

**DISEÑO DE LA VENTANA OPERACIONAL DE LODO MEDIANTE UN MODELO
QUÍMICO TERMO ELÁSTICO**

**JHON SNEIDER DIAZ ROJAS
MARCELA CECILIA RUEDA AMAYA**

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

2011

**DISEÑO DE LA VENTANA OPERACIONAL DE LODO MEDIANTE UN MODELO
QUÍMICO TERMO ELÁSTICO**

**JHON SNEIDER DIAZ ROJAS
MARCELA CECILIA RUEDA AMAYA**

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

DIRECTORES

Director

Ing. Jaime Alberto Loza Castillo
Docente UIS

Co-Director

Ing. Yair Andres Quintero Peña
ICP-Ecopetrol S.A.

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

2011

DEDICATORIA

Hoy quiero dar gracias a Dios por su oportunidad para vivir, por permitirme seguir en la lucha, por darme salud y felicidad.

Agradezco a mi papá Marcial, mi mamá Luisa y hermanas por su apoyo incondicional para alcanzar este sueño.

Gracias a ti Johann, mi amor, por acompañarme siempre, por soportar tantas situaciones difíciles, por cuidarme cuando lo necesité, por amarme y ser mi fuerza continua.

Gracias Nonita, sé que desde el Cielo me ayudas, este triunfo es nuestro.

Gracias a mis compañeros y profesores, por sus consejos a tiempo, por su voz de aliento segura para continuar con mi Proyecto de Vida.

Gracias al Ing. Jaime Loza, porque me motivó a pertenecer al Grupo de Estabilidad de Pozo en el frente de química.

Gracias al Ing. Yair Quintero por su oportuna y sincera colaboración.

Gracias a todo el equipo de profesionales del Grupo de Estabilidad de Pozo, a nuestro Primer codirector Sergio Orozco, Reinel Corzo, William Fernández, Alexander Martínez, Alejandro Sandoval, Yeni Carvajal, Darwin Mateus quienes con su conocimiento contribuyeron al avance de este trabajo de grado.

Gracias a los Ingenieros Hernando Buendía y Fernando Calvete por su gran ayuda y acompañamiento en este Proyecto de Grado.

Marcela Cecilia Rueda Amaya

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la vida y haberme premiado con una familia tan maravillosa, además por cuidarme siempre y mostrarme el buen camino.

A mis padres Arialdo Díaz y Aline Rojas fuente de mi mayor admiración y respeto porque con su sabiduría y apoyo incondicional me permitieron alcanzar esta meta tan importante para mi vida, los AMO.

A mis hermanas Julieth Tatiana y Sulma Milena por su confianza, amor y apoyo, más que hermanas amigas incondicionales, cómplices que estarán siempre en mi corazón.

A mi sobrino Duvan Felipe por toda la felicidad que has dado a nuestra familia con tus escasos 18 meses de vida.

A mi novia Jenny por todos los momentos de felicidad, por comprenderme y apoyarme en las situaciones difíciles, porque en ti siempre encuentro una voz de aliento y te has convertido en el motor de mi vida, te AMO.

A la Universidad Industrial de Santander, por abrirme sus puertas y mostrarme el camino para hacer este sueño realidad.

Al grupo de investigación en Estabilidad de Pozo, por esta oportunidad, por el apoyo la sabiduría y el enorme aporte y valor humano de sus integrantes.

A mis amigos, familiares, profesores y demás personas que de una u otra forma han aportado a mi formación personal y profesional.

Por todos sus valiosos aportes hoy quiero decirles que este triunfo no es solo mío, por esta razón les doy gracias y les dedico este triunfo con especial cariño.

Jhon Sneider Díaz Rojas

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por darnos la fortaleza para soportar los momentos difíciles y por hacer posible que estemos gozando de los resultados de este trabajo de investigación.

Gracias a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por proporcionar los medios necesarios para nuestro desarrollo profesional.

Gracias a los calificadores, Doctora Zuly Calderón y MSc. Emiliano Ariza por guiarnos en el desarrollo de este trabajo desde el momento en que se presentó el Plan de Tesis.

Gracias al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo por acogernos y facilitarnos las herramientas para llevar a feliz término este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES DE GEOMECÁNICA.....	22
1.1 ESTABILIDAD DE POZO	23
1.2 CONCEPTOS GENERALES DE GEOMECÁNICA.....	25
1.2.1 Esfuerzos (Stress).	25
1.2.2 Tensor De Esfuerzos.	27
1.2.3 Esfuerzos Principales.	29
1.2.3.1 Esfuerzos Principales En Dos Dimensiones.	29
1.2.3.2 Círculo De Esfuerzos De Mohr.	31
1.2.3.3 Esfuerzos Principales En Tres Dimensiones.	32
1.2.3.4 Círculo De Esfuerzos De Mohr En Tres Dimensiones.	34
1.2.4 Clasificación De Los Esfuerzos.....	35
1.2.5 Deformación (Strain)	37
1.2.5.1 Tipos De Deformación.	37
1.2.5.2 El Tensor De Deformaciones.	38
1.2.6 Propiedades Elásticas De La Roca.....	39
1.2.6.1 Módulos Elásticos.	40
1.2.7 Esfuerzos In Situ.....	43
1.2.8 Criterios de Falla.....	44
1.2.8.1. Criterio De Falla De Mohr Coulomb.	45
1.2.8.2 Criterio De Falla De Drucker Prager	47
1.2.8.3 Criterio De Falla Tensil.....	48

2.	GENERALIDADES DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS	49
2.1	CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS	49
2.1.1	Capacidad de Intercambio Catiónico.	49
2.1.2	Hidratación e Hinchamiento.	50
2.1.3	Plasticidad.....	50
2.1.4	Tixotropía.....	51
2.2	FUNDAMENTOS DE LA INTERACCIÓN FLUIDO DE PERFORACIÓN – FORMACIÓN ARCILLOSA.....	51
2.2.1	Difusión de la Presión de Poro o Flujo Hidráulico.	51
2.2.2	Flujo Osmótico-Osmosis Química.....	52
2.2.3	Actividad de la Formación.....	52
2.2.4	Actividad del Fluído de Perforación (<i>Adf</i>).	56
2.2.5	Presión Osmótica.....	59
2.2.6	Presión Osmótica Efectiva.....	60
2.2.7	Eficiencia de Membrana.....	61
2.2.8	Formaciones Arcillosas (Shales) como Membranas.	61
2.2.9	Deshidratación del Shale.	62
3.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LOS MODELOS DE ESTABILIDAD DE POZO.....	64
3.1	PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO.....	65
3.1.1	Geometría Del Pozo.	65
3.1.2	Propiedades Mecánicas de Las Rocas.....	67
3.2	MODELO ELÁSTICO.....	69

3.3 MODELO QUÍMICO (MODELAMIENTO DEL FENÓMENO OSMÓTICO Y EFECTOS QUÍMICOS).....	71
3.4 MODELAMIENTO DE LOS EFECTOS TÉRMICOS	78
3.4.1 Geotermia: Modelo Térmico en variables de Yacimiento.....	79
3.4.1.1 Determinación de la Temperatura del Wellbore.....	80
3.4.1.2 Esfuerzos Térmicos en la Formación y el Casing.	85
3.4.2 Termoelasticidad.....	87
3.4.2.1 Temperatura del Wellbore, T_w	87
3.4.2.2.1 Modelo de Holmes and Swift, 1970.	88
3.4.2.2.2 Modelo Transitorio de KABIR ET AL.....	92
3.4.2.2.3 Modelo de Thompson y Burgess.	93
3.4.2.2.4 Modelo de Heller, Couch y Berry	95
3.4.2.2.5 Modelo de Philippe Gilbert et al	96
3.4.2.3 Fundamentos y Variables usadas en la aplicación de la Termoelasticidad.	97
3.4.2.4 Solución de la Ecuación de Difusividad Térmica.	99
3.4.2.5 Esfuerzos inducidos por la difusión hidráulica y cambios de temperatura en la roca.	100
3.4.3 Otros Modelos de Estabilidad de Pozo.	101
3.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS ELÁSTICOS, QUÍMICOS Y TÉRMICOS REVISADOS.	102
4. MODELO QUÍMICO TERMO ELÁSTICO	105
4.1 VARIABLES DEL MODELO.....	107
4.2 HERRAMIENTA DE CÁLCULO QTE (MODELO QUÍMICO TERMO ELÁSTICO).....	112

4.2.1 Entrada de Datos	113
4.2.1.1 Parámetros Modelo Elástico	114
4.2.1.2 Parámetros Modelo Químico	114
4.2.1.3 Parámetros Modelo Térmico.....	115
4.2.2 Procesamiento de Datos.....	115
4.2.3 Post-Procesamiento de Datos	116
4.2.4 Flujo de trabajo	116
4.3 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS	122
5. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA QTE PARA UN POZO COLOMBIANO.....	137
5.1 GENERALIDADES DEL PIEDEMONTTE LLANERO	137
5.2 INPUT DATA.....	147
5.3 VENTANA DE LODO PARA CADA MODELO.....	147
5.4 ANÁLISIS DE LOS MODELOS.....	153
CONCLUSIONES	172
RECOMENDACIONES.....	173
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	174

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Ilustración de fuerzas y esfuerzos.	26
Figura 2. Componentes de esfuerzos en dos Dimensiones.....	28
Figura 3. Equilibrio de fuerzas sobre un triángulo.....	30
Figura 4.a-b Círculo de Mohr y configuración de esfuerzos puntuales para el Círculo de Mohr, respectivamente.	32
Figura 5. Cosenos directores.....	33
Figura 6. Construcción del Círculo de Mohr en tres Dimensiones.	35
Figura 7. Clasificación de los Esfuerzos.	36
Figura 8. Tipos de Deformación.....	38
Figura 9. Deformación inducida por esfuerzos Uniaxiales.	40
Figura 10. Criterio de Mohr-Coulomb.	46
Figura 11. Caracterización de Formaciones Arcillosas.	49
Figura 12. Círculo de Mohr-Coulomb y Envolvente de Falla.....	52
Figura 13. Membrana Semipermeable, Efecto Osmótico.	53
Figura 14. Comparación de los tres métodos para calcular la actividad de la formación.	56
Figura 15. Actividad del agua como función de la concentración salina para las sales NaCl, KCl y CaCl ₂ a temperatura de 20°C.....	58
Figura 16. Cálculo de la actividad del Fluido de Perforación con cloruro de calcio, variando la concentración salina y la temperatura.	59
Figura 17. Representación de la Eficiencia de Membrana.	61
Figura 18. Ventana de Peso de Lodo.	64
Figura 19. Esquema del montaje de la prueba brasilera.	68
Figura 20. Elemento diferencial usado para derivar el modelo.	90
Figura 21. Ilustración del cambio de coordenadas de un pozo vertical a uno horizontal mediante cosenos directores.....	118
Figura 22.ab Ventanas Operacionales de Lodo: a.) Modelo Elástico Impermeable y b.) Modelo Químico Elástico Impermeable.	123

Figura 23.ab Ventanas operacionales de lodo: a.) Modelo Termo Elástico Impermeable y b.) Modelo Químico Termo Elástico Impermeable.	125
Figura 24. Data general para la validación de la herramienta desarrollada.	126
Figura 25. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Elástico Impermeable.	127
Figura 26. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Químico Elástico Permeable.	128
Figura 27. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Termo Elástico Impermeable.	131
Figura 28. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Químico Termo Elástico Impermeable.	132
Figura 29. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Elástico Vs Modelo Químico Elástico.	133
Figura 30. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Elástico Vs Modelo Termo Elástico.	134
Figura 31. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Químico Elástico Vs Modelo Termo Elástico.	135
Figura 32. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Químico Elástico Vs Modelo Termo Elástico.	136
Figura 33. Unidades Litoestratigráficas del Piedemonte Llanero Colombiano....	138
Figura 34 Distribución y Rocas del Paleozoico.....	139
Figura 35. Unidades Litoestratigráficas del Mesozoico.....	140
Figura 36. Formaciones del Mesozoico del Piedemonte Llanero Colombiano. ..	142
Figura 37. Unidades Litoestratigráficas del Cenozoico.....	144
Figura 38. Formaciones del Cenozoico del Piedemonte Llanero Colombiano....	145
Figura 39. Geología Estructural del Piedemonte Llanero Colombiano	146
Figura 40. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Elástico ..	148
Figura 41. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Químico Elástico	150
Figura 42. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Termo Elástico	151
Figura 43. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Químico Termo Elástico.....	152

Figura 44. Ventana de Lodo para los Modelos Elástico y Químico Elástico	154
Figura 45. Variación de la Eficiencia de Membrana en la Ventana Operacional de Lodo	155
Figura 46. Variación de la Actividad de la Formación (Ash) en la Ventana Operacional de Lodo, EM=50% y Adf=0.75.....	157
Figura 47. Variación de la Actividad de la Formación (Ash) en la Ventana Operacional de Lodo, EM=100% y Adf=0.75.....	158
Figura 48. Variación de la Actividad del Fluido de Perforación (Adf) en la Ventana Operacional de Lodo, EM=50% y Ash=0.75.....	159
Figura 49. Ventana de Lodo para los Modelos Elástico y Termo Elástico	161
Figura 50. Variación del Esfuerzo Máximo Principal con el Delta de Temperatura... ..	163
Figura 51. Variación del Esfuerzo Mínimo Principal con el Gradiente de Temperatura.	163
Figura 52. Aumento de la Temperatura de la Formación en el Modelo Termo Elástico con un Delta de 100°F.....	165
Figura 53. Sensibilidad de la Ventana Operacional de Lodo con el aumento del Coeficiente de Expansión Volumétrica de la Formación.....	166
Figura 54. Ventana de Lodo Modelos Elástico y Químico Termo Elástico	167
Figura 55. Comparación entre el Porcentaje de Cambio en la Línea de Colapso de los Modelos respecto al Modelo Elástico Tradicional y el grado de arcillosidad de la formación (Vshale).....	169
Figura 56. Comparación entre el Porcentaje de Cambio en la Línea de Fractura de los Modelos respecto al Modelo Elástico Tradicional y el grado de arcillosidad de la formación (Vshale).....	170

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Relaciones entre módulos elásticos.....	43
Tabla 2. Propiedades Termoelásticas Promedio de las Rocas.....	86
Tabla 3. Comparación de los modelos Elásticos y Químicos.	103
Tabla 4. Comparación de los modelos Térmicos.....	104
Tabla 5. Factores que afectan la Estabilidad de Pozo.....	112
Tabla 6. Parámetros de Entrada Modelo Elástico.....	114
Tabla 7. Parámetros de Entrada Modelo Químico.....	114
Tabla 8. Parámetros de Entrada Modelo Térmico	115
Tabla 9. Condiciones bajo las cuales se presentan los Modos de Falla Compresiva.....	122
Tabla 10. Datos teóricos y resultados experimentales obtenidos con la correlación de Holmes.....	130

LISTA DE ANEXOS

	pág
ANEXO A.....	181
ANEXO B.....	199

TÍTULO*: DISEÑO DE LA VENTANA OPERACIONAL DE LODO MEDIANTE UN MODELO QUÍMICO TERMO ELÁSTICO.

AUTORES:** JHON SNEIDER DIAZ ROJAS
MARCELA CECILIA RUEDA AMAYA

PALABRAS CLAVE: Interacción química, interacción térmica, Ventana Operacional de Lodo, peso de lodo, estabilidad de pozo, Geomecánica, formación arcillosa.

RESUMEN

La interacción química y térmica entre el fluido de perforación y las formaciones arcillosas, genera redistribución de esfuerzos alrededor de la cara del pozo durante la perforación que puede causar el colapso del hueco o fractura.

