químicas no se ven afectadas por la presencia de las partículas cargadas, como se muestra en la figura 3-4.

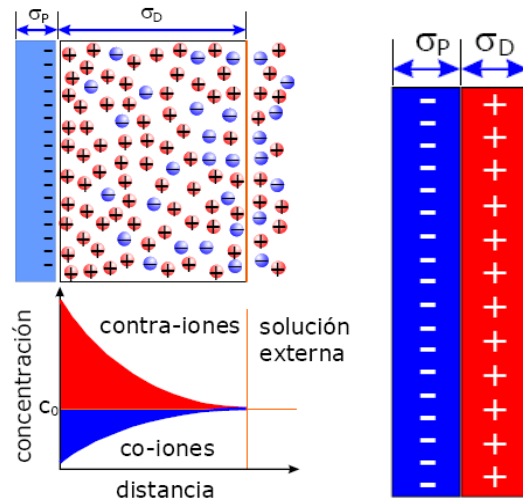


Figura 3-4. Modelo de la doble capa eléctrica de Gouy para formaciones arcillosas. Azul: Formación Arcillosa; Rojo: Alta concentración de Contra-iones.

En la figura 3-4 cerca de la superficie los iones de la capa difusa tienen preferentemente carga positiva (contra-iones) para contrarrestar la carga neta total negativa. Su concentración disminuye con la distancia, al tiempo que aumenta la de los co-iones (iones de la misma carga que la carga neta total). A una distancia determinada de la partícula, se iguala la concentración de los contra-iones y de los co-iones. A distancias mayores, la solución es eléctricamente neutra.

Las propiedades de exclusión iónica de las arcillas aumentan cuando la compactación induce una sobreposición de las capas dobles de Gouy de paletas adyacentes como se muestra en la figura 3-5.

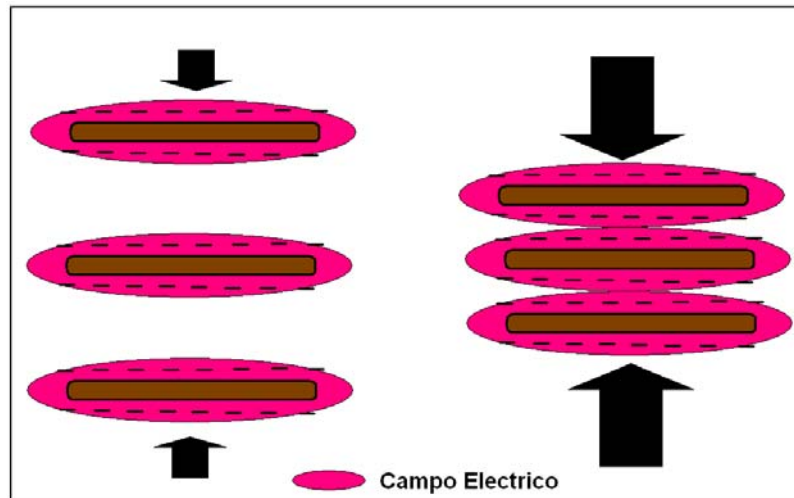


Figura 3-5. Sobreposición de campos eléctricos de las láminas de arcilla.

Si las partículas cargadas negativamente tienen grandes espacios porosos los campos eléctricos no se pueden solaparse (overlapped) dentro del poro (esto ocurre en shales poco compactados), si las laminas de arcilla han sido compactadas al punto donde los campos eléctricos se sobrepongan significativamente, las especies iónicas podrían ser repelidas por el campo eléctrico en el poro o garganta de poro, de tal forma que se reduce o detiene el movimiento de los iones a través de los espacios porosos, haciendo que aumenten las propiedades de selectividad ionica de la formación. (Saidon R. et al. 2004).

Esta sobreposición genera que en el espacio poroso entre las placas de arcilla tengan un potencial eléctrico negativo. Los aniones que intenten migrar a través de estos poros son repelidos así como los cationes debido a que los cationes deben permanecer con sus aniones para mantener la neutralidad eléctrica en el exterior (Fritz, 1983).

Fritz (1983) planteo que el grado de exclusión salina de una membrana arcillosa es función de la CIC de la arcilla, la densidad seca de la roca, la porosidad de la membrana y la concentración media de sal de la solución a un lado de la membrana. Todos los shales son membranas no ideales pero su eficacia en cuanto a la exclusión ionica es más grande cuando mas alta es su CIC y mas baja es la porosidad (Marine y Fritz, 1981). De esta forma esperaríamos que una roca shale con esmectita sea más ideal que una roca shale con Caolinita en cuanto a su selectividad ionica.

3.3.2 Presión Osmótica Una membrana semipermeable es una lámina fina de material capaz de separar sustancias en función de sus propiedades físicas y químicas, cuando se aplica una fuerza directora a través de la membrana. En nuestro caso la membrana es la formación arcillosa la cual separa dos sistemas: 1. El fluido de perforación y 2. El fluido de poro. La fuerza directora analizada es la diferencia de actividades químicas entre los dos sistemas. El shale es una membrana semipermeable no ideal debido a que por las cargas negativas en su superficie solo permite el paso de cationes y restringe el paso de aniones.

La presión osmótica entre dos fluidos de diferente actividad separados por una membrana semipermeable ideal es:

$$\Pi = \frac{RT}{V} \cdot \ln \left[\frac{A_{sh}}{A_{df}} \right] \quad (3-1)$$

Donde Π es la presión osmótica teórica, R es la constante de los gases, T la temperatura absoluta, V el volumen molar parcial del agua y A_{df} es la actividad del agua en el lodo (drilling fluid) y A_{SH} en el Shale (sh). Si el valor de presión osmótica es positivo se producirá un flujo de agua desde la formación (deshidratación). A partir de las diferencias de actividad entre el fluido de perforación y el fluido de poro del shale (figura 3-6) se pueden presentar tres casos para el flujo de agua. Estos casos son analizadas bajo la condición de equilibrio hidráulico, donde la presión ejercida por el lodo es igual a la presión de poro de la formación, tampoco existen gradientes térmicos y eléctricos, los cuales también afectan el flujo de agua e iones hacia o desde la formación (Van Oort et al, 1996; Frydman y Fontoura, 2001; Zhang et al, 2006).

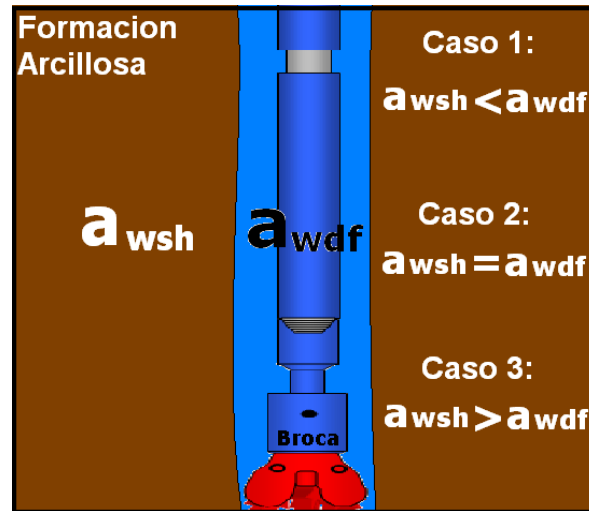


Figura 3-6. Diferencia de actividad entre el agua contenida en los poros del shale y la fase acuosa del fluido de perforación produciendo diferentes condiciones para el flujo acuoso.

- **Caso 1:** La actividad del fluido de poro del shale es menor que la actividad de la fase acuosa del fluido de perforación ($A_{wsh} < A_{wdf}$). Se produce una presión osmótica negativa y hay flujo de agua hacia el shale lo que hace que aumente el contenido de agua y la presión de poro cerca de la cara del pozo, este efecto se agrava con el tiempo de exposición de la formación al fluido (Ghassemi y Diek, 2003; Oort et al., 1996).
- **Caso 2:** La actividad de los dos fluidos es igual ($a_{wsh} = a_{wdf}$) y no hay flujo osmótico. Este principio es la base para la formulación de los lodos de actividad balanceada formulados por Chenevert (1970).
- **Caso 3:** La actividad del fluido de perforación es menor que la del shale ($a_{wsh} > a_{wdf}$), la presión osmótica es positiva lo que produce una deshidratación de la formación reduciendo la presión de poro y el contenido de agua cerca ala cara del pozo. El caso 3 genera una condición mas estable del pozo por el aumento de los esfuerzos efectivos en la formación como lo señalan Van Oort et al. (1996) y Tan et al. (2002).

Chenevert (1970) estableció que inducir el flujo de agua fuera del shale y dentro del wellbore puede fortalecer el shale. El fluido de perforación debe estar diseñado de tal manera que genere una fuerza osmótica a favor de la extracción de agua del shale.

3.3.3 Presión Osmótica Efectiva Para que la presión osmótica que se desarrolla realmente sea igual a la presión osmótica teórica el shale debe actuar como una membrana perfecta que restrinja el movimiento iónico. Esto no sucede, por lo tanto un término llamado Eficiencia de Membrana (φ) es introducido para corregir la no idealidad de la membrana y generar la presión osmótica efectiva:

$$\Pi_{\text{eff}} = \varphi \cdot \frac{RT}{V} \cdot \ln \left[\frac{A_{sh}}{A_{df}} \right] \quad (3.2)$$

Si la eficiencia de membrana es baja los iones tenderán a moverse de alta concentración a baja concentración. Este movimiento tiende a traer el sistema a equilibrio y eventualmente puede eliminar las fuerzas osmóticas. Esto quiere decir que el efecto de la salinidad en el fluido de perforación (generación de la presión osmótica) debe analizarse teniendo en cuenta el efecto de la eficiencia de membrana, ya que el movimiento iónico puede equilibrar las actividades del agua en el shale y el fluido de perforación y así detener el movimiento de agua, de tal forma que no se genere el efecto deseado al incorporar cierta cantidad de sal en el fluido de perforación.

El flujo de iones tiende a reducir la diferencia de potencial químico del agua y así destruye el mecanismo osmótico que es responsable del transporte de agua fuera del shale. Así que en teoría podemos generar un gradiente de potencial químico alto entre el fluido de poro y el lodo bajando la actividad del lodo, pero si la EM es baja este gradiente osmótico será mucho menor que el supuesto idealmente.

3.3.4 Deshidratación del Shale Estudios han demostrado que la adsorción de agua por la formación arcillosa altera la distribución de esfuerzos y reduce la resistencia lo cual potencialmente desestabiliza el pozo. Por otro lado la deshidratación del shale causa que

la presión de poro disminuya y aumente la resistencia de la formación. El movimiento de las moléculas de agua dentro y fuera del shale como resultado de las diferencias de potencial químico están limitadas por la difusión de especies iónicas las cuales tienden a traer el sistema al equilibrio, igualando las concentraciones de sal en el lodo y en el fluido de poro. Una pregunta que podría formularse con respecto al fenómeno osmótico es si la tasa de deshidratación o hidratación bajo condiciones de fondo de pozo son lo suficientemente importantes para que tengan un efecto significativo en la estabilidad de pozo. Hale et al. (1993) en su artículo "The Influence of Chemical Potential on Wellbore Stability" mostró el cambio en el contenido de agua y la resistencia compresiva axial del un shale como función del tiempo de exposición con un fluido base aceite a condiciones de 3000 psi y 150°F; Hale et al. indicaron claramente que la tasa de cambio en el contenido de agua y como consecuencia la resistencia compresiva de la roca, ocurren a una tasa razonable sobre las primeras 60 horas, aunque una reducción significativa en el contenido de agua y aumento en la resistencia compresiva ocurrieron en las primeras 15 horas. De esta forma se demostró que la tasa de cambio es lo suficientemente grande para sugerir que el mecanismo de deshidratación de shale es eficiente y viable a través de la química del lodo. La deshidratación del shale puede conducir a un incremento en la resistencia del shale (Chenevert, 1970) y mejora el efecto del Bit Balling al deshidratar los cuttings (Oort V. 1997), entonces para construir un gradiente de presión osmótico efectivo positivo dentro del pozo, el sistema Shale y Fluido de Perforación debe producir un alto gradiente de presión osmótica y exhibir una alta eficiencia de membrana. Es posible inducir altos gradientes de presión osmótica manipulando la actividad del fluido de perforación, mientras la eficiencia de membrana es más difícil de predecir y controlar. La eficiencia de membrana es función tanto del shale como del fluido de perforación.

4. EFICIENCIA DE MEMBRANA

Habiendo establecido la fenomenología mas relevante en la interacción fluido - roca es posible definir que si la actividad del agua en el fluido de perforación es mas baja que la actividad de la formación, se presentara un flujo de agua desde la formación hacia el pozo, como parte del mecanismo de potencial químico, esto reducirá el incremento en la presión de poro debido a la penetración de la presión de lodo. Si la salida de fluido osmótico es más grande que la entrada de fluido por la penetración de la presión de lodo, habrá un flujo neto de agua que disminuirá la presión de fluido de poro por debajo de su valor in-situ. El incremento asociado en los esfuerzos efectivos puede ayudar a la estabilidad del pozo (Mody et al. 2002).

Uno de los parámetros claves que deben ser manipulados para ayudar a incrementar la deshidratación del shale y reducir el flujo salino es la eficiencia de membrana. La Eficiencia de Membrana (EM) es una medida de la capacidad de la membrana semipermeable para sostener la presión osmótica (flujo osmótico) entre el fluido de perforación y la formación arcillosa. Al aumentar la EM aumenta el flujo osmótico y disminuye el iónico. Nuestro interés es cuantificar el impacto del flujo iónico en el potencial osmótico introduciendo el concepto de eficiencia de membrana.

4.1 ESTUDIOS DE EFICIENCIA DE MEMBRANA

La investigación de la eficiencia de membrana en el fenómeno osmótico para formaciones arcillosas es reciente, los siguientes estudios representan el esfuerzo hechos por investigadores para explicar el comportamiento de los shales.

Staverman (1952) presentó un modelo para estimar la EM del shale. Se determinó que la presión osmótica real es altamente dependiente de la permeabilidad del shale a los solutos.

Low and Anderson (1958) sugieren la osmosis como un mecanismo generador de presiones de hinchamiento (Movimiento de agua) en el shale, donde el mismo shale es una membrana semipermeable.

Jin and Sharma (1994) presentaron formula que relaciona la conductividad de una arena arcillosa con el potencial electroquímico de membrana (EP). Mostraron que las mediciones del potencial electroquímico de membrana se relacionan con la CIC de la roca.

Van der Zwaag (1995) midió los potenciales electroquímicos a través de muestras de shale bajo diferentes cargas y condiciones atmosféricas. Su objetivo fue determinar la eficiencia de membrana del shale evaluando los números de transferencia ionica.

Fritz (1983) usó la teoría osmótica para explicar el movimiento de iones y agua dentro y fuera de la formación de shale durante la perforación, y concluyo que los shales no son membranas semipermeables ideales.

Van Oort (1996) uso la Prueba de Transmisión de Presión para medir la eficiencia de membrana de muestras de shale. Concluyó que la extensión del flujo osmótico en shales en contacto con WBM es determinado por la EM la cual esta en el rango de 2-4% para fluidos salinos.

Ewy (2000) busco simular las condiciones de fondo de pozo lo mejor posible para las experimentos realizados por Van Oort, Ewy utilizo una muestra de shale preservado conteniendo solo su fluido de poro nativo y actividad de agua de 0.96. La muestra fue sometida a presión y está completamente saturada. Se concluyo que una vez la actividad del shale fuera mas alta que la del fluido, el agua saldría del shale y causaría Caída de presión en el shale.

Lomba (2000) utilizo mediciones de potencial electroquímico a través de muestras de shale nativas para evaluar la eficiencia de membrana. El experimento consiste en colocar las muestras de shale entre dos fluidos de diferente concentración y la misma sal. La diferencia de potencial eléctrico se mide y se convierte en eficiencia de membrana. Lomba

(2000) concluyó que la composición del fluido de poro intersticial es importante en el establecimiento de un potencial electroquímico y que el shale se comporta como una membrana perfecta catiónicamente selectiva.

Schlemmer (2002) midió la eficiencia de membrana en shales con la PTT, utilizando fluidos de emulsión inversa y fluidos base agua. Su estudio concluyó que la presión osmótica producida y la eficiencia de membrana de WBM's es diferente que la de los fluidos de emulsión inversa.

Mody (2002) condujo experimentos utilizando la PTT con dos objetivos: a). Identificación y evaluación de componentes del WBM para generar altas eficiencias de membrana en la pared del pozo. b). Usar estos componentes para formular un fluido que exhiba alta EM. Mody mostró que una eficiencia de 80% podría ser obtenida usando estos aditivos al lodo.

Tan et al (2002) identifico y evaluó componentes que se pudieran usar en WBM para generar altas EM al perforar formaciones arcillosas. Además de generar formulaciones completas de fluidos que llevaran estos componentes.

Al-Bazali (2005) utilizo la PTT con 4 tipos de shale, variando el tipo de ion y la concentración. Para entender el efecto de la eficiencia de membrana en el peso de lodo mínimo requerido para prevenir la inestabilidad de pozo en la línea de colapso Abbas et al (2006) presento el análisis de sensibilidad en la figura 4-1.

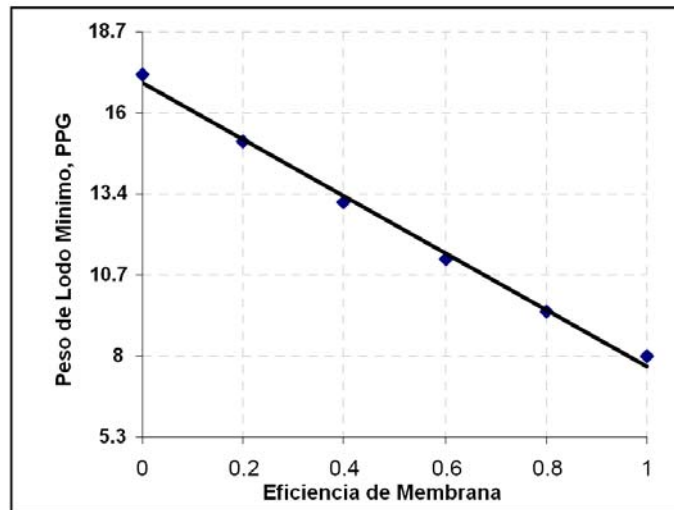


Figura 4-1. Efecto de la eficiencia de membrana en el peso de lodo mínimo para perforar una formación arcillosa. Tomado de Abbas et al. (2006).

El análisis anterior fue realizado con una actividad del lodo de 0.8 si la EM del shale es del 4% para un WBM entonces el peso de lodo requerido mínimo para perforar es de 16 ppg, si se utiliza un OBM y se considera una EM del 50% se necesita según la figura 4-1 un peso de 11,4 ppg y en el caso de usar un lodo totalmente aceitoso con una EM teórica de 100% el peso de lodo mínimo puede ser de 8 ppg.

4.2 DEFINICION

La eficiencia de membrana, coeficiente de reflexión o la permselectividad ionica describe la habilidad del shale para prevenir el movimiento iónico cuando interactúa con los fluidos de perforación. Si el shale bloquea completamente el flujo iónico el shale es una membrana semipermeable perfecta con eficiencia de membrana igual a 100% o 1 ($EM=100\%=1$), si el shale deja pasar los iones libremente el shale es una membrana no selectiva con $EM=0\%=0$, como se muestra en la figura 4.2.

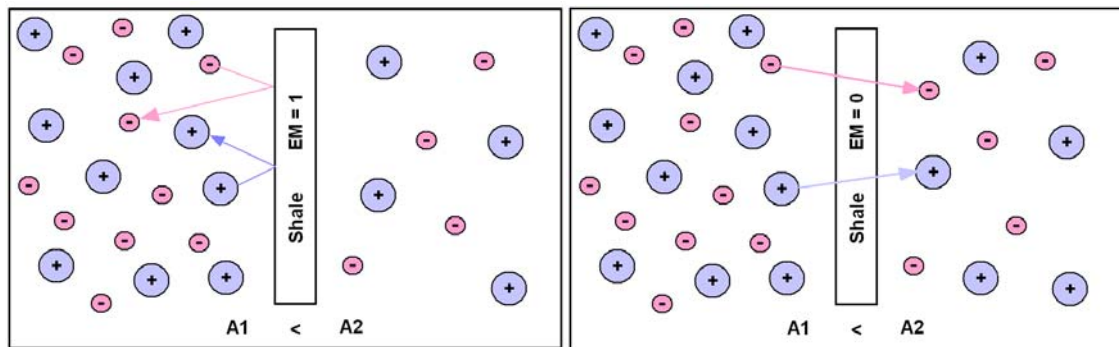


Figura 4-2. Esquema de la capacidad de reflexión de la membrana o eficiencia de membrana.

Las arcillas pueden actuar como membranas osmóticas y así producir presiones hidrostáticas inducidas osmóticamente, esto las hace diferentes de las formaciones arenosas. Una membrana semipermeable ideal (solo permite el paso de solvente), tiene un coeficiente de reflexión o EM de 1 o 100%. Las membranas no ideales las cuales permiten el paso parcial del soluto tienen un coeficiente de reflexión entre 0 y 1. Los materiales arcillosos tienen un comportamiento intrínseco de membrana con coeficientes de reflexión menores a 1, dependiendo del fluido que entre en contacto con la superficie arcillosa. Las arenas altamente permeables, poseen coeficientes de reflexión de cero.

4.2.1 Membrana Ideal Una membrana semipermeable ideal es una que solo permite el paso de agua y previene el movimiento iónico (Van Oort et al. 1994). Si la membrana es ideal en el proceso osmótico el paso de sal está totalmente restringido de tal forma que solo agua es transportada a través de la membrana. Si la membrana no es ideal la sal también se difunde a través de la membrana pero en dirección opuesta a la del flujo de agua osmóticamente inducido.

4.2.2 Membrana Real La roca arcillosa se comporta realmente como una membrana Catiónicamente Selectiva Goteante, este término significa que la membrana es selectiva a los cationes pero no es perfecta, es decir que además de dejar pasar los cationes deja pasar uno que otro anión y por eso se llama goteante.

La anterior definición es corroborada por los datos experimentales presentados por Ballard et al. (1992) quien utilizó trazadores radioactivos para evaluar el movimiento de las especies iónicas y demostró que todas eran capaz de pasar a través de la membrana de shale (en su orden moléculas de cloro, agua, sodio y calcio para un shale específico del mar del norte - London Shale -). De esta forma los iones disueltos pasan a través del shale por influencia del gradiente de concentración.

Según Lomba et al. (2000) las cargas negativas en las superficies de las arcillas tienden a facilitar el movimiento de los iones positivos y restringir los iones negativos, cuando dos soluciones de diferentes concentraciones están separadas por un shale se desarrolla una diferencia de potencial eléctrico porque el shale permite que los cationes pasen mientras restringe el paso de los aniones. De esta forma es que se considera el shale como una membrana catiónicamente selectiva.

En una membrana no ideal la presión hidrostática generada por la osmosis es menor que la predicha por la ecuación 3-1, en 1952 Staverman asignó la relación entre la presión hidrostática observada inducida osmóticamente y la presión osmótica teórica como el coeficiente de reflexión o eficiencia de membrana como la siguiente ecuación:

$$\varphi = (\Delta P / \Delta \Pi) \quad (4-1)$$

A continuación expondremos un modelo matemático teórico para el cálculo de la Eficiencia de Membrana.

4.2.3 Modelo de Fritz-Marine Marine y Fritz (1981) derivaron una ecuación para la eficiencia de membrana. Este modelo relaciona el valor del coeficiente de reflexión con la porosidad, la densidad de carga superficial de la membrana (ya que suponemos que la exclusión iónica se da solamente por selectividad electrostática, ver sección 3.3.1) y con la concentración media de soluto en cualquier lado de la membrana, de la siguiente forma:

$$\sigma = 1 - \frac{Ks(Rw+1)}{\{[Rw(\bar{Ca}/\bar{Cc})+1]+Rwm[Rm(\bar{Ca}/\bar{Cc})+1]\}\phi w} \quad (4-2)$$

En la anterior ecuación $Ks=Ca/Cs$, es el coeficiente de distribución de sal dentro de los poros de la membrana y es la relación entre la concentración aniónica dentro de los poros de la membrana (Ca) y la concentración aniónica (o de soluto) fuera de la membrana (Cs). La concentración de sal dentro de la membrana negativamente cargada, Ca , es definido sobre la base de que normalmente los aniones dentro de los poros no son afectados por la capa doble. Ca es calculado con la ecuación del modelo de Teorell- Meyer-Siever como es expresado por Hanshaw (1962):

$$Ca = -1/2E \cdot \rho \cdot (1 - \phi w) + 1/2 \left[E^2 \cdot \rho^2 \cdot (1 - \phi w)^2 + 4C_s^2 \phi w^2 \right]^{1/2} \quad (4-3)$$

Donde $Cc=Ca+E \cdot \rho \cdot (1-\phi w)$, es la concentración de cationes dentro de los poros de la membrana. (Ca es la concentración salina dentro de la membrana negativamente cargada, $E=CIC$ (equiv/g), ρ =densidad de la muestra seca (g/cm^3), y ϕw es la porosidad de la membrana, Cs =concentración media de sal en cualquier lado de la membrana, en equiv/ cm^3).

Los valores R son relaciones entre los coeficientes friccionales (el cual representa la resistencia friccional de una mol de especies i dentro de la cantidad infinita de solución j (Katchalsky and Curran, 1965) de tal forma que:

- Rw es la relación entre el coeficiente friccional del catión y del anión (a) con respecto al agua (w) en la membrana tal que $Rw = f_{cw}/f_{aw}$.
- Rm es la relación entre los coeficientes friccionales del catión y del anión con respecto a la estructura de la membrana. F_{cm}/f_{am}
- Rwm es la relación de coeficientes friccionales entre el anión y la matriz de membrana sólida con el anión y el agua en la estructura de la membrana. $Rm=f_{am}/f_{aw}$. Las unidades de los coeficientes individuales friccionales son dyne*sec/cm*mol.

En el modelo de la EM para membranas arcillosas en un sistema NaCl-H₂O Fritz S. (1986) hizo varias suposiciones con respecto al comportamiento de estas constantes de tal forma que en el presente trabajo son consideradas:

- R_w : si la resistencia friccional entre el catión y el anión en la membrana es equivalente a aquella en la unión libre, el inverso del numero de transporte del catión en la unión libre ($1/t_{NA^+}^0$) es igual a R_w+1 . Como el valor medio de $t_{NA^+}^0$ en el sistema NaCl-H₂O es 0,38 y es razonablemente independiente de la concentración (según Miller, 1966) entonces $R_w=1.63$.
- R_m : se supone que la resistencia friccional entre el Na⁺ y el Cl⁻ en la membrana es independiente de los efectos electrostáticos entre estos 2 iones, de tal forma que se asume que la resistencia friccional de estos iones con la estructura de la membrana solida debe ser un fenómeno netamente físico. Así que R_m es aproximada por la relación entre los radios hidratados de del Na⁺ al radio hidratado del Cl⁻ resultando en 1.8 de acuerdo a Harned and Owen (1958).
- R_{wm} : se tomo como 0.1.

Con respecto a la fórmula 4-2 a medida de que la membrana se vuelva menos porosa la resistencia friccional entre el anión y la estructura de la membrana se vuelve grande ($R_{wm}>1$). Al disminuir la porosidad se promueve la sobreposición de las dobles capas de tal forma que C_a (la concentración de sal dentro de la membrana negativamente cargada) tiende a ser muy pequeño. Una reducción de la porosidad reduce los valores de K_s y C_a/C_c en la ecuación 4-2 todos estos efectos tienden hacer que $EM=1$.

Por otro lado una membrana altamente porosa tiene poca resistencia friccional entre el anión y las paredes de la membrana, donde R_{wm} tiende a 0. El bajo grado de sobreposición de las capas dobles en membranas altamente porosas causa que K_s y C_a/C_c se incrementen más de la unidad y EM tienda a 0. Olsen (1969) verifico experimentalmente esta tendencia para una membrana de Kaolinita en sistema de NaCl a una porosidad de 59%, obtuvo una EM de 0,014 y al compactar la muestra a porosidad del 10% obtuvo un valor de EM de 0,366 (Fritz S. 1986). La figura 4-3 muestra la variación de la EM como función de la porosidad para 2 minerales de arcilla monominerales.

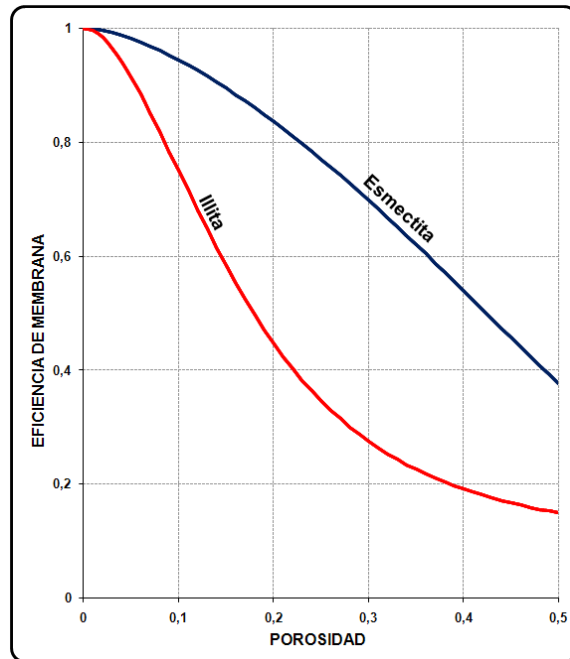


Figura 4-3. Efecto de la porosidad en la eficiencia de membrana, según el Modelo de Fritz.