En cuanto a la interacción química, la presión osmótica, permite cuantificar la variación de la actividad de los fluidos de perforación y formación arcillosa. La influencia térmica, se cuantifica evaluando la temperatura de la formación y del fluido de perforación en profundidad.

Para acoplar la interacción mecánica, química y térmica, se creó una Herramienta de Cálculo que permite rediseñar la Ventana Operacional de Lodo teniendo en cuenta teorías del comportamiento de los materiales como lo son la elasticidad, la química y la termoelasticidad. Con esta herramienta, se genera un análisis de sensibilidad para los diferentes Modelos, en donde se obtiene que el efecto de la interacción química es relevante ya que predice el comportamiento de una formación arcillosa y esto permite diseñar el fluido de perforación óptimo de actividad balanceada. El efecto térmico es poco relevante en general debido a que al aumentar la profundidad, la acción de los esfuerzos in situ y en especial, la sobrecarga, anulan el efecto causado por el aumento de temperatura; sin embargo, es importante resaltar que afecta la línea de fractura. La combinación de efectos químicos y térmicos en el modelo Químico Termo Elástico permite obtener una ventana de lodo mucho más ajustada, pero se deben cuantificar las variables térmicas, lo que requiere desarrollo de tecnología y aumento de costos.

***Proyecto de grado**

**** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Especialista Jaime Alberto Loza Castillo, Codirector: Yair Andrés Quintero Peña.**

TITLE*: DESIGN OF THE MUD WEIGHT WINDOW THROUGH A CHEMICAL TERMO ELASTIC MODEL

AUTHORS:** JHON SNEIDER DIAZ ROJAS
MARCELA CECILIA RUEDA AMAYA

KEYWORDS: Chemical interaction, thermal interaction, Mud Weight Window, mud weight, wellbore stability, Geomechanics, shale formation.

ABSTRACT

Thermal and chemical interaction between drilling fluid and shale formations, generates redistribution stresses around the wellbore during drilling that can cause hole collapse or fracture in it.

With regard to chemical interaction, osmotic pressure, can quantify the change in the activity of drilling fluids and shale formation. Thermal influence, is quantified by assessing the formation temperature of the drilling fluid in depth.

To attach the mechanical interaction, chemical, thermal, created a mathematical tool that allows the redesign Mud Weight Window taking into account the behavior of materials such as elasticity, chemical and thermoelasticity. With this tool, is generates a sensitivity analysis for different models, where we find that the effect of the chemical interaction is relevant because it predicts the behavior of a shale formation, and this allows to design the optimal drilling fluid balanced activity. The thermal effects are not significant in general because with increasing depth, the action of the in situ stresses and in particular, overloading, nullify the effect caused by increased temperature; however, it is important to stress that affect the line fracture. The combination of chemical and thermal effects on the Chemical Thermo-Elastic model allows a mud weight window much tighter, but it should quantify the thermal variables, which requires technology development and cost increases.

* Degree Project.

** Physical-Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Esp. Jaime Alberto Loza Castillo. Codirector: Yair Andrés Quintero Peña.

INTRODUCCIÓN

Las formaciones arcillosas (Shales) presentan problemas durante las operaciones de perforación; su estabilidad ha sido de gran importancia en la industria petrolera durante décadas, ya que la solución a estos problemas, generan costos adicionales enormes; así, es necesario aproximarse al comportamiento de este tipo de formaciones a través de un modelo geomecánico.

El producto de esta tesis es una Herramienta de Cálculo en Visual Basic denominada Herramienta QTE, en ésta el usuario puede seleccionar el tipo de modelo que desee trabajar de acuerdo a las teorías que se muestran en la Revisión bibliográfica: Elástica, Química, Térmica o todos los efectos combinados en el Modelo Químico Termo Elástico, dicho modelo no ha sido trabajado en esta combinación aún por otros autores.

Este estudio se centra en formaciones arcillosas, las cuales son altamente reactivas a los efectos químicos y térmicos debido a sus características mineralógicas. Adicionalmente, se muestra un estudio de sensibilidad que le permite al lector entender los efectos involucrados en cada modelo simulado con datos calibrados; se debe tener en cuenta que la ventana operacional de lodo diseñada con la Herramienta QTE no maneja rangos de factor de seguridad ni para colapso de hueco ni para fractura.

1. GENERALIDADES DE GEOMECÁNICA

A través de la historia se ha observado como la especie humana desde sus épocas primitivas ha puesto todo su empeño, capacidad intelectual y esfuerzos encaminados a buscar desarrollos en su afán de evolución; de esta forma ha descubierto el fuego, la rueda dentada, ha elaborado herramientas como también ha aprendido a trabajar la tierra, la caza y la recolección de alimentos. Todo esto condujo al incremento de nuestra especie, pero con ello, también se presentaban nuevos retos, la necesidad de más recursos, organización y fuentes energéticas que permitieran suplir las necesidades básicas a la vanguardia de los descubrimientos que se llevaban a cabo y que buscaban dar solución a problemas inmediatos y facilitar la vida del hombre.

En el aspecto energético, el hombre primitivo comenzó con la utilización de la madera, posteriormente en la edad media, utilizó esta madera para fabricar carbón vegetal, que luego sería reemplazado por el carbón mineral en los principios de la Revolución Industrial.

A comienzos del siglo XIX, se comenzó a emplear la máquina de vapor con aplicaciones a nivel industrial, debido a estos desarrollos la demanda de carbón creció en gran medida, lo que hizo necesario buscar recursos que representaran un mayor valor energético. Para esta época, ya se usaba el petróleo como combustible en las zonas donde se presentaban resumideros o filtraciones superficiales, pero fue hasta el año 1859 cuando el coronel Eduardo Drake perforó el primer pozo exclusivamente dedicado a encontrar petróleo en Titusville Pennsylvania.

Desde ahí el petróleo se empezó a utilizar con mayor fuerza con fines energéticos, aunque su verdadero auge se dio cuando apareció el primer auto con motor de combustión interna.

Desde entonces se ha enfocado la atención en la exploración, explotación y comercialización de las fuentes de hidrocarburos, pero como es conocido estos son recursos naturales no renovables y en los últimos años se han presentado crisis energéticas debido al agotamiento de las reservas mundiales de petróleo, lo cual ha permitido la generación y el impulso de energías alternativas, y ha conllevado a la utilización de tecnología de punta con el objetivo de encontrar nuevas fuentes de petróleo en zonas donde nunca se había pensado explorar, como complejas zonas estructurales e incluso offshore, pero para alcanzar dichas metas se ha visto la necesidad de trabajar en conjunto con otras disciplinas como es la Geomecánica de yacimientos, la cual se define como la aplicación de los principios de ingeniería al estudio de los fenómenos de interacción entre las formaciones rocosas y los fluidos que circulan a través de ellas, Osorio, 2003.

1.1 ESTABILIDAD DE POZO

Cada vez se presenta mayor demanda de los recursos hidrocarburos como fuente energética, pero al mismo tiempo crece la dificultad de exploración, porque se lleva a cabo en zonas tectónicamente activas, altamente falladas e incluso en aguas muy profundas en donde se generan altas presiones y temperaturas; de aquí la importancia de usar la Geomecánica para estudiar el comportamiento de los cuerpos rocosos en el subsuelo como respuesta al campo de esfuerzos al que se encuentra sometido; pero también a los esfuerzos que se inducen cuando se lleva a cabo la perforación de los pozos porque son los que presentan problemas de particular dificultad para la estabilidad, sobre todo cuando se perforan formaciones arcillosas debido a las propiedades únicas de los shales como baja permeabilidad, laminación, hinchamiento y reactividad química de los minerales

presentes en ellos. Zhang, 2005 encontró que los efectos de la interacción entre el shale y el fluido de perforación en la alteración de las propiedades mecánicas depende de las propiedades físicas y químicas de los shales, como consecuencia de estos problemas, se incrementan los costos operacionales, debido a tiempos no productivos y al escalamiento de lodos.

En general, los problemas de estabilidad de pozo le cuestan a la industria entre 400 y 600 millones de dólares anuales, debido a las dificultades asociadas a la perforación de formaciones arcillosas, Van Oort et al, 1996.

Sin embargo, un adecuado diseño de pozo incluyendo la optimización de la trayectoria de pozo y una buena formulación del fluido de perforación, puede ayudar a prevenir los complejos problemas de stuck pipe, pérdidas de circulación causadas por colapso de pozo y breakdown, Zhang et al, 2006.

Basado en el análisis de esfuerzos in situ y propiedades de la roca, Moots et al, 1988) presentaron un método para optimizar las trayectorias de pozo; posteriormente Awal et al, 2001, encontraron que la trayectoria óptima puede ser vertical, direccional u horizontal dependiendo si la región es tectónicamente relajada o activa y también si la prevalencia de los esfuerzos in situ es normal, inversa o en cizalla.

Los esfuerzos In Situ, se pueden descomponer en tres, σ_v (esfuerzo vertical o de Overburden), σ_H (esfuerzo horizontal máximo) y σ_h (esfuerzo horizontal mínimo), la magnitud relativa de estos esfuerzos determinará el régimen de esfuerzos predominante en la formación. Cuando un pozo vertical es perforado dentro de una formación con un régimen de esfuerzos normales ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$), es estable; sin embargo, bajo un régimen de esfuerzos en cizalla ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$), los pozos direccionales y horizontales son más estables que los verticales.

1.2 CONCEPTOS GENERALES DE GEOMECÁNICA

Se puede definir la Geomecánica aplicada al yacimiento como un estudio integrado del estado de esfuerzos, presión de poro, propiedades físicas de los yacimientos, fallas, fracturas naturales y roca sello, que permite entender la interacción entre las condiciones geológicas y las prácticas de ingeniería, buscando representar el comportamiento del yacimiento a través de herramientas de modelamiento, que permitan tener criterio para tomar decisiones acerca de los mejores esquemas de operación manteniendo la estabilidad del pozo.

Dichas interacciones controlan parámetros tales como el estado de esfuerzos in situ, la resistencia de la roca, propiedades y orientación de los estratos, presión de poro, distribución de fracturas y fallas, trayectoria de pozo y del peso de lodo¹.

1.2.1 Esfuerzos (Stress). Un esfuerzo se puede definir como una fuerza que actúa a través de un área; además, es importante señalar que los esfuerzos en una roca son propiedades puntuales en el subsuelo, adicionalmente son cantidades tensoriales con magnitud, dirección y un plano de referencia y se pueden describir completamente por seis valores o componentes independientes.

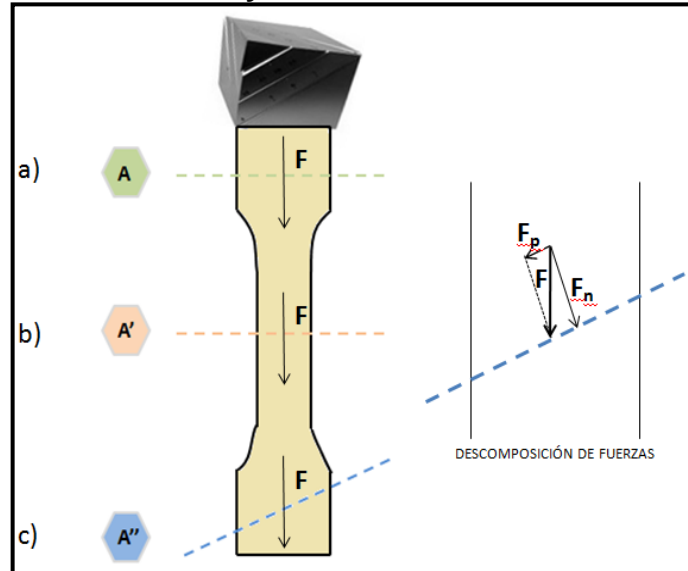
Considérese el caso planteado en la **Figura 1**, allí se puede observar un peso que se encuentra sobre una estructura, por lo cual ejerce una fuerza F sobre ésta y si además se considera que dicha estructura se encuentra apoyada sobre el suelo, la fuerza F actuará a través de cualquier sección transversal de la misma. Para el caso a) la sección transversal es A , la fuerza que actúa a través de ella es F , por lo tanto el esfuerzo σ , será igual a la ecuación 1.1.

¹ PABÓN, E.; OBEID, Y. Análisis de La Geomecánica Aplicada a La Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2004.

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

1.1

Figura 1. Ilustración de fuerzas y esfuerzos.



Fuente: Tomada de Fjær et al, **Petroleum Related Rock Mechanics**. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

En este caso, el esfuerzo es representado por un escalar, conocido como esfuerzo nominal que representa un esfuerzo promedio sobre el área, es decir que el esfuerzo sobre el área transversal se distribuye uniformemente.

La unidad para el esfuerzo en el SI es el Pascal ($1 \text{ Pa} = \text{N/m}^2$), sin embargo en la industria del petróleo es común expresar el esfuerzo en unidades de psi ($1 \text{ psi} = \text{lbf/in}^2$). Por otra parte, en mecánica de rocas se considera por convención que cuando el signo del esfuerzo es positivo obedece a esfuerzos compresivos.

Considere la **Figura 1**, ahora si se observa la sección transversal en el caso b), el área de esta sección es A' , siendo $A' < A$, y la fuerza a través de esta sección sigue siendo F , por consiguiente el esfuerzo será mayor. Para el caso c) de sección transversal A'' se observa que la fuerza F ya no es perpendicular a la sección de

estudio, por lo tanto es necesario descomponer la fuerza F obteniendo una componente normal F_n a la sección transversal y una componente paralela a ésta, F_p . Por lo tanto, se obtendrá un esfuerzo normal denotado por la letra griega σ y un esfuerzo de corte o de cizalla, el cual está representado como τ , los cuales están dados respectivamente por las ecuaciones 1.2 y 1.3.

$$\sigma = \frac{F_n}{A''} \quad 1.2$$

$$\tau = \frac{F_p}{A''} \quad 1.3$$

De este modo, estos dos tipos de esfuerzos actúan a través de una superficie, y la magnitud de cada uno de ellos depende de la orientación sobre la superficie².

1.2.2 Tensor De Esfuerzos. Para dar una completa descripción del estado de esfuerzos en un punto P dentro de una muestra, es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales, así los esfuerzos relacionados a la superficie normal al eje x pueden ser expresados como $\sigma_x, \tau_{xy}, \tau_{xz}$, los cuales representan el esfuerzo normal, el esfuerzo de corte relacionado a la fuerza en la dirección y , y el esfuerzo de corte relacionado a la fuerza en la dirección z , respectivamente. De manera similar los esfuerzos relacionados a la superficie normal al eje y son denotados $\sigma_y, \tau_{yx}, \tau_{yz}$, mientras los esfuerzos relacionados a la superficie normal al eje z son denotados $\sigma_z, \tau_{zx}, \tau_{zy}$. Bajo estos parámetros se encuentran definidos los nueve componentes del esfuerzo, relacionado al punto P dentro de la muestra, lo cual se conoce como Tensor de Esfuerzos, y está representado por la ecuación 1.4. En

² FJAER, ET AL. Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 2008. Segunda Edición.

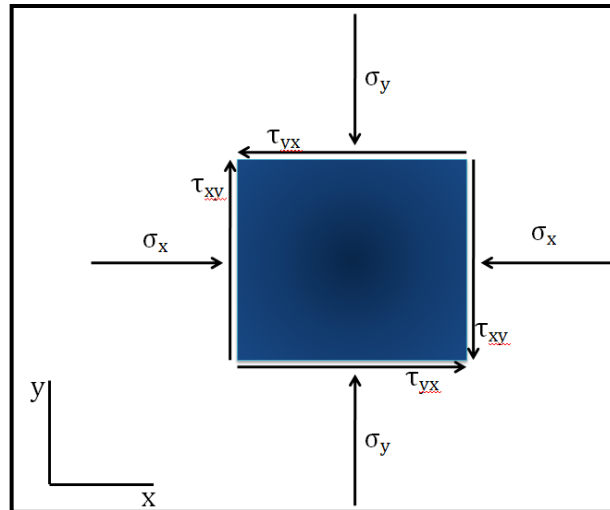
el Tensor de Esfuerzos, por convención, el primer índice se asocia con la fuerza normal y el segundo con la dirección de la fuerza.

$$\begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} \quad 1.4$$

Los nueve componentes del tensor de esfuerzos no son independientes; para observarlo considérese un cuadrado pequeño mostrado en la **Figura 2** que contiene el plano xy , con los esfuerzos actuando sobre él. El cuadrado se encuentra en equilibrio, por lo tanto, sobre éste no pueden actuar fuerzas rotacionales ni traslacionales. Garantizando estas condiciones, se cumple en el cuadrado la siguiente igualdad:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} \quad 1.5$$

Figura 2. Componentes de esfuerzos en dos Dimensiones.



Fuente: Tomada de Fjær et al, Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

De manera similar, se cumple que bajo condiciones estáticas los componentes de corte, del tensor de esfuerzos (definido por nueve componentes en total) son iguales, tal como se representa en las ecuaciones 1.6 y 1.7.

$$\tau_{xz} = \tau_{zx} \quad 1.6$$

$$\tau_{yz} = \tau_{zy} \quad 1.7$$

Teniendo en cuenta lo anterior, se concluye que de las nueve componentes del Tensor de Esfuerzos, seis componentes son independientes. Bajo estas circunstancias, se puede afirmar que el estado de esfuerzos en cualquier material que pueda sostener esfuerzos de corte y en particular para cualquier punto del subsuelo, se puede definir completamente por las seis componentes independientes en el tensor de esfuerzos.

1.2.3 Esfuerzos Principales. La matriz de esfuerzos está conformada por los tres esfuerzos normales de la diagonal, y seis esfuerzos de corte. Los valores reales de estos componentes en un cuerpo que está sometido a determinada carga, dependerán de su configuración en el mismo. De tal forma, existe una determinada orientación del cubo en la cual, las componentes del esfuerzo normal toman valores máximos y mínimos. De igual manera, es posible demostrar que en esta orientación particular del cubo, las componentes de corte en todas las caras del cubo se hacen iguales a cero.

1.2.3.1 Esfuerzos Principales En Dos Dimensiones. Para orientaciones especiales del sistema coordenado, el tensor de esfuerzos tiene una forma simple. Para revelarla, se tendrá en cuenta el estudio en dos dimensiones. Considérense los esfuerzos normal (σ) y de corte (τ) mostrados en la **Figura 3**, en una superficie normal orientada a una dirección general θ en el plano xy (las flechas muestran la dirección de las fuerzas sobre el triángulo) y asuma que todas las componentes de

esfuerzos son positivas. El triángulo de la figura se encuentra estático (no existen fuerzas netas actuando sobre éste). El equilibrio de fuerzas implica que:

$$\sigma = \sigma_x \cos 2\theta + \sigma_y \sin 2\theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad 1.8$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + \tau_{xy} \sin 2\theta \quad 1.9$$

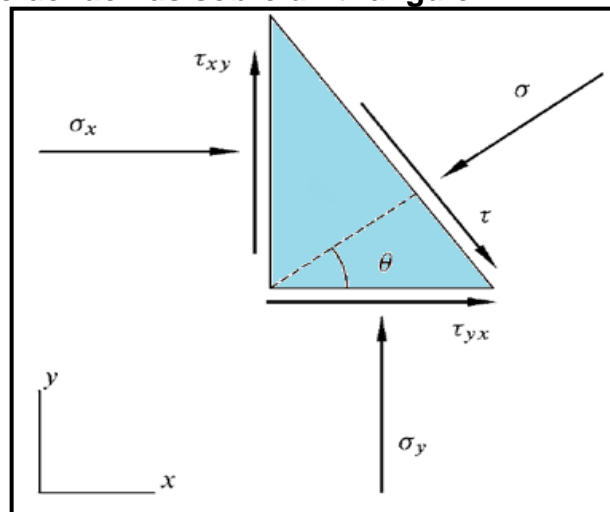
$$\tau = \sigma_y \sin \theta \cos \theta - \sigma_x \cos \theta \sin \theta + \tau_{xy} \cos \theta \cos \theta - \tau_{yx} \sin \theta \sin \theta \quad 1.10$$

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \quad 1.11$$

Mediante una adecuada selección de θ , es posible obtener $\tau = 0$. Tomando la ecuación 1.11 se observa cuando:

$$\tan 2\theta = \frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \quad 1.12$$

Figura 3. Equilibrio de fuerzas sobre un triángulo.



Fuente: Tomada de Fjær et al, Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

La ecuación 1.12 tiene dos soluciones, θ_1 y θ_2 . Estas soluciones son los valores para los cuales los esfuerzos de corte τ desaparecen o se hacen iguales a cero. Estas dos direcciones son conocidas como los *ejes principales de esfuerzos* (ecuaciones 1.13 y 1.14) y son encontradas mediante la introducción de la ecuación 1.12 en la ecuación 1.9.

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2} \quad 1.13$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) - \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2} \quad 1.14$$

Es conveniente elegir la notación de forma que $\sigma_1 \geq \sigma_2$. Así, en la dirección σ_1 , la cual identifica un eje principal, el esfuerzo normal es σ_1 y el esfuerzo de corte es cero. En la dirección σ_2 , la cual identifica el otro eje principal, el esfuerzo normal es σ_2 y el esfuerzo de corte es cero. Los ejes principales son ortogonales.

1.2.3.2 Círculo De Esfuerzos De Mohr. Con frecuencia es conveniente reorientar el sistema de coordenadas tal que el eje x sea paralelo al primer eje principal y el eje y sea paralelo al otro eje principal. Entonces los esfuerzos σ y τ en una dirección general θ relacionados al eje x son los descritos en las ecuaciones 1.15 y 1.16 tomando las ecuaciones 1.9 y 1.12.

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2) \cos 2\theta \quad 1.15$$

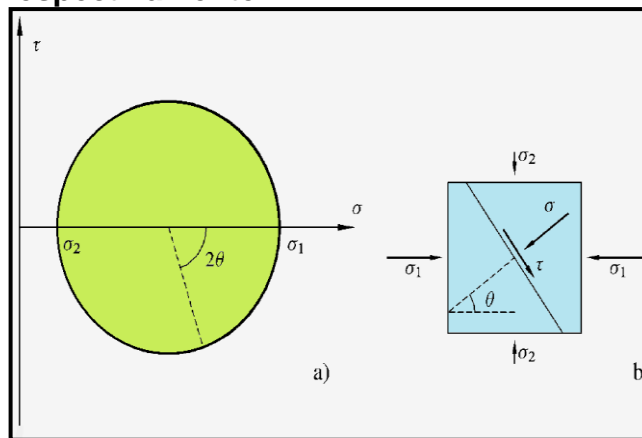
$$\tau = -\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2) \sin 2\theta \quad 1.16$$

Graficando los valores correspondientes de σ y τ en un diagrama, como lo muestra la **Figura 4a**, se obtiene un círculo conocido como el Círculo de Mohr, el cual es una herramienta útil en el análisis de condiciones de falla de la roca; su radio es $\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)}{2}$ y el centro es en el punto $\frac{(\sigma_1 + \sigma_2)}{2}$, sobre el eje σ . El radio exhibe

el valor absoluto más grande para el esfuerzo de corte cuando $\theta = \frac{\pi}{4} = 45^\circ$ y $\theta = \frac{3\pi}{4} = 135^\circ$.

Los esfuerzos σ y τ en la **Figura 4b** en una dirección θ , corresponden a un punto sobre el círculo de Mohr.

Figura 4a-b Círculo de Mohr y configuración de esfuerzos puntuales para el Círculo de Mohr, respectivamente.



Fuente: Tomada de Fjær et al, **Petroleum Related Rock Mechanics**. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

1.2.3.3 Esfuerzos Principales En Tres Dimensiones. En el caso de tres dimensiones, es importante definir como identificar una dirección en el espacio. Lo cual se hace mediante los cosenos directores, referenciados en las ecuaciones 1.17, 1.18 y 1.19.

$$I_x = \cos \sigma_x \tag{1.17}$$

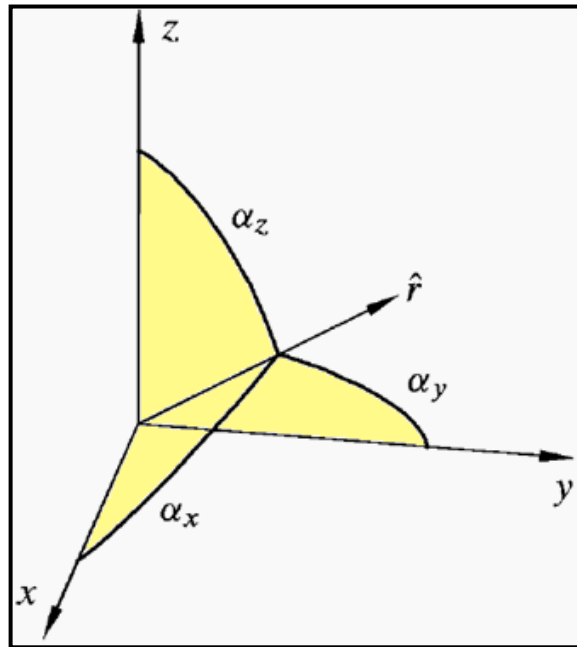
$$I_y = \cos \sigma_y \tag{1.18}$$

$$I_z = \cos \sigma_z \tag{1.19}$$

Los ángulos α_x , α_y y α_z son los ángulos entre la dirección buscada y los ejes x , y y z respectivamente, éstos se muestran en la **Figura 5**. El vector $\hat{r} = (l_x, l_y, l_z)$, es el vector unitario en la dirección buscada. Siempre se tiene que la sumatoria de las componentes es igual a 1, en la ecuación 1.20:

$$l_x^2 + l_y^2 + l_z^2 = 1 \quad 1.20$$

Figura 5. Cosenos directores.



Fuente: Tomada de Fjær et al, Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

Los esfuerzos principales se hallan resolviendo el determinante planteado en la ecuación 1.21, para σ :

$$\begin{vmatrix} \sigma_x - \sigma & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y - \sigma & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z - \sigma \end{vmatrix} = 0 \quad 1.21$$

Las tres soluciones de esta ecuación son los esfuerzos principales σ_1 , σ_2 y σ_3 , que son convencionalmente organizados tal que $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$. Los cosenos directores l_{1x} , l_{1y} y l_{1z} identifican el eje principal correspondiente a σ_1 y son encontrados solucionando las ecuaciones 1.22, 1.23 y 1.24.

$$I_{1x}(\sigma_x - \sigma_1) + I_{1y}\tau_{xy} + I_{1z}\tau_{xz} = 0 \quad 1.22$$

$$I_{1x}\tau_{xy} + I_{1y}(\sigma_y - \sigma_1) + I_{1z}\tau_{yz} = 0 \quad 1.23$$

$$I_{1x}\tau_{xz} + I_{1y}\tau_{yz} + I_{1z}(\sigma_z - \sigma_1) = 0 \quad 1.24$$

Los ejes principales correspondientes a σ_2 y σ_3 son encontrados de manera similar, sustituyendo los subíndices 1 por 2 y 3 respectivamente en las ecuaciones 1.22, 1.23 y 1.24. Si el sistema coordenado es orientado de forma tal que el eje “x” es paralelo al primer eje principal, el eje “y” paralelo al segundo y el eje “z” paralelo al tercer eje principal, el tensor de esfuerzos toma la forma planteada en la ecuación 1.25.

$$\begin{pmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{pmatrix} \quad 1.25$$

Los esfuerzos σ y τ en una dirección general l_1 , l_2 , l_3 relacionados a este conjunto de ejes coordenados, son determinados por las ecuaciones 1.26 y 1.27.

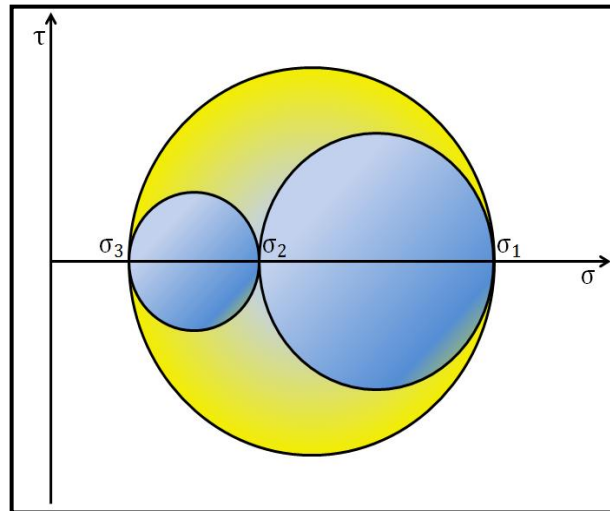
$$I_1^2\sigma_1 + I_2^2\sigma_2 + I_3^2\sigma_3 = \sigma \quad 1.26$$

$$I_1^2\sigma_1^2 + I_2^2\sigma_2^2 + I_3^2\sigma_3^2 = \sigma^2 + \tau^2 \quad 1.27$$

1.2.3.4 Círculo De Esfuerzos De Mohr En Tres Dimensiones. La construcción del círculo de Mohr en tres dimensiones es más complicada que en dos dimensiones. Las características básicas de la construcción son mostradas en la

Figura 6. Sí $I_x = 0$ (dirección en el plano yz), los esfuerzos σ y τ son localizados sobre un pequeño círculo que abarca desde σ_3 hasta σ_2 . Sí $I_z = 0$ (dirección en el plano xy), σ y τ son localizados sobre un círculo que abarca desde σ_2 hasta σ_1 y finalmente, sí $I_y = 0$ (en la dirección del plano xz), σ y τ , se encuentran localizados sobre el círculo más grande que abarca desde σ_3 hasta σ_1 ; para las otras direcciones, σ y τ están localizados dentro de las áreas amarillas.

Figura 6. Construcción del Círculo de Mohr en tres Dimensiones.



Fuente: Tomada de Fjær et al, **Petroleum Related Rock Mechanics**. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

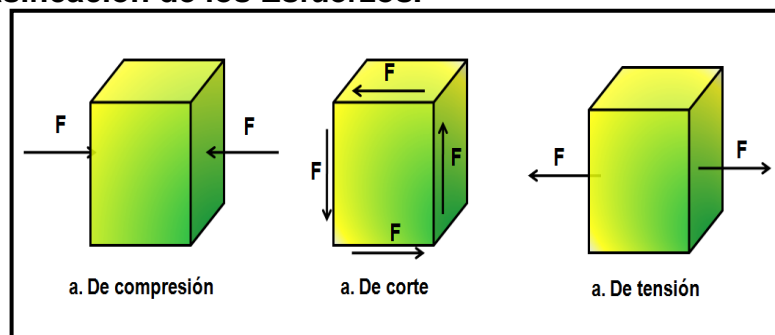
1.2.4 Clasificación De Los Esfuerzos³. Para efectos del estudio de la Geomecánica, los esfuerzos se clasifican según su naturaleza en:

- ✓ **Esfuerzos Compresivos:** Se presentan cuando se tienen fuerzas externas dirigidas una contra la otra y actuando en un mismo plano de referencia (ver **Figura 7a**). Debido a este efecto, el material tiende a reducir su volumen.