En la figura 4-3 para la relación entre la eficiencia de membrana (φ) y la porosidad (ϕ_w) para la illita y la esmeclita se tomó un valor fijo de C_s para el NaCl de $0,001 \text{ mole/cm}^3$, la illita tiene CIC de 20 meq/100g y la esmeclita tiene 100 meq/100g . Para elaborar la gráfica se tomó una densidad seca de $2,61 \text{ g/cm}^3$. Se asume que la concentración promedio de cerca de la membrana es de $10^{-3} \text{ mole/cm}^3$ así que el término C_a puede ser calculado con la ecuación 4-3 como función de la porosidad (ϕ_w). La ecuación 4-2 se usó para calcular EM.

Según la Figura 4.2 debido a la alta CIC de la esmeclita (su alta densidad de carga superficial) la EM de la esmeclita siempre es más alta que la illita cuando se comparan la idealidad de estas membranas a la misma porosidad. De esta forma se puede inferir que la kaolinita tendrá la menor característica de membrana si la comparamos con la illita y la esmeclita.

4.3 QUIMICA DEL LODO PARA PRODUCIR EL MAXIMO GRADIENTE DE PRESION OSMOTICA

La estabilización del shale con WBMs puede ser lograda al combinar el flujo osmótico del fluido de poro (mecanismo de potencial químico) y la minimización de la penetración de la presión de lodo, además del efecto en la resistencia y propiedades mecánicas de la roca por el intercambio iónico (temática no trabajada en el presente trabajo).

Para minimizar la difusividad hidráulica y para “secar” (extraer fluido) del shale se debe tener una membrana semipermeable eficiente en el shale (Mody F. et al. 2002). La cuestión es: que mecanismos utilizar para la generación de membrana de alta eficiencia?.

Según Abbas H. (2006) hay varios factores que pueden ser modificados para incrementar la EM de la formación de shale tal como incluir aditivos para disminuir la permeabilidad del shale, usando un fluido base aceite o incrementando la viscosidad del fluido de perforación.

Dentro de los mecanismos generadores de alta eficiencia de la membrana están:

- **Adecuado tipo y concentración salina:** Como fue demostrado por Reyes y Vargas (2005) los aditivos salinos cuando son usados en el fluido de perforación bajan la actividad del agua lo cual conduce a aumentar el gradiente de presión osmótico en función de la estabilidad. En un fluido base aceite la movilidad de los solutos en el shale es baja, esto incrementa la eficiencia de membrana del sistema shale / fluido. Como resultado la presión osmótica efectiva generada podría ser lo suficientemente fuerte para vencer el sobre-balance impuesto por el peso del lodo (flujo hidráulico), y de esta forma pensar en una estabilización del shale por deshidratación.
- **Reacción Química entre el fluido de perforación y el fluido de poro del shale:** el método es planteado por Tan et al. (2002) al taponar o llenar los poros del shale por gelación o precipitación. El método consiste en incorporar en el lodo componentes solubles en el PH relativamente alto del lodo y cuando las condiciones de la solución (PH, Tipo y ρ) cambien (debido al PH del fluido de poro entre 5 y 7) se activa la

polimerización, esto hace que el volumen poroso se llene con material sólido y aumente la EM.

- **Aumentar la restricción eléctrica y exclusión iónica del shale:** Cambiar la carga de la superficie de la arcilla: Usando polímeros catiónicos para invertir la carga de las láminas de arcilla dentro del shale.

5. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA MEDIR EFICIENCIA DE MEMBRANA

Las pruebas de laboratorio para la medición de la eficiencia de membrana se dividen en pruebas hidráulicas de transmisión de presión (Pressure Transmisión Test) realizadas por autores como Van Oort, 1996; Ewy, 2000 y Schlemmer, 2002; y las pruebas electroquímicas EPT (Electrochemical Potential Test) realizadas por autores como Lomba, 2000 y Al-Bazali, 2005.

5.1 PRUEBA DE TRANSMISION DE PRESION

La Prueba de Transmisión de Presión PTT (Pressure Transmisión Test) es una aproximación hidráulica para estimar la eficiencia de membrana de los shales. La PTT para el cálculo de la eficiencia de membrana utiliza la técnica de transmisión de presión en donde la muestra de shale se expone a gradientes hidráulicos y osmóticos, la Caída de presión y el flujo de agua a través de la muestra son registrados. Esta Caída de presión es luego convertida a eficiencia de membrana de la muestra. Esta prueba consume mucho tiempo para su realización y requiere un gran espacio, es difícil de ensamblar y manejar, además que un ingeniero entrenado es requerido para realizar la prueba, resolver problemas que se presenten y registrar los resultados (Al-Bazali, 2005).

5.1.1 Definición de la Prueba La prueba fue adoptada por Oort et al. (1996), Ewy et al. (2002) y Schlemmer et al. (2002) entre otros. La eficiencia de membrana en shales se mide de forma directa a través de la prueba de transmisión de presión, al comparar la caída de presión osmótica actual (ΔP_{ptt}) con la presión osmótica teórica ($\Delta \Pi$) como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\phi = \Delta P_{ptt} / \Delta \Pi \quad (5-1)$$

Donde ΔP_{ptt} es la caída de presión real de la muestra medida en el equipo y $\Delta \Pi$ es la presión osmótica teórica. Para la determinación de la presión ΔP_{ptt} se utiliza un equipo esquematizado en la figura 5-1.

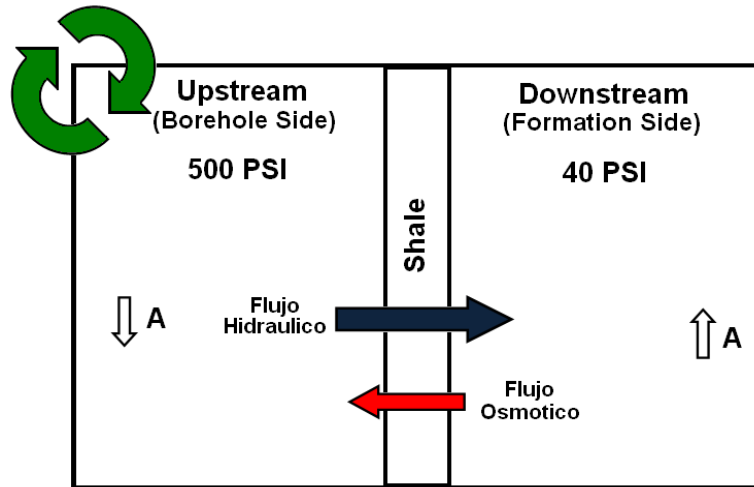


Figura 5-1. Esquema de la Prueba de Transmisión de Presión.

En la figura 5-1 vemos como la cámara upstream debe ser continuamente agitada para prevenir la precipitación de los iones en la muestra rocosa. En la prueba la cámara downstream se mantiene con un fluido de alta actividad (baja salinidad) y la cámara upstream con fluido de baja actividad. Si las cámaras estuvieran llenas con fluidos de igual actividad esperaríamos el comportamiento de presión contra tiempo mostrado en la figura 5-2, donde no hay efecto químico osmótico a través de la muestra de shale y la presión downstream y upstream se equilibran a 500 psi, de esta forma y conociendo el diferencial de presión impuesto en función del tiempo, la viscosidad del fluido, la geometría del shale y la tasa de flujo, calculamos la K_{shale} por el modelo de transiente de presión.

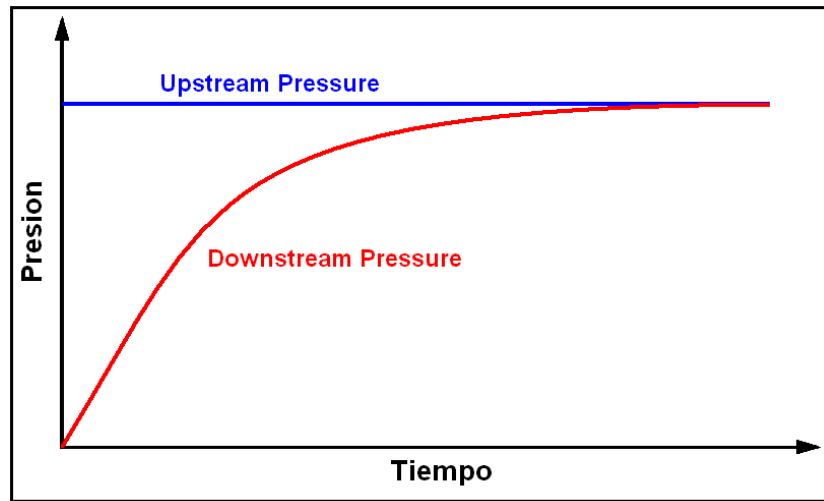


Figura 5-2. Prueba de permeabilidad sin potencial químico osmótico.

Debido a que realmente en la prueba se ha impuesto un gradiente químico, al establecer una diferencia en las actividades de las soluciones en las cámaras, se origina un flujo osmótico (agua fluyendo desde downstream hacia upstream) como se muestra en la figura 5-1 (flecha roja). Este flujo osmótico hace que la presión no se equilibre a la presión upstream y se genera un ΔP como el mostrado en la figura 5-3.

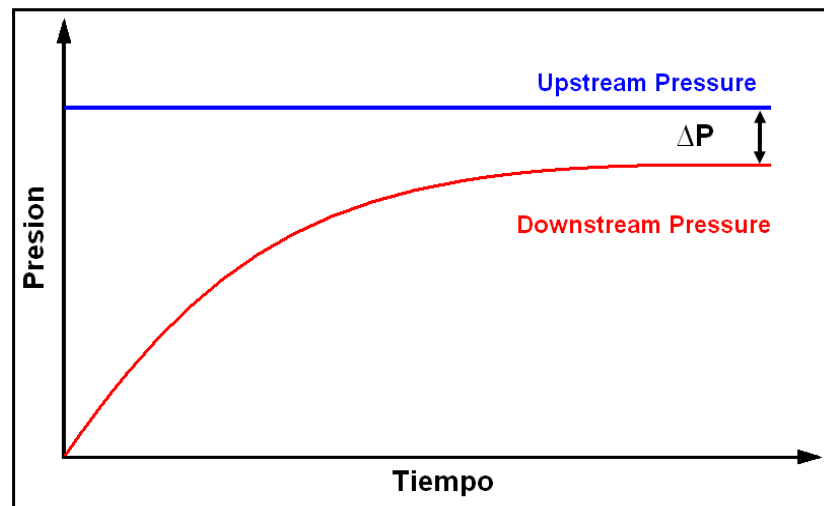


Figura 5-3. PTT para la determinación de la eficiencia de membrana.

Teóricamente el ΔP medido debería ser igual a la presión osmótica teórica, pero realmente es más pequeño debido a la eficiencia de membrana. La presión downstream será menor que la presión upstream debido al retroflujo osmótico resultado de tener el fluido de poro downstream a una actividad más alta. En la figura 5-4 observamos el resultado experimental típico de una PTT.

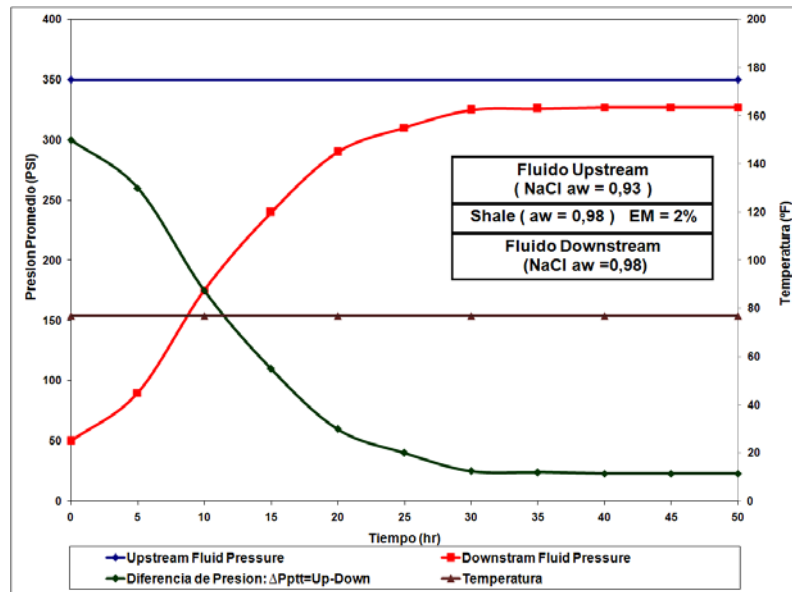


Figura 5-4. Resultado típico de una PTT.

Esta prueba tiene el inconveniente de que consume mucho tiempo (45 a 360 horas), se requiere trabajar con altas presiones (300 – 500 Psi) y necesita muestras de núcleo de shale las cuales rara vez están disponibles (Al-Bazali, 2005). La prueba de transmisión de presión toma un tiempo de 72 horas en promedio para realizarse completamente.

5.1.2 Equipo La figura 5-5 muestra el esquema del equipo utilizado para realizar la PTT.

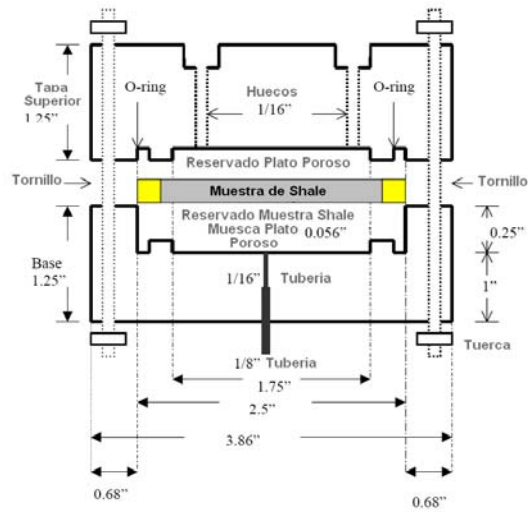


Figura 5-5. Ensamblaje de la celda principal en el equipo PTT. Tomado de Al-Bazali, 2005.

Entre los dos compartimientos se coloca una muestra de shale de 1 pulgada de diámetro y 0.9 pulgadas de longitud que se muestra en la figura 5-6. El plug es orientado con los planos de estratificación en la dirección paralela o de alta permeabilidad.

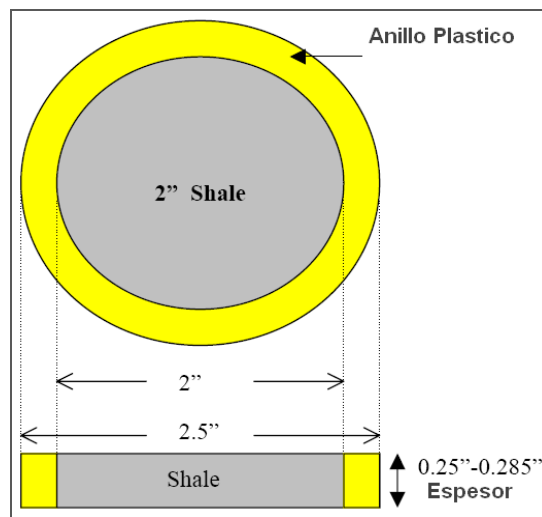


Figura 5-6. Dimensiones de la muestra rocosa para la realización de la PTT. Tomado de Al-Bazali (2003).

5.2 PRUEBA DE POTENCIAL ELECTROQUIMICO

Esta prueba de laboratorio enfocada a la caracterización geológica tiene su origen en la mecánica de suelos para el estudio de los fenómenos fisicoquímicos de los suelos arcillosos ante los agentes químicos y su efectividad como barreras para depósitos de desechos industriales (Kocherginsky y Stucki, 2001).

Cuando dos soluciones acuosas de diferentes concentraciones están separadas por una membrana que es permeable a los cationes y a los aniones, se desarrolla un potencial eléctrico. Esto es debido a la separación de cargas negativas y positivas a través de la membrana causado por las diferentes movilidades iónicas o tasas de difusión. Generalmente iones pequeños tienen mas altas movilidades que los grandes y los iones multivalentes tienen una baja movilidad con respecto a los monovalentes. Las diferencias en la movilidad ionica pueden ser atribuidas al radio de hidratación de cada tipo de ion. Analizando el cloruro de sodio (NaCl) los iones sodio tienen iones hidratados más grandes que los iones hidratados de cloro. De esta forma los iones de cloro se mueven más rápido que los iones de sodio y como resultado se genera un potencial de difusión.

La magnitud de este potencial de difusión depende de la diferencia entre los números de transporte de los cationes y aniones y la relación de actividades iónicas en ambos lados de la membrana como lo muestra la ecuación de Unión Liquida propuesta por Katchalsky y Curran en 1965:

$$E_{LJ} = (t^+ - t^-) (RT / F) \ln(a_2 / a_1) \quad (5-2)$$

Donde t^+ y t^- son los números de transporte del catión y del anión respectivamente, R es la constante universal de los gases, T la temperatura absoluta, F es la constante de Faraday y a_1 y a_2 son las actividades iónicas de los fluidos separados por la membrana.

Las membranas iónicamente selectivas (membranas que restringen el paso de un tipo de iones) producen un potencial de difusión modificado mientras que las membranas no selectivas producen un potencial de difusión. Si la membrana iónicamente selectiva bloquea completamente el paso de los co-iones (los co-iones son los iones similares a la carga de la membrana, es decir si la membrana es catiónicamente selectiva entonces esta cargada negativamente y los co-iones son los aniones) el transporte de carga es completamente debido a los cationes. Este tipo de membrana es conocida como una membrana iónicamente selectiva perfecta. La máxima diferencia de potencial eléctrico que puede generar una membrana iónicamente selectiva perfecta esta dada por la expresión de Nernst:

$$E_N = (RT / F) \ln(a_2 / a_1) \quad (5-3)$$

La ecuación de Nernst es un caso especial de la ecuación de unión líquida. Para este tipo de membrana el número de transporte del co-ion (en el caso de una membrana catiónicamente selectiva sería el anión) es cero mientras que el número de transporte del contra-ion es 1.

Los números de transporte de los iones proporcionan una medida de la proporción en que los aniones y los cationes contribuyen al flujo de corriente a través del electrolito y se calculan a través de las velocidades de migración iónica, estos números están relacionados con la velocidad de los iones, de esta forma cuanto mayor sea la velocidad del ion mayor será la fracción de corriente que transporta. Y como las velocidades iónicas dependen, a su vez, tanto de la hidratación como del tamaño y de la carga de los iones, es lógico pensar que los números de transporte no sean, necesariamente, los mismos para todos los iones positivos o negativos.

5.2.1 Definición de la Prueba La prueba de potencial electroquímico mide la caída de voltaje a través de muestras de shale que están en contacto con fluidos de diferentes salinidades. La diferencia en salinidad produce un gradiente eléctrico el cual es medido utilizando un medidor de voltaje. La caída de voltaje medida es usada para calcular la selectividad iónica de la muestra de shale. La prueba es conducida bajo condiciones atmosféricas de temperatura de 25°C y presión atmosférica.

La selectividad ionica es definida como:

$$\text{Selectividad Ionica (\%)} = \left\{ \frac{V_m - V_{LJ}}{V_N - V_{LJ}} \right\} * 100\% \quad (5-4)$$

En la ecuación anterior V_m hace referencia al voltaje medido en la prueba electroquímica, V_{LJ} es la caída de voltaje en una unión líquida y V_N es la caída de voltaje creada si una membrana iónicamente selectiva perfecta separa las dos soluciones (Potencial de Nernst).

Un valor de selectividad ionica de 100% indica que el shale se comporta como una membrana catiónicamente selectiva perfecta, es decir que solo pasan cationes a través de la membrana. Un valor de selectividad ionica entre 0% y 100% indica que el shale se comporta como una membrana catiónicamente selectiva no-perfecta. Un valor de selectividad ionica de 0% indica que la membrana no es selectiva y que permite el paso de todos los iones. La ecuación anterior solo aplica a soluciones salinas hechas de una sola sal donde podemos estimar con facilidad los voltajes máximos y mínimos bajo condiciones de membrana perfecta (potencial de Nernst) y membrana de unión líquida como se muestra en la figura 5-7.

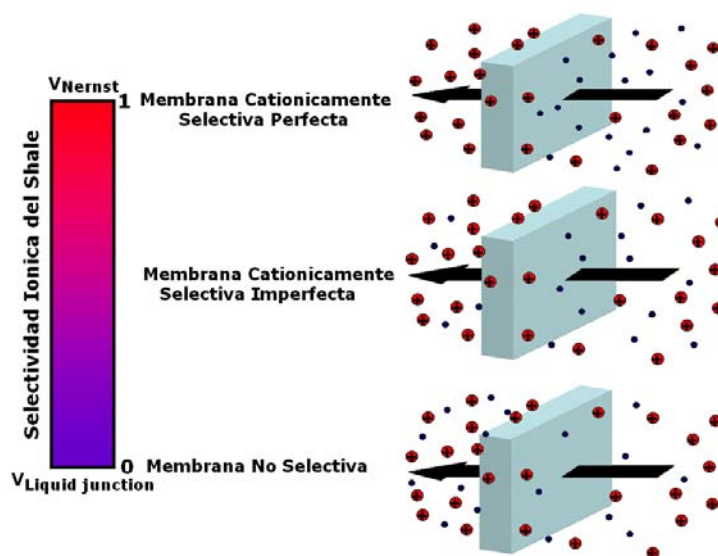


Figura 5-7. Voltajes generados en membranas perfectas (Potencial de Nernst) y unión Líquida.

La medición del potencial químico es una prueba simple en la evaluación de los shales como membranas ya que es rápida de realizar, ahorra espacio, es portátil, no requiere de electricidad y la puede ejecutar cualquier técnico previamente entrenado.

5.2.2 Equipo A pesar de la importancia de la interacción fluido/roca pocos estudios experimentales que simulan el contacto del fluido de perforación con el shale bajo condiciones reales del pozo se han desarrollado al rededor del mundo. Al mismo tiempo algunos de estos estudios solo presentan resultados cualitativos acerca de la interacción fluido – roca sin obtener los parámetros de transporte osmótico necesarios en análisis de estabilidad de pozo como lo son: actividad de la formación, actividad del lodo y eficiencia de membrana. Para evaluar las interacciones fluido / shale un equipo capaz de reproducir a condiciones ambientales la interacción fluido / roca fue desarrollado y presentado en el presente trabajo. En este equipo el gradiente ionico puede ser impuesto a una muestra de shale para estimar su SI (Selectividad Ionica). La figura 5-8 muestra esquemáticamente los componentes que son usados en la prueba de potencial electroquímico.

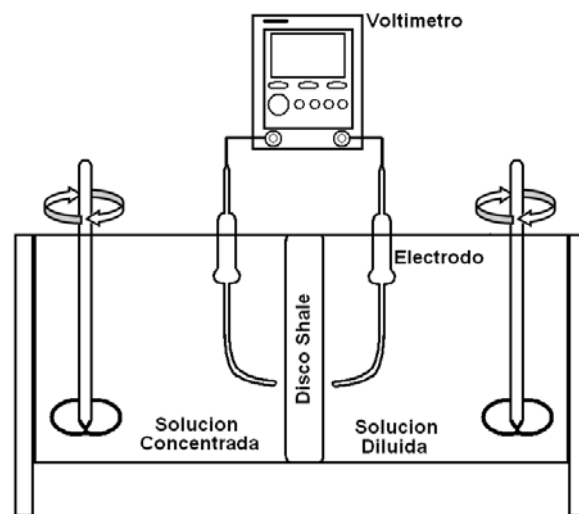


Figura 5-8. Esquema del equipo utilizado en la prueba de potencial electroquímico.

La celda electroquímica consiste en dos compartimentos separados por un disco de shale. Dos electrodos de referencia Ag/AgCl (Plata / Cloruro de Plata) llenados con solución 4M KCl (Saturada con AgCl) son ubicados en cada compartimento. Un multímetro digital es conectado a los electrodos de referencia para medir la diferencia de

potencial eléctrico. La figura 5-9 representa el diseño 3D en CAD de la celda electroquímica utilizada en la prueba de potencial electroquímico.

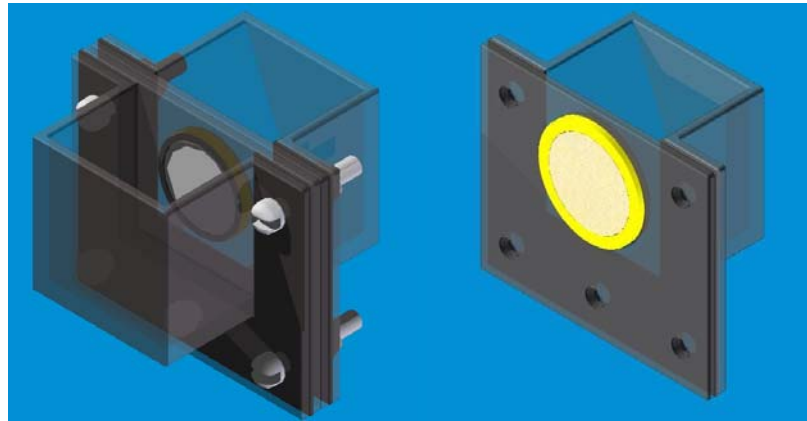


Figura 5-9. Representación gráfica del equipo utilizado en la prueba electroquímica.

Un disco de shale debidamente elaborado es colocado en la celda como lo muestra la figura 5-10 separando los dos compartimentos.

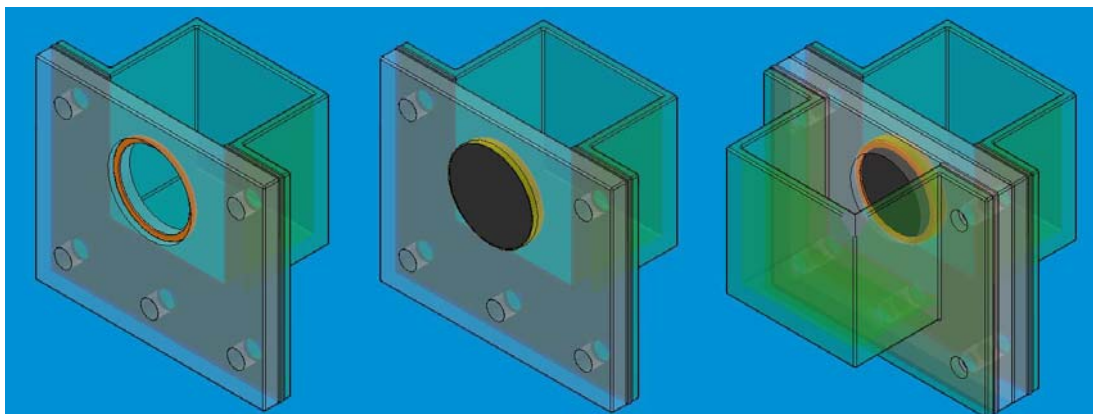


Figura 5-10. Ubicación del disco rocoso separando los dos compartimentos en la celda electroquímica.

Luego dos soluciones de concentraciones 1 y 2 son ubicadas en los compartimentos de la celda. Estas soluciones están en contacto directo con la muestra de shale. Dos electrodos son colocados en los compartimentos de las soluciones de tal forma que la caída de potencial es medida utilizando un voltímetro.

6. PRUEBA ELECTROQUIMICA

Al evaluar las diferentes técnicas de laboratorio se debe tener en cuenta si son adecuadas para aplicaciones comunes en el laboratorio de lodos, y si permiten el suficiente control sobre parámetros como (temperatura, presión y uniformidad de la muestra) para producir datos repetibles y confiables como lo señala Edwin y Hackett (1982), por esta razón se escogió la prueba electroquímica y se definieron los protocolos para la realización de la prueba y la elaboración de los discos de shale.

El uso de la prueba electroquímica se justifica sobre la prueba PTT por:

- Es una prueba rápida, toma cerca de 20 minutos en el proceso de medición, a diferencia de la PTT que toma en promedio 72 horas en el proceso de medición.
- Es una prueba simple, que no requiere gran demanda de espacio ni equipos robustos y no requiere una fuente de electricidad.
- A diferencia de la prueba PTT la EPT no requiere un ingeniero experto para realizar la prueba debido a su simplicidad.

Este capítulo abarca la medición de la selectividad iónica o potencial de difusión de muestras rocosas cuando interactúan con fluidos base agua, se expone los componentes de la prueba, la metodología propuesta, la preparación de los discos de shale y las sales y los resultados de potencial de difusión y selectividad iónica para las muestras utilizadas en la calibración de la celda.

6.1 COMPONENTES DE LA PRUEBA ELETROQUIMICA

En la figura 6-1 se pueden observar los componentes principales de la celda electroquímica para el cálculo de la selectividad iónica de las muestras rocosas.



Figura 6-1. Componentes principales de la prueba de potencial electroquímico.

6.1.1 Diseño de la Celda Electroquímica La figura 6-2 muestra un dibujo 3D del equipo utilizado para la medición del potencial electroquímico.

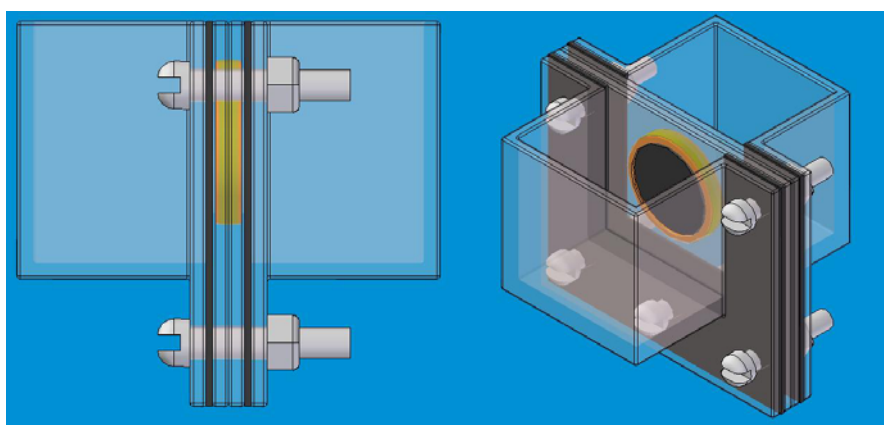


Figura 6-2. Esquema del equipo utilizado para las mediciones electroquímicas.