³ PABÓN, E.; OBEID, Y. Op.

- ✓ **Esfuerzos de Corte:** En este caso, las fuerzas externas son paralelas y se encuentran actuando en direcciones contrarias y en planos diferentes (ver **Figura 7b**). El efecto resultante de su aplicación, se observa porque tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras.
- ✓ **Esfuerzos de Tensión:** Se presenta cuando se tienen fuerzas externas paralelas y en dirección opuesta aplicadas sobre el mismo plano (ver **Figura 7c**). Como consecuencia de éste, el material tiende a formar grietas o fracturas en el mismo.

Figura 7. Clasificación de los Esfuerzos.



Fuente: Tomada de PABÓN, E.; OBEID, Y. **Análisis de La Geomecánica Aplicada a La Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos** (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2004.

En la práctica se definen tres tipos de esfuerzos, de los cuales dos son horizontales y uno es vertical:

- ✓ El esfuerzo máximo principal.
- ✓ El esfuerzo intermedio principal.
- ✓ El esfuerzo mínimo principal.

1.2.5 Deformación (Strain)⁴. La deformación se puede definir como el cambio en la forma de un cuerpo, que ocurre por compresión o extensión del mismo, como consecuencia de la aplicación de esfuerzos o fuerzas externas.

Ahora si se considera un cuerpo sobre el cual actúa un campo de esfuerzos, éste se deformará y por lo tanto la posición relativa de sus partículas cambiará, es decir, si el cambio en la posición relativa de las partículas del cuerpo sucede de forma tal que las posiciones inicial y final no son alteradas por rotación o traslación (movimiento de un sólido rígido), el cuerpo se habrá deformado.

1.2.5.1 Tipos De Deformación. En la práctica es posible tener dos tipos de deformación. Considérese el caso expuesto en la **Figura 8a**, en donde el sólido ha sido deformado, los desplazamiento relacionados a las posiciones relativas de las partículas no son iguales; por lo tanto, la elongación correspondiente a un punto dentro del cuerpo y su dirección relativa es conocida como **Deformación Longitudinal** (ε), y es definida por la ecuación 1.28, donde L es la longitud lateral inicial de la muestra y L' es la longitud lateral de la muestra deformada.

$$\varepsilon = \frac{L-L'}{L} = -\frac{\Delta L}{L} \quad 1.28$$

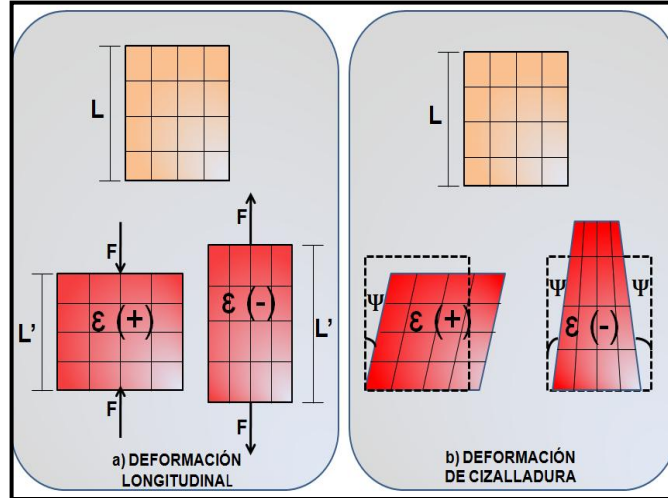
La deformación longitudinal es positiva cuando la longitud disminuye. Por otra parte, ésta es negativa cuando se presenta como el resultado de la aplicación de esfuerzos de tensión aumentando la longitud⁵.

Otro tipo de deformación puede ocurrir y puede ser expresado por el cambio del ángulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales, como se observa en la **Figura 8b**.

⁴ Ibid.

⁵ OSORIO, G. Curso de Geomecánica de yacimientos, 2009. Capítulos. 1-9

Figura 8. Tipos de Deformación.



Fuente: Tomada de Fjær et al, Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

La cantidad correspondiente al desplazamiento de un punto dentro del cuerpo y su dirección relativa respecto a las demás partículas es conocida como **Deformación de Cizalladura**, y se puede expresar mediante la ecuación 1.29.

$$\Gamma = \frac{1}{2} \tan \psi \quad 1.29$$

También, se considerará positiva la deformación de cizalladura que se presente como el resultado de esfuerzos compresivos ó cuando el ángulo Ψ aumente. Por el contrario, será negativa cuando sea consecuencia de esfuerzos de tensión ó cuando el ángulo Ψ disminuya⁶.

1.2.5.2 El Tensor De Deformaciones. Debido a que existen tanto deformaciones longitudinales como deformaciones de corte, es posible realizar un análisis de forma análoga al realizado con los esfuerzos y dar una descripción completa del

⁶ Ibid.

estado de deformación de un punto contenido en un cuerpo tridimensional, a través de un sistema matricial conocido como el **Tensor de Deformaciones** (ϵ_{ij}) descrito en la ecuación 1.30.

$$\epsilon_{ij} = \begin{pmatrix} \epsilon_x & \gamma_{xy} & \gamma_{xz} \\ \gamma_{yx} & \epsilon_y & \gamma_{yz} \\ \gamma_{zx} & \gamma_{zy} & \epsilon_z \end{pmatrix} \quad 1.30$$

Los valores de los elementos que componen la matriz están dados por las ecuaciones de 1.31 a 1.36, donde ϵ_x , ϵ_y , ϵ_z son los componentes normales de deformación en la dirección x , y e z respectivamente y Γ_{xy} , Γ_{xz} , Γ_{yz} son los componentes de corte de la deformación en los planos xy , xz e yz . Dado que la matriz es simétrica respecto a la diagonal, los componentes de corte arriba de la matriz encuentran su imagen bajo la diagonal, es decir para una componente Γ_{xy} , su componente de igual magnitud es Γ_{yx} , y así respectivamente con las demás componentes de corte.

$$\epsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x} \quad 1.31$$

$$\epsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y} \quad 1.32$$

$$\epsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z} \quad 1.33$$

$$\Gamma_{xy} = \Gamma_{yx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \quad 1.34$$

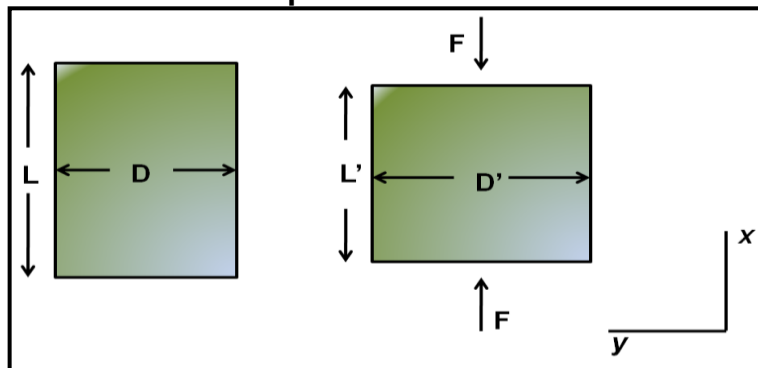
$$\Gamma_{xz} = \Gamma_{zx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right) \quad 1.35$$

$$\Gamma_{yz} = \Gamma_{zy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \quad 1.36$$

1.2.6 Propiedades Elásticas De La Roca. Para efectos de este estudio, se considerarán las propiedades elásticas como el módulo de Young, la Relación de Poisson, Módulo de Rigidez y Módulo Volumétrico (Módulo Bulk).

1.2.6.1 Módulos Elásticos. En la teoría de elasticidad lineal se tratan situaciones donde existen relaciones lineales entre los esfuerzos aplicados y las deformaciones resultantes. Sin embargo, la mayoría de rocas presentan un comportamiento no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos. Es posible describir este comportamiento mediante relaciones lineales para cambios suficientemente pequeños en esfuerzos. Se considera la **Figura 9** en donde hay una muestra de longitud L y área transversal $A = D^2$; al aplicar una fuerza F en los extremos, la longitud de la muestra se reduce a L' . El esfuerzo aplicado es $\sigma_x = \frac{F}{A}$ y la correspondiente elongación es $\epsilon_x = \frac{(L-L')}{L}$. Si la muestra se comporta linealmente, existe una relación entre el esfuerzo y la deformación, que se describe en la ecuación 1.37.

Figura 9. Deformación inducida por esfuerzos Uniaxiales.



Fuente: Tomada de Fjær et al, *Petroleum Related Rock Mechanics*. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

$$\epsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \quad 1.37$$

La cual es conocida como la ley de Hooke, mientras que el coeficiente E es llamado **Módulo de Young**, el cual es una medida de la capacidad que tiene la roca para resistir la deformación, obedeciendo al principio básico, que si a un

cuerpo se le aplica un esfuerzo, y después de un tiempo éste se retira, el cuerpo tiende a retornar a su estado original⁷.

Por otra parte, debido al esfuerzo aplicado σ_x que se presenta en la **Figura 9**, se genera un aumento en el ancho de la muestra, en donde la elongación lateral es $\varepsilon_y = \varepsilon_z = \frac{(D-D')}{D}$, resultando así, la ecuación 1.38, la cual es otro parámetro elástico conocido como relación de Poisson.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad \mathbf{1.38}$$

La relación de Poisson, es una medida de la expansión lateral relativa a la contracción longitudinal.

Los materiales isotrópicos⁸, son materiales cuya respuesta es independiente de la orientación del esfuerzo aplicado, para tales materiales, el eje principal de esfuerzos siempre coincide con el eje principal de deformación y las relaciones generales entre los esfuerzos y las deformaciones pueden ser descritas con las ecuaciones de 1.39 a 1.44.

$$\sigma_x = (\lambda + 2G)\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z \quad \mathbf{1.39}$$

$$\sigma_y = \lambda\varepsilon_x + (\lambda + 2G)\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z \quad \mathbf{1.40}$$

$$\sigma_z = \lambda\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + (\lambda + 2G)\varepsilon_z \quad \mathbf{1.41}$$

$$\tau_{yz} = 2G\Gamma_{yz} \quad \mathbf{1.42}$$

$$\tau_{xz} = 2G\Gamma_{xz} \quad \mathbf{1.43}$$

$$\tau_{xy} = 2G\Gamma_{xy} \quad \mathbf{1.44}$$

⁷ GÓMEZ, C. SANTAMARÍA R. Análisis de Estabilidad de Pozo utilizando el Software Pbore. Tesis Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2004.

⁸ FJAER, ET AL. 2008. Op.

Donde λ y G son módulos elásticos conocidos como **Parámetros de Lamé**, aunque G también es conocido como el **Módulo de Rigidez ó Módulo de Corte**⁹, el cual representa la medida de resistencia de un cuerpo al cambio de forma, y es expresado en la ecuación 1.45.

$$G = \frac{\text{Esfuerzo_de_corte}}{\text{Deformaci3n_de_corte}} = \frac{\tau}{\gamma} \quad 1.45$$

Otra propiedad elástica de la roca es el módulo de Bulk (K), conocido también como módulo volumétrico¹⁰, el cual es la relación del cambio en la presión hidrostática (esfuerzo), correspondiente a la deformación volumétrica, y está dado por la ecuación 1.46.

$$K = \frac{\Delta p}{\Delta V/V_0} \quad 1.46$$

Donde Δp es el cambio en la presión hidrostática, ΔV es el cambio en volumen, y V_0 es el volumen original. Las cuatro constantes elásticas no son independientes una de la otra y es posible obtenerlas con solo conocer dos de ellas¹¹, mediante las expresiones a continuación en la tabla 1:

⁹ PEÑA, C. PEÑA, Y. Desarrollo de una Herramienta Software mediante el uso de Diferencias Finitas para analizar la Inestabilidad de Pozos, aplicando la Teoría Elástica. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2007.

¹⁰ CORONEL, I. MATEUS, D. Evaluación de los Mecanismos de Falla que conducen a la Inestabilidad de Pozo. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2004.

¹¹ Ibid.

Tabla 1. Relaciones entre módulos elásticos.

Relaciones Entre Módulos Elásticos		
$E = 3K(1 - 2\nu)$	$K = \lambda \frac{1 + \nu}{3\nu}$	$\frac{\lambda}{\lambda + G} = 2\nu$
$E = 2G(1 + \nu)$	$K = \frac{2}{3}G \frac{1 + \nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{G}{\lambda + G} = 1 - 2\nu$
$E = \frac{9KG}{3K + G}$	$K = \lambda + \frac{2}{3}G$	$\frac{\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 - \nu)$
$E = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}$	$K = \frac{GE}{9G - 3E}$	$\frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 + \nu)$
$E = \frac{\lambda}{\nu}(1 + \nu)(1 - 2\nu)$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{3\lambda + 4G}{\lambda + G} = 2(2 - \nu)$
$H = \lambda + 2G$	$H = K + \frac{4}{3}G$	$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$
$H = E \frac{1 - \nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$	$H = 2G \frac{1 - \nu}{1 - 2\nu}$	$H = 3K \frac{1 - \nu}{1 + \nu}$

Fuente: Tomada de Fjær et al, Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

1.2.7 Esfuerzos In Situ. Las formaciones rocosas en el subsuelo son el resultado de la acción de diferentes factores como son la depositación, transporte y erosión de material preexistente, el cual puede proceder de diferentes partes debido a la acción de agentes de transporte como el agua, el viento, entre otros, y que se han depositado en ciertos ambientes, generando lo que se conoce como rocas sedimentarias. Este tipo de rocas han sufrido efectos de compactación, cementación y litificación, así como también han estado sujetas a movimientos tectónicos y régimen de esfuerzos, por lo cual es importante señalar que cualquier formación en el subsuelo debe soportar el peso de todas las capas suprayacentes.

El esfuerzo vertical a una profundidad Z , causado por una columna homogénea de capas de material, y teniendo en cuenta la variación de la densidad, está dada por la ecuación 1.47.

$$\sigma_z = \int_0^z \rho(Z)g dz \quad 1.47$$

Donde ρ es la densidad del material y g es la aceleración de la gravedad. El valor del esfuerzo total vertical se puede encontrar integrando el registro de densidad para la profundidad de interés.

Además del esfuerzo vertical, se encontraran esfuerzos ortogonales a éste, serán isotrópicos si son iguales, en caso contrario se denominaran esfuerzos anisotrópicos y existirá un esfuerzo máximo horizontal denotado por σ_H , y un esfuerzo mínimo horizontal representado por σ_h . Para dar una completa descripción del estado de esfuerzos in situ, se deben dar los tres esfuerzos totales de la roca y la presión de poro.

Para la construcción de un Modelo Geomecánico, es importante conocer tanto la magnitud como la dirección de los esfuerzos principales que actúan en la localidad del pozo, para lo cual existen diferentes técnicas como overcoring, fracturamiento hidráulico, pruebas Leak Off Test y Extend Leak Off test, técnicas de fractura en la pared del pozo inducidas por falla tensil y breakouts.

1.2.8 Criterios de Falla. Uno de los factores más importantes e influyentes en el mantenimiento de la estabilidad de pozo durante la perforación, es la trayectoria del peso de lodo, la cual está demarcada por dos límites, falla compresiva por peso de lodo bajo y falla por tensión por peso de lodo alto, debido a esto es necesario usar los criterios de falla, los cuales permiten relacionar los parámetros

de resistencia Tensil o compresiva de la roca con el estado de esfuerzos de la misma.

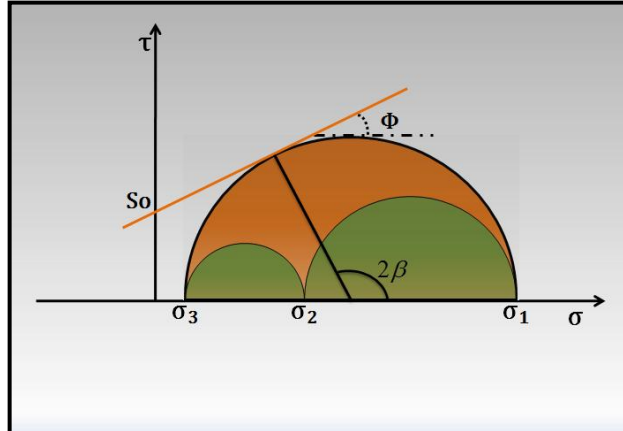
1.2.8.1. **Criterio De Falla De Mohr Coulomb.** Es el resultado de la unión de las hipótesis de Mohr postulada en 1773 y de Coulomb quien retomó la hipótesis de Mohr en 1900. Establece que la falla se presentará cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material (S_0) con la resistencia friccional de los planos de deslizamiento como se muestra en la ecuación 1.48.

$$\tau = S_0 + \mu\sigma \quad 1.48$$

Donde τ representa el esfuerzo de corte, σ el esfuerzo normal, S_0 la cohesión del material y μ es el coeficiente de fricción.

Este criterio plantea una envolvente de falla, la cual es una línea recta cuya pendiente es la tangente de ϕ y su intercepto es la cohesión (S_0). Además, divide el plano τ - σ en dos regiones, por debajo encontraremos la zona estable, y por encima estará la zona de falla, como se propone en la **Figura 10**.

Figura 10. Criterio de Mohr-Coulomb.



Fuente: Tomada de MORA, L.; VILLADIEGO, D. Desarrollo de una Herramienta para Analizar la Inestabilidad de Pozo, mediante el uso de las Teorías Elástica y Poroelástica: Aplicación Al Piedemonte Colombiano. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2005.

Ahora, si se somete una muestra a un esfuerzo normal constante, posteriormente se hace variar el esfuerzo de corte hasta que la muestra falle y si se realiza este procedimiento para diferentes esfuerzos normales, al graficar los resultados se obtiene la envolvente de falla.

Para completar este criterio, se hace uso del círculo de Mohr descrito anteriormente, en el cual se representa el estado de esfuerzos principales graficados en el mismo plano τ - σ . Cabe resaltar que el esfuerzo principal intermedio no se tiene en cuenta, debido a que la falla ocurrirá en el momento en que el Círculo de Mohr toque la envolvente. De acuerdo a esto, las variaciones en los esfuerzos máximo y mínimo, son las que generaran cambios en el círculo externo, acercándolo a la envoltura.

Una vez se presenta la falla, en el punto de intersección entre el Círculo de Mohr y la envolvente se puede establecer una relación entre el ángulo de falla (Φ) y el ángulo de inclinación de la envolvente β por medio de la ecuación 1.49. Véase la **Figura 10.**

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad 1.49$$

El ángulo de fricción interna, Φ puede variar de 0° a 90° . Sin embargo, en la práctica, el rango se centra aproximadamente en 30° , por otro parte el ángulo β oscila entre 45° y 90° . Este ángulo representa la inclinación del plano de falla y está dado únicamente por el ángulo de fricción interna Φ , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo máximo. β se mide entre la orientación del esfuerzo máximo principal, σ_1 y el plano de falla.¹²

A partir de la expresión anterior y mediante relaciones matemáticas adecuadas, es posible obtener la ecuación 1.50, la cual es más práctica para el criterio de Mohr-Coulomb y está en función de los esfuerzos y la cohesión:

$$\sigma_1 \geq C_o + \sigma_3 \tan \beta^2 \quad 1.50$$

De acuerdo a la expresión anterior, la falla se presentará cuando el esfuerzo principal máximo σ_1 sea mayor que la suma de la resistencia compresiva uniaxial (C_o) y el producto del esfuerzo principal mínimo σ_3 con la tangente del ángulo de falla al cuadrado. Este criterio ha obtenido gran popularidad debido a su fácil implementación y a su carácter conservativo, por tal razón será el empleado en el desarrollo de este trabajo.

1.2.8.2 Criterio De Falla De Drucker Prager¹³. Conocido también como el criterio de Von Mises, este criterio a diferencia del anterior, considera los tres esfuerzos principales, aunque todavía no se ha definido si el esfuerzo principal intermedio debe ser tenido en cuenta. Sin embargo, estudios realizados han revelado que

¹² MORA, L.; VILLADIEGO, D. Desarrollo de una Herramienta para Analizar la Inestabilidad de Pozo, mediante el uso de las Teorías Elástica y Poroelástica: Aplicación Al Piedemonte Colombiano. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2005.

¹³ PEÑA, C.; PEÑA, Y. Op.

este esfuerzo genera un efecto de fortalecimiento en la roca. Este criterio se soporta en la existencia de dos invariantes de esfuerzos, una de desviatorios y otro de compresivos, planteando que la falla se iniciará en el momento en que se satisfaga la ecuación 1.51.

$$\sqrt{J^2} > AI_1 + B \quad 1.51$$

Donde J_2 e I_1 representan las invariantes de esfuerzos expresadas en las ecuaciones 1.52 y 1.53.

$$\sqrt{J^2} = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2) + (\sigma_2 - \sigma_3) + (\sigma_3 - \sigma_1)}{6}} \quad 1.52$$

$$I_1 = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} \quad 1.53$$

Por otra parte, los valores A y B son constantes que dependen de las propiedades de resistencia de la roca.

1.2.8.3 Criterio De Falla Tensil¹⁴. Este criterio plantea que si el esfuerzo mínimo principal (σ'_3) es menor que la resistencia tensil de la roca (T_o), se inducirá una falla por tensión como se representa en la ecuación 1.54.

$$\sigma'_3 \leq -|T_o| \quad 1.54$$

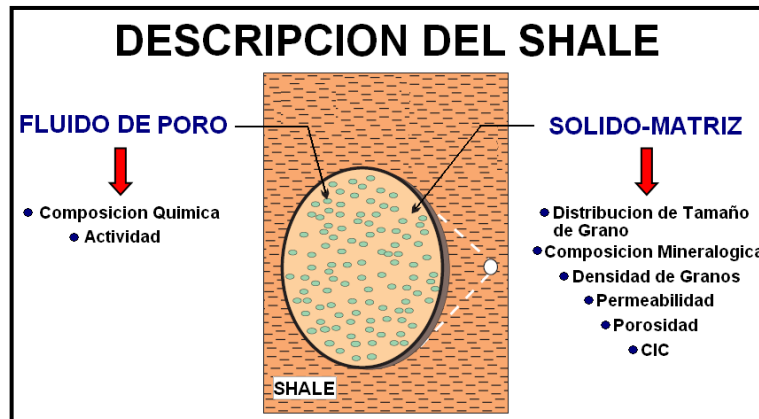
Cuando se aplican esfuerzos de tensión a una formación, la orientación que tome la falla dependerá de la dirección del esfuerzo mínimo principal efectivo.

¹⁴ MORA, L; VILLADIEGO, D. Op.

2. GENERALIDADES DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS

Las formaciones arcillosas tienen propiedades especiales comparadas con las arenas o calizas, el desconocimiento junto con el mal manejo de dichas propiedades, son los factores que hacen probable en el momento de la perforación, un sin número de problemas que terminará en pérdida de la producción o en abandono del pozo. A continuación, se enumeran las propiedades más importantes (de acuerdo al trabajo desarrollado) de estas formaciones y su mecanismo de acción.

Figura 11. Caracterización de Formaciones Arcillosas.



Fuente: Tomado de FERNANDEZ, William. Determinación de la eficiencia de membrana en rocas arcillosas a partir de la selectividad iónica para la obtención del gradiente de presión osmótico efectivo. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2008.

2.1 CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS¹⁵

2.1.1 Capacidad de Intercambio Catiónico. La teoría de disociación catiónica, sostiene que los cationes adsorbidos tienden a disociarse desde la superficie

¹⁵ REYES, R; VARGAS, J. ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE OSMOSIS ENTRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y FORMACIONES ARCILLOSAS. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2005.

arcillosa cuando el mineral está en contacto con el agua, dejando algunas de las unidades estructurales negativamente cargadas; las fuerzas repulsivas hacen que las láminas se alejen permitiendo la entrada de agua entre ellas. La expansión de las arcillas varía como consecuencia de las diferencias en la estructura y grado de degradación (Carillo, 1985). Moore (1960)¹⁶, afirmó que el orden de sensibilidad frente al agua de los grupos minerales arcillosos de mayor a menor es: montmorillonita, minerales de capa mixta, illita y caolinita.

2.1.2 Hidratación e Hinchamiento. La hidratación es la inclusión de moléculas en el agua en la estructura laminar. La hidratación y deshidratación del espacio inter-laminar son propiedades de las arcillas con Capacidad de intercambio catiónico alto. El grado de hidratación está ligado a la naturaleza del catión inter-laminar y a la carga de la lámina.

El hinchamiento se da, porque la absorción de agua en el espacio inter-laminar, separa cada vez más las láminas dependiendo así del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. La capacidad de hinchamiento es mucho mayor, cuando el catión inter-laminar es el sodio (esmectita) teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales; si el catión es calcio o magnesio, su capacidad de hinchamiento será más reducida.

2.1.3 Plasticidad. Refleja la capacidad de las arcillas de ser modeladas; se debe a que el agua forma una envoltura sobre las partículas laminares, produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras, cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

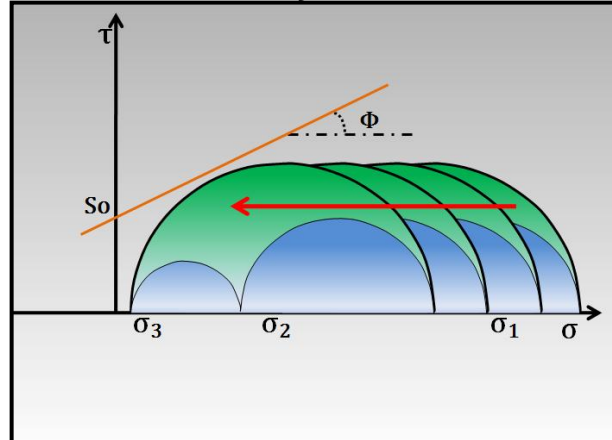
¹⁶ BAKER HUGHES INTEQ. Petroleum Geology. Houston, 1999.

2.1.4 Tixotropía. Fenómeno que consiste en la pérdida de resistencia de un coloide al amasarlo y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si a continuación, se les deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido y como requisito para que esto se dé, la arcilla deberá poseer un contenido de agua próximo a su límite líquido. En el límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico.

2.2 FUNDAMENTOS DE LA INTERACCIÓN FLUIDO DE PERFORACIÓN – FORMACIÓN ARCILLOSA

2.2.1 Difusión de la Presión de Poro o Flujo Hidráulico. El aumento de la presión de poro, debido a la invasión de la presión de lodo, reduce los esfuerzos efectivos y aumenta la inestabilidad de la roca. Este fenómeno solo afectará los esfuerzos normales, ya que la presión de poro es igual en todas las direcciones. En la **Figura 12**, se puede observar que la consecuencia de aumentar la presión de poro mientras se mantienen los esfuerzos totales constantes, es un desplazamiento del círculo de Mohr hacia la izquierda que lo acercará a la línea de falla por cizalla, en otras palabras, esto significa que el aumento en la presión de poro inducida por la invasión de la presión de lodo, reduce los esfuerzos efectivos y aumenta la inestabilidad de la roca.

Figura 12. Círculo de Mohr-Coulomb y Envolvente de Falla.

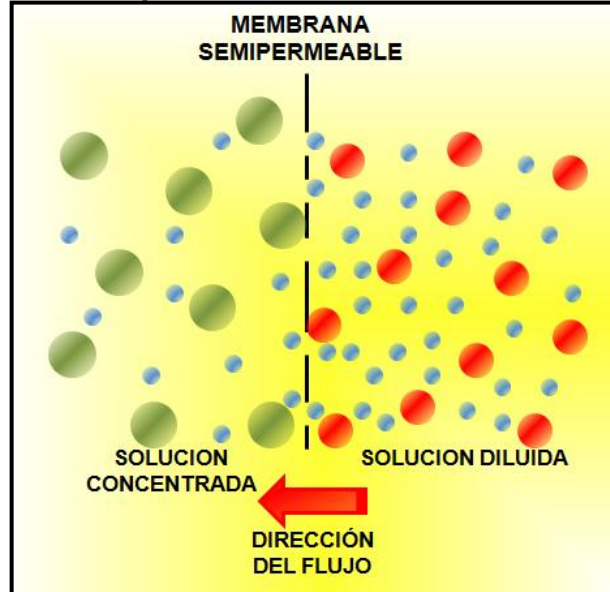


Fuente: Tomada de Fjær et al, **Petroleum Related Rock Mechanics**. Amsterdam: Elsevier, 2008. Segunda Edición.

2.2.2 Flujo Osmótico-Osmosis Química. Es considerado más relevante en formaciones arcillosas que el flujo hidráulico, porque éste es varias veces más pequeño que la contribución de los potenciales químicos y térmicos (Ghassemi, 2001). La ósmosis es el flujo de agua desde una solución diluida a una más concentrada en presencia de una membrana semipermeable que permite el paso de agua y restringe los solutos, lo cual se aprecia en la **Figura 13**. Depende de la temperatura de la formación, actividad química de la formación y del lodo así como también de la eficiencia de membrana.

2.2.3 Actividad de la Formación. Es el indicador de estado de hidratación y capacidad que tiene la roca de absorber agua. La determinación de la actividad del agua de la formación arcillosa es difícil de obtener en sus condiciones in situ, ya que estos valores dependen de temperatura, presión y constituyentes del fluido de poro. Su predicción se hace basada en los esfuerzos in situ y la presión de la formación y temperatura (Chenevert y Strassner, 1975; Yu, 2001).

Figura 13. Membrana Semipermeable, Efecto Osmótico.



Fuente: Tomado de FERNANDEZ, William. Determinación de la eficiencia de membrana en rocas arcillosas a partir de la selectividad iónica para la obtención del gradiente de presión osmótico efectivo. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2008.

La actividad del agua en el shale varía con la localización y con la profundidad. A partir de esta premisa se muestra el método empleado por Rojas et al¹⁷, para el cálculo de la actividad in-situ a partir de datos geomecánicos y de las pruebas de laboratorio para calibrar estos resultados.

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) y la temperatura.

Los pasos para obtener los datos de actividad de la formación son:

¹⁷ ROJAS, ET AL. Stressed Shale Drilling Strategy – Water Activity Design Improves Drilling Performance, 2006. SPE102498.

a. **Determinar el esfuerzo vertical (Esfuerzo Overburden)** de la formación de interés. Éste se obtiene integrando el registro de densidad a través de la relación planteada en la ecuación 2.1.

$$\sigma_v = \int_0^z \rho_b g dz \quad 2.1$$

Donde ρ_b es la densidad bulk de la formación, g es la gravedad y dz el delta de profundidad.

b. **Determinar la Presión de Poro**, usando el método de Eaton a partir de registros. Los datos son calibrados a partir de mediciones de presión de formación a partir de Drill Stem Test (DST), Pruebas de Producción o Modular Formation Dynamics (MDT).

c. **Determinar el esfuerzo mínimo horizontal (σ_h)** usando la ecuación poro-elástica (ecuación 2.2), basada en la condición del límite de deformación uniaxial, donde ν es la relación de Poisson, P_p es la presión de poro y α es el coeficiente de Biot.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{(1-\nu)} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p \quad 2.2$$

El esfuerzo mínimo horizontal es calibrado a partir de los resultados de pruebas LOT (Leak Off Test) y ELOT (Extended Leak Of Test).

d. **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 ecuación 2.3, donde P_b es la presión de Breakdown.