La celda utilizada esta hecha en material acrílico transparente calibre 5mm con medidas en cada compartimento de 5.4 X 7.3 X 7.6 cm para un volumen de 300 cm³ en cada compartimento y unidas en flanche.

6.1.2 Discos de Roca Para las pruebas de potencial electroquímico se usaron muestras circulares con 2" de diámetro y 0.25" de espesor. En el presente trabajo se desarrollo un

método satisfactorio por el cual se pueden obtener muestras de shale circular con la configuración ilustrada en la figura 6-3.

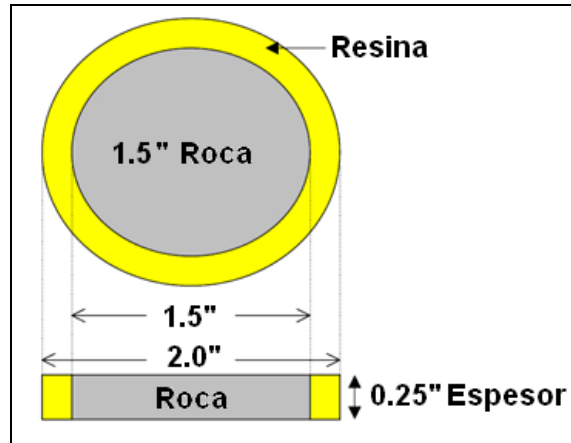


Figura 6-3. Configuración de los discos circulares de roca utilizados en la prueba electroquímica.

La función de la resina en el disco de roca es que la totalidad de la superficie de la muestra pueda ser aprovechada en la prueba además de evitar fugas a través de las semiceldas o compartimentos. El tipo de resina a utilizar en el recubrimiento de las muestras fue analizada detalladamente. Para lo cual se probaron 3 tipos de resinas sobre la muestra Tambor como se muestra en la figura 6-4.



Figura 6-4. Recubrimiento y calentamiento de las muestras de la formación Tambor.

Las resinas utilizadas fueron:

1. Cemento Dental: Este cemento dental es de ionómero de vidrio (vidrio ionomérico), compuesto químico elaborado con polvo de flúor, aluminosilicato de calcio y ácido acrílico.
2. Una Resina Epoxi: Es un polímero termoestable que se endurece cuando se mezcla con un agente catalizador o "endurecedor".
3. Resina epoxica ICP: Diepoxi (bisfenol A con epiclohidrina, empleando NaOH como catalizador) + Dianina.

La diferencia entre la resina epoxica 2 y 3 es el agente endurecedor. El endurecedor en la resina 2 provoca un endurecimiento del polímero mucho más rápido que el endurecedor 3 y por ser un endurecedor amínico produce una reacción exotérmica al entrar en contacto con la resina a diferencia del epoxico 3 que no produce calor durante su curado, además de ser mas lento (por ser anhídrido orgánico). De cada resina podemos concluir lo siguiente después de realizar el corte como se muestra en la figura 6-5.

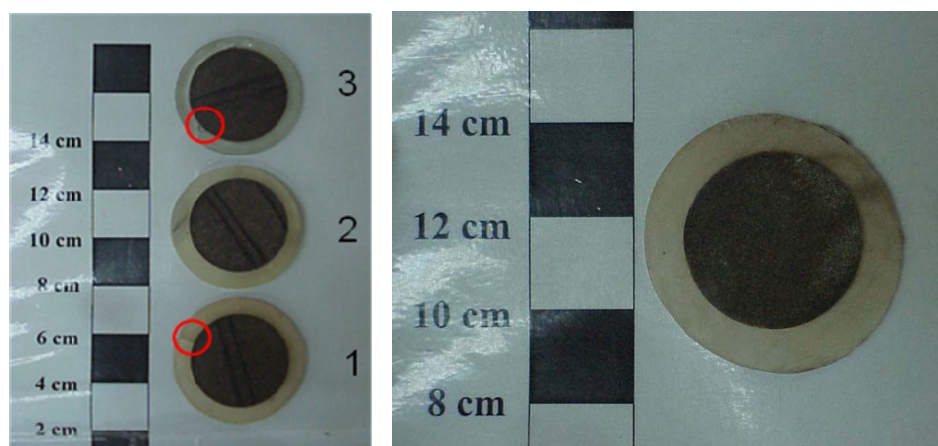


Figura 6-5. Tres tipos de resinas para la elaboración de los discos de muestras. 1. Resina Cemento Dental 2. Resina Epoxica y 3. Resinas epoxica ICP.

El cemento dental tiene una dureza media, la resina epoxica 3 debido a la excesiva cantidad de burbujas permitió que en el momento del corte una de estas burbujas fuera atravesada por la mitad, generando un poro en la lamina como se muestra en la figura 6-

5. El recubrimiento más adecuado se realiza con el uso de resinas tipo éster con catalizador base peróxido (Resina 2) la cual mostró las siguientes características:

- Es la resina mas fácil de preparar y rápida de secar.
- Al calentarse la resina endurecida en un horno a 100°C durante 1 hora la resina seleccionada mostró un buen comportamiento en su integridad.
- La resina se adhiere perfectamente a los granos de la roca evitando fugas como se muestra en la figura 6-6.
- Resiste a la humedad, temperatura y ataque químico.
- Buena resistencia mecánica al corte.
- Poca contracción al curar.

La figura 6-6 muestra que la absorción de resina al interior de la muestra recubierta no es profunda y por lo tanto el recubrimiento con este tipo de resina no afectara las propiedades petrofísicas de la roca que se recubra.



Figura 6-6. Adherencia de la resina coloreada con Rojo de Metilo a los granos de la muestra.

Una vez determinada la resina epóxica, como el recubrimiento más adecuado para las muestras usadas en la prueba de potencial electroquímico, se procede a definir procedimiento para la elaboración de estas muestras. Este procedimiento debe ser reproducible, robusto, sencillo y económico. El protocolo recomendado para el recubrimiento de los shales es el siguiente:

1. Preparación de las muestras: las muestras deben venir en plugs de 1.5 pulgadas de diámetro.
2. Preparación de los recipientes contenedores: los recipientes contenedores (en los cuales se realizará el recubrimiento), deben poseer características particulares tales como: resistencia al calor, elasticidad, económico, fácil de adquirir, cilíndrico, de base plana. Una vez seleccionado el material (recipiente plástico usado para envasar hipoclorito de sodio de venta comercial), debe ser cortado a una altura mayor a la longitud de la muestra, limpiados con detergentes para la eliminación de residuos liposolubles y agua para la eliminación de los residuos hidrosolubles y finalmente deben ser secados a temperatura ambiente. La figura 6-7 muestra los plugs contenidos en los recipientes de plástico.



Figura 6-7. Arreglo de los plugs y los recipientes contenedores para la aplicación de la resina.

3. Preparación de la Resina: En el presente trabajo se determinó cuál era la relación resina-catalizador más adecuada para el recubrimiento de las muestras. Esta evaluación se realizó mezclando en tres (3) proporciones diferentes resina y catalizador como se muestra en la tabla 6-1.

MEZCLAS	Cantidad de Resina [mL]	Cantidad de Catalizador [mL]	Relación
M1	60	1	60:1
M2	60	2	60:2
M3	60	3	60:3

Tabla 6.1. Proporción óptima resina-catalizador. Todas las mezclas se realizaron en las mismas condiciones ambientales.

Realizados los ensayos previos se estableció que la relación más adecuada es la [60:1], ya que esta no presentó fisuras, se solidificó más homogéneamente y presentó facilidad de corte como se muestra en la figura 6-8.



Figura 6-8. Recubrimiento del shale con la mezcla M1, relación 60:1.

4. Vierta el epoxico dentro del recipiente plástico que contiene previamente la muestra ubicada en el centro del recipiente y aplique un sistema de refrigeración (ya que la reacción de la resina con el catalizador es exotérmica pasados tres (3) minutos aproximadamente).
5. Realización del desmonte: pasadas aproximadamente dos (2) horas de endurecimiento de la resina con el catalizador en el recipiente que contenía la

muestra, se realiza el rompimiento del recipiente, con un material de corte suave, que no dañe el recubrimiento de la muestra.

6. Realización del corte de los discos: una vez obtenidas las muestras recubiertas con el material polimérico, estas deben ser cortadas en seco en discos de 0.25" (1/4") de pulgada, que serán las membranas de separación de las semiceldas de la celda de potencial electroquímico. Para el corte se cuenta con los servicios de un equipo de corte con disco de diamante, el cual debe ser adecuado para la realización del corte en las medidas requeridas. Una vez cortada la muestra en discos, se procede a limpiarlos y pulirlos como se muestra en la figura 6-9.



Figura 6-9. Corte y pulimento de los discos de roca.

7. Luego de que el disco de shale haya sido cortado el disco es colocado en recipientes con aceite mineral transparente o introducidos en un desecador con un ambiente de actividad controlada.

6.1.3 Salmueras En la industria existen muchos fluidos que son usados como estabilizadores de formaciones arcillosas. El presente trabajo se limita al uso de los

fluidos salinos (fluidos de perforación con sales como aditivos). Entre sus características más importantes están:

- Generan los gradientes de potencial osmótico efectivo más altos cuando interactúan con los shales (bajan la actividad del agua).
- La movilidad de los solutos es baja en el shale, lo cual incrementa la eficiencia de membrana del sistema shale/fluido.
- Son económicos
- Fáciles de manejar
- Su disponibilidad

Para la realización de todas las mediciones se utilizaron soluciones de NaCl y KCl de 0.96, 0.93 y 0.85 de actividad acuosa como se muestra en la figura 6-10 y siempre se colocó en una de las caras del disco de roca con la solución de 0.96 tanto de NaCl y de KCl y ahí mismo se introdujo el electrodo negativo.

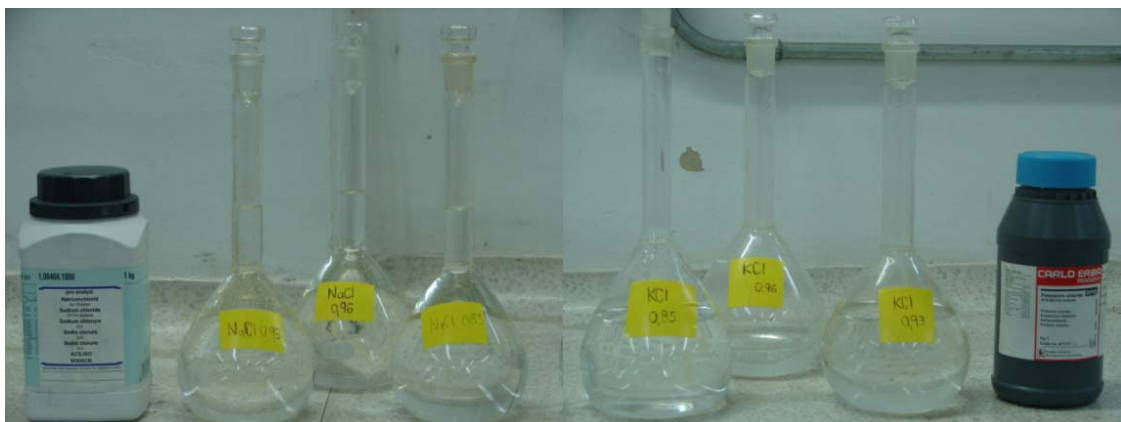


Figura 6-10. Salmueras utilizadas en la EPT.

6.2 ELABORACION DE LOS DISCOS DE ROCA

La elaboración de los discos a partir de las muestras analizadas (UIS-10, UIS-11, Paja, Tambor y Aloxita) utilizando la metodología de la sección 6.1.2 requiere que las muestras estén disponibles en dimensiones cilíndricas de 1,5” de diámetro. A continuación se

describe como se obtuvieron los cilindros de cada muestra para las pruebas electroquímicas.

6.2.1 Discos a partir de Plugs Las muestras UIS-10, Paja y Tambor poseen las dimensiones necesarias para ser corazonadas en cilindros de 1.5” de diámetro. Todas las muestras (UIS-10, Paja, Tambor) fueron corazonadas y cortadas en seco. La única dificultad se presentó durante el corte del núcleo del pozo UIS-10 donde fue necesario la elaboración de una broca especial para que pudieran ser obtenidos con éxito los cilindros de muestra como se muestra en la figura 6-11.



Figura 6-11. Núcleo UIS-10, Broca y Discos de la muestra UIS-10.

Una vez conocida la actividad del agua nativa de la muestra, en el caso de las muestras preservadas, ubicamos la muestra de shale en desecadores de humedad controlada con la actividad de la muestra nativa. Lo que se encontró con esta práctica es que las muestras no se hidrataban totalmente. Al-Bazali (2005) demostró que la ubicación de las muestras en los desecadores no garantizaba que la humedad nativa se mantuviera ya que siempre había un desbalance y la muestra por lo general terminaba deshidratándose. De tal forma que se recomendó someter las muestras a prueba inmediatamente salieron de la inmersión en aceite mineral transparente y que no pasaran por el desecador.

6.2.2 Discos de Shale Reconstituidos Cuando no se dispone de plugs de 1,5” de diámetro se puede recurrir a la elaboración de discos de shale reconstituidos a partir de cortes de perforación. Para la reconstrucción de shales a partir de cortes de perforación es necesario el control de las condiciones de conservación, limpieza, saturación, compactación y tiempo de compactación ya que las propiedades de la muestra reconstituida dependen de las anteriores propiedades. Los parámetros claves para la preparación de estas muestras son:

- La presión de confinamiento. En la figura 4-3 se demostró lo importante que debe ser el grado de porosidad o compactación de las muestras reconstituidas en los valores de EM, además autores como Fam M. A. et al (1998) y Ballard et al. (1992) exponen como la variación de la presión de confinamiento afecta el coeficiente de actividad de la muestra y el grado de transporte de agua e iones. La presión de compactación debe ser en definitiva mayor de 2500 psi como lo expuso Darley (1969) ya que esta es la presión por encima de la cual el contenido de agua residual al compactar la muestra no depende de la presión. También la presión debe considerarse menor que 13.000 psi ya que es la presión mas alta de compactación encontrada en la literatura sugerida por Edwin A. et al. (1982). Un indicio de la presión de compactación finalmente fue determinada a partir del esfuerzo vertical que soportan las muestras en condiciones in-situ. Para la zona de estudio tenemos un gradiente vertical de 1.02 psi/ft y como las muestras están a 14150 ft esperamos presiones de 14433 psi en el esfuerzo vertical.
- El porcentaje de agua que se agregue.
- El tiempo de compactación de la muestra.
- Tiempo pasado entre la reconstitución y la realización de la prueba EPT.

El procedimiento para la reconstrucción de las muestras es determinado a partir de la revisión de metodologías propuestas por varios autores como Osisanya S y Chenevert M., (1987); Edwin A. y Hackett J. (1982) y Yaroshchuck A. et al. (2007):

1. Tomar de cuttings de perforación para su adecuada selección y limpieza.
2. Secar las muestras de shale en un horno por dos horas a 200 °F (93°C).
3. Pulverizar los cuttings en un mortero y pesar xx gramos en un vidrio reloj.

- Mezclar uniformemente los cutting pulverizados con un porcentaje de agua ente 0 y 10 %. Este porcentaje es muy importante en la reconstrucción de la muestra porque si no usamos la cantidad óptima de agua la muestra puede quedar muy seca (se puede desboronar cuando se saque del compactador) o quedar muy húmeda (y no mostrar tendencia de hinchamiento). Fam M. y Dusseault M. (1998) mostró una relación entre el cambio en la actividad con el grado de saturación de la muestra como se puede ver en la figura 6-12.

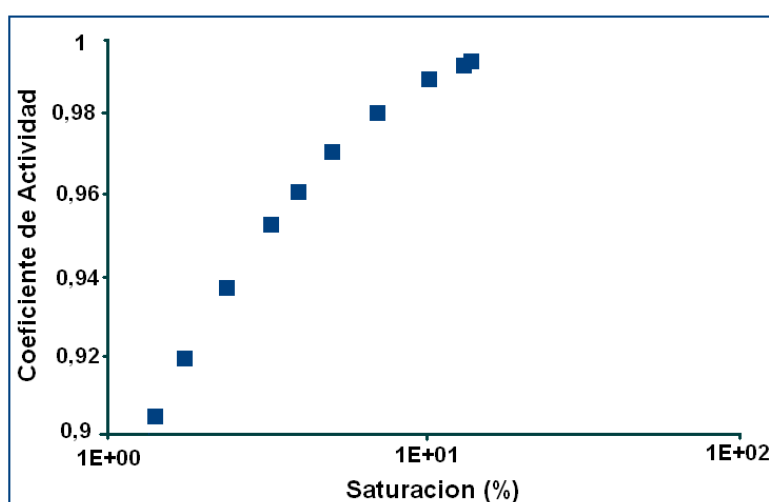


Figura 6-12. Efecto del grado de saturación en la actividad de la muestra rocosa. Tomado de Fam M. y Dusseault M. (1998).

Bajos grados de saturación bajan la actividad de la muestra considerablemente.

- Ubicar la muestra en el reconstructor y aplicamos presión de 10000 psi durante 1 hora.
- Sacar la muestra reconstituida y ubicarla inmediatamente en un ambiente de actividad controlada.

Para la elaboración del disco UIS-11 se tomaron los ripios del pozo UIS-11 a una profundidad promedio de 14180 ft y se tamizaron en mesh 100 y luego se secaron a 98°C durante 12 horas. La cantidad de muestra utilizada fue de 88 gramos y se mezcló con 8,8 ml de agua desionizada (10% en peso). El pastillero utilizado para comprimir los cortes de perforación y sus dimensiones son mostradas en la figura 6-13.

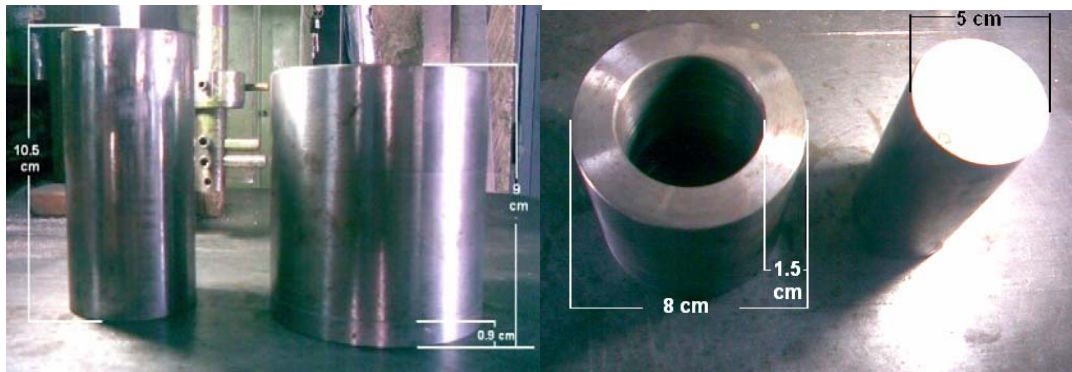


Figura 6-13. Reconstructor o pastillero utilizado para reconstruir los cortes de perforación.

El equipo utilizado para hacer la compresión de la muestra fue la maquina de compresión Soil Test S17-SAK-2-R del laboratorio de Resistencia de Materiales del ICP (figura 6-14) con una capacidad máxima de compresión de 30000 psi.



Figura 6-14. Compactación de los cortes en el equipo de compresión Soil Test.

La muestra reconstituida, recubierta con resina y cortada se muestra en la figura 6-15.



Figura 6-15. Disco reconstituido a partir de cortes de perforación del pozo UIS-11.

Además de la muestra reconstituida a partir de cortes de perforación y teniendo en cuenta el trabajo de Abichou et al. (2002) quienes trabajaron con mezclas de arena-bentonita simulada (Simulated Sand Bentonite Mixtures, SSBMs), se elaboró una muestra sintética reconstituida. En este caso se reconstituye la formación a partir del análisis semicuantitativo DRX obtenido en la sección 2.1.1 y un contenido de agua inicial de 10%. A partir de esto se utiliza una mezcla de 50 gramos de arena Otawa 30 mesh, 15 gramos de bentonita sódica marca Qmax 100 mesh, 35 gramos de Kaolin (mezcla de Kaolinita, cuarzo e illita) de 100 mesh y 10 gramos de agua desionizada y se sigue el proceso de reconstitución establecido para producir el disco mostrado en la figura 6-16.



Figura 6-16. Disco reconstituido sintético UIS-11.

6.3 CALIBRACION DE LA CELDA ELECTROQUIMICA

6.3.1 Protocolo para el Montaje y Realización de la Prueba Los factores que afectan las mediciones en la celda electroquímica son la composición de los fluidos en los compartimentos, la temperatura de trabajo y la disposición de los elementos dentro de los compartimentos, por tal razón el procedimiento a seguir en cada prueba debe ser idéntico al anterior para obtener conclusiones validas.

Atendiendo las recomendaciones de Oort V. et al. (1996), Lomba et al. (2000), Kocherginsky N. y Stucki W. (2001) y Yaroshchuck A. et al. (2007) el siguiente procedimiento será adoptado para la realización de las pruebas de potencial electroquímico:

1. El disco de shale (preparado como fue descrito en la sección 6.2) es ubicado entre los dos compartimentos.
2. Llenar los dos compartimentos con la solución ionica de la misma actividad. La solución estará en contacto directo con la muestra de shale.
3. Conectar y ubicar los dos electrodos de Ag/AgCl en los compartimentos con las soluciones.
4. Medir la caída de voltaje en función del tiempo hasta que se estabilice. Lomba et al. (2000) sugiere un tiempo de estabilización de 24 horas.
5. El voltaje medido es el **Potencial de Asimetría**.
6. Una vez obtenido el valor del potencial de Asimetría retiramos las soluciones e introducimos las soluciones nuevas que hacen parte de la configuración de la prueba al mismo tiempo y al mismo nivel de fluido.
7. Conectamos y ubicamos los electrodos en los compartimentos que contienen las sales.
8. Registrar las lecturas de voltaje como función del tiempo.
9. Repetir este procedimiento para diferentes tipos de sal y concentraciones atendiendo las siguientes recomendaciones:
 - Los electrodos de Ag/AgCl deben enjuagarse y secarse antes de cada medida.

- El electrodo introducido en la solución menos concentrada debe conectarse a tierra en el multímetro, y cada electrodo se introduce siempre en el mismo lado de la cámara.

Antes de inicial los experimentos la celda fue calibrada al realizar mediciones de potencial de difusión en tres casos diferentes los cuales se exponen a continuación.

6.3.2 Muestras utilizadas para la Calibración Para calibrar la celda electroquímica se utilizaron discos sintéticos altamente porosos de aloxita, discos de arenisca (Formación Tambor) y discos de shale (Formación Paja), como se muestra en la figura 6-17.

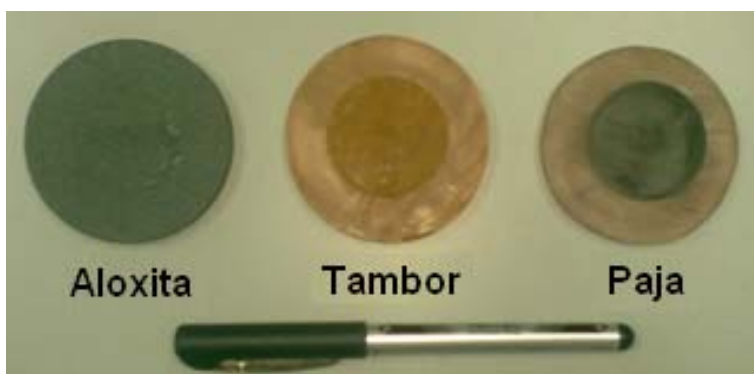


Figura 6-17. Muestras utilizadas para la calibración de la celda electroquímica.

Para obtener una buena calibración de la celda electroquímica debemos tener muestras que se comportaran como membranas catiónicamente selectivas perfectas (con valores de voltaje igual al potencial de Nernst) y Membranas no selectivas (con valores de voltaje igual al potencial de unión líquida). El propósito del uso de muestras de Paja y Tambor es de lograr lo anterior, aunque de antemano sabemos que no se alcanzaran los valores de voltaje perfectos pero esperamos una tendencia.

6.3.3 Diseño Experimental Para investigar los efectos del tipo de sal y concentración en la Selectividad Iónica de las muestras en el presente trabajo se evaluó la selectividad iónica de 3 diferentes muestras como resultado de su interacción con diferentes soluciones acuosas a diferentes concentraciones. Para la prueba se utilizaron 2 tipos de sal con 3 diferentes concentraciones en las 3 muestras a calibrar (Paja, Tambor y Aloxita).

En esta fase se desarrollaron un total de 24 pruebas ya que cada prueba se hizo por duplicado. La siguiente tabla presenta una matriz de pruebas realizadas para la calibración de la celda.

MATRIZ DE PRUEBAS					
MUESTRA	PRUEBA No	TIPO DE FLUIDO		ACTIVIDAD DEL AGUA	
		SOLUCION 1	SOLUCION 2	SOLUCION 1	SOLUCION 2
Paja	1	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	2	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	3	KCl	KCl	0,96	0,93
	4	KCl	KCl	0,96	0,85
Tambor	5	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	6	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	7	KCl	KCl	0,96	0,93
	8	KCl	KCl	0,96	0,85
Aloxita	9	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	10	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	11	KCl	KCl	0,96	0,93
	12	KCl	KCl	0,96	0,85

Tabla 6-2. Esquema de pruebas a realizar para la calibración de la celda electroquímica.

6.4 RESULTADOS DE CALIBRACION Y VALORES DE SELECTIVIDAD IONICA

Las muestras utilizadas en la calibración de la celda electroquímica exponen un caso particular en el comportamiento de la caída de voltaje, cada caso será analizado a continuación.

Muestra Paja: Una pieza de shale Paja separa dos soluciones de cloruro de sodio (NaCl) generando caídas de voltaje estabilizado de -3,9 y -10,4 mV. Cuando las soluciones son de cloruro de potasio (KCl) las caídas de voltaje estabilizado son de -2,1 y -2,5 mV.

Muestra Tambor: Cuando una muestra de arenisca separa dos soluciones de cloruro de sodio los potenciales de difusión resultantes son de +0,5 y +2,2 mV y para soluciones de KCl genera voltajes de -0,1 y +0,45 mV.

Muestra Aloxita: Los potenciales de difusión resultantes fueron de +2,3 y +3,6 mV para las soluciones con NaCl y de +0,2 y +0,3 mV para las soluciones con KCl.

Los valores obtenidos indican que la muestra de aloxita presenta los valores mas cercanos al potencial de unión líquida en todas las pruebas realizadas. Los valores de potencial de difusión obtenidos en todos los 3 casos son consistentes con nuestras expectativas de que los valores de potencial medido estuvieran en el siguiente orden ascendente Paja, Tambor y Aloxita, lo anterior confirma que los electrodos están funcionando bien.

Una grafica del comportamiento de las diferentes muestras ante un gradiente de concentración de 0,96 y 0,93 (1,2 y 2 M) para el NaCl puede verse en la figura 6-18.

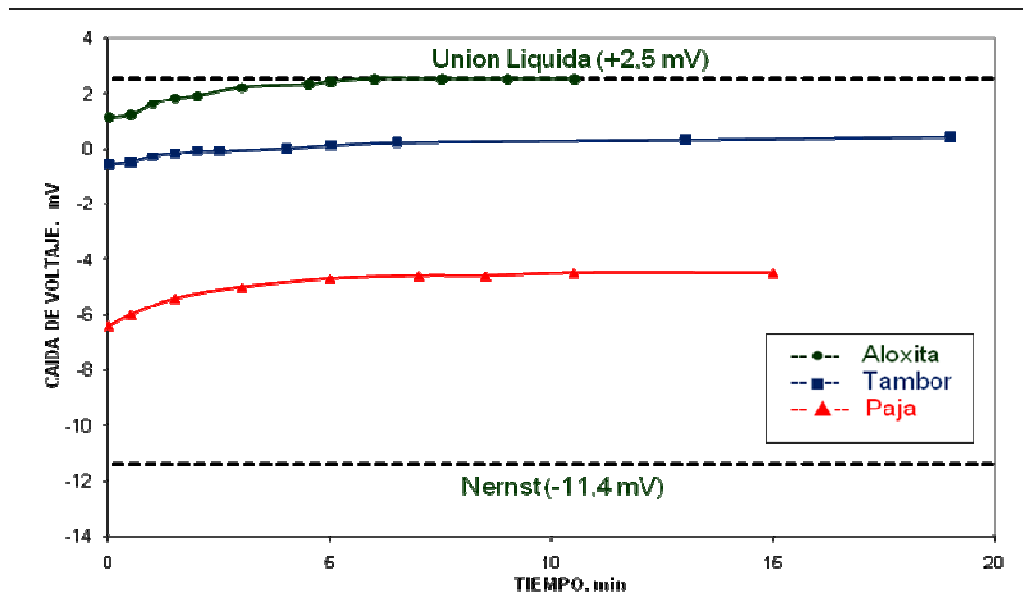


Figura 6-18. Comportamiento del potencial de difusión desarrollado en las 3 muestras (Paja, Aloxita y Tambor) para la calibración de la celda utilizando soluciones NaCl de actividades 0,96 y 0,93.

A partir del análisis de los datos anteriores el intervalo de tiempo óptimo para el desarrollo de la prueba electroquímica se escogió de 10 minutos y no el intervalo de tiempo recomendado por Lomba et al. (2000) de 5 minutos. Se puede concluir que el potencial de difusión alcanza el 80% de su valor final después de 10 minutos de realizarse la prueba electroquímica.

Las figuras 6-19, 6-20, 6-21, 6-22, 6-23 y 6-24 muestran las mediciones de voltaje cuando las muestras Paja, Tambor y Aloxita se exponen a soluciones NaCl y KCl de actividades de agua de 0.93 y 0.96.

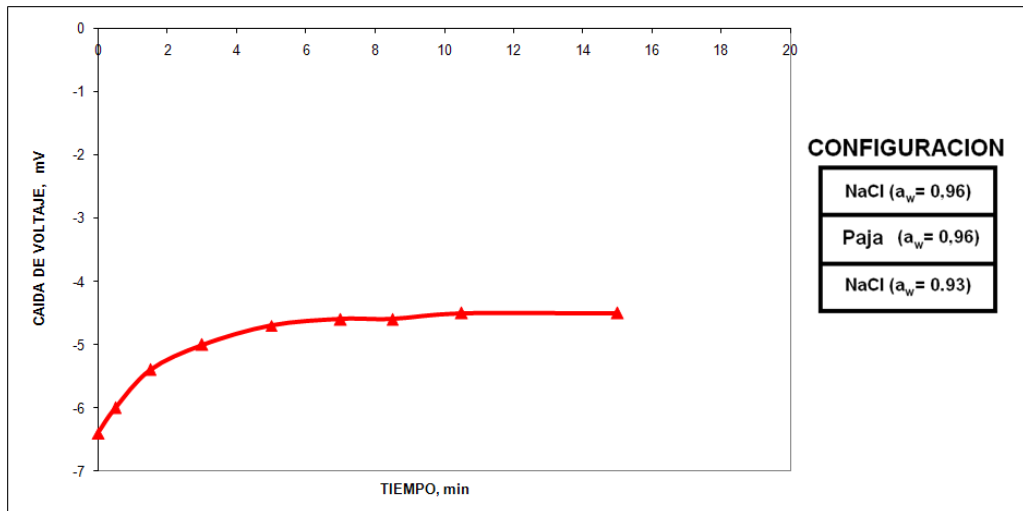


Figura 6-19. Caída de voltaje medida para la muestra Paja durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.93 y 0.96.

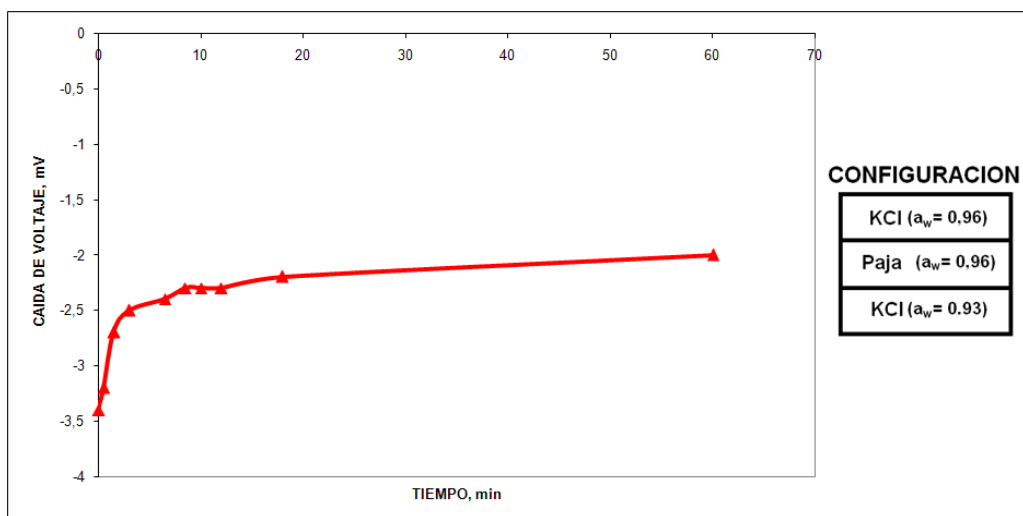


Figura 6-20. Caída de voltaje medida para la muestra Paja durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.93 y 0.96.

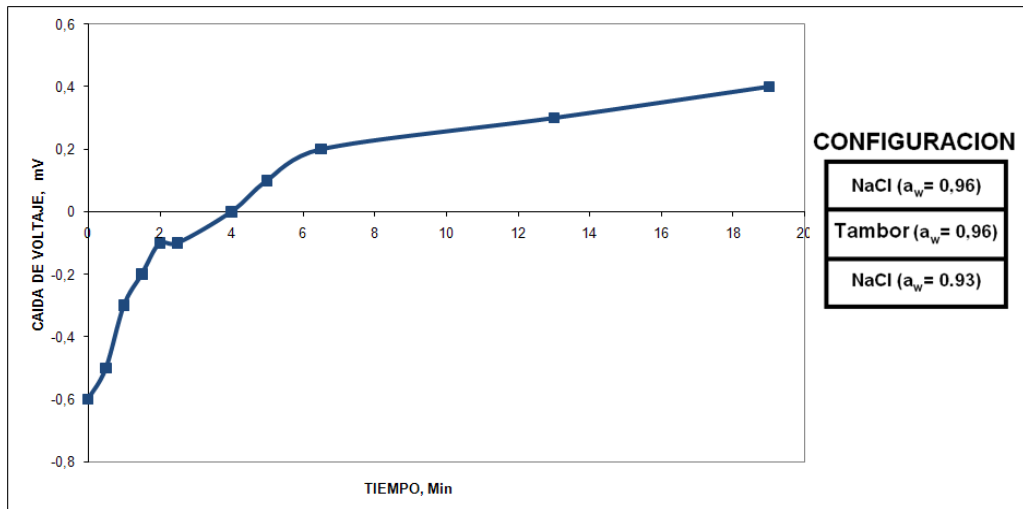


Figura 6-21. Caída de voltaje medida para la muestra Tambor durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.93 y 0,96.

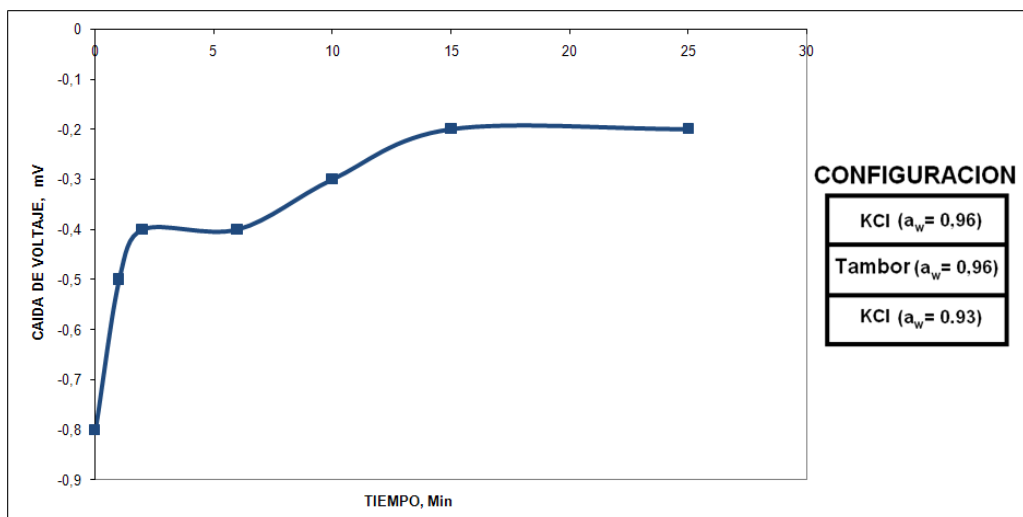


Figura 6-22. Caída de voltaje medida para la muestra Tambor durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.96 y 0,96.

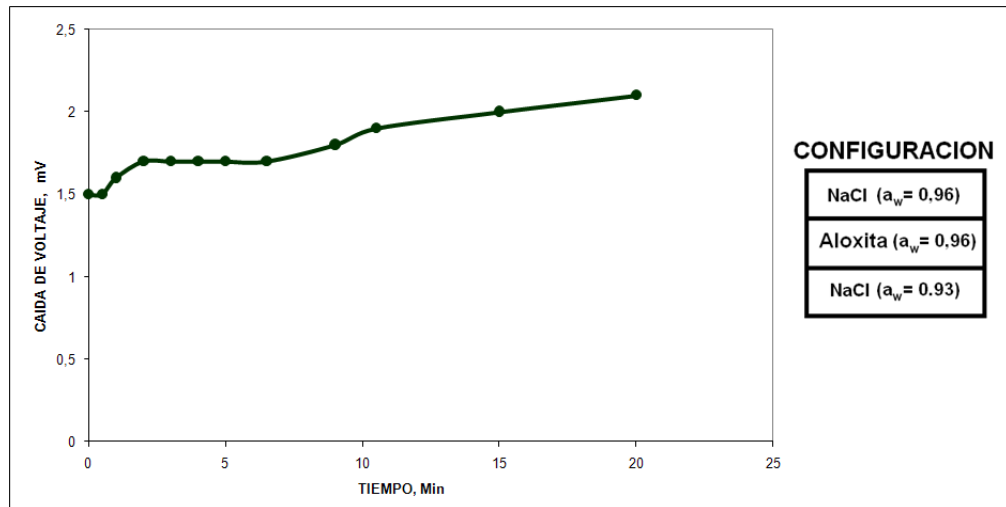


Figura 6-23. Caída de voltaje medida para la muestra Aloxita durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.96 y 0,96.

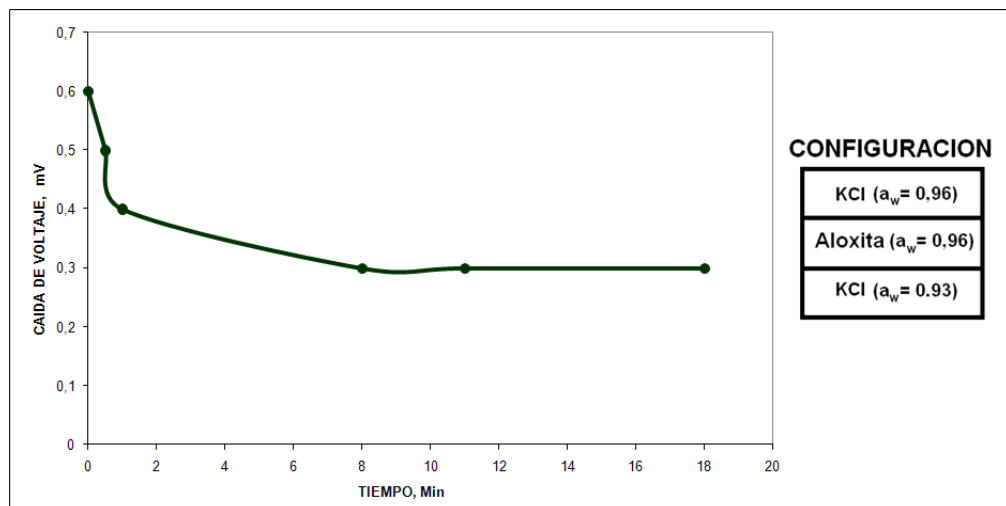


Figura 6-24. Caída de voltaje medida para la muestra Aloxita durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.93 y 0,96.

El signo del voltaje estabilizado depende de que ion se difunde más rápido, en principio la membrana permitirá el paso de cationes y aniones desde la solución más concentrada a la más diluida, si los cationes y aniones difunden a una velocidad diferente debido a sus diferentes movilidades iónicas entre los dos lados de la membrana tiende a establecerse una separación de carga y por lo tanto una diferencia de potencial.

En las figuras anteriores vemos como los valores de caída de voltaje estabilizado para las muestras que interactúan con KCl son menores que los alcanzados con NaCl, la causa de este comportamiento es que los dos iones en el KCl tienen números de transporte aproximadamente iguales y por lo tanto en la membrana se formara un potencial de difusión muy pequeño.

Selectividad Ionica de las muestras durante la interacción con fluidos Base agua

Los resultados experimentales para las muestras Paja, Tambor y Aloxita se muestran en las tablas 6-3, 6-4 y 6-5. Para el cálculo de la selectividad ionica en cada sal se utilizaron los números de transporte de $t_+ = 0,39$ y $t_- = 0,61$ para el NaCl y de $t_+ = 0,49$ y $t_- = 0,51$ para el KCl, datos que corresponden a los números de transporte de las sustancias a 18°C y 1M.

PAJA			
Solucion Salina (Fluido de Prueba)	Actividad Agua	Caída de Voltaje (mV)	Selectividad Ionica (%)
NaCl (a=0.96)	0,93	-3,9	46,1
	0,85	-10,5	51,5
KCl (a=0.96)	0,93	-2,2	20,5
	0,85	-2,6	11,7

Tabla 6-3. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra Paja durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.

TAMBOR			
Solucion Salina (Fluido de Prueba)	Actividad Agua	Caída de Voltaje (mV)	Selectividad Ionica (%)
NaCl (a=0.96)	0,93	0,6	14,1
	0,85	2,2	11,0
KCl (a=0.96)	0,93	-0,1	2,8
	0,85	0,5	0,2

Tabla 6-4. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra Tambor durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.

ALOXITA			
Solucion Salina (Fluido de Prueba)	Actividad Agua	Caida de Voltaje (mV)	Selectividad Ionica (%)
NaCl (a=0.96)	0,93	2,3	1,5
	0,85	3,6	6,5
KCl (a=0.96)	0,93	0,2	0,2
	0,85	0,4	0,6

Tabla 6-5. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra Aloxita durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.

Las anteriores tablas despliegan las medidas de voltaje medidas y la selectividad ionica calculada en respuesta a un gradiente de concentración impuesto a través del shale. Los resultados muestran claramente que la muestra Paja tiene la selectividad ionica mas alta seguido por Tambor y Aloxita. Lo anterior significa que la habilidad que tiene la muestra Paja para actuar como una membrana catiónicamente selectiva es más fuerte que la de las otras muestras.

Para explicar mejor la habilidad de estas muestras para actuar como membranas catiónicamente selectivas se ha comparado la caída de voltaje medida con la máxima caída de voltaje que podría ser generada por una membrana catiónicamente selectiva perfecta, es decir el voltaje de Nernst. A este valor se le denomina Potencial de Membrana Normalizado (Lomba et al., 2000). En la tabla 6-6 se muestra los resultados para la muestra Paja.

PAJA				
Solucion Salina (Fluido de Prueba)	Actividad Agua	Caida de Voltaje (mV)	Maximo Voltaje V_{Nernst} (mV)	Caida de Voltaje / V_{Nernst} (%)
NaCl (a=0.96)	0,93	-3,9	-11,4	34
	0,85	-10,5	-25,6	41
KCl (a=0.96)	0,93	-2,2	-11,4	19
	0,85	-2,6	-25,6	10

Tabla 6-6. Potencial de Membrana Normalizado para la muestra Tambor interactuando con diferentes soluciones salinas.

7. APLICACIÓN DEL ANALISIS DE INTERACCIÓN QUIMICA

Las muestras estudiadas en el presente trabajo provienen de una zona de gran interés exploratorio para Colombia (Zona del Piedemonte Llanero, ver figura 7-1) donde los costos y el tiempo empleado para la perforación son altos debido a la inusual geología de la región caracterizada por altos esfuerzos horizontales, secuencias alternadas de shales y arenas y el movimiento relativo de las placas tectónicas Nazca, Caribe y Sur América (Willson et al., 1999). La determinación de la eficiencia de membrana y los gradientes de potencial osmótico generados por la interacción fluido – roca ayudarán a cuantificar este fenómeno, y así tomar correctivos en la formulación del fluido de perforación para minimizar los problemas de estabilidad de pozo.



Figura 7-1. Ubicación de la cuenca del piedemonte llanero colombiano. Fuente Well Review, 2001.

El piedemonte llanero colombiano es una región geológicamente compleja, formada por unidades sedimentarias que representan un alto potencial de inestabilidad. Teniendo en cuenta que los principales problemas durante la perforación se originan al atravesar formaciones arcillosas comúnmente llamadas shales, se aplicó el análisis del fenómeno osmótico a la Formación Carbonera, (principal roca que interacciona químicamente con el fluido de perforación en esta región) en un pozo en el Piedemonte Llanero Colombiano.

7.1 FORMACION CARBONERA

La Formación Carbonera es concordante con la infrayacente Formación Mirador y la suprayacente Formación León. En la figura 7-2 observamos la columna estratigráfica generalizada para la zona.

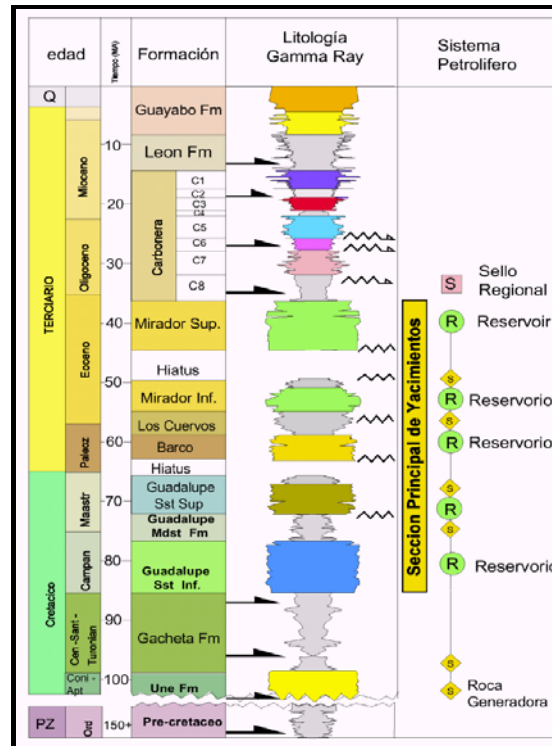


Figura 7-2. Columna estratigráfica generalizada para el piedemonte llanero. Tomado de Martínez, 2003.

En la zona del piedemonte llanero se le asigna una edad de Eoceno Superior-Oligoceno (de Porta, 1974 en Occidental de Colombia). La Formación Carbonera ha sido tradicionalmente subdividida en ocho intervalos alternos de areniscas y lodolitas que son equivalentes a los intervalos T40 a T70 de Cooper et al., los cuales se conocen de base a techo como: C8, C7, C6, C5, C4, C3, C2 y C1. Debido a la naturaleza del análisis, se hace énfasis en los intervalos de interés (intervalos pares debido a que son los más arcillosos). El Espesor de la unidad, regionalmente varía entre 600 y 1700 metros. La sección se interpreta como una secuencia progradacional de barras de boca estuarina

sobre depósitos arcillosos acumulados en un fondo marino somero posiblemente restringido (Bahía). La aplicación para el presente trabajo se realizó en dos fases: una fase en campo y otra fase en laboratorio como se explica a continuación.

7.2 FASE DE CAMPO

En la fase de campo se realizó la recolección y preservación en aceite mineral de muestras para el pozo UIS-11. Estudios hechos por Santarelli et al. (2004) indicaron que no preservar las muestras arcillosas conduce a resultados no confiables, ya que los efectos de hinchamiento de la roca podrían causarse por la pérdida de saturación de estas y no por arcillas expansivas. Además Forsans et al. (1994) criticó las teorías osmóticas basadas en pruebas de laboratorio, ya que estableció que los efectos capilares podrían alterar las muestras de shales que están siendo estudiadas las cuales conducen a conclusiones erróneas. Chenevert et al. (1997) realizaron estudios de técnicas para preservación de shales, observando que el método de inmersión en aceite mineral podría ser usado para mantener la condición de saturación del shale intacta eliminando los efectos capilares que se producen por el shale en contacto con la atmósfera.

Es importante señalar que cualquier nivel de disminución de la saturación del shale durante la manipulación o almacenamiento cambia su comportamiento ante la interacción con los fluidos, para evitar este efecto se utilizó la preservación de las muestras por medio de inmersión en aceite mineral.

Para el presente trabajo se planteó la recolección de muestras directamente del sitio de perforación debido a la necesidad de los datos de entrada de porcentaje inicial de agua de las muestras requeridos para la determinación de la actividad de las muestras con las curvas de adsorción isotérmica. Para esto se realizó una visita al sitio de perforación en el Campo Recetor (figura 7-3).



Figura 7-3. Sitio de recolección de muestras del pozo UIS-11.

La técnica utilizada para la recolección y preservación de muestras tomadas directamente del sitio de perforación contempla los siguientes pasos:

1. Inmediatamente la muestra llega a superficie estas se lavan con diesel (debido a que el fluido de perforación es base aceite) para eliminar la capa de fluido sobre la superficie de la muestra.
2. La muestra se limpia con toallas de papel y bistrú para retirar el exceso de diesel y la capa de roca que pueda estar alterada.
3. Se introducen las muestras en recipientes que han sido previamente llenados con aceite mineral transparente, se sellan los recipientes y se rotulan como se muestra en la figura 7-4.



Figura 7-4. Muestras preservadas en aceite mineral obtenidas del pozo UIS-11 a profundidades de 14145 ft, 14180 ft, 14181 ft y 14190 ft.

La efectividad de ésta técnica de preservación ya ha sido evaluada favorablemente por Vargas y Reyes (2005) la cual mostró altos porcentajes de preservación, cercanos al 100%. Se recolectaron un total de 4 muestras de la formación Carbonera que salían a superficie mientras se perforaba.

7.3 FASE DE LABORATORIO

En la fase de laboratorio se realizaron las pruebas de caracterización de muestras (Sección 2.1) y de potencial electroquímico. La fase de laboratorio se llevo a cabo en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y se trabajaron con las muestras recolectadas en el sitio de perforación.

7.3.1 Selectividad Ionica de las muestras UIS-11 Las mediciones de selectividad ionica a partir de los discos reconstituidos no fue posible realizarla dado los problemas presentados para la compactación adecuada de la muestra. El inconveniente consiste principalmente a que la muestra reconstituida no tiene un medio de cementación que mantenga las partículas unidas, por lo tanto al interactuar con el fluido de prueba la muestra se desintegra totalmente.

7.3.2 Selectividad Ionica de las muestras UIS-10 A partir de los discos obtenidos del corazón del pozo UIS-10 fue posible realizar el análisis químico para la formación carbonera, para esto se siguió la matriz de pruebas expuesta en la tabla 7-1. Las pruebas realizadas en la matriz fueron hechas por duplicado.

MATRIZ DE PRUEBAS					
MUESTRA	PRUEBA No	TIPO DE FLUIDO		ACTIVIDAD DEL AGUA	
		SOLUCION 1	SOLUCION 2	SOLUCION 1	SOLUCION 2
UIS-10	1	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	2	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	3	KCl	KCl	0,96	0,93
	4	KCl	KCl	0,96	0,85

Tabla 7-1. Esquema de pruebas a realizar para la aplicación en el pozo UIS-10.

Las mediciones de potencial electroquímico obtenidas con la muestra UIS-10 son reportadas en las figuras 7-5, 7-6, 7-7 y 7-8.

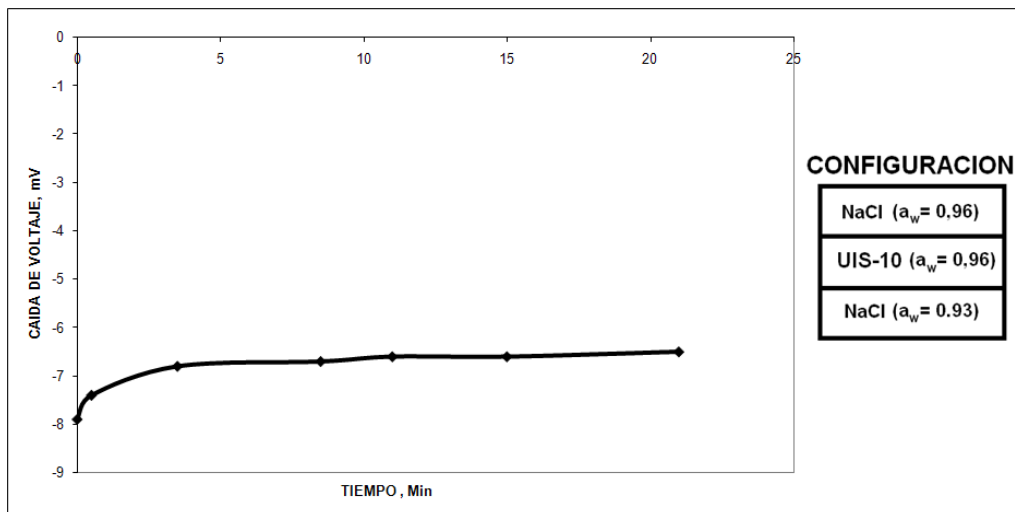


Figura 7-5. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.96 y 0,93.

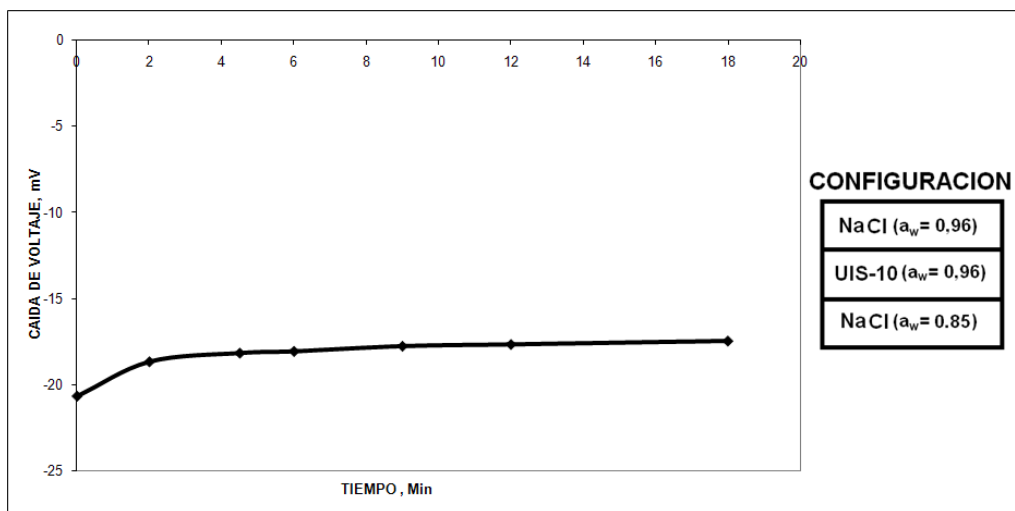


Figura 7-6. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de NaCl de actividades de 0.96 y 0,85.

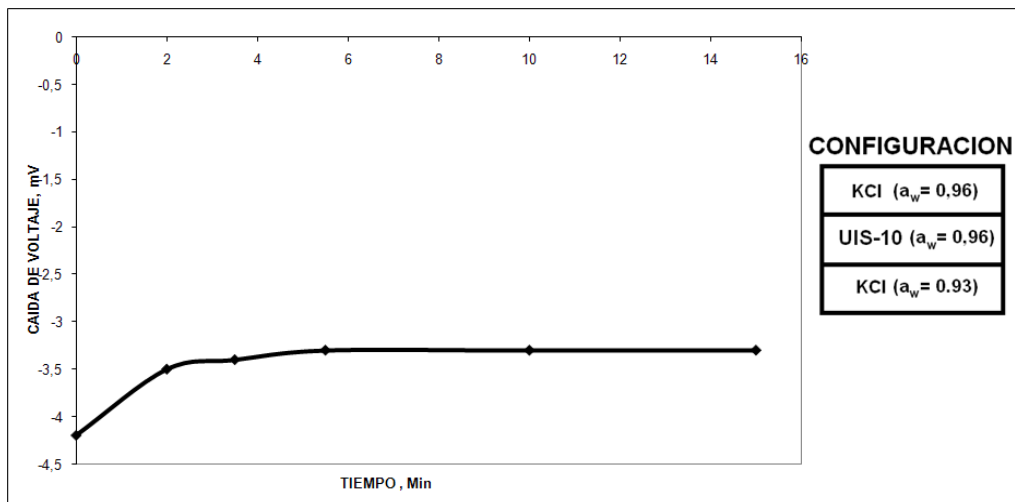


Figura 7-7. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.96 y 0,93.

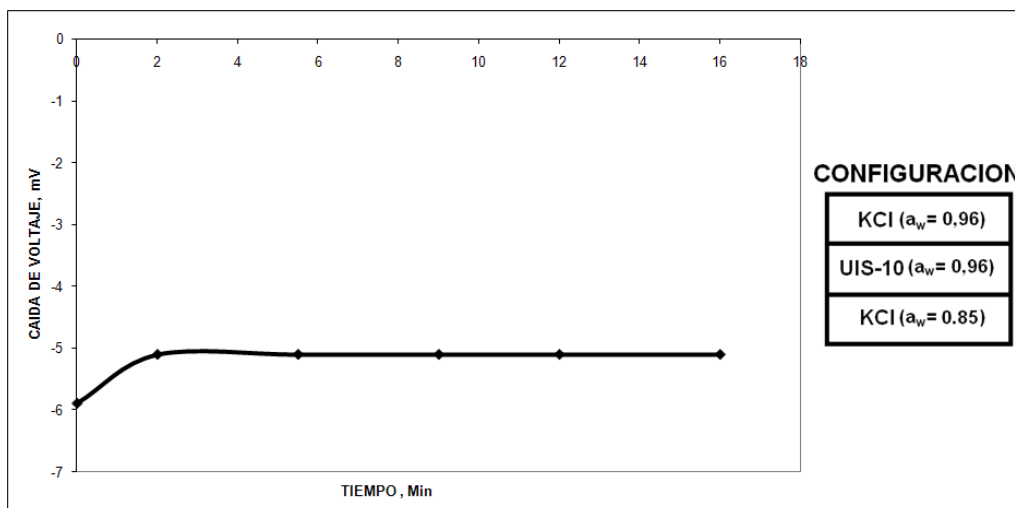


Figura 7-8. Caída de voltaje medida para la muestra UIS-10 durante la interacción con soluciones de KCl de actividades de 0.96 y 0,85.

Los valores de selectividad ionica y potencial de membrana normalizado se reportan en la tabla 7-2 y 7-3 respectivamente.