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_b - \alpha P_p \quad 2.3$$

e. **Determinar la Actividad de la Formación** a través de uno de los 3 métodos:

- Método del Esfuerzo Vertical Efectivo. Establece que la fuerza de adsorción de agua de la formación arcillosa es igual a la fuerza de compactación efectiva; utiliza solo el esfuerzo vertical efectivo para determinar la actividad mediante la ecuación 2.4.

$$A_{SH,t} = \exp \left[-\frac{V_w}{RT} (\sigma_v - P_p) \right] \quad 2.4$$

- 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 2.5.

$$A_{SH,t} = \exp \left[-\frac{V_w}{RT} \left(\frac{\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h - 3P_p}{3} \right) \right] \quad 2.5$$

- Método del Esfuerzo Promedio Efectivo Modificado: Normalmente, la actividad estimada por el método anterior es más 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 ecuación 2.6.

$$A_{SH,t} = a_c * \exp \left[-\frac{V_w}{RT} \left(\frac{\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h - 3P_p}{3} \right) \right] \quad 2.6$$

El coeficiente de corrección de actividad se define en la ecuación 2.7, como:

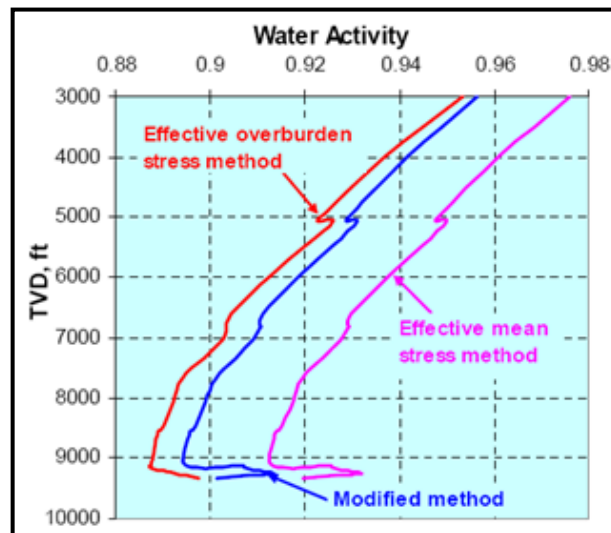
$$a_c = \frac{A_{SH,m}}{A_{SH,t}}$$

2.7

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

En la **Figura 14** se muestra la comparación de los tres métodos para calcular la actividad de la formación, teniendo la mayor aproximación y valor intermedio el valor de actividad determinado mediante el Método Modificado.

Figura 14. Comparación de los tres métodos para calcular la actividad de la formación.



Fuente: Tomado de ROJAS, ET AL. Stressed Shale Drilling Strategy – Water Activity Design Improves Drilling Performance, 2006. SPE 102498

2.2.4 Actividad del Fluido de Perforación (*Adf*). Hale et al¹⁸. (1993) propusieron una correlación sencilla para calcular la actividad del lodo de perforación, a partir

¹⁸ HALE, ET AL. The influence of Chemical Potential on Wellbore Stability. SPE Drilling and Completion, 1993. SPE 23885.

de la concentración salina de tres tipos de sal: NaCl, KCl y CaCl₂. Las ecuaciones de la 2.8 a la 2.10, describen estas correlaciones.

Para el Cloruro de Sodio (NaCl):

$$A_{df} = \left[\left(1 - 0.00451 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.000199 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right) \right] \quad 2.8$$

Para el Cloruro de Potasio (KCl):

$$A_{df} = \left[\left(0.99999 - 0.003443 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.00009691 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right) \right] \quad 2.9$$

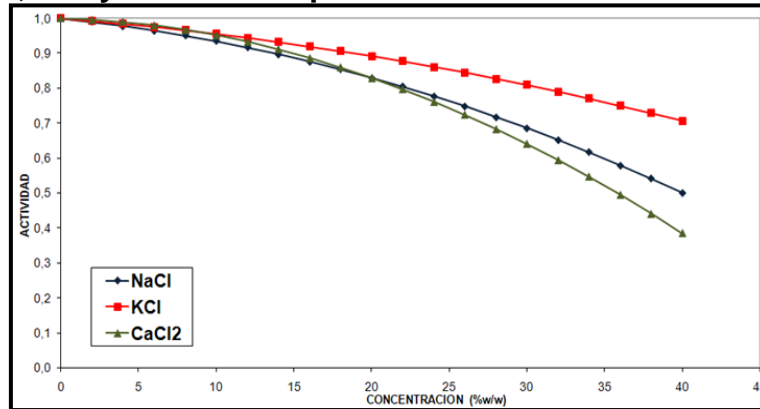
Para el Cloruro de Calcio (CaCl₂):

$$A_{df} = \left[\left(1 - 0.00065 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.000438 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right) + \left(0.00000281 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^3 \right) - \left(0.0000000265 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^4 \right) \right] \quad 2.10$$

Las anteriores ecuaciones están representadas en la **Figura 15** y son las mismas que usa internamente el programa P-BoreTM para hacer sus cálculos de actividad.

Estas ecuaciones no pueden ser usadas para el cálculo de la actividad del agua de formación, ya que el agua de los poros está compuesta por varios tipos de sal, encontrando principalmente cationes de Ca⁺², Mg⁺², Na⁺, K⁺, y aniones Cl⁻, y SO₄⁻², según Mody et al, 2002.

Figura 15. Actividad del agua como función de la concentración salina para las sales NaCl, KCl y CaCl2 a temperatura de 20°C.



Fuente: Tomado de CORZO, Reinel. Modelamiento del efecto de la Química del Lodo sobre la Resistencia a la Compresión de Formaciones Arcillosas. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander, Instituto Colombiano del Petróleo. 2009.

La actividad del fluido de perforación es dependiente de la temperatura y la presión como lo demuestran autores como Chenevert M. y Strassner J¹⁹. (1975) y Yu et al²⁰. (2001).

Según Rojas et al²¹, la actividad del agua en OBM's se incrementa al incrementarse la temperatura, según la relación planteada entre la actividad del lodo de perforación y la temperatura del mismo, en la ecuación 2.11.

$$A_{df,temp} = C1 * exp(C2 * T) \quad 2.11$$

$A_{df,temp}$ 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

¹⁹ CHENEVERT, M; STRASSNER J. Temperature Effects on Water Activities of Argillaceous Shales and Oil Mud Systems. Fifteenth Oil and Gas Conference: Hungary. 1975. SPE.

²⁰ YU, ET AL. Chemical and Thermal Effects on Wellbore Stability of Shale Formations. Annual Technical Conference and exhibition held in New Orleans: USA, 2001. SPE 71366.

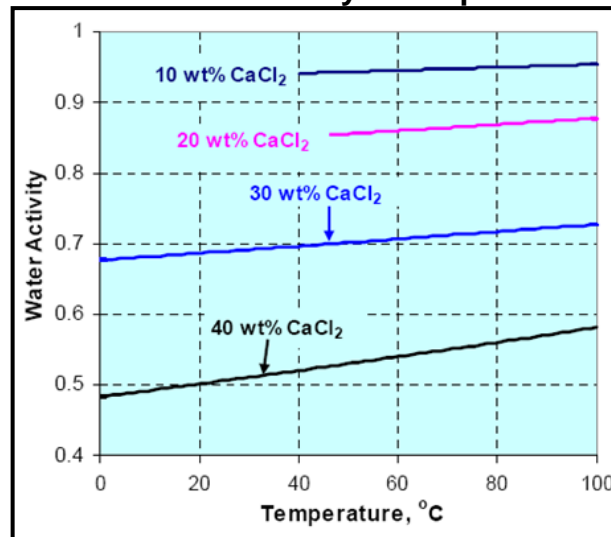
²¹ ROJAS, ET AL. Op.

concentración de sal. Para el CaCl_2 se tienen las ecuaciones 2.12 y 2.13, en éstas, C hace referencia a la concentración de CaCl_2 en porcentaje en peso (wt%). En la **Figura 16** se muestra el efecto de variar la temperatura y concentración salina en el lodo de perforación, cuando se usa Cloruro de Calcio.

$$C1 = -0.0153C + 1.121 \quad 2.12$$

$$C2 = 8.45 * 10^{-5} \exp(0.07114692C) \quad 2.13$$

Figura 16. Cálculo de la actividad del Fluido de Perforación con cloruro de calcio, variando la concentración salina y la temperatura.



Fuente: Tomado de ROJAS, ET AL. Stressed Shale Drilling Strategy – Water Activity Design Improves Drilling Performance, 2006. SPE 102498.

2.2.5 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 este 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 se rige por la ecuación 2.14.

$$\pi = \frac{RT}{V} \ln \left(\frac{A_{sh}}{A_{df}} \right) \quad 2.14$$

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 y A_{sh} actividad del fluido del Shale. Si el valor de la presión osmótica es positivo, se producirá un flujo de agua desde la formación (deshidratación). Van Oort et al²², 1996; Frydman y Fontoura²³, 2001; Zhang et al²⁴, 2006.

2.2.6 Presión Osmótica Efectiva. Para que la presión osmótica teórica sea igual a la presión osmótica real, 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 π_{eff} , mostrada en la ecuación 2.15.

²² OORT, V ET AL. Transport in Shales and the Design of Improved Water Based Shale Drilling Fluids. SPE Drilling & Completion: September, 1996. SPE 28309.

²³ FRYDMAN, M; DA FONTOURA, S. Modeling Aspects of Wellbore Stability in Shales. SPE 69529. 2001.

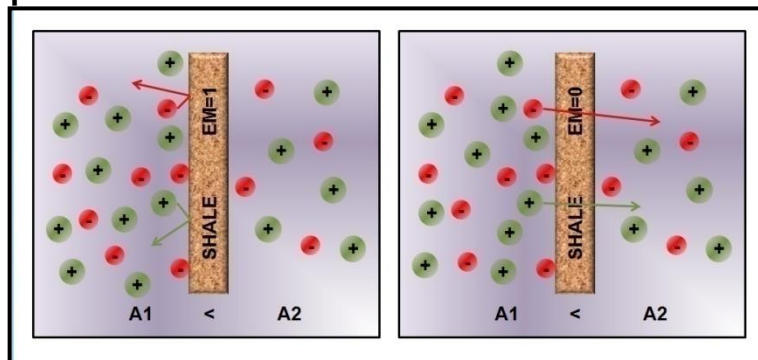
²⁴ ZHANG, J ET AL. Ion Movement and Laboratory Technique to Control Wellbore Stability. AADE Drilling Fluids Technical Conference, 2006.

$$\pi_{eff} = \varphi * \frac{RT}{V} \ln \left(\frac{A_{sh}}{A_{df}} \right)$$

2.15

2.2.7 Eficiencia de Membrana. Es el coeficiente de reflexión. Describe la habilidad de la formación arcillosa para prevenir el movimiento iónico cuando interactúa con el fluido de perforación. Un valor de eficiencia de membrana de 100% significa que la membrana bloquea completamente el flujo iónico y sólo permite el paso de solvente; un valor de 0% significa que deja pasar los iones libremente y permite el paso parcial del soluto, el fenómeno se exhibe en la **Figura 17**. En teoría, se puede generar un gradiente de potencial químico alto entre el fluido de poro y el lodo, bajando la actividad del lodo agregando más sal al mismo, pero si la eficiencia de membrana es baja, este gradiente osmótico será mucho menor que el supuesto idealmente.

Figura 17. Representación de la Eficiencia de Membrana.



Fuente: Tomado de FERNANDEZ, William. Determinación de la eficiencia de membrana en rocas arcillosas a partir de la selectividad iónica para la obtención del gradiente de presión osmótico efectivo. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2008.

2.2.8 Formaciones Arcillosas (Shales) como Membranas. La habilidad de los shales para actuar como membranas semipermeables es atribuida al pequeño tamaño de las gargantas de poro debido a la compactación de este tipo de

formaciones y a 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 S²⁵. 1986). En el trabajo de Vargas y Reyes²⁶ (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. La selectividad iónica de la roca es producto netamente de sus cargas eléctricas.

2.2.9 Deshidratación del Shale. 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 al²⁷. (1993), mostraron 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; demostraron que la tasa de cambio es lo

²⁵ FRITZ, S. Ideality of Clay Membranes in Osmotic Processes: A Review. Clays and Clay Minerals: Vol. 34, No 2, 214-223. 1986.

²⁶ REYES, R; VARGAS, J. Op.

²⁷ HALE, ET AL. 1993 Op.

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 mismo (Chenevert²⁸, 1970) y mejora el efecto del Bit Balling al deshidratar los cuttings (Oort V²⁹. 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.

²⁸ CHENEVERT, M. Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds. 1970. SPE 2559.

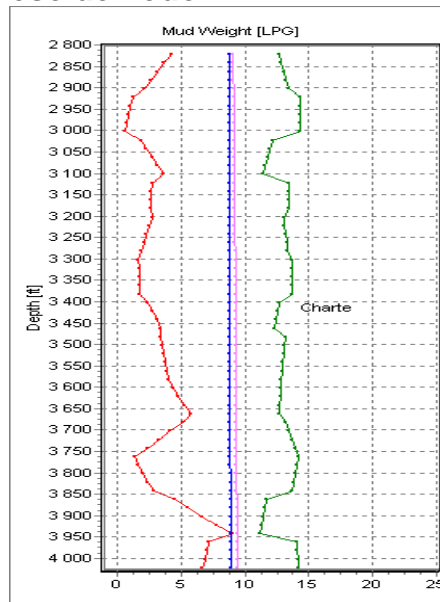
²⁹ OORT, V. Physico-Chemical Stabilization of Shales. 1997. SPE 37263.

3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LOS MODELOS DE ESTABILIDAD DE POZO

Los modelos Geomecánicos diseñados para el análisis de la estabilidad de pozo, ayudan a reducir los potenciales problemas de tiempos no productivos asociados a las perforaciones evitando así el incremento de los costos operacionales. Para realizar un estudio completo del estado geológico-mecánico de una formación, se deben involucrar parámetros tales como: el estado de esfuerzos in situ, presión de poro, propiedades de la roca (cohesión, ángulo de fricción interna); parámetros mecánicos (módulos elásticos de la roca), geometría del pozo, parámetros químicos, térmicos y propiedades del fluido de perforación.

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 está confinada por dos límites como se muestra en la **Figura 18**.

Figura 18. Ventana de Peso de Lodo.



Fuente. 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 optimo (Línea Rosada)

3.1 PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO

Para la construcción del modelo Geomecánico, se debe partir de la búsqueda de la información, en términos generales se debe tener disponible toda la información geológica posible, registro de densidad, resultado de pruebas de LOT y ELOT que permitan determinar los esfuerzos in situ, muestras de formación, propiedades mecánicas de la roca. Por último, se debe realizar la determinación de la presión de poro; toda esta información debe ser recolectada en pozos offset. Una vez se cuente con la información requerida, se procede a generar el diseño de la ventana operacional de lodo (Mud Weight Window MWW) teniendo en cuenta los efectos mencionados anteriormente.

3.1.1 Geometría Del Pozo. Se deben considerar variables como:

- **Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth, TVD).** Es la profundidad total medida verticalmente, desde la superficie hasta el fondo de pozo.

Cuando un pozo es horizontal este valor es menor, teniendo en cuenta el mismo concepto.