UIS-10			
Solucion Salina (Fluido de Prueba)	Actividad Agua	Caida de Voltaje (mV)	Selectividad Ionica (%)
NaCl (a=0.96)	0,93	-6,4	63,7
	0,85	-17,3	73,3
KCl (a=0.96)	0,93	-3,3	30,3
	0,85	-5,4	22,5

Tabla 7-2. Resultados de la Prueba Electroquímica para la muestra UIS-10 durante la interacción con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.

UIS-10				
Solucion Salina (Fluido de Prueba)	Actividad Agua	Caida de Voltaje (mV)	Maximo Voltaje V_{Nernst} (mV)	Caida de Voltaje / V_{Nernst} (%)
NaCl (a=0.96)	0,93	-6,4	-11,4	56
	0,85	-17,3	-25,6	67
KCl (a=0.96)	0,93	-3,3	-11,4	29
	0,85	-5,4	-25,6	21

Tabla 7-3. Potencial de Membrana Normalizado para la muestra UIS-10 interactuando con diferentes soluciones salinas de diferentes actividades.

7.4 ANALISIS DE RESULTADOS

Hasta ahora hemos evaluado la selectividad ionica para 4 muestras (UIS-10, Paja, Tambor y Aloxita) como resultado de su interacción con diferentes soluciones acuosas a diferentes concentraciones. Los efectos del tipo de ion y su concentración, la permeabilidad del shale, la porosidad, la Capacidad de intercambio catiónico y la composición mineralógica de la roca en la selectividad ionica del shale son estudiados a continuación.

Durante el desarrollo del proyecto se realizaron un total de 32 pruebas resumidas en la tabla 7-4 ya que cada prueba se hizo por duplicado.

MATRIZ DE PRUEBAS					
MUESTRA	PRUEBA No	TIPO DE FLUIDO		ACTIVIDAD DEL AGUA	
		SOLUCION 1	SOLUCION 2	SOLUCION 1	SOLUCION 2
UIS-10	1	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	2	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	3	KCl	KCl	0,96	0,93
	4	KCl	KCl	0,96	0,85
Paja	5	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	6	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	7	KCl	KCl	0,96	0,93
	8	KCl	KCl	0,96	0,85
Tambor	9	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	10	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	11	KCl	KCl	0,96	0,93
	12	KCl	KCl	0,96	0,85
Aloxita	13	NaCl	NaCl	0,96	0,93
	14	NaCl	NaCl	0,96	0,85
	15	KCl	KCl	0,96	0,93
	16	KCl	KCl	0,96	0,85

Tabla 7-4. Matriz de pruebas para el estudio de los efectos del tipo y concentración salina en la selectividad ionica de muestras rocosas.

El desarrollo del potencial electroquímico varía de acuerdo al tipo de ion y las concentraciones de las soluciones. En los experimentos realizados se estudio el efecto del tipo de ion y concentración así como el efecto de la porosidad, permeabilidad y CIC en la generación de un potencial electroquímico en la muestra de shale.

7.4.1 Efecto del Tipo de Ion y Concentración en la Selectividad Ionica de las Muestras Los resultados experimentales mostraron que las selectividades iónicas estimadas para las muestras cambiaban con el tipo de solución y su concentración como se muestra en las figuras 7-9, 7-10, 7-11, y 7-12.

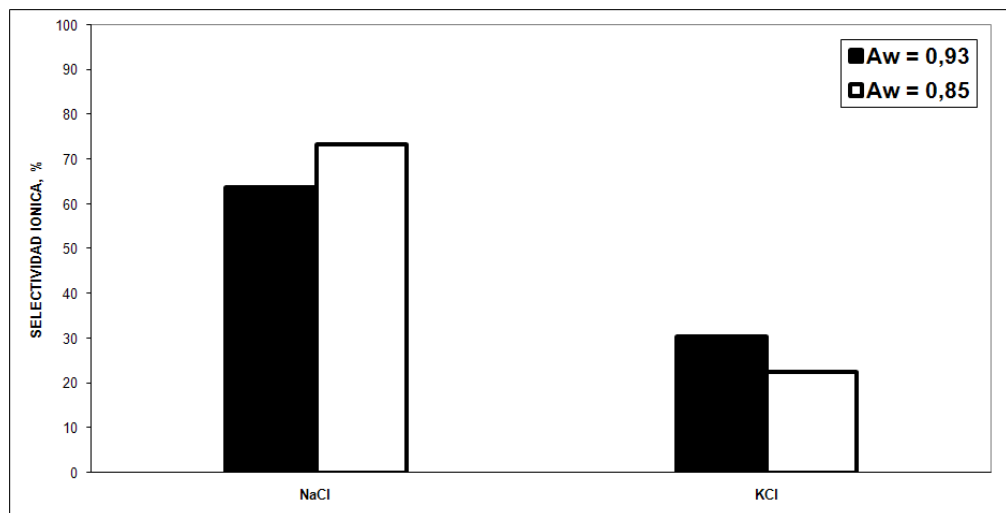


Figura 7-9. Selectividad ionica para la muestra UIS-10 durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.

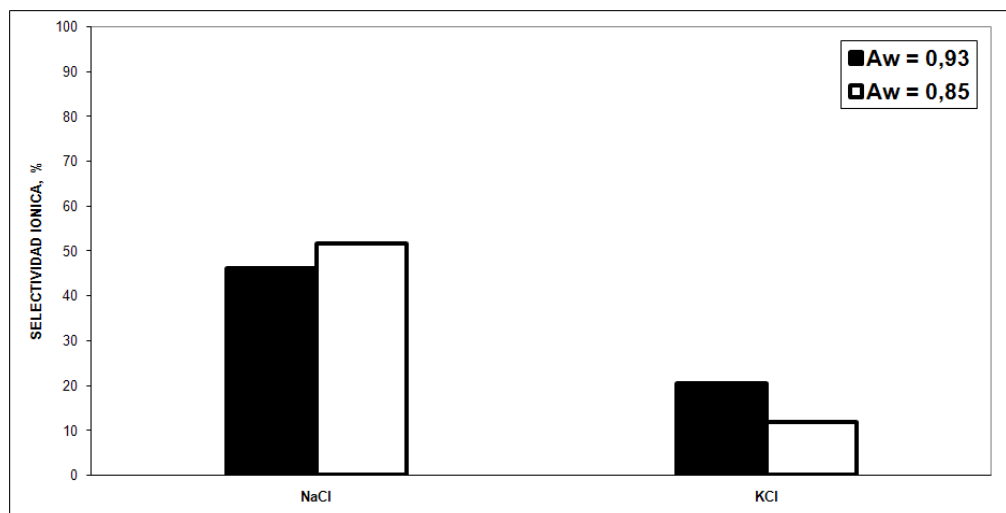


Figura 7-10. Selectividad ionica para la muestra Paja durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.

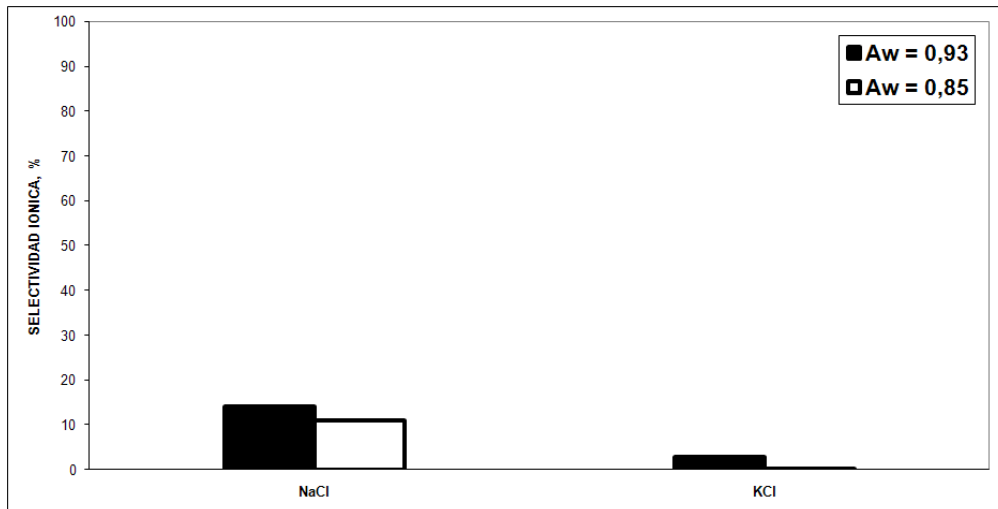


Figura 7-11. Selectividad ionica para la muestra Tambor durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.

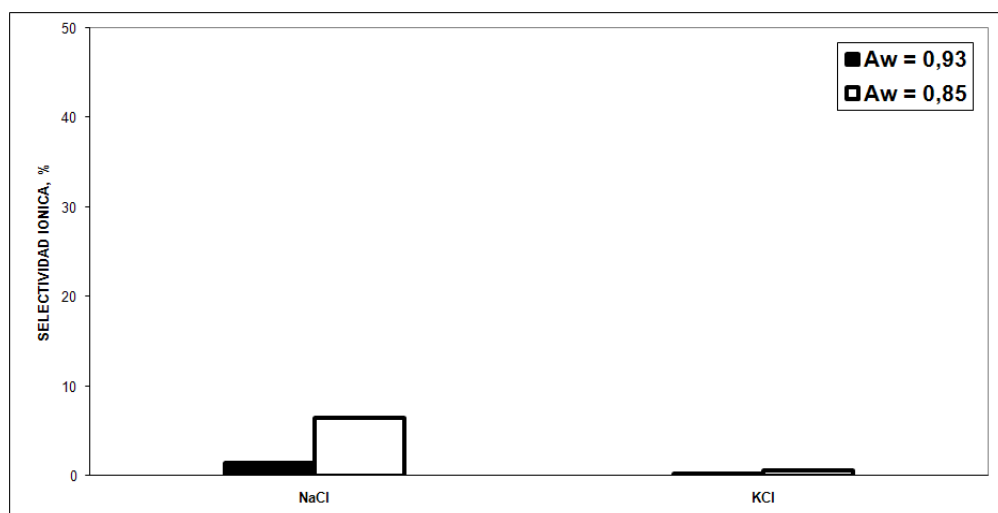


Figura 7-12. Selectividad ionica para la muestra Aloxita durante la interacción con las soluciones salinas de diferente actividades.

Las figuras anteriores muestran el efecto de las diferentes movilidades que tienen los iones durante la interacción con las muestras. Los iones pequeños se mueven más rápido que los iones grandes y los monovalentes más rápidos que los multivalentes.

7.4.2 Efecto de la Permeabilidad y la Porosidad en la Selectividad Ionica de las Muestras La influencia de la permeabilidad de las muestras en el valor de la selectividad ionica se investigó para las diferentes muestras. Las figuras 7-13 y 7-14 muestran la dependencia de la selectividad ionica con respecto a la permeabilidad cuando diferentes muestras interactúan con soluciones salinas de diferentes actividades.

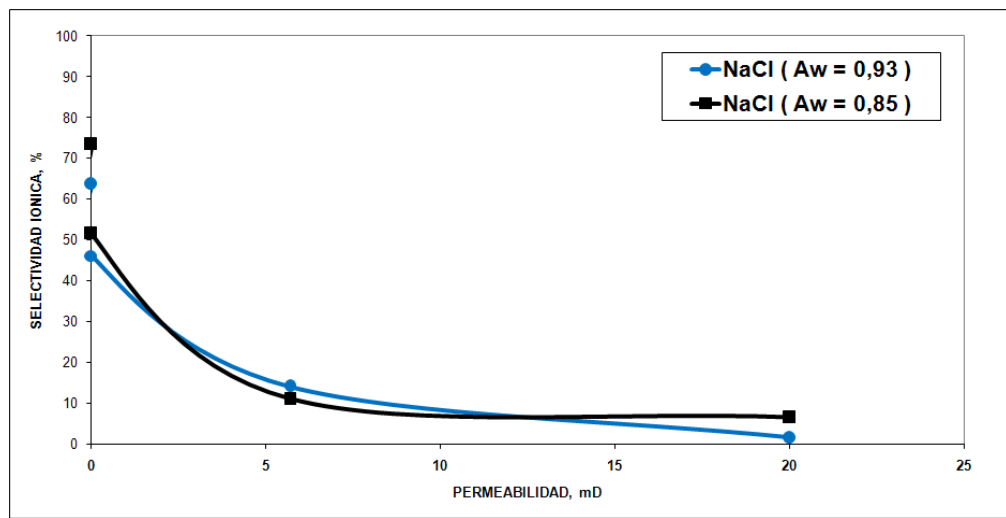


Figura 7-13. Selectividad ionica como función de la permeabilidad de la muestra cuando la muestra interactúa con soluciones de NaCl de diferentes actividades.

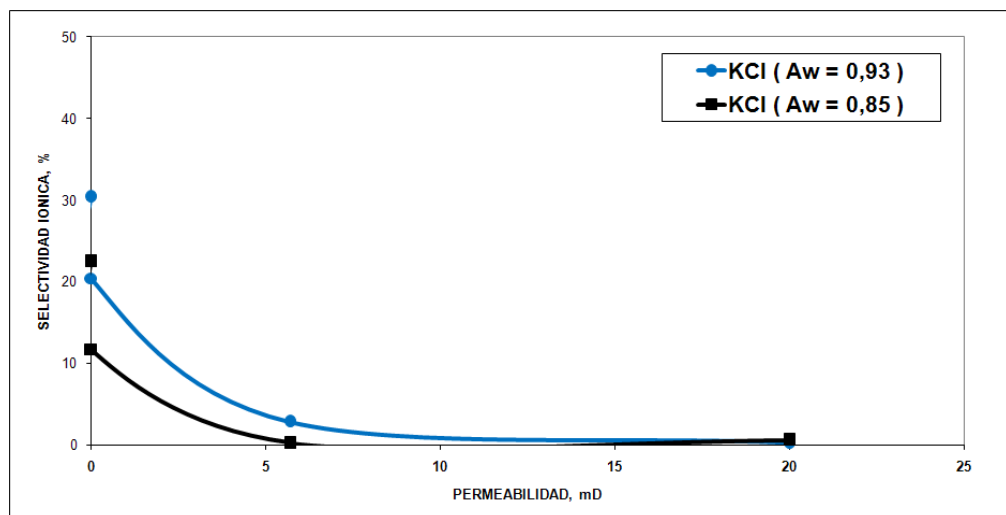


Figura 7-14. Selectividad ionica como función de la permeabilidad de la muestra cuando la muestra interactúa con soluciones de KCl de diferentes actividades.

La tendencia general mostrada en estas graficas es la misma, la selectividad ionica de las muestras aumenta a medida que la permeabilidad de las muestras disminuye. A medida que la permeabilidad de la muestra disminuye su habilidad para restringir solutos aumenta y así lo hace su selectividad ionica.

En las figuras 7-15 y 7-16 podemos ver la dependencia de la caída de voltaje con respecto a la permeabilidad cuando diferentes muestras (arena Tambor con $K= 5.7$ mD, shale paja con $K= 0.0056$ mD y disco aloxita con $K=20$ mD) interactúan con los dos tipos de sales KCl y NaCl.

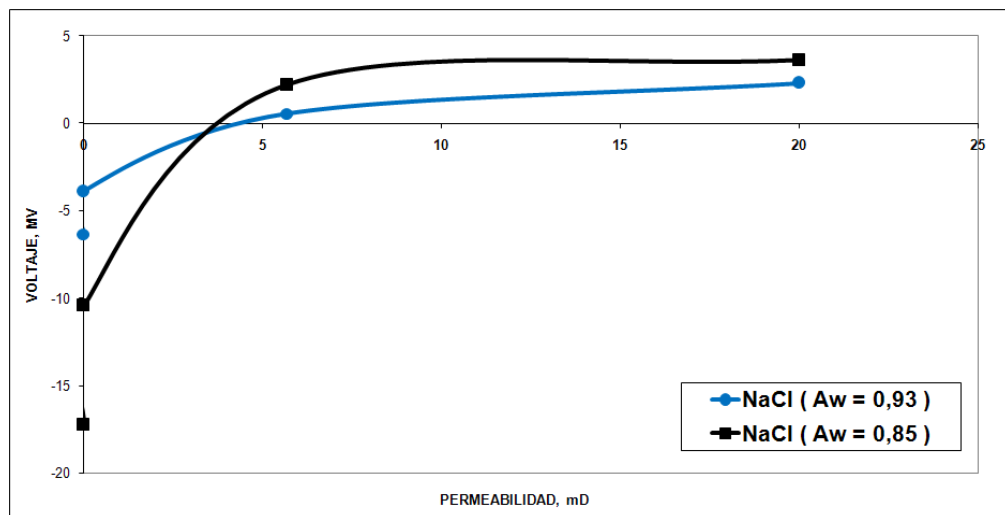


Figura 7-15. Voltaje como función de la permeabilidad de la muestra cuando la muestra interactúa soluciones de NaCl de diferentes actividades.

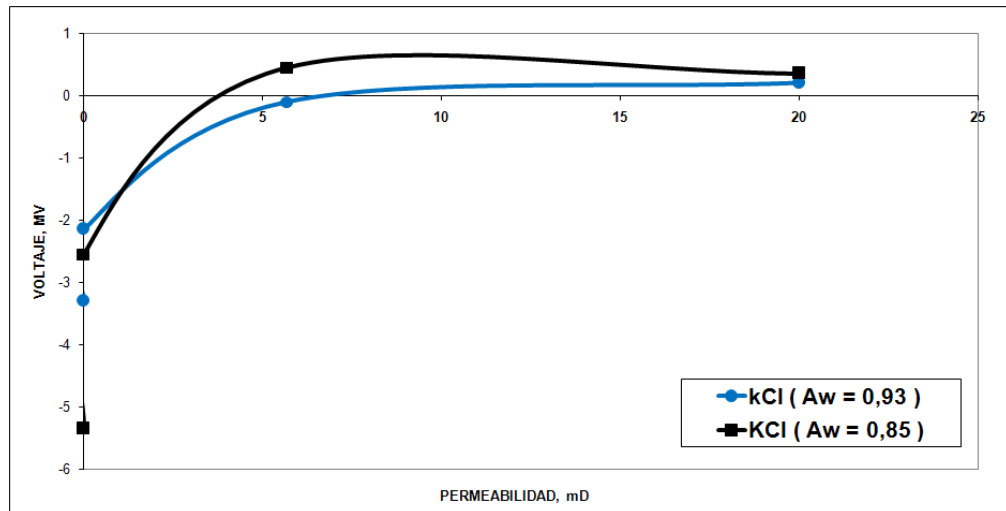


Figura 7-16. Voltaje como función de la permeabilidad de la muestra cuando la muestra interactúa soluciones de KCl de diferentes actividades.

La tendencia muestra que el voltaje medido en las muestras aumenta cuando la permeabilidad de muestra disminuye. Esto se explica ya que a medida que la permeabilidad disminuye (disminuye el tamaño de poro), la habilidad de la muestra para restringir solutos aumenta y la caída de voltaje entre los compartimentos aumenta.

El efecto de la porosidad en los valores de selectividad iónica también fue investigado. Las figuras 7-17 y 7-18 muestran la influencia de la porosidad en los valores de selectividad iónica cuando diferentes muestras interactúan con soluciones salinas de diferentes actividades.

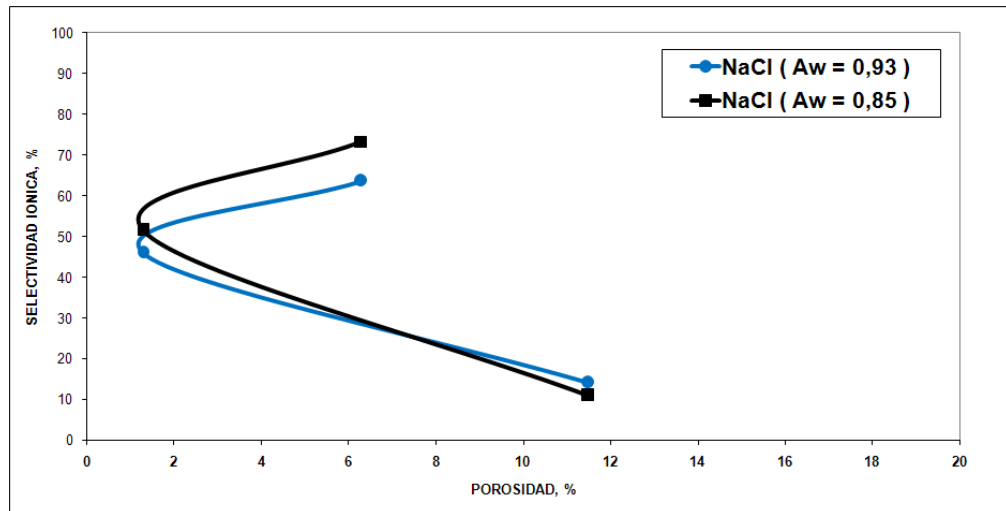


Figura 7-17. Selectividad Ionica como función de la porosidad de la muestra cuando interactúa soluciones de NaCl de diferentes actividades.

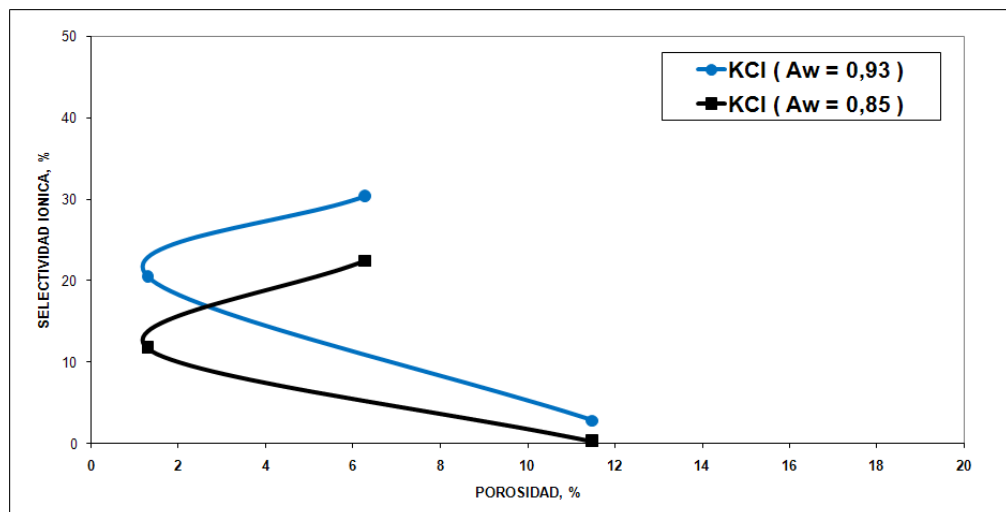


Figura 7-18. Selectividad Ionica como función de la porosidad de la muestra cuando interactúa soluciones de KCl de diferentes actividades.

A partir del comportamiento observado vemos que los valores de porosidad no se relacionan directamente con los valores de selectividad ionica. Lo anterior señala que un modelo teórico matemático para el cálculo de la selectividad ionica de la muestra no debería estar en función de la porosidad de la muestra.

7.4.3 Efecto de la CIC en la Selectividad ionica de las Muestras Los shales exhiben un comportamiento de membrana debido a la carga en las paredes de los poros. La CIC es una medida de la intensidad de cargas negativas entre las láminas de arcilla, por lo tanto la CIC debe influenciar la selectividad ionica y la caída de voltaje medido. Las figuras 7-19 y 7-20 muestran la relación entre la selectividad ionica y la CIC para las soluciones salinas de diferente actividad.

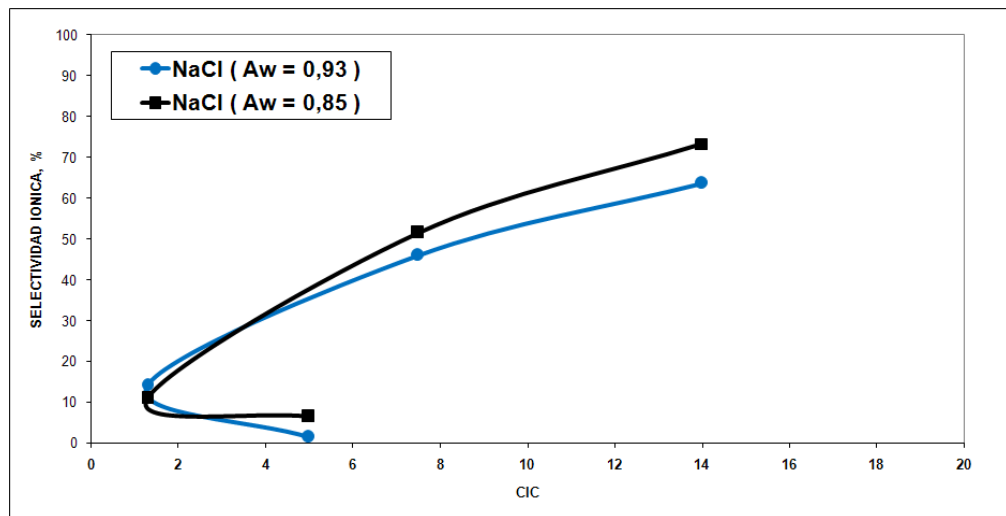


Figura 7-19. Selectividad Ionica como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando las muestras interactúan con soluciones de NaCl de diferentes actividades.

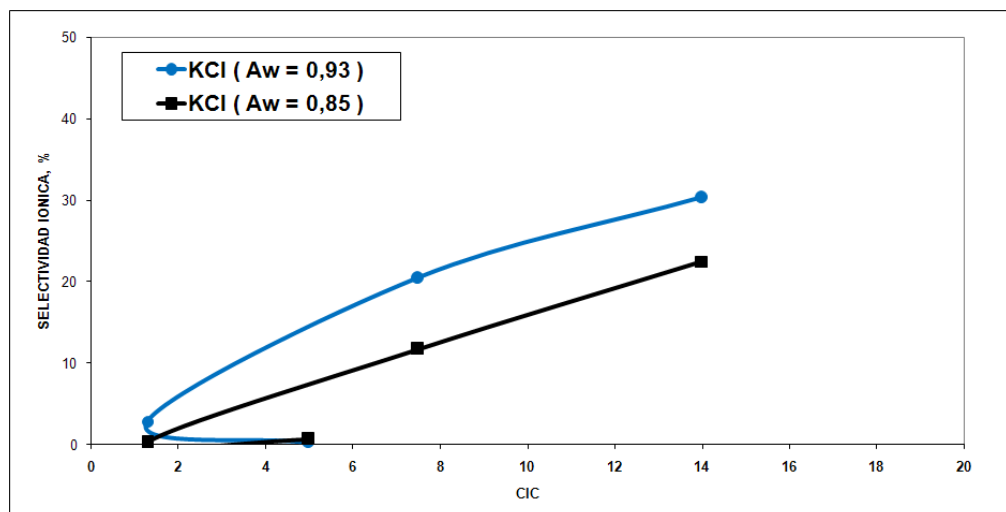


Figura 7-20. Selectividad Ionica como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando las muestras interactúan con soluciones de KCl de diferentes actividades.

La tendencia general en estas graficas es la misma, la selectividad ionica de las muestras aumenta cuando la CIC aumenta. Esto es esperado ya que las cargas negativas en el shale, indicada por el valor de CIC, restringe el paso de los aniones y permite el paso de cationes. A mayor valor en el potencial eléctrico modificado, mejor es la habilidad del shale para repeler los aniones. Cuando el shale refleja completamente los aniones nos referimos al shale como una membrana catiónicamente selectiva perfecta. El valor que se sale de la tendencia en las anteriores graficas es el de la muestra de Aloxita, este valor nos demuestra que el valor de Selectividad Ionica esta mas influenciado por la permeabilidad que por la CIC. Las figuras 7-21 y 7-22 muestran la dependencia de la medida de voltaje en función de la CIC.

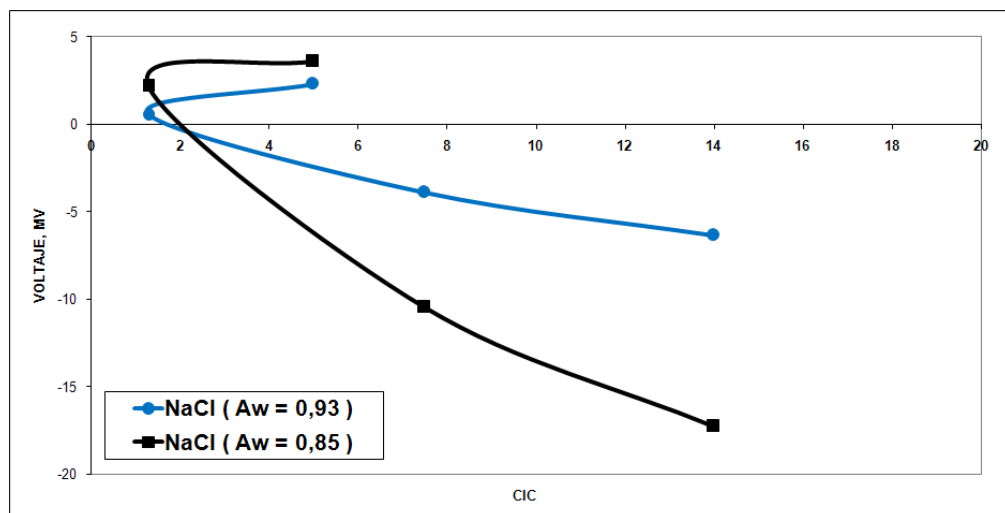


Figura 7-21. Caída de voltaje como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando la muestra interactúa con soluciones de NaCl de diferentes actividades.

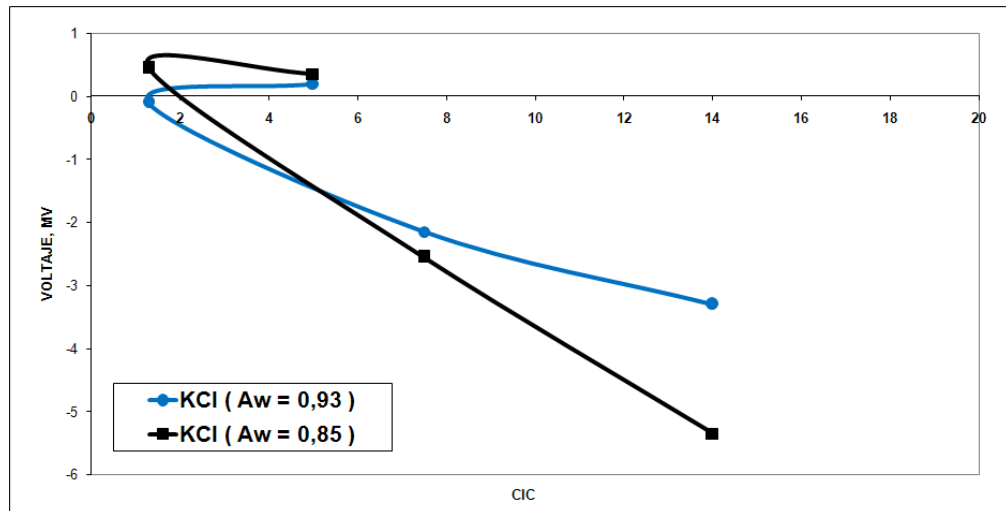


Figura 7-22. Caída de voltaje como función de la Capacidad de Intercambio Catiónico cuando la muestra interactúa con soluciones de KCl de diferentes actividades.

El efecto de la composición mineralógica en los valores de selectividad iónica no pudo ser evaluado ya que las muestras arcillosas estudiadas tienen valores muy similares de porcentaje de arcilla en la fracción bulk (en promedio 20%) y de arcillas tipo illita (en promedio 40%) y caolinita (en promedio 30%) en la fracción menor a 2 μm .

7.4.4 Efecto de la Relación entre Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) y Permeabilidad (K) de la Muestra en la Selectividad Iónica Para mostrar el efecto combinado de la capacidad de intercambio catiónico y la permeabilidad del shale, se graficó la relación entre la capacidad de intercambio catiónico y la permeabilidad (CIC/K), contra la selectividad iónica estimada de las muestras. Las figuras 7-23 y 7-24 muestran la dependencia de la selectividad iónica con la relación CIC/K cuando las muestras interactúan con diferentes soluciones (NaCl y KCl) a dos diferentes actividades.

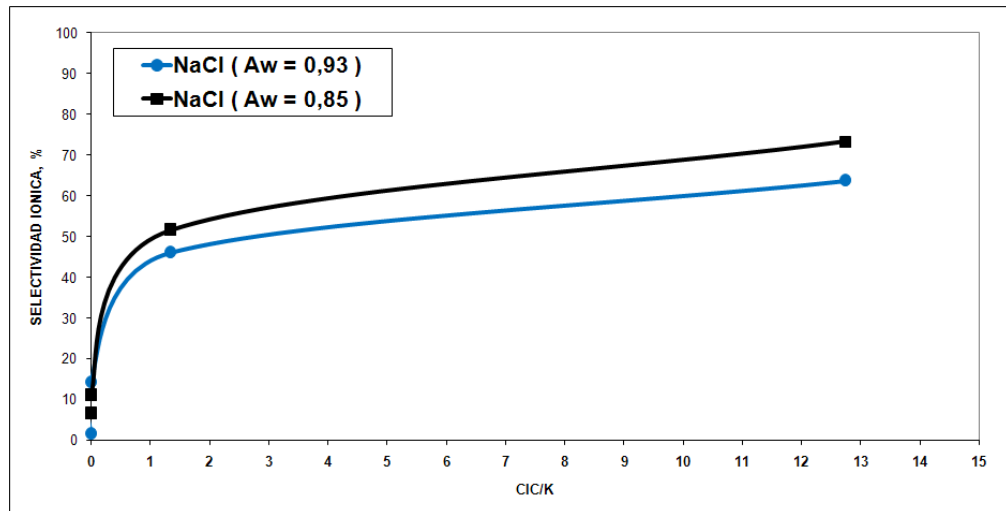


Figura 7-23. Selectividad ionica como función de la relación CIC/K cuando las muestras interactúan con soluciones de NaCl de diferentes actividades.

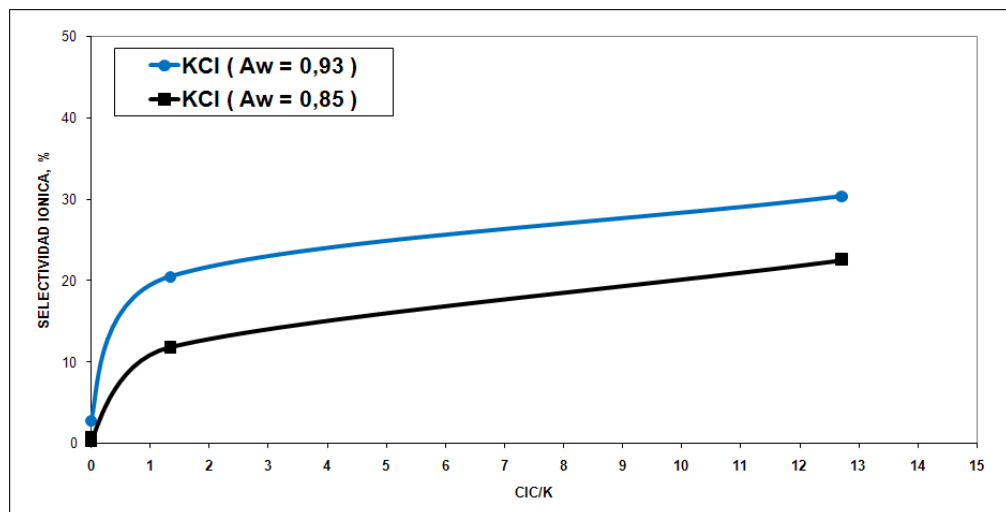


Figura 7-24. Selectividad ionica como función de la relación CIC/K cuando las muestras interactúan con soluciones de KCl de diferentes actividades.

Es claro ver como la selectividad ionica es proporcional a la relación CIC/K. La misma conclusión aplica para la dependencia de la caída de voltaje con la variable CIC/K. Las Figuras 7-25 y 7-26 muestran la correspondencia entre la caída de voltaje y la relación CIC/K.

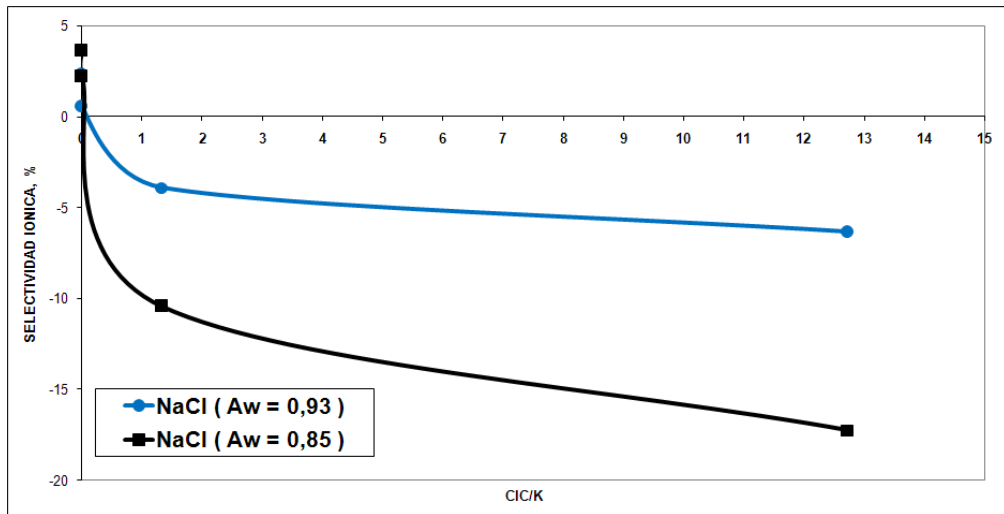


Figura 7-25. Caída de voltaje como función de la relación CIC/K cuando muestras interactúan con soluciones de NaCl de diferentes actividades.

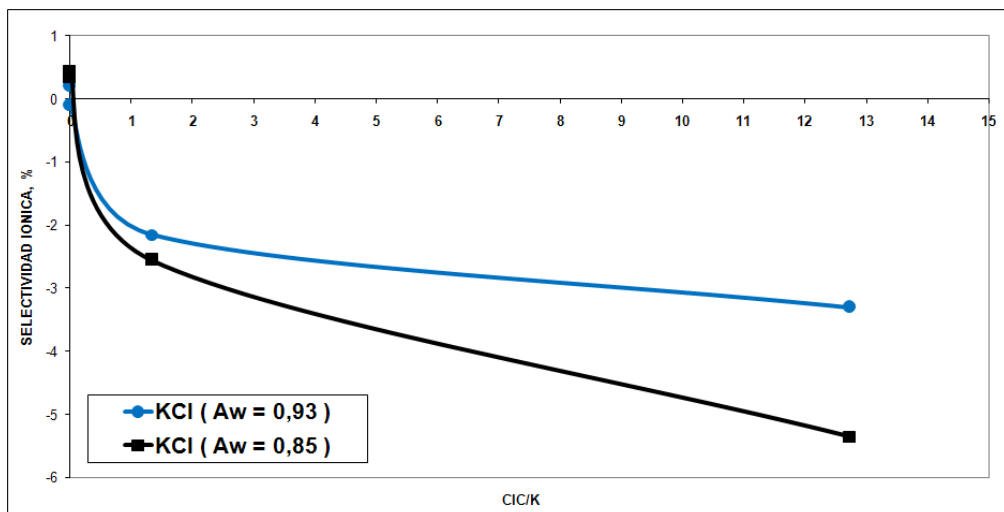


Figura 7-26. Caída de voltaje como función de la relación CIC/K cuando muestras interactúan con soluciones de KCl de diferentes actividades.

8. EFICIENCIA DE MEMBRANA Y PRESION OSMOTICA REAL

En este capítulo se presenta la relación experimental entre la eficiencia de membrana y el potencial de difusión modificado (selectividad iónica) propuesta por Al-Bazali (2005), se calcula los esfuerzos osmóticos teóricos y efectivos a partir de la determinación de la actividad del fluido de perforación, la actividad de la formación y la eficiencia de membrana para la sección carbonera del pozo UIS-10. Al final se hacen recomendaciones a partir de los valores de esfuerzos osmóticos efectivos encontrados en el pozo aplicación.

8.1 EVALUACION DE LA EFICIENCIA DE MEMBRANA A PARTIR DE LA SELECTIVIDAD IONICA

Debido a la carga negativa en la superficie de los minerales arcillosos, un shale nunca podrá experimentar una eficiencia de membrana igual a 1 o 100% (exclusión de cationes y aniones) en presencia de un fluido base agua. Cuando el shale interactúa con un fluido base aceite las características de la emulsión hacen que el flujo iónico se restrinja y la eficiencia de membrana aumente. Para la mayoría de los shales las paredes de los poros están negativamente cargadas de tal forma que ante la interacción con un fluido base agua la difusión de aniones se ve fuertemente restringida. Un caso ideal se presenta cuando el shale completamente bloquea el paso de los co-iones (aniones) y definimos una membrana catiónicamente selectiva perfecta, pero esto tampoco pasa en la realidad y el shale ante un fluido base agua deja pasar tanto cationes como aniones. Este tipo de membrana es conocida como membrana catiónicamente selectiva goteante (Leaky Membrane).

Es posible definir que la eficiencia de membrana para una membrana semipermeable ideal sea 1 (100%) y para una membrana catiónicamente selectiva perfecta la eficiencia de membrana es < 1 . En el presente trabajo podemos establecer claramente que una roca que posea una selectividad iónica más alta que otra exhibirá también un mayor valor en la eficiencia de membrana.

Lomba et al. (2000) como conclusión de su trabajo titulado " The Ion-Selective Membrane Behavior of Native Shales" definió que era necesario una evaluación experimental para establecer correlaciones entre el coeficiente de reflexión (Eficiencia de membrana) y el potencial de difusión modificado (Selectividad Ionica) para hacer una mejor evaluación de la eficiencia de membrana en shales. A partir de esta recomendación Al-Bazali (2005) en su trabajo encontró una correlación cualitativa entre la EM y la SI. Las mediciones fueron hechas a través de pruebas de transmisión de presión (PTT) y pruebas de potencial electroquímico (EPT) usando las mismas muestras en una y otra prueba. La figura 8-1 muestra las mediciones de EM vs. SI para las 3 muestras analizadas por Al-Bazali y que interaccionan con las sales trabajadas en el presente estudio.

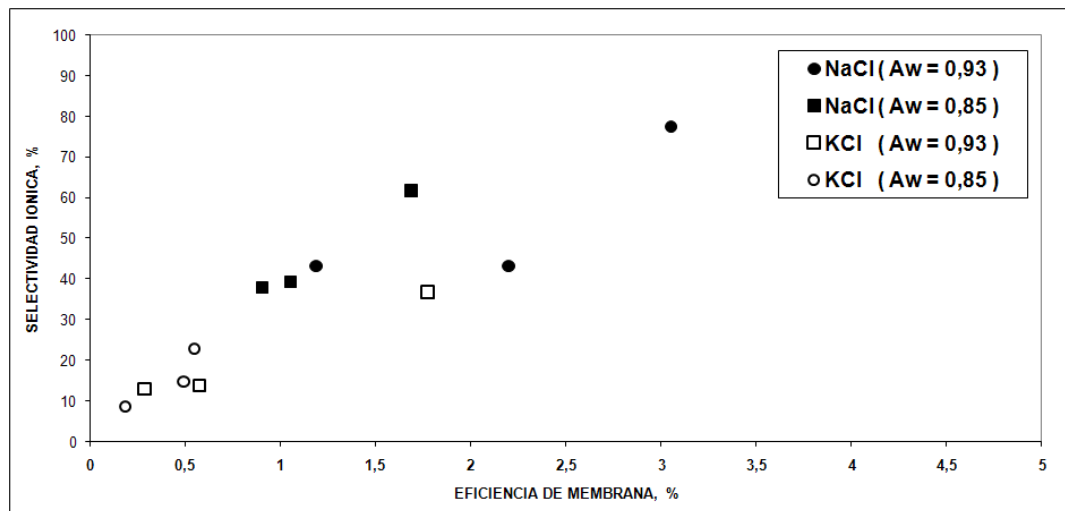


Figura 8-1. Selectividad iónica vs. Eficiencia de membrana para las muestras estudiadas por Al-Bazali (2005).

En esta relación vemos que la Eficiencia de membrana es directamente proporcional a la Selectividad Ionica. Esta relación valida el uso de la prueba de potencial electroquímico para evaluar cualitativamente la eficiencia de membrana a partir de mediciones de selectividad ionica. Es de notar que los valores de eficiencia de membrana alcanzan apenas el 3% mientras que las selectividades iónicas alcanzan valores de hasta 77%. Esto quiere decir que si una membrana logra ser catiónicamente selectiva perfecta su eficiencia de membrana no alcanzara valores mayores que el 5-10% para interacciones con fluidos base agua según lo expuesto en el anterior análisis por Al-Bazali M. (2005) y

por autores como Oort et al. (1996) y Cey et al. (2001). En la figura 8-2 se muestra la relación entre la selectividad ionica y la eficiencia de membrana para las muestras estudiadas por Al-Bazali y propuesta en el presente trabajo.

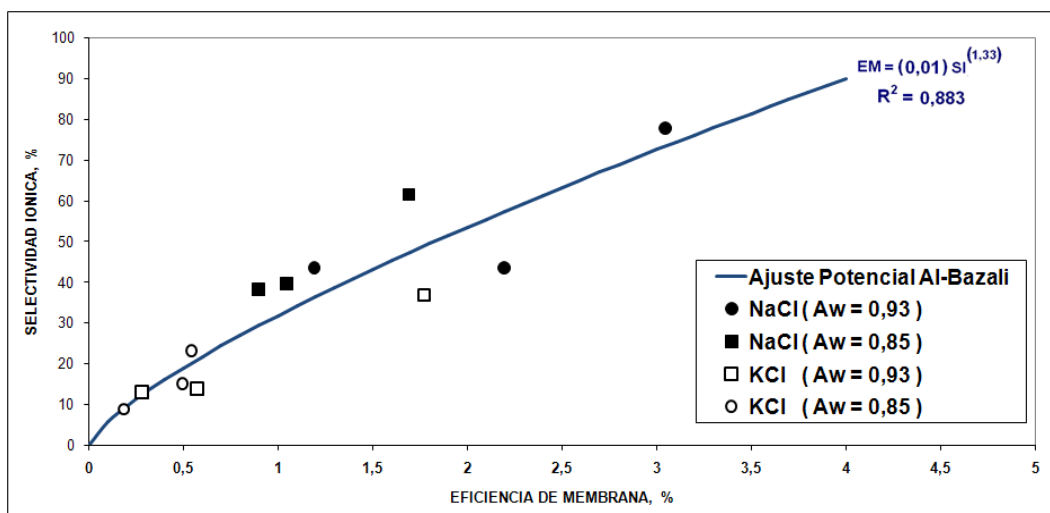


Figura 8-2. Relación entre SI y EM para las muestras estudiadas por Al-Bazali (2005).

La línea de tendencia generada en la figura 8-2 tiene la siguiente forma:

$$EM = (0,01) * SI^{(1,33)} \quad (8-1)$$

La anterior ecuación solo relaciona los valores de selectividad ionica y eficiencia de membrana para las sales NaCl y KCl de actividades 0.93 y 0,85. A partir de la anterior relación es posible estimar o aproximar un valor de eficiencia de membrana para la muestra de Carbonera UIS-10 bajo la interacción con varias sales y concentraciones como se muestra en la tabla 8-1. Esta relación es una primera aproximación a lo que pueden ser los valores de eficiencia de membrana de la muestra UIS-10 ya que las muestras evaluadas por Al-Bazali son shales diferentes.

UIS-10				
Solucion Salina (Fluido de Prueba)	Actividad Agua	Caida de Voltaje (mV)	Selectividad Ionica (%)	Eficiencia de Membrana (Correlación Al-Bazali) (%)
NaCl (a=0.96)	0,93	-6,4	63,7	2,5
	0,85	-17,3	73,3	3,0
KCl (a=0.96)	0,93	-3,3	30,3	0,9
	0,85	-5,4	22,5	0,6

Tabla 8-1. Valores de Eficiencia de Membrana para la muestra UIS-10 interactuando con soluciones NaCl y KCl de diferentes actividades.

8.2 CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS OSMOTICOS TEORICOS

Para el cálculo de la presión osmótica teórica a una determinada profundidad necesitamos conocer el valor de la actividad del fluido de perforación y del fluido de poro de la formación. El pozo aplicación corresponde al pozo UIS-10 ubicado en la cuenca de los llanos orientales, pozo con una inclinación máxima de 22°. Este pozo tiene a Mirador como formación objetivo, atravesando la formación carbonera desde 5401 ft a 14259 ft para un total de 8858 ft de formación, con una profundidad perforada total de 17915ft. La Formación Carbonera ha sido tradicionalmente subdividida en ocho intervalos alternos de areniscas y lodolitas los cuales se conocen de base a techo como: C8, C7, C6, C5, C4, C3, C2 y C1. Un esquema del estado mecánico del pozo y la formación carbonera atravesada puede verse en la figura 8-3.

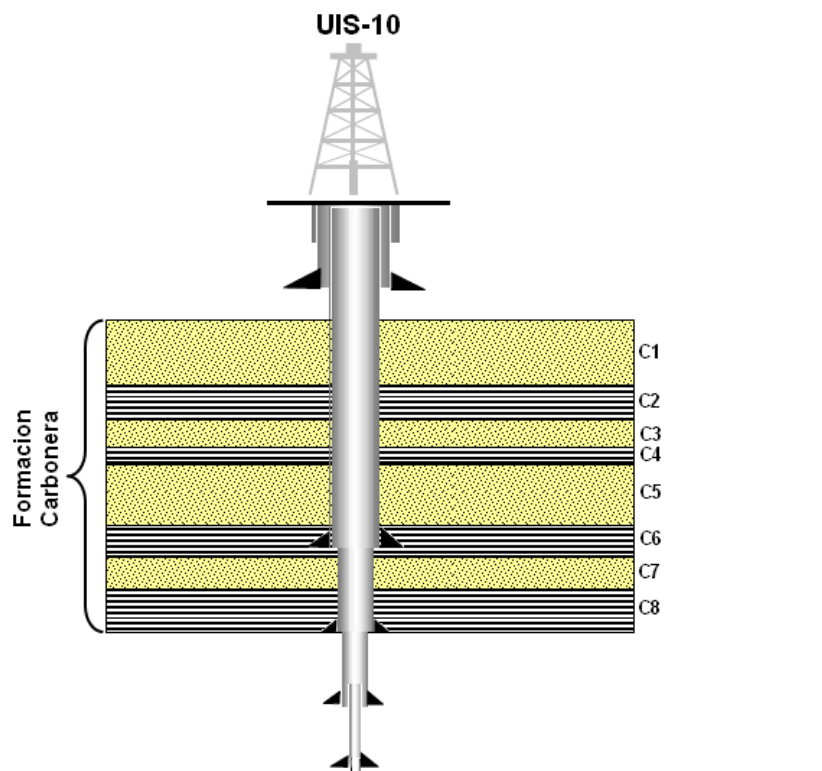


Figura 8-3. Pozo UIS-10 y la formación carbonera perforada.

8.2.1 Actividad del Fluido de Perforación El fluido de perforación utilizado en el pozo durante la perforación de la formación carbonera es un OBM Invermul Factant[®] con una concentración de CaCl_2 de 10,3 %w/w (103000 ppm).

Para determinar el efecto de la temperatura en los valores de actividad se utilizó la ecuación 2-6 con valores de C1 de 0,96351 y C2 de $17,58 \times 10^{-5}$, generando una relación de actividades para el fluido con la profundidad a medida que aumenta la temperatura como se muestra en la figura 8-4.

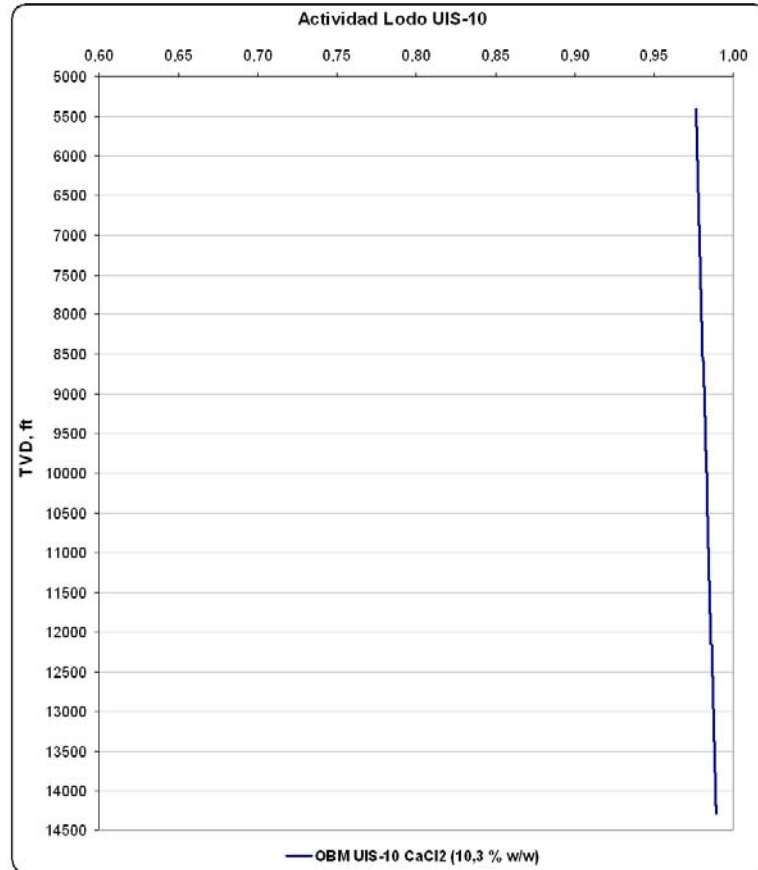


Figura 8-4. Actividad del fluido de perforación UIS-10 mientras se perfora la formación carbonera.

8.2.2 Actividad del Fluido de Poro de la Formación Para el cálculo de la actividad del fluido de poro para la sección carbonera se utilizó la metodología expuesta en la sección 2.3.2. Para el desarrollo de esta metodología se requiere una descripción detallada pie a pie del esfuerzo vertical, la presión de poro, el esfuerzo mínimo horizontal, el esfuerzo máximo horizontal y la temperatura de la formación. Los perfiles de esfuerzos y presión de poro para el pozo UIS-10 son mostrados en la figura 8-5.

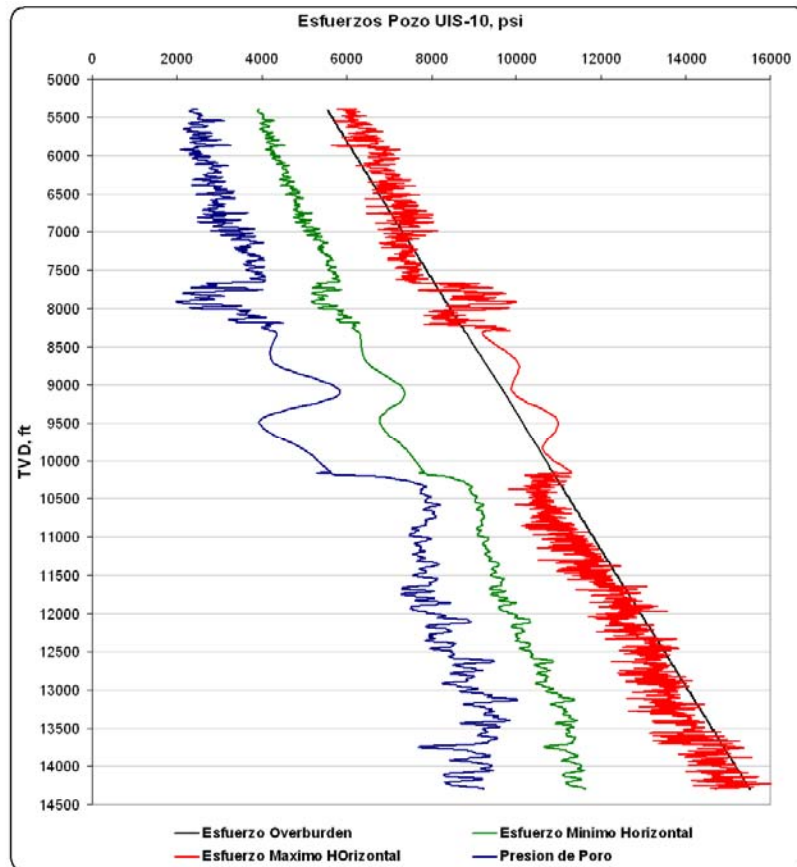


Figura 8-5. Presión de poro y esfuerzos mínimo, máximo y vertical para el pozo UIS-10.

Para la temperatura se tomó como gradiente de la zona de estudio un valor de $0,66^{\circ}\text{C}/100\text{ft}$, este valor es el valor promedio del BHT (Bottom Hole Temperature) de 66 pozos del campo cupiagua. Como se muestra en la figura 8-6.

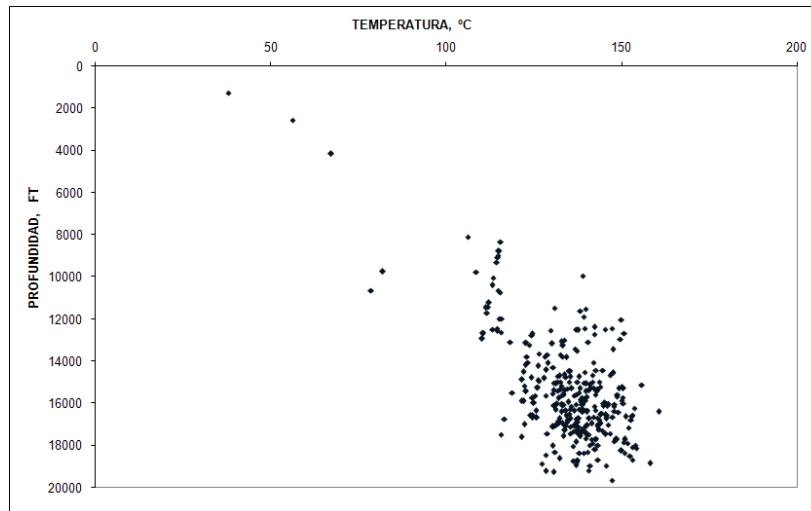


Figura 8-6. Temperatura de fondo de hueco para 66 pozos del campo cupiagua.

El pozo UIS-10 posee registro de temperatura entre una profundidad de 14190 ft y 14908 ft de tal forma que para una temperatura de superficie de 30°C se definió para el pozo un gradiente de 0,83°C/100ft como se observa en la figura 8-7.

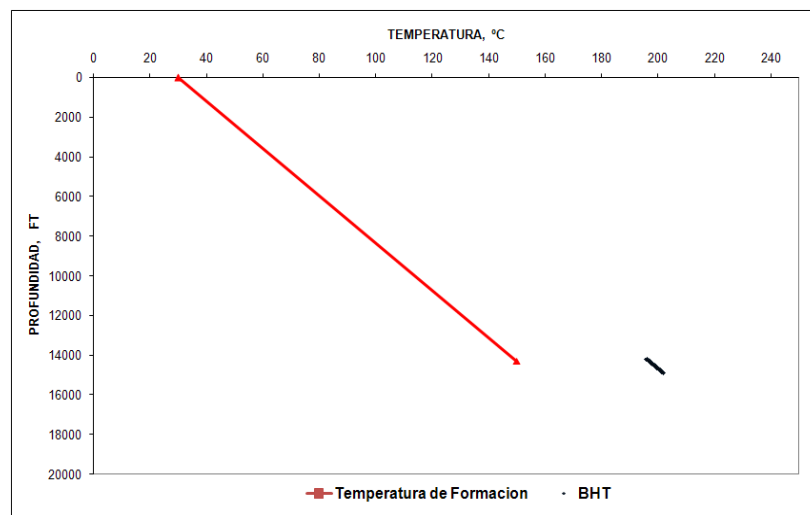


Figura 8-7. Gradiente térmico para el pozo UIS-10.