- **Angulo del Pozo.** Es el ángulo entre la vertical, dado por el vector de gravedad y la tangente al eje del pozo en un punto determinado, por convención se toma cero grados para la vertical y noventa grados para la horizontal.
- **Azimuth.** Es la dirección (ángulo) del pozo sobre el plano horizontal medido en el sentido de las manecillas del reloj a partir del norte magnético.
- **Esfuerzos In Situ.** Son los esfuerzos vertical o de Overburden (σ_v), horizontal máximo (σ_H) y horizontal mínimo (σ_h). El fluido de poro, soportará parte de los esfuerzos totales aplicados al sistema, generando un alivio en la carga de la matriz de la roca.
- **Esfuerzos Efectivos.** Según Terzaghi³⁰ (1969), son iguales al Esfuerzo (en cada una de sus componentes) menos la presión de Poro.
- **Presión de Poro.** Cantidad escalar que actúa dentro de un espacio de poro interconectado a determinada profundidad. El valor de la presión de poro (P_p) en profundidad, es descrito en relación con la presión hidrostática, que es la presión asociada con la columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés.

De manera general, se considera un gradiente de presión de poro hidrostático de 0.44 psi/ft (10 MPa/Km). Además, dicha presión hidrostática considera una red de fracturas y poros interconectados y abiertos desde la superficie de la tierra hasta la profundidad de medición.

³⁰ FJAER, ET AL. Op.

Es importante mencionar, que la presión de poro puede exceder los valores hidrostáticos cuando se encuentran en un volumen de poro confinado a cierta profundidad.

Las reducciones en la presión de poro debido a la producción, pueden causar deformaciones en los yacimientos, incluyendo la compactación y pérdidas de permeabilidad (en formaciones poco consolidadas), lo cual induce fallas en algunos reservorios con regímenes normales.

3.1.2 Propiedades Mecánicas de Las Rocas.

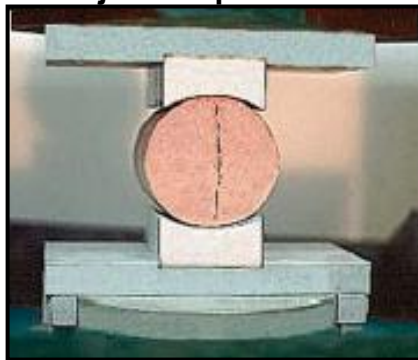
- **Cohesión.** Es la fuerza requerida para sujetar un grano de arena en la superficie de la roca y ligada al Criterio de falla de Mohr – Coulomb, se define como el máximo esfuerzo de corte que la roca soportará sin fracturarse a una presión atmosférica. Algunas rocas como las arenas, no presentan cohesión, debido a que sus partículas están ligadas por agentes cementantes.
- **Angulo de fricción interna (AFI).** Capacidad que tiene la roca para soportar un esfuerzo de corte. Asimismo, se conceptualiza como el ángulo medido entre la fuerza normal y la fuerza resultante que se alcanza en el instante inmediatamente anterior a que ocurra la ruptura a consecuencia de la aplicación del esfuerzo de corte. Este parámetro, se estima usando el criterio de falla de Mohr-Coulomb, ya que es el ángulo que forma la línea del plano horizontal con la línea de falla (ver **Figura 1.0**), y está dado por la ecuación 3.1. Adicionalmente se puede calcular en laboratorio mediante pruebas triaxiales. Donde ϕ es el ángulo de fricción interna y μ es el coeficiente de fricción.

$$\tan \phi = \mu$$

3.1

- **Angulo de Breakout.** Los Breakouts son ensanchamientos o elongaciones del hueco en dirección del esfuerzo horizontal mínimo (S_h). El ángulo de Breakout, se usa en la estimación de la magnitud y orientación de los esfuerzos in situ, en las aplicaciones de diseño de trayectorias de perforación y ventanas de lodo seguras, estos se pueden observar en los registros de imágenes. Este es un valor de entrada para la herramienta QTE.
- **Resistencia a la tensión (Tensile Strength).** Es la máxima tensión que la formación puede soportar antes de fallar. Esta puede ser estimada de manera experimental a partir de la prueba brasilera (ver **Figura 19**), sin embargo también se puede calcular mediante la ecuación **3.2** si se conoce la resistencia compresiva uniaxial. Esta última se puede calcular a partir de la cohesión (S_o) y el ángulo de fricción (ϕ) de la roca mediante la ecuación **3.3**.

Figura 19. Esquema del montaje de la prueba brasilera.



Fuente: Tomada de MORA, L.; VILLADIEGO, D. Desarrollo de una Herramienta para Analizar la Inestabilidad de Pozo, mediante el uso de las Teorías Elástica y Poroelástica: Aplicación Al Piedemonte Colombiano. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2005.

$$T_o = \frac{1}{12} C_o = 0.8333UCS \quad 3.2$$

$$C_o = 2S_o \frac{\cos \phi}{1 - \sin \phi} \quad 3.3$$

3.2 MODELO ELÁSTICO

La elasticidad es la capacidad que tiene un material para recobrar su forma original, una vez se retira el esfuerzo que lo deforma. La teoría elástica considera el material como si fuese totalmente sólido, es decir un medio continuo con pequeñas variaciones en las propiedades mecánicas. Según la respuesta que presenta el material cuando es sometido a la carga, puede ser lineal o no lineal. Cuando un material tiene comportamiento elástico lineal, sus propiedades mecánicas permanecen constantes en el tiempo; en el comportamiento no lineal, las propiedades mecánicas del material varían con el tiempo.

Las propiedades elásticas son dependientes de la presión. Santarelli et al³¹ (1986), desarrollaron un modelo elástico-lineal, considerando variable el Módulo de Young y concluyeron que el esfuerzo tangencial cerca a la pared del hueco es mucho más bajo que el predicho cuando los módulos elástico-lineales son constantes. Estos resultados, muestran que es posible que la falla por cizalla ocurra en la pared del wellbore, inicial e instantáneamente, una vez se den las condiciones anteriores.

La mayoría de los Modelos de Estabilidad de Pozo, desarrollados en los años 80 estudiaron los efectos mecánicos, la afectación de los esfuerzos in situ y la presión del wellbore. Bradley³², es considerado por ser el pionero en el desarrollo del modelo mecánico, desarrolló los cálculos de esfuerzos basados en el trabajo de Fairhurst³³ en 1968 y aplicó el concepto de esfuerzo primario con la ayuda del criterio de falla de Drucker Prager, para evaluar la falla de la roca por cizalladura.

³¹ SANTARELLI, ET AL. Analysis of Borehole Stresses Using Pressure-Dependent Linear Elasticity. Int. J. Rock Mech. Vol. 23, No. 6, 1986.

³² BRADLEY, W. B. Mathematical Concept - Stress Cloud Can Predict Borehole Failure. The Oil and Gas Journal, 1979.

³³ FAIRHURST, C. Methods of Determining In-Situ Rock Stress at Great Depths. 1968.

La Resistencia Tensil fue asumida como cero, ya que la formación se consideraba muy débil como para resistir tensión. La hipótesis de tensión cero, hace que la presión calculada de colapso sea conservada, lo cual puede ser considerado como un factor de seguridad para prevenir la fractura de las formaciones perforadas.

Muchas publicaciones basadas en el trabajo de Bradley pueden ser encontradas en la literatura, Aadnoy y Chenevert³⁴, Fuh et al³⁵, Yew and Li³⁶, McLean y Addis³⁷ y Zhou³⁸, diseñaron un modelo elástico lineal en donde no consideran la difusión hidráulica másica del fluido. Éste modelo incluye las propiedades isotrópicas de la roca, el comportamiento de deformación elástico-lineal, el esfuerzo de overburden y los esfuerzos localizados en el plano horizontal.

Algunas modificaciones son hechas, una vez se aplicaron las ecuaciones de Bradley. Fuh et al³⁹, emplearon y extendieron el criterio de Von Mises o criterio de falla de Drucker Prager modificado, el cual se plantea en las ecuaciones de 3.4 a 3.6.

$$(J_2)^{\frac{1}{2n}} = AJ_1^{ef} + B \quad 3.4$$

$$J_1^{ef} = \frac{\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta} + \sigma_{zz}}{3} - P_o \quad 3.5$$

$$J_2 = \frac{1}{9} [((\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta})^2 + (\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{rr})^2) + 6\sigma_{\theta z}^2] \quad 3.6$$

³⁴ AADNOY, B ET AL. Stability of Highly Inclined Boreholes. SPE Drilling Engineering, 1987.

³⁵ FUH, G. H. ET AL. Use of Borehole Stability Analysis for Successful Drilling of High-Angle Hole. 1988. IADC/SPE 17235.

³⁶ YEW, C; LI, Y. Fracturing of a Deviated Well," SPE Production Engineering, 1988.

³⁷ MCLEAN, M Y ADDIS, M. Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Their Field Application. 1990. IADC/SPE 19941.

³⁸ ZHOU, A ET AL. On Mechanical Stability of Inclined Wellbores. SPE Drilling & Completion. 1996.

³⁹ FUH, G. H, 1998. Op.

Donde J_1^{ef} es el esfuerzo principal efectivo, J_2 es el esfuerzo de corte, A y B son parámetros relacionados con las constantes del material. σ_{rr} , $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{zz} son los esfuerzos radial, tangencial y axial, respectivamente; $\sigma_{\theta z}$ es el componente del esfuerzo de corte y P_o es la presión de poro.

El criterio modificado, puede ser usado para compensar la derivación teórica de las constantes del material obtenidas de los resultados del laboratorio.

De manera similar, Zhou et al⁴⁰ (1996) presentaron una función de Desai troncada, la cual es otro criterio similar de falla al de Drucker Prager.

Ewy⁴¹ (1999), calculó los esfuerzos inducidos por los esfuerzos in situ y la presión en la pared del wellbore y aplicó el criterio de falla de Lade modificado para evaluar el estatus de la estabilidad de pozos.

Todos los modelos elásticos, usan los esfuerzos en la cara del pozo, la presión de poro y un criterio de falla, para determinar pesos de lodo críticos y por ende generar la Ventana Operacional de Lodo.

3.3 MODELO QUÍMICO (MODELAMIENTO DEL FENÓMENO OSMÓTICO Y EFECTOS QUÍMICOS)

El 90% de las formaciones perforadas en el mundo son clasificadas como shales y cerca del 75% de los problemas operacionales ocurren en estas formaciones,

⁴⁰ ZHOU, A ET AL. Op.

⁴¹ EWY, R. T. Wellbore-Stability Predictions by Use of a Modified Lade Criterion. SPE Drilling & Completion, 1999.

según Dzialowski⁴². et al, 1993 Por otra parte, Ghassemi⁴³, 2005, propone que el hinchamiento y deterioro de los shales, lo cual está directamente influenciado químicamente, son la mayor contribución a los problemas de perforación.

En términos de estabilidad, se debe realizar una buena selección del fluido de perforación; de aquí la necesidad de tener en cuenta ciertos parámetros químicos que pueden contribuir a la disminución de la inestabilidad de la formación. Además de un peso de lodo insuficiente. La química del lodo, afecta la resistencia mecánica de la roca si existe un intercambio de solutos y agua entre la formación y éste, lo cual puede ser impulsado por diferentes mecanismos como la presión, la temperatura y la actividad química del fluido de perforación.

Componentes abundantes en las rocas, como la sal y algunos minerales arcillosos y carbonatados, son solubles en el agua. Con el paso de tiempos geológicos, los minerales sólidos en una roca establecerán un equilibrio químico con el fluido de poro, lo cual implica que los minerales se disuelven y se precipitan a la misma tasa. Si el fluido de poro es cambiado durante la perforación o producción, el equilibrio químico puede ser distorsionado.

Por lo tanto, Fjær⁴⁴ en 2008, estableció que el mecanismo de falla en una roca, puede ser afectado en gran medida por la interacción con el lodo de perforación, induciendo un cambio en la presión de poro. Los efectos químicos y la saturación parcial de la roca son causados por dos efectos principales, ellos son el aumento en la presión de hinchamiento que reduce los esfuerzos efectivos y la alteración química junto con el debilitamiento de las uniones cementadas en la matriz de la roca.

⁴² DZIALOWSKI, A ET AL. Lubricity and Wear of Shale: Effects of Drilling Fluids and Mechanical Parameters, 1993. SPE 25730-MS.

⁴³ GHASSEMI, Q; DIEK, A. A Chemo-Poro-Thermoelastic Model for Stress/Pore Pressure Analysis around a Wellbore in Shale, 2005. ARMA/USRMS 05-726.

⁴⁴ FJAER, ET AL. Op.

Ahora, la deformación que se presenta en la roca, es consecuencia única de los esfuerzos efectivos, el otro componente del esfuerzo total es asumido por el fluido de poro, y ya que la presión de poro es igual en todas las direcciones, solo afectará los esfuerzos normales.

Por otra parte, cuando se trata de formaciones arcillosas, el flujo osmótico es más relevante que el flujo hidráulico. La ósmosis, hace referencia al flujo de agua desde una solución diluida a una más concentrada, cuando éstas están separadas por una membrana semipermeable, la cual básicamente es una barrera que sólo permite el paso de agua mientras restringe los solutos.

El efecto de osmosis química, está en función de la **actividad química de la formación, actividad química del lodo de perforación** y de la **eficiencia de membrana**, éstos son los parámetros requeridos para la construcción del modelo químico elástico.

Para cuantificar las diferencias de potencial químico entre el shale y el fluido de Perforación es útil entender el concepto de actividad. La actividad según principios termodinámicos⁴⁵ proporciona medios para que la energía libre molar parcial de un constituyente dado (sólido, gas o líquido) en un sistema, pueda ser comparada con la de otro sistema. La actividad es una medida de la concentración efectiva de una especie y surge debido a que las moléculas en un gas o solución no ideal interactúan unas con otras. La actividad no tiene dimensiones. Se hace adimensional utilizando la concentración estándar (para las soluciones, 1 mol/L), o presiones (para los gases, 1 atm, 101,325 kPa). La actividad depende de la temperatura, presión y composición. Para los gases, la presión efectiva parcial se suele referir como fugacidad.

⁴⁵ CHRISTOPHER, G, McCARTY y ED, Vitz. Journal of Chemical Education, 2006. Vol. 83 752

Los efectos de la actividad son el resultado de las interacciones entre los iones, tanto electrostáticas como covalentes. La actividad de un ion está influenciada por su ambiente.

La difusión másica de fluido altera la presión de poro cerca al wellbore ocasionando una redistribución de esfuerzos. Esta difusión es manejada por el diferencial hidráulico entre la presión del wellbore y la presión de poro. Investigaciones realizadas por Chenevert⁴⁶, 1969, indican que el diferencial del potencial químico, causado por el desbalance de la actividad del agua del lodo y la actividad del agua del shale, pueden ser tratados como una presión hidráulica parcial equivalente para un sistema selectivo lodo-shale, por lo tanto, la combinación de un diferencial hidráulico y el desequilibrio del potencial químico, contribuyen a la difusión másica del fluido.

Resultados experimentales han probado la existencia de efectos químicos en la presión de poro del shale (Mody y Hale⁴⁷, 1993; Chenevert y Pernot⁴⁸, 1998; O'Brien et al⁴⁹, 1996). Una alteración de la presión de poro fue claramente observada por Mody y Hale en 1993. Como resultado, la estabilidad de pozo se logra y mantiene ajustando la salinidad del fluido de perforación teniendo como base la actividad del agua del shale; es una labor del ingeniero establecer la formulación adecuada para el fluido de perforación.