En la figura 8-8 podemos ver la curva de actividad de la formación por el método del esfuerzo efectivo de overburden, por el método del esfuerzo efectivo promedio y por el método del esfuerzo efectivo promedio modificado.

El valor de a_c (coeficiente de corrección de actividad) para el pozo UIS-10 se tomó a una profundidad de 10702 ft donde se tienen mediciones de actividad de formación a partir de pruebas de adsorción isotérmica ($A_{SH,m}=0,73$), el anterior valor es determinado a temperatura ambiente, a partir de la corrección por temperatura vista en la sección 2.3.1 la actividad de la formación tendrá un valor de 0,78. A partir del valor anterior y con el valor de la actividad del shale teórico a partir del método del esfuerzo efectivo promedio ($A_{SH,t}=0,90$) es posible calcular el valor del coeficiente de corrección de actividad.

$$a_c = \frac{A_{SH,m}}{A_{SH,t}} = \frac{0,78}{0,90} = 0,86 \quad (8-2)$$

El valor de actividad medida concuerda con el estudio hecho por Reyes y Vargas (2003) donde la actividad promedio para el miembro C8 de la formación carbonera es de 0.7.

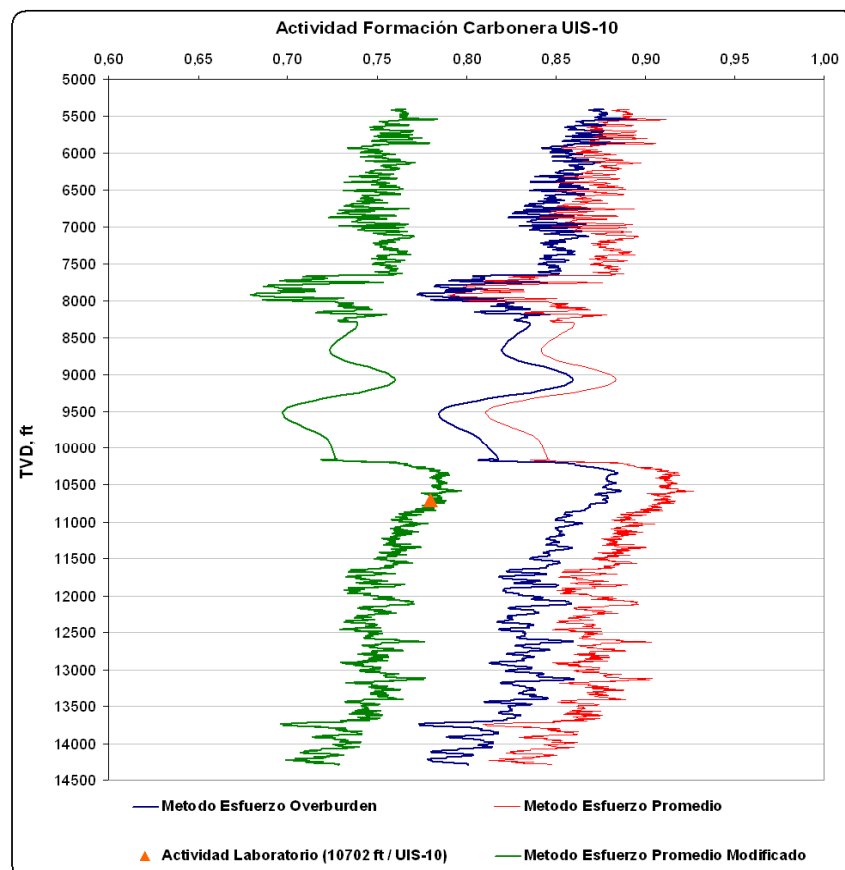


Figura 8-8. Perfiles de actividad del agua de formación para el pozo UIS-10.

8.2.3 Esfuerzos Osmóticos Teóricos Una vez modeladas las actividades del fluido de perforación y del fluido de poro del shale y tomando un valor de Eficiencia de membrana igual a 1, es posible el cálculo de los esfuerzos osmóticos teóricos con la profundidad.

En la figura 8-9 podemos ver el perfil de actividad del agua para el fluido de perforación y para la formación considerando los efectos de la temperatura para el pozo UIS-10.

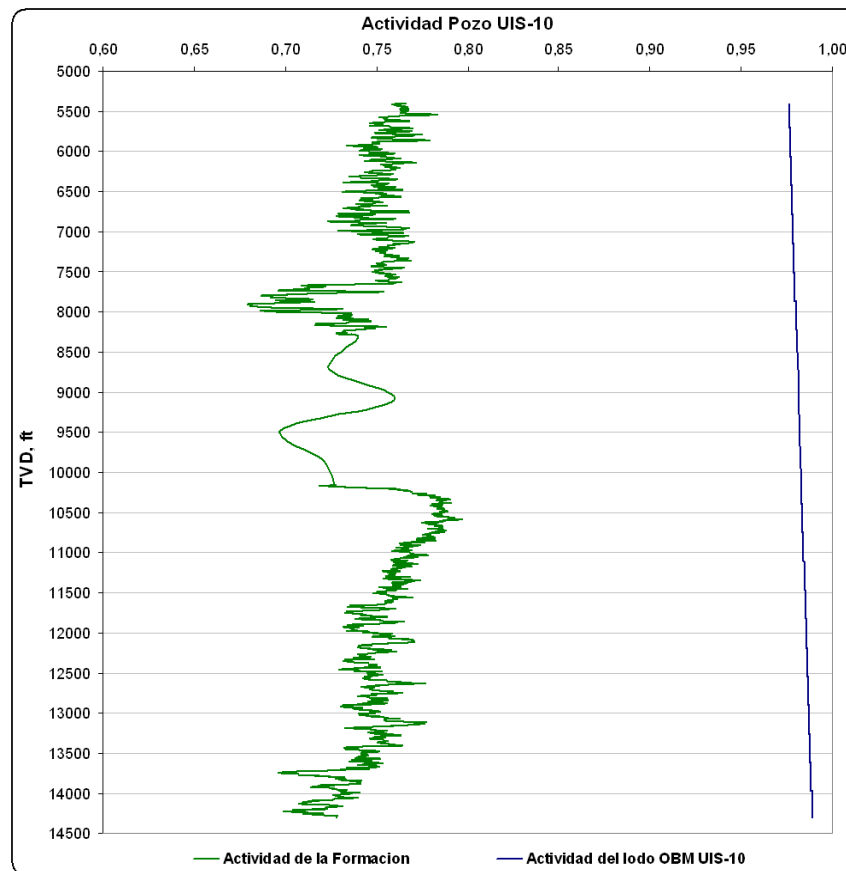


Figura 8-9. Perfiles de actividad del agua para la formación y el fluido de perforación para el pozo UIS-10.

En la figura 8-9 se aprecia la diferencia entre la actividad del fluido de poro de la formación y la actividad del fluido de perforación. La actividad del fluido de perforación en todo momento es más alta que la actividad del fluido de la formación en un factor de 1,31 en promedio. Esta diferencia hace que potencialmente se hidrate la formación. Al utilizar

la ecuación 3-1 calculamos la presión osmótica efectiva asumiendo una eficiencia de membrana de 1 (suponiendo que el fluido utilizado es un OBM). En la figura 8-10 se muestran los perfiles de presión de poro, presión de lodo hidrostática y presión osmótica.

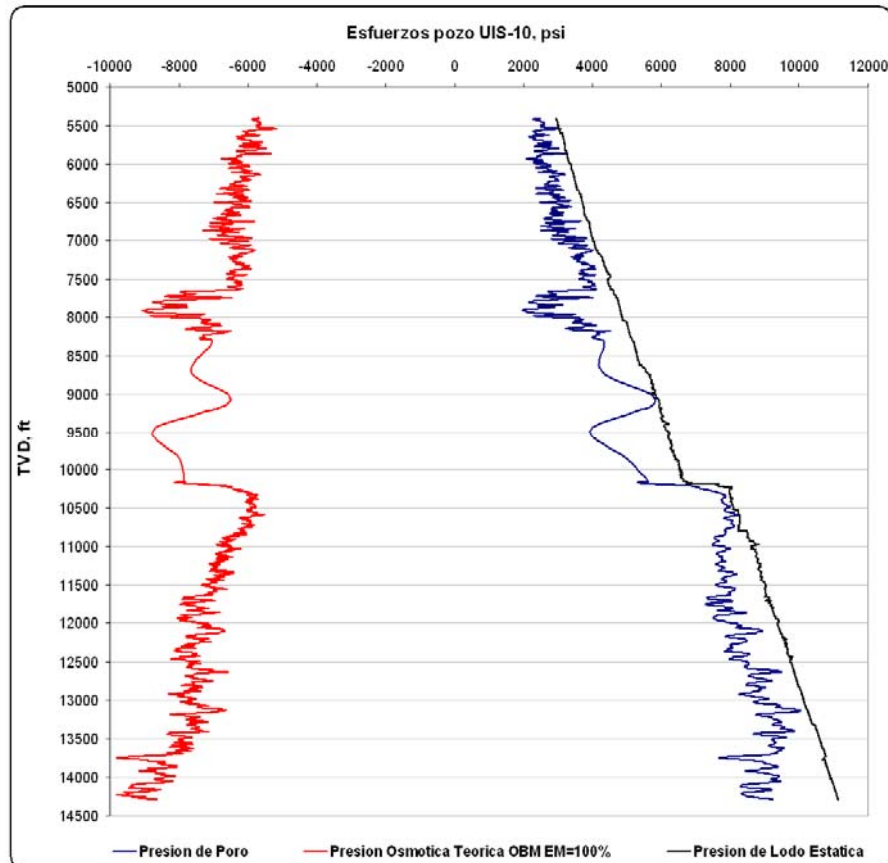


Figura 8-10. Perfiles de presión de poro, presión osmótica y presión de lodo estática para el pozo UIS-10.

En la figura 8-10 la presión de lodo hidrostática es mas grande que la presión de poro (perforación overbalanced), y de esta forma se esta induciendo fluido dentro de la formación arcillosa favoreciendo la difusión de la presión de poro. Desde el punto de vista químico la diferencia entre actividades de la formación y el lodo de perforación genera una presión osmótica negativa la cual tiende a transportar el agua desde la zona de alta actividad (fluido de perforación) a la zona de baja actividad (formación). Este flujo de agua se detendrá una vez la presión osmótica sea alcanzada. Para representar mejor esta condición tomemos los valores generados por la figura 8-10 a 12500 ft. A esta

profundidad la presión hidrostática del lodo es de 9756 psi, la presión de poro es 8500 psi y la presión osmótica teórica es -7670 psi. La figura 8-11 representa la condición de flujo de agua a esta profundidad.

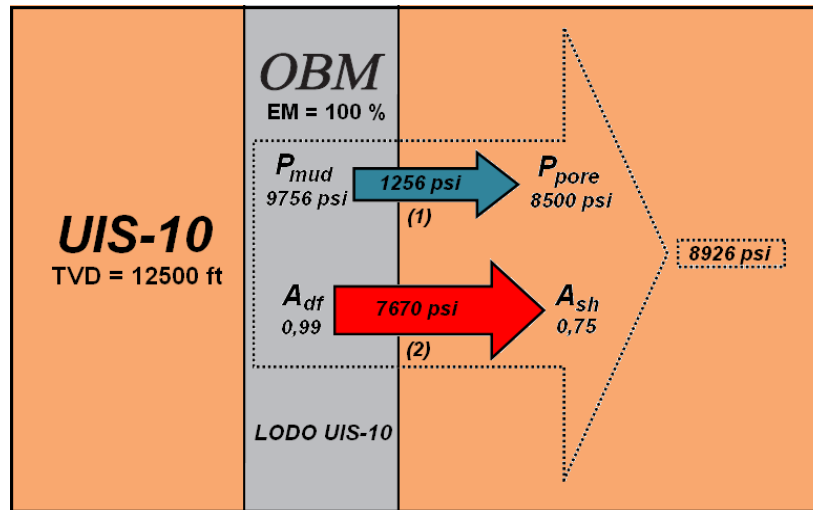


Figura 8-11. Flujo neto de agua a 12500 ft en el pozo UIS-10.

Considerando solamente el flujo hidráulico (1) vemos que hay un flujo neto hacia la formación con un diferencial de presión de 1256 psi que hidrata. En este caso la formulación del lodo de perforación es tal que el flujo osmótico (2) tiende a hidratar también la formación con una presión osmótica de 7670 psi. En total la presión que tendera a mover el agua hacia la formación esta en el orden de 8926 psi.

8.3 CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS OSMOTICOS EFECTIVOS

Tener un alto gradiente químico entre la formación y el lodo producirá la máxima presión osmótica siempre y cuando la roca se comporte como una membrana semipermeable ideal que deja pasar únicamente las moléculas de agua y restringe totalmente el paso de los iones hidratados. El shale no es una membrana semipermeable ideal como ha sido demostrado experimentalmente por Fritz and Marine (1983), Ballard et al. (1992), Van Oort (1996), Lomba (2000), Tan et al. (2002) y Al-Bazali (2005). Por esta razón la presión osmótica generada no es la real o efectiva. El paso de iones hidratados por la membrana causará que se igualen las concentraciones iónicas con el tiempo, eliminando la fuerza

impulsora (gradiente químico – presión osmótica) que inicialmente existía, haciendo que el efecto de la baja actividad del lodo en términos de estabilidad de pozo sea reducido considerablemente o anulado.

8.3.1 Valores de Eficiencia de Membrana para la Zona de Estudio Como se analizó en las secciones anteriores la EM del sistema shale / lodo depende de los parámetros petrofísicos de la roca y las propiedades del fluido de poro y del lodo de perforación. En la presente investigación se utilizaron cloruro de sodio y cloruro de potasio para realizar las pruebas de laboratorio. Como en la perforación del pozo UIS-10 se utilizó un fluido con salmuera de CaCl_2 se recurre a los datos reportados en la literatura para determinar la EM que podría tener la roca al interactuar con un WBM de esta misma concentración. En la figura 8-12 se exponen los resultados de las mediciones hechas por Al-Bazali (2005) con sales de CaCl_2 .

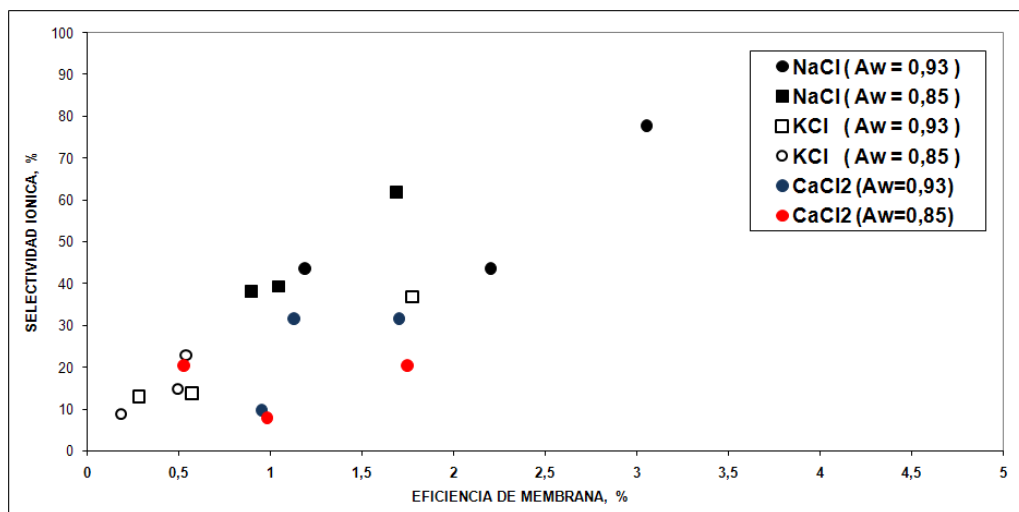


Figura 8-12. Relación entre selectividades iónicas y eficiencia de membrana para muestras estudiadas por Al-Bazali considerando la interacción con salmueras de CaCl_2 .

En la figura 8-12 vemos que las selectividades iónicas de las muestras que interactúan con CaCl_2 no son mayores que las selectividades halladas con las soluciones de NaCl . En el caso de la EM los valores de las soluciones CaCl_2 están en el rango de los valores encontrados con las soluciones de NaCl para una actividad de 0,85 que va de 0,9 a 1,7. En el caso aplicación en el presente trabajo la formación UIS-10 presentó un valor de

eficiencia de membrana de 3,0 cuando la solución interactúa con soluciones de 0,85 y 0,96 de actividad. Por lo tanto se tomará una EM de 3,0 % cuando la formación interactúa con un WBM como valor optimista para la formación carbonera del pozo UIS-10.

8.3.2 Esfuerzos Osmóticos Efectivos A partir de la presión osmótica teórica determinada y con el valor de EM de 3% para la formación carbonera es posible determinar la presión osmótica efectiva en la sección perforada si utilizáramos un WBM de la misma concentración (CaCl_2 de 10,3 %w/w) a partir de la ecuación 3-2. La figura 8-13 representa el registro de presión osmótica efectiva generado.

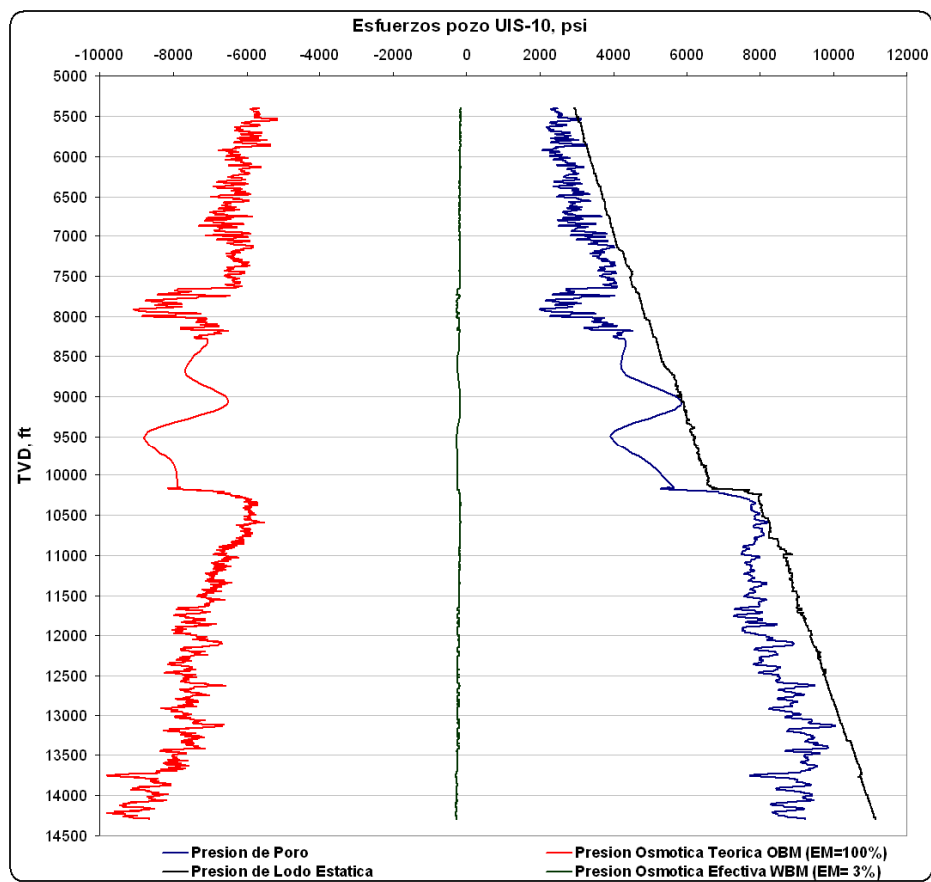


Figura 8-13. Presión osmótica efectiva para la sección carbonera perforada con WBM de concentración CaCl_2 de 10,3 %w/w.

Con una EM baja como la mostrada a 12500 ft tenemos la condición mostrada en la figura 8-14.

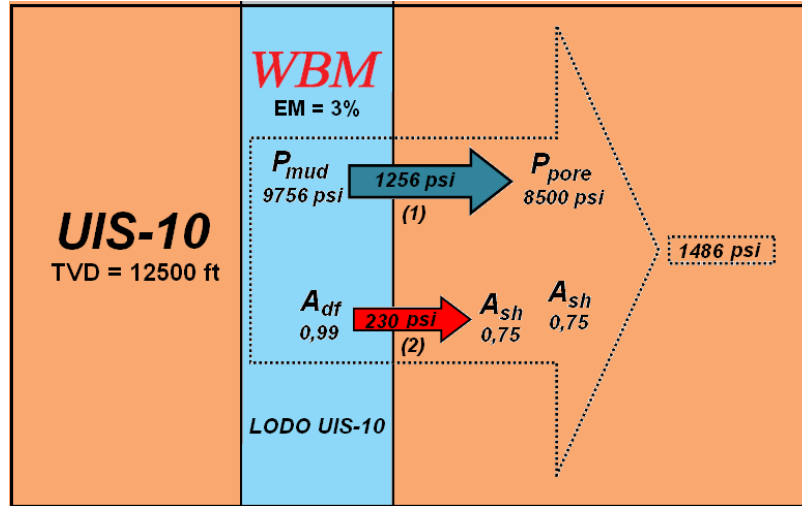


Figura 8-14. Flujo neto de agua a 12500 en el pozo UIS-10 cuando interactúa con un WBM de concentración CaCl_2 de 10,3 %w/w.

La presión osmótica efectiva en este punto es 230 psi, como la EM es tan baja el efecto de la presión osmótica o la química del lodo (adición de sales) es casi nula. En este caso la presión que tenderá a mover el agua hacia la formación esta en el orden de 1486 psi.

8.4 REQUERIMIENTOS PARA ESTABILIDAD EN TERMINOS DE TIPO Y CONCENTRACION SALINA

La principal conclusión con el trabajo expuesto es recomendar el tipo y concentración salina mas adecuada para perforar esta sección rocosa. La sección carbonera se perfora utilizando OBM's, con un porcentaje de agua en volumen entre el 40 y 20%. La salinidad de la fase acuosa del fluido base aceite esta relacionada directamente con el potencial de hidratación de la formación. La principal estrategia para promover la estabilidad química de la formación es trabajar con un fluido de actividad balanceada, es decir un fluido cuya actividad sea igual a la actividad de la formación. De esta forma la presión osmótica será igual a cero según la ecuación 3-2 y no habrá flujo de agua desde o hacia la formación, sin que importe el valor de la eficiencia de membrana.

En la figura 8-15 podemos ver el perfil de actividad de la formación y el valor de la actividad de un fluido de perforación base aceite (Lodo propuesto A) cuya fase interna acuosa tiene una concentración de 27,6% w/w de CaCl_2 (276000 ppm).

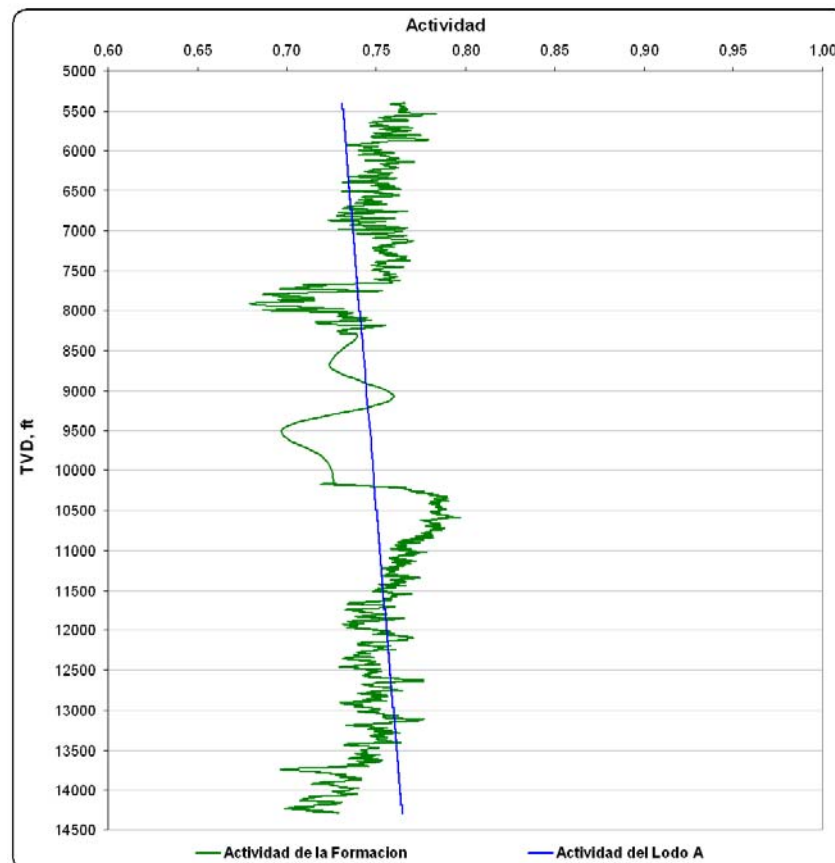


Figura 8-15. Perfiles de actividad para la formación carbonera y para el OBM de actividad balanceada (Lodo A).

La anterior formulación produce unas presiones osmóticas que promedian el valor de 2 psi para la formación carbonera y se puede observar en la figura 8-16 considerando una EM de 1. Esta concentración de CaCl_2 sería la adecuada para disminuir el efecto de la química del lodo en el flujo de agua hacia la formación.

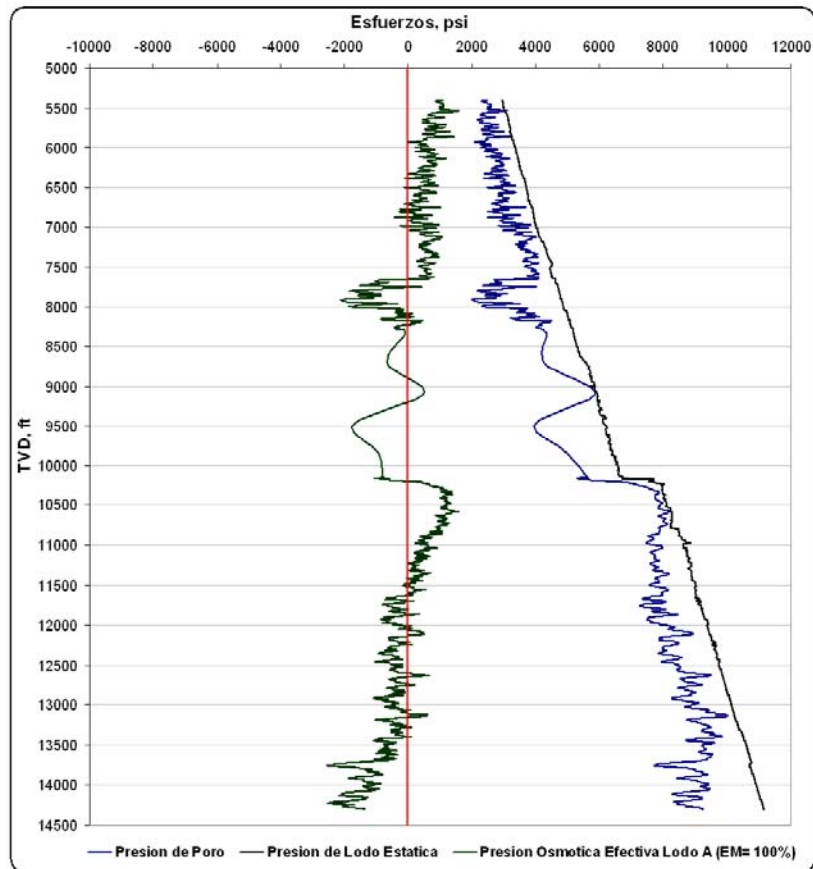


Figura 8-16. Esfuerzo osmótico generado a partir de la interacción de la formación con el Lodo A.

En la figura 8-17 observamos como sería el comportamiento del flujo acuoso en la formación carbonera utilizando el Lodo A de actividad balanceada.

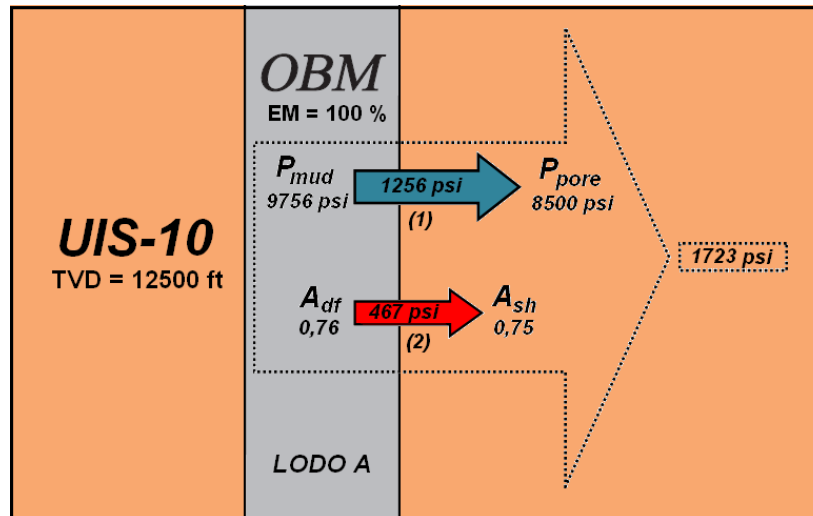


Figura 8-17. Flujo neto de agua a 12500 en el pozo UIS-10 cuando interactúa con el Lodo A de actividad balanceada.

La intención con la formulación adecuada del fluido de perforación no es solo disminuir los efectos de la química sino aprovechar este efecto para estabilizar la formación. El valor de la eficiencia de membrana es un parámetro clave para la formulación del tipo y concentración salina. En general se pueden presentar do casos para evaluar un fluido considerando la eficiencia de membrana.

1. Caso 1: La EM del sistema lodo/shale es baja. En este caso la presión osmótica efectiva será baja y la adición de sales al fluido para estabilizar el flujo acuoso no será una buena estrategia para estabilizar la formación. Si la eficiencia de membrana de la roca es baja el uso de la osmosis como medio para estabilizar el shale no será la mejor aproximación, todo lo contrario, sería un desperdicio de tiempo y recursos si el fluido de perforación emplea altas concentraciones de aditivos especiales para inducir el flujo osmótico, ya que al tener EM bajas la roca no generara la presión osmótica deseada. En este caso otros métodos para el control de la estabilidad del shale serán más benéficos.
2. Caso 2: La EM del sistema lodo/shale es alta. En este caso el concepto del fluido de actividad balanceada funciona muy bien para disminuir el efecto de la química del lodo en la estabilidad del shale como se mostró en la formulación del Lodo A.

Durante la perforación del pozo UIS-10 la operación se llevo a cabo overbalanced, de tal forma que un flujo hidráulico hacia la formación existirá una vez se utilice el lodo A. Para disminuir este flujo hidráulico se recomienda un Lodo B que aproveche la alta EM generada por el OBM y produzca presiones osmóticas efectivas positivas que contrarresten esta hidratación de la formación por el flujo hidráulico. En la figura 8-18 se observa la actividad del Lodo B propuesta.

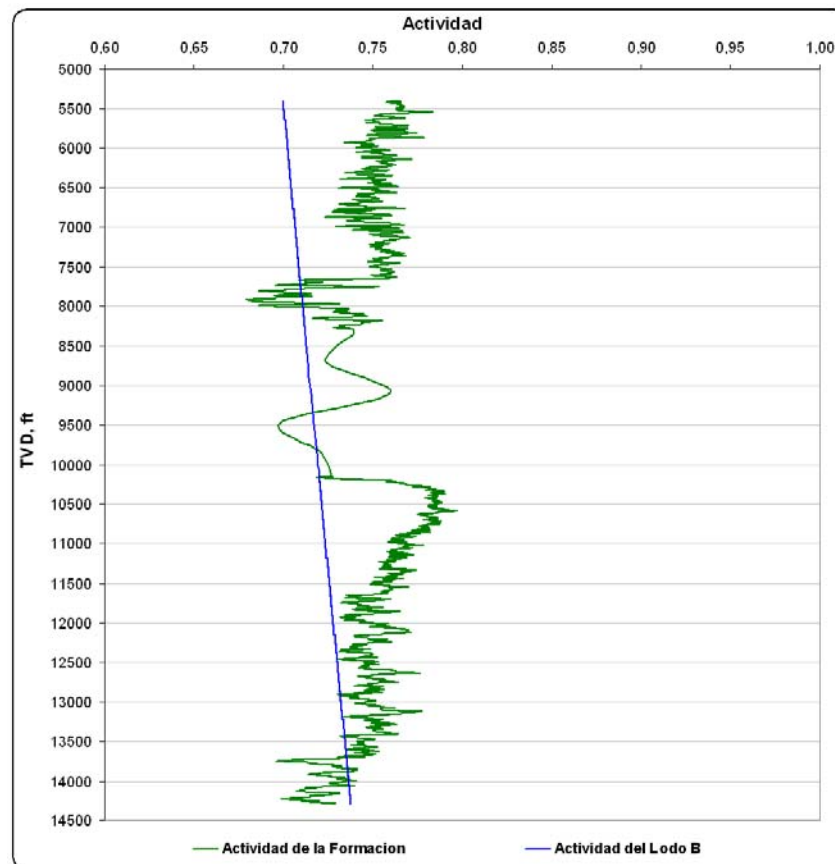


Figura 8-18. Perfiles de actividad para la formación carbonera y para el OBM (Lodo B).

La presión hidráulica promedio para la zona perforada que induce el flujo hidráulico hacia la formación es de 890 psi, de tal forma que un Lodo B cuya concentración salina sea de 29,9% w/w de CaCl_2 (299000 ppm) producirá una presión osmótica efectiva promedio en el intervalo perforado de 1021 psi como se muestra en la figura 8-19, presión que contrarrestará los efectos de la hidráulica en la hidratación de la formación.

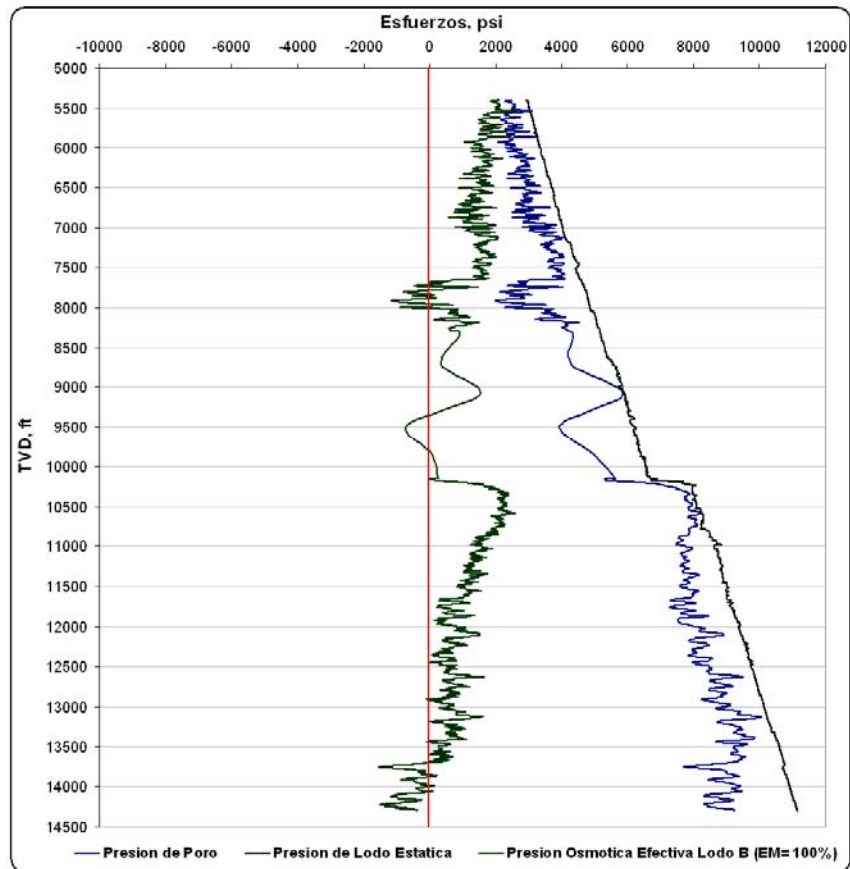


Figura 8-19. Esfuerzo osmótico generado a partir de la interacción de la formación con el Lodo B.

Bajo esta condición tendríamos una condición de flujo acuoso a 12500 ft para el pozo esquematizado en la figura 8-20.

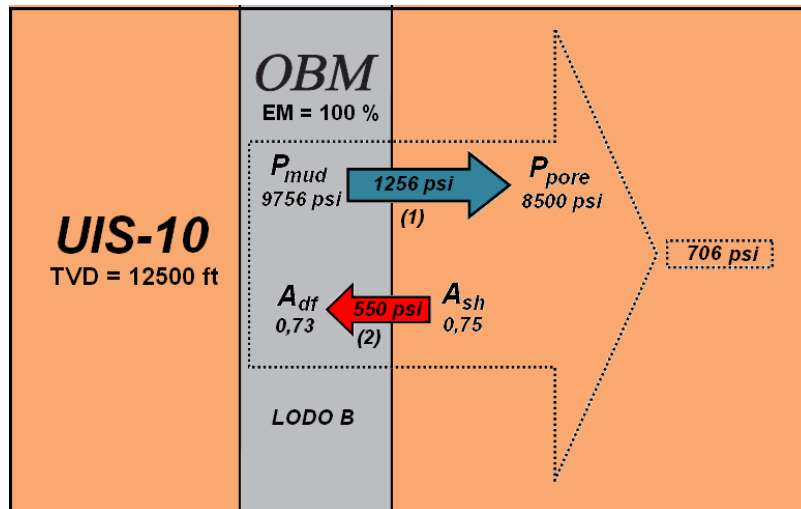


Figura 8-20. Flujo acuoso a 12500 ft utilizando el lodo de perforación B.

En la figura anterior vemos como el flujo acuoso esta direccionado hacia la formación pero con una presión hidráulica menor que la del lodo A a la misma profundidad. En la figura 8-21 vemos el comportamiento del flujo acuoso a 13151 ft donde se podría deshidratar la formación.

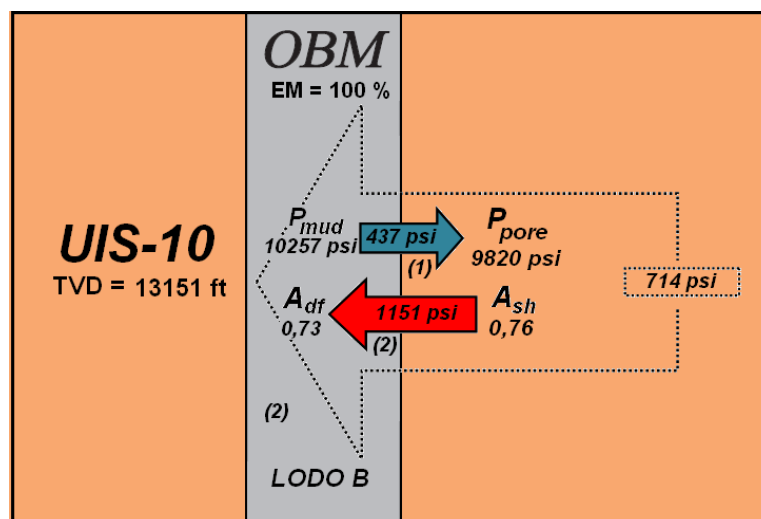


Figura 8-21. Deshidratación de la formación carbonera a 13151 ft utilizando el lodo de perforación B.

9. CONCLUSIONES

- A partir de la caracterización de las muestras rocosas se concluye que:
 - El orden de reactividad por CIC es: UIS-10, UIS-11, Paja, Tambor y Aloxita. Con la muestra UIS-10 como la mas reactiva y la muestra de Aloxita la menos reactiva.
 - Los porcentajes de minerales arcillosos para las muestras UIS-10, UIS-11 y Paja promedia el 20% en peso, predominando Caolinita e Illita.
 - Las actividades de las muestras preservadas UIS-10 y UIS-11 están el orden de 0,75.

- La implementación de la Prueba de Potencial Electroquímico para la determinación de la selectividad iónica de la formación arcillosa fue exitosa a través de la calibración de la celda con muestras sintéticas, arena y shale mostrando que los valores de potenciales estabilizados estaban en los rangos pronosticados.

- La ejecución de 32 pruebas de potencial electroquímico en las que evaluó la selectividad iónica de las muestras rocosas demostró que:
 - Los shales actúan como membranas semipermeables catiónicamente selectivas no ideales, al presentar valores de voltajes medidos entre los valores de Nernst y de unión líquida.
 - Los valores medidos de SI para las muestras arcillosas estudiadas estuvieron en el rango de 11,7% a 51,5% para la formación paja y de 22,5% a 73,3% para la formación Carbonera UIS-10.
 - Los valores de selectividad mas altos los presentan las sales de NaCl.
 - La selectividad iónica de las muestras se incrementa cuando la permeabilidad de la muestra disminuye (sección 7.4.2).
 - La selectividad iónica de las muestras aumenta cuando la CIC de la muestra aumenta (sección 7.4.3)
 - La selectividad iónica de la muestra es directamente proporcional a la relación CIC/K (sección 7.4.4).

- La relación entre SI y EM planteada en este trabajo determino valores de EM para la muestra UIS-10 de 0,6% y 0,9% con KCl y valores de 3% y 2,5% con soluciones de NaCl.
- La concentración salina utilizada en la fase acuosa del fluido de perforación para el pozo UIS-10 no es la adecuada al observar como las presión osmóticas generadas son negativas.
- La formulación del lodo B permitirá que se reduzca considerablemente la penetración de agua a la formación y en algunas zonas producirá la deshidratación del shale lo cual lleva a un incremento en su resistencia y así evitar la falla del pozo.

RECOMENDACIONES

- Aumentar la concentración salina en la fase acuosa del fluido de perforación a 299000 ppm de CaCl_2 (Lodo B).
- Realizar pruebas de rollado e indentación sobre las muestras estudiadas y así se valide las metodologías propuestas en la presente investigación.
- Analizar los modelos matemáticos existentes que relacionan la selectividad iónica y la eficiencia de membrana.
- Investigar acerca del uso de las curvas de potencial espontáneo (SP) para medir el potencial electroquímico de la formación.
- Desarrollar pruebas de transmisión de presión con la muestra obtenida del pozo UIS-10 para analizar experimentalmente como se relacionan la selectividad iónica con la eficiencia de membrana.

REFERENCIAS

1. Abbas H., Shebatalhamd A., Khan M., Al-Shobaili Y., Ansari A., Ali S., Mehta S.: "Wellbore Instability of Shale Formation; Zuluf Field, Saudi Arabia". SPE 106345. 2006.
2. Abichou T., Benson C. H., Edil T. B. 2002. "Micro-Structure and Hydraulic Conductivity of Simulated Sand Bentonite Mixtures". Clays and Clays Minerals.
3. Al-Bazali T. M.: "Membrane Efficiency Behavior in Shales". Thesis of Master of Science in Engineering. University of Texas at Austin. 2003.
4. Al-Bazali T. M.: "Experimental Study of the Membrane Behavior of Shale During Interaction With Water-Based and Oil-Based Muds". Dissertarion. University of Texas at Austin. 2005.
5. AL-Bazali T.M., Zhang J., Chenevert M.E., Sharma M.M., 2005. "A Rapid Rigsite-Deployable Electrochemical Test for Evaluating the Membrane Potential of Shales". Artículo SPE 960908.
6. Al-Bazali M. T., Zhang J., Chenevert M. E., Sharma M. M. 2006. "Factors Controlling the Membrane Efficiency of Shales when Interacting with Water-Based and Oil-Based Muds" Paper SPE 100735.
7. Aptel P. y Buckley C., "Tipos de Operaciones de Membrana" Capitulo 2. Tratamiento del Agua por Procesos de Membrana.
8. Baker R. W. 2000. "Membrane Technology and Applications" McGraw-Hill.
9. Ballard T. J., Beare S. P., Lawless T. A., 1992. Fundamentals of Shale Stabilization: Water Transport Through Shales. Artículo SPE 24974.

10. Benavides C. "Constantes de Difracción en la Cuantificación de Fases Cristalinas" Revista Colombiana de física V.27 No1, 1995
11. Bottcher G., Brumsack H., Heinrichs H., Pohlmann.: "A New Hig-Pressure Squeezing Technique for Pore fluid Extraction from Terrestrial Soils" Article Water, Air, and Soil Pollution. Kluwer Academic Publichers. 1997.
12. Bowes C. and Procter R. 1997. "Drillers Stuck Pipe Handbook" Procter & Collins Ltd.
13. Brissio P. A. 2005. "Evaluación Preliminar del Estado de Contaminación en Suelos en la Provincia del Neuquén donde se Efectúan Actividades de Explotación Hidrocarburifera" Tesis. Universidad Nacional del Comahue.
14. Caetano L. A. C., Fontoura S. A. B., Torres P., Valente L. G. C. "Optical Fiber System for Saline Concentration Measurement in Drilling Fluids"
15. Cardona G. 2005. "Costos de Desarrollo: Definiciones Basicas y Benchmarking con Aplicación al Piedemonte Llanero Colombiano". Unidad de investigación. Empresa Colombiana de Petróleos S.A.
16. Carminati S., Del Gaudio, Zausa F., Brignoli M., 1999. "How do Anions in Water Based Muds Affect Shale Stability?" Paper SPE 50712.
17. Cavings Analysis: A Key to Managing Wellbore Instability in Real Time. 1998. Schlumberger.
18. Cey B. D.; Barbour S. L.; Hendry M. J. 2001. Osmotic Flow through a Cretaceous Clay in Southern Saskatchewan, Canada. Canadian Geotechnical Journal. Volume 38, Number 5. pp 1025-1033.
19. Chang Raymond, 2002. Química 7a Edición. Mc Graw Hill.

20. Chenevert, M. "Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds". Artículo SPE 2559. 1970.
21. Chenevert M. E. and Amanullah Md. 1997. "A Novel Laboratory Technique to Determine the Saturation Status of Shale". International Symposium of the Society of Core Analyses, Calgary, Alberta, Canada. September 7-10.
22. Chenevert, M. E. and Garrett R. L. "Drilling Fluids and Related Hole Problems" Austin Texas. November 1992.
23. Chenevert M. E., Sharma A. K., 1993. "Permeability and Effective Pore Pressure of Shales" Paper SPE 21918.
24. Chenevert M. E. and Osisanya S.O. 1989. "Shale/Mud Inhibition Defined With Rig Site Methods" SPE Drilling Engineering. September 1989.
25. Chenevert M. E., Sharma A. K., 1993. "Permeability and Effective Pore Pressure of Shales" Paper SPE 21918.
26. Chenevert M.E. and Strassner J.E., 1975. "Temperature Effects on Water Activities of Argillaceous Shales and Oil Mud Systems" Fifteenth Oil and Gas Conference, Balatonfured, Hungary.
27. Cooper G.A. and Roy S. (1994). Prevention of Bit Balling by Electro-Osmosis. Artículo SPE 27882.
28. Da Fontoura S.A.B., Rabe C., Lomba R.F.T., 2002."Characterization of Shales for Drilling Purposes". Artículo SPE 78218.
29. Darley H. C. H.1969. "A Laboratory Investigation of Borehole Stability" Journal Of Petroleum Technology.

30. Darwin M. T., Calderón Z., Saavedra N. "Implementación de un Modelo Geomecánico para Predecir Problemas de Inestabilidad en el Piedemonte Llanero Colombiano" ACIPET 2005.
31. Do Nascimento L. J. 2002 "Análisis multi-Componente No Isotérmico en Medio Poroso Deformable No Saturado" Universidad Politécnica de Catalunya. Barcelona, Enero de 2002.
32. Edlmann K., Somerville J.M., Smart B.G.D., Hamilton S.A., Crawford B.R. 1998. Predicting Rock Mechanical Properties from Wireline Porosities. Artículo SPE 47344.
33. Edwin A., Hackett J., 1982. "A Laboratory Technique for Screening Shale Swelling Inhibitors" Artículo SPE 11117.
34. Ekbote S. and Abousleiman Y. "Poromechanics Stability Analyses For Inclined Wellbores Under Non IsoThermal Conditions In Chemically Active Formations" 2003. 16th ASCE Engineering Mechanics Conference. University of Washington, Seattle.
35. Fam M. A., Dusseault M. B., 1998. Borehole Stability in Shales: A Phisico – Chemical Perspective. Artículo SPE/ISRM 47301.
36. Final Report Liria YZ-10 - Drilling and Engineering Report. Datalog Colombia Ltda.
37. Fjaer E., Holt R. M., Horsrud P., Raaen A. M., Risnes R. 1996. "Petroleum Related Rock Mechanics" Elsevier.
38. Fonseca C. F. and Chenevert M. E., 1998. "The Effect of Total Stress and Temperature on the Water Activity of Shales". International Journal Rock Mechanics Mining Sciences. Paper 097.
39. Fritz S. J. 1986. "Ideality of Clay Membranes in Osmotic Processes: A Review" Clays and Clay Minerals, Vol. 34, No 2, 214-223.

40. Fritz S. J., Hinz D. W., Grossman E. L. 1987. "Hyperfiltration Induced Fractionation of Carbon Isotopes" *Geochimica et Cosmochimica Acta* Vol. 51, pp. 1121-1134.
41. Frydman M., da Fontoura S. A. B.: "Modeling Aspects of Wellbore Stability in Shales" Artículo SPE 69529. 2001.
42. Frydman, M. and Da Fontoura S.A.B. "Numerical Formulation of a Coupled Chemical-Hydro-Mechanical Model for Shales" Group of Technology and Petroleum Engineering. Civil Engineering Department PUC-Rio.
43. Garcia E., Suarez M., Las Arcillas: Propiedades y Usos.
44. Ghassemi A., Diek A. 2003. "Linear Chemo-Poroelasticity for Swelling Shales: Theory and Application". *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier. Elsevier.
45. Ghassemi A., Diek A., Santos H. 2001. "Effects of Ion Diffusion and Thermal Osmosis on Shale Deterioration and Borehole Instability". Paper AADE National Drilling Technical Conference 2001.
46. GMI-WellCheck™. Technical Reference and User Manual. Version 2.04. GeoMechanics International Inc. Houston, Texas USA. 2004.
47. Gonzalez M Y. and Santana L. C., 2005. "Simulación de la Difusión de Iones Cloruro en un Elemento de Hormigón". Universidad Industrial de Santander. Tesis.
48. Harrison A. R., Randall C.J., Aron J.B., Morris C.F., Wignall A.H., Dworak R.A., Rutledge L.L., Perkins J.L. (1990). Acquisition and Analysis of Sonic Waveforms from a Borehole Monopole and Dipole Source for the Determination of Compressional and Shear Speeds and Their Relation to Rock Mechanical Properties and Surface Seismic Data. Artículo SPE 20557.

49. Hale A. H., Mody F. K. and Sallsbury D. P.: "The influence of Chemical Potential on Wellbore Stability" SPE Drilling and Completion. Society of Petroleum Engineers. SPE 23885. 1993.
50. Informe ICP-UST-ID0153-07-022. 2007. "Análisis Granulométrico Tambor Mesa de los Santos" Laboratorio DRX. Instituto Colombiano del Petróleo.
51. Informe Técnico ICP. "Caracterización del Núcleo Descubierta de Carbonera C6, Pozo Liria YZ-10" 2006.
52. Jin M. and Sharma M. M. 1994. "Shaly Sand Formation Evaluation Using a Single Membrane Potential Measurement", Journal of Petroleum Science and Engineering, 99, 1994.
53. Kocherginsky N. M., Stucki W. J., 2001. "Supported Clay Membrane: A New Way to Characterize" Advances in Environmental Research. Elsevier 2001.
54. Lomba R. F. T., Chenevert M.E., Sharma M. M., 2000. "The Ion-Selective Membrane Behavior of Native Shales" Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier.
55. Manohar L., 1999. "Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength". Artículo SPE 54356.
56. Manual de Fluidos Baroid. 1997.
57. Martinez J. A. 2003. "Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental". Ecopetrol. Colombia.
58. Mody F. F., Tare U. A., Tan C. P., Drummond C. J. and Wu B., 2002. "Development of Novel Membrane Efficient Water-Based Drilling Fluids Through Fundamental Understanding of Osmotic Membrane Generation in Shales". Paper SPE 77447.

59. Mora G. Lenin. A., Villadiego A. Darwin O., 2005. "Desarrollo de una Herramienta para Analizar la Inestabilidad de Pozo, Mediante e Uso de las Teorías Elástica y Poroelástica: Aplicación al Piedemonte Colombiano". Tesis Universidad Industrial de Santander.
60. Morita, N. W.: "Uncertainty Analysis of Borehole Stability Problems", Artículo SPE 30502. October, 1995.
61. Muniz E. S., Da Fontoura S. A. B., Lomba R. T. F. 2005. "Rock. Drilling Fluid Interaction Studies on the Diffusion Cell" SPE 94768.
62. O'Brien D., Chenevert M.: "Stabilizing Sensitive Shales With Inhibited, Potassium – Based Drilling Fluids". Artículo SPE 4232. 1973.
63. Olaya J. E., Becerra W.: "Pruebas de Azul de Metileno y Curvas de Adsorción Isotérmica Realizadas a los Recortes de Perforación del Pozo Liria YZ-11" Informe Laboratorio de Tecnologías Operacionales. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios. Instituto Colombiano del Petróleo. 2008.
64. Oleas M. A. 2006 "Entrance of Oil-Base Muds into Shale" Master of Science in Engineering. The University of Texas at Austin.
65. Oort V. E. 1997. "Physico-Chemical Stabilization of Shales". SPE 37263.
66. Oort V. O., Hale A. H., Mody F.K., Roy S. "Transport in Shales and the Desing of Improved Water Based Shale Drilling Fluids" SPE Drilling & Completion. September 1996. SPE 28309.
67. Osisanya S., Chenevert M., 1987. "Rigsite Shale Evaluation Techniques for Control of Shale-Related Wellbore Instability Problems". Artículo SPE 16054.
68. Osorio Hugo. "Measuring Water and Ion Movement to Evaluate Drilling Fluids for Wellbore Stability". BP.

69. Patlak J. 1999. Body Fluids. Department of Molecular physiology and Biophysics. University of Vermont.
70. Plata E. and Olaya J., 2001. "Metodología para Determinar la Eficiencia de Membrana entre el Fluido de Perforación y la Formación" Daños a la Formación. ECOPETROL-ICP
71. Prevención de Pega de Tubería. Randy Smith Training Solutions. www.RandySmith.com.
72. Rabe C.: "Estudo Experimental Da Interacao Folhelho-Fluido Atraves De Ensaio De Imersao" Pontificia Universidade de Catolica Do Rio De Janeiro. 2003.
73. Rabe C., Da Fontoura S. A. B., Dos Santos F., 2002. "Experimental Study of Interaction Shale – Fluid Through Immersion Test" Engenharia Térmica, Edição Especial, p. 22-28.
74. Ramos R. G. 2007. "Curso Diseño de Experimentos". ECOPETROL-ICP.
75. Reyes R. A., Vargas J. G.: "Análisis del Fenómeno de Ósmosis entre Fluidos de Perforación y Formaciones Arcillosas". Tesis Universidad Industrial de Santander. 2005.
76. Riaño J. M. 1998. "Curso para Operadores de Perforación"
77. Rojas J. C., Clark D. E. and Zhang J. 2006. "Stressed Shale Drilling Strategy – Water Design Improves Drilling Performance" SPE 102498.
78. Rojas J. C., Clark D. E., Greene B., Zhang J. 2006 "Optimized Salinity Delivers Improved Drilling Performance" AADE.
79. Rojas J. C. & Zhang J. "Water Activity Design for Non-aqueous Fluids Improves Drilling Performance in Fractured Shales". EPTG.

80. Roy S. and Cooper G. A. Preventin of Bit Balling in Shales – Preliminary Results. Artículo SPE Drilling & Completion. September 1993.
81. Saindon R., Whitworth T. M., 2004. “Reverse Osmosis Properties of Bentonite /Glass Bead Mixtures at Low Compaction Pressures”. Applied Clay Science. Elsevier.
82. Santarelli F. J., Chenevert M. E., Osisanya S. O., 1992. “On the Stability of Shales and Its Consequences in Terms of Swelling and Wellbore Stability“ Paper IADC/SPE 23886.
83. Schwartz L. M., Sen P. N., 1986. “Electrolytic Conduction in Partially Saturated Shaly Formations” Paper SPE 18131.
84. Stowe C., Halliday W., Xiang T., Clapper D., Morton K., Hartman S. 2001. Laboratory Pore Pressure Transmisión Testing of Shale. Artículo American Association of Drilling Engineers National Drilling Technical Conference.
85. Tan C. P., Drummond C. J., Mody F. K., Tare U. A. 2002. “High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids: Alternatives to Invert Emulsion Fluids for Drilling Troublesome Shale Formations” SPE 77865.
86. Tan C. P., Wu B., Mody F. K., Tare U. A., 2002. “Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization”. Paper SPE/ISRM 78159.
87. Vargas J. G., Reyes R. A., Calderón Z. H., Saavedra N. F. 2005. “Análisis de la interacción química entre fluidos de perforación y formaciones de shales en el piedemonte colombiano” V INGEPET.
88. Vásquez A. R., 2001. “Introducción a la Geomecánica Petrolera”. V.V.A. Consultores C. A. Caracas, Venezuela.

89. Wellbore Stability Drilling Handbook. AMOCO.
90. WELL Review Cusiana–Cupiagua, “Reporte de Perforación” British Petroleum Company, 2001.
91. Willson S.M., Last N.C., Zoback M.D., Moos D. 1999. “Drilling in South America: A Wellbore Stability Approach for Complex Geologic Conditions”. Artículo SPE 53940.
92. Wulfsberg,G. “Principles of Descriptive Chemistry”; Brooks/Cole Publishing:Monterey CA, 1987; p.23
93. Yaroshchuck A., Glaus M. A., Van Loon L. R., 2007. “Studies of Electrochemical Properties of Compacted Cáliz by Concentration Potencial Method” Journal of Colloid and Interface Science. 2007 Elsevier.
94. Yu Mengjiao, 2002. “Chemical and Thermal Effects On Wellbore Stability Of Shale Formations” Dissertation The University of Texas at Austin.
95. Yu M., Chen G., Chenevert M. and Sharma M. 2001. “Chemical and Thermal Effects on Wellbore Stability of Shale Formations”. Paper SPE 71366 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and exhibition held in New Orleans, USA.
96. Zhang J. 2005. “The Impact of Shale Properties on Wellbore Stability” Dissertation. The University of Texas at Austin.
97. Zhang J., Clark D. E., Al-Bazali T. M., Chenevert M. E., Sharma M. M., Rojas J. C., Ong S. 2006. “Ion Movement and Laboratory Technique to Control Wellbore Stability” AADE Drilling Fluids Technical Conference.
98. Zhang J., Yu M., Al-Bazali T. M., Ong S., Chenevert M.E., Sharma M.M., Clark D. E.: “Maintaining the Stability of Deviated and Horizontal Wells: Effects of Mechanical, Chemical, and Thermal Phenomena on Wellgs Desings”. Paper SPE 100202. 2006.