De igual forma, estos expertos, detectaron el efecto químico en la alteración de la presión de poro del shale. Ellos refinaron un estudio de sensibilidad de la actividad del agua del lodo de perforación en la estabilidad de pozo, usando un

⁴⁶CHENEVERT, M. E. Adsorptive Pore Pressures of Argillaceous Rocks. 1969. ARMA 69-0599.

⁴⁷MODY ET AL. 1993. Op.

⁴⁸CHENEVERT, M. E. y PERNOT, V. Control of Shale Swelling Pressures using Inhibitive Water-Base Muds. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998. SPE 49263-MS.

⁴⁹O'BRIEN, ET AL. Effects of Drilling Fluid/Shale Interactions on Borehole Stability: Studies Using Speeton Shale. Topical Report, 1996.

lodo base agua. Solamente los esfuerzos en la pared del pozo y la presión de poro fueron presentados. El potencial químico de todas las especies con el fluido de poro y el fluido de perforación son considerados en el análisis de Sherwood⁵⁰ en 1993.

Finalmente, se mencionarán los autores más destacados y sus aportes en el tema de interacción química enmarcados en la Estabilidad de Pozos.

Edwin (1982) “Además del incremento de la presión de poro y la reducción de la resistencia de la formación arcillosa, el flujo de agua ocasiona el hinchamiento de la roca, conduciendo a la falla de pozo si la cara de la formación no se puede expandir libremente dentro del mismo”⁵¹.

Santarelli (1992) “Existe una fuerte relación entre el hinchamiento y la permeabilidad de la formación. La expansión de los minerales arcillosos afectan la permeabilidad en uno o dos órdenes de magnitud”⁵².

Ballard (1992) plantea formas de estabilización del shale y concluye que las tasas de transporte de iones y agua a través del shale, por difusión, varían dependiendo del tipo del shale⁵³.

Mody y Hale (1993) “La inestabilidad de pozo se debe a mecanismos de transporte, contenido de agua, contenido de minerales arcillosos, composición del fluido de poro y de perforación, esfuerzos in situ, presión de poro, temperatura, tiempo y longitud del hueco abierto”; La restricción del flujo de agua debido a la

⁵⁰ SHERWOOD, J. D. Biot Poroelasticity of Chemically Active Shale, 1993.

⁵¹ EDWIN A., HACKETT J. 1982. A Laboratory Technique for Screening Shale Swelling Inhibitors, 1982. SPE 11117.

⁵² Santarelli F, ET AL. On the Stability of Shales and Its Consequences in Terms of Swelling and Wellbore Stability, 1992. IADC/SPE 23886.

⁵³ BALLARD T, ET AL. Fundamentals of Shale Stabilization: Water Transport through Shales, 1992. SPE 24974

existencia de presiones capilares entre lodos base aceite y la baja permeabilidad de las formaciones arcillosas, es considerado como uno de los principales factores para prevenir la falla en estas formaciones arcillosas”⁵⁴.

Dzialowski (1993) “Un noventa por ciento de las formaciones que son perforadas son arcillosas y producen problemas como ensanchamiento del hueco, pegas y alto torque”⁵⁵.

Van Oort (1996) “La inestabilidad en las formaciones arcillosas, cuestan quinientos millones de dólares al año⁵⁶”. En 1997, la tasa y magnitud del incremento de la presión de poro depende del filtrado del lodo, propiedades del fluido de poro (viscosidad y adhesión), propiedades petrofísicas de la roca (permeabilidad, porosidad, distribución del tamaño de poro). Finalmente, al incrementar la presión de poro en la formación arcillosa disminuye el esfuerzo efectivo⁵⁷.

S.K. Choi (1998) “Resultados de un estudio paramétrico, mostraron que la diferencia en temperatura entre el fluido de perforación y la formación, puede inducir cambios significativos en la presión del fluido del poro y los esfuerzos efectivos en la pared del pozo”⁵⁸.

Carminati (1999) “La inestabilidad se debe a la alteración del estado de esfuerzos por aumento de la presión de poro de la formación debido al aumento de la presión del lodo, debilitando los enlaces entre láminas de arcillas y es debido a la interacción de la formación arcillosa con el lodo. Afirma que los mecanismos para prevenir esta situación se concentran en usar aditivos taponadores, complejos de

⁵⁴ MODY ET AL. 1993. Op.

⁵⁵ DZIALOWSKI, A ET AL. 1993. Op.

⁵⁶ OORT, ET AL. Transport in Shales and the Design of Improved Water Based Shale Drilling Fluids. SPE Drilling & Completion, 1996. SPE 28309.

⁵⁷ OORT, V. 1997. Op.

⁵⁸ CHOI, S y TAN, C. Modeling of Effects of Drilling-Fluid Temperature on Wellbore Stability, 1998. SPE 47304.

aluminio, silicatos, que desarrollen presión osmótica necesaria para balancear-reducir la presión de poro en la formación”⁵⁹.

M. Yu, et al (2001) “La eficiencia de membrana de la formación determina cuánta presión osmótica contribuye a la presión de poro. Formaciones con alta eficiencia de membrana pueden alterar significativamente el peso de lodo crítico requerido para mantener el pozo estable, los coeficientes de difusión de soluto son importantes cuando un shale con muy baja permeabilidad es perforado; formaciones con altos coeficientes de expansión térmica pueden causar altos esfuerzos térmicos bajo la misma diferencia de temperatura y puede así ser fracturado con bajas presiones”⁶⁰.

Ghassemi Et al⁶¹ (2001) “La inestabilidad es causada por la cantidad y distribución de agua dentro de la formación arcillosa, por el influjo y filtrado de lodo que ingresa a la formación incrementando el contenido de agua y la presión de poro en las paredes del pozo, lo cual altera la estructura sólida y reduce la resistencia compresiva de la formación.

Además del efecto adverso del flujo de agua dentro de la formación, el flujo de iones cambia la concentración iónica del fluido de poro, afectando las propiedades mecánicas de la matriz de la formación, resultando en una posible degradación de la cohesión y debilitamiento del cemento conllevando a la reducción de la resistencia de la roca”.

En 2003, Ghassemi y Diek afirmaron que “La transferencia de soluto causa que la ósmosis química sea dependiente del tiempo. A medida que aumenta el

⁵⁹ CARMINATI, S. ET AL. How do Anions in Water Based Muds Affect Shale Stability?, 1999. SPE 50712.

⁶⁰ YU, ET AL. 2001. Op.

⁶¹ GHASSEMI, A ET AL. Effects of Ion Diffusion and Thermal Osmosis on Shale Deterioration and Borehole Instability”. Paper AADE National Drilling Technical Conference 2001.

tiempo, la transferencia de iones hace que la presión osmótica desaparezca y que se restablezca un régimen de presión de poro característico del flujo hidráulico”⁶².

Rojas, et al (2006) “Plantea una relación entre la actividad del lodo de perforación, la temperatura y la presión de confinamiento”⁶³.

Zhang J. et al. (2006) “Considerar los efectos químicos en un modelo de estabilidad de pozo es crear un modelo acoplado en el cual se puede modificar la presión de poro en la roca o por otro lado los parámetros de resistencia mecánica. A partir de esto, 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 del fluido de perforación adecuada para mejorar la estabilidad de pozo”⁶⁴.

Fjaer (2008) “El mecanismo de falla de una roca se ve influenciado por el cambio en la presión de poro, los efectos químicos y la saturación parcial de la roca, con dos efectos: el primero, aumento de la presión de hinchamiento (intercambio Catiónico desfavorable, lo cual reduce los esfuerzos efectivos); el segundo, alteración química y debilitamiento de las uniones cementadas en la matriz de la roca”⁶⁵.

3.4 MODELAMIENTO DE LOS EFECTOS TÉRMICOS

Los materiales se expanden o contraen bajo un cambio de temperatura y ésta puede afectar la estabilidad de diferentes formas; sin embargo, la manera principal

⁶² GHASSEMI A., DIEK A. Linear Chemo-Poroelasticity for Swelling Shales: Theory and Application. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003.

⁶³ ROJAS, ET AL. 2006. Op.

⁶⁴ ZHANG, J ET AL. 2006. Op.

⁶⁵ FJAER, ET AL. 2008. Op.

se presenta por el calentamiento o enfriamiento de la roca en la cara del pozo, lo cual genera una redistribución de la presión que degenera en esfuerzos térmicos.

Después de que el pozo es perforado, existe un intercambio de calor entre la formación cercana al pozo y el lodo, razón por la cual la temperatura varía en los alrededores, causando la expansión o compresión de la roca cercana al pozo, efecto que es frenado por el confinamiento (esfuerzos in situ) de la roca.

Bajo estas condiciones, se genera el esfuerzo térmico, que puede ser tensil si es consecuencia de una disminución de temperatura, es decir enfriamiento de la roca o puede ser compresivo, si se presenta debido a un aumento de temperatura ó calentamiento de la roca. Para determinar estos esfuerzos térmicos, se debe determinar primero la distribución de la variación de la temperatura en los alrededores del pozo.

La temperatura de la formación (T_f), se determina mediante la ecuación 3.7.

$$T_f = T_{ml} + \frac{G_t(TVD_{ss} - W_d)}{100} \quad 3.7$$

En donde, T_f es la temperatura de la formación [$^{\circ}$ F], T_{ml} es la temperatura medida en la línea del lodo en un taladro de perforación [$^{\circ}$ F], G_t es el gradiente geotérmico [$^{\circ}$ F/100ft], TVD_{ss} es la profundidad vertical en relación al nivel del mar y W_d es la profundidad del agua [ft].

3.4.1 Geotermia: Modelo Térmico en variables de Yacimiento⁶⁶.

El modelo térmico planteado en este proyecto considera el cambio de temperatura de la formación y del fluido de perforación dentro del pozo con la profundidad. A

⁶⁶ KUTASOV, IM. Applied Geothermics for Petroleum Engineers. USA: Elsevier, 1999.

partir de estos, se genera el gradiente térmico que influirá en el esfuerzo térmico. A continuación se mostraran los modelos trabajados por otros autores y finalmente se seleccionarán las correlaciones que se trabajaron en la herramienta QTE.

3.4.1.1 Determinación de la Temperatura del Wellbore. Ahora se darán a conocer todas las variables que son necesarias para calcular la temperatura del Wellbore o del lodo en la cara del pozo cuando hay circulación de lodo de perforación.

Es necesario determinar el cambio de temperatura del lodo mientras circula. De igual forma, para cuantificar el esfuerzo térmico también se debe tener el valor de la temperatura de la formación punto a punto.

El proceso de perforación en gran medida, altera el campo de temperatura de la formación que rodea el pozo. El cambio de temperatura aparece cuando se hacen circular fluidos a un tiempo determinado (profundidad de penetración, limpieza), por la duración de los períodos de cierre durante el cañoneo, por la diferencia de temperatura entre la formación y el lodo de perforación, el radio del pozo, por las propiedades térmicas de la formación y la tecnología de perforación utilizada.

El resultado de las investigaciones de campo y teóricas desarrolladas, han demostrado que en muchos casos, la temperatura efectiva T_w del fluido circulante (lodo) en una profundidad dada puede suponerse constante durante la perforación o la producción (Lachenbruch y Brewer, 1959; Ramey⁶⁷, 1962; Edwardson⁶⁸ et al. 1962; Jaeger⁶⁹, 1961; Kutasov et al., 1966; Raymond, 1969). ***Aquí se debe tener en cuenta que aunque sea por un proceso de circulación continua de lodo la***

⁶⁷ RAMEY, H.J. Wellbore Heat Transmission. Journal Petroleum Technologies, 1962.

⁶⁸ EDWARDSON, M ET AL. Calculation of Formation Temperature Disturbances Caused by Mud Circulation. Journal Petroleum Technologies, 1962

⁶⁹ JAEGER, J.C. The Effect of the Drilling Fluid on Temperature Measured in Boreholes, 1961.

temperatura del pozo depende de la actual profundidad del mismo y otros factores.

El término "temperatura efectiva del fluido" se utiliza para describir las alteraciones de temperatura de las formaciones durante la perforación. Lachenbruch y Brewer (1959), demostraron que la temperatura de un pozo cerrado depende principalmente de la cantidad de energía térmica transferida a (o desde) las formaciones. Así, para cada profundidad, el valor de T_w puede estimarse a partir de registros de temperatura.

- **Radio de Influencia Térmica.** Los resultados del modelamiento, trabajos experimentales y observaciones de campo han demostrado que la distribución de temperatura alrededor del pozo durante la perforación se puede aproximar por la ecuación 3.8 (Kutasov, 1968; Kutasov⁷⁰, 1976). Donde r_w es el radio del pozo, r_{in} es el radio de investigación y T_f es la temperatura de la formación.

$$\frac{T(r,t)-T_f}{T_w-T_f} = 1 - \frac{\ln r/r_w}{\ln r_{in}/r_w}, \quad r_w \leq r \leq r_{in} \quad 3.8$$

Introduciendo los valores adimensionales de tiempo de circulación t_D , distancia radial r_D , radio de influencia térmica R_{in} , a_{tc} tiempo de circulación adimensional y temperatura T_D del set de ecuaciones 3.9, en la ecuación 3.8, se obtiene la ecuación 3.10.

$$t_D = \frac{at_c}{r_w^2}; \quad r_D = \frac{r}{r_w}; \quad R_{in} = \frac{r_{in}}{r_w}; \quad T_D(r_D, t_D) = \frac{T(r,t)-T_f}{T_w-T_f} \quad 3.9$$

$$T_D(r_D, t_D) = 1 - \frac{\ln r_D}{\ln R_{in}}, \quad 1 \leq r_D \leq R_{in} \quad 3.10$$

⁷⁰ KUTASOV, IM. 1999. Op.

El flujo acumulado de calor en el wellbore por unidad de longitud, está dado por la ecuación 3.11.

$$Q = 2\pi\rho cr_w^2(T_w - T_f)Q_D \quad 3.11$$

Donde ρ es la densidad de la formación, c es el calor específico de la formación, r_w es el radio del pozo, y Q_D es el flujo de calor acumulado adimensional. La función dependiente del tiempo Q_D puede ser expresada como se plantea la ecuación 3.12, siendo R_e el radio de drenaje del pozo.

$$Q_D = \int_1^{R_e} \left(1 - \frac{\ln r_D}{\ln R_{in}}\right) r_D dr_D \quad 3.12$$

Los resultados de una solución numérica (Jaeger, 1956) para una fuente cilíndrica con una pared de temperatura constante, fueron usados para obtener los valores de $Q_D(t_D)$. Para la ecuación 3.12, se encontró que el radio adimensional de influencia térmica puede ser aproximado por el set de ecuaciones de 3.13 a 3.15.

$$R_{in} = 1 + D_o\sqrt{t_D} \quad 3.13$$

$$D_o = 3.3.184, \quad 5 \leq t_D < 10^4 \quad 3.14$$

$$D_o = 3.3.143, \quad 5 \leq t_D < 10^6 \quad 3.15$$

- **Tiempo de Circulación Ajustado.** Henry Ramey (1962), formuló tres soluciones: para un cilindro con pérdida de calor a una temperatura constante, para una línea fuente con flujo de calor constante y para un cilindro con pérdida de calor bajo límite de convección, que converge después de cierto tiempo. La solución de la línea fuente sencilla para el flujo de fluido constante (o flujo de calor), es expresada a través de la integral exponencial, y es ampliamente usada en ingeniería de yacimientos.

Para usar esta solución, para cualquier valor de tiempo de circulación, se introduce el tiempo de circulación ajustado. Se asume que a una profundidad dada, el fluido en circulación empezará en el tiempo $t = 0$ y se detiene en $t = t_c$.

Los valores correspondientes de las tasas de flujo de calor adimensionales son ilustrados en la ecuación 3.16 y los valores de flujo de calor acumulado adimensional en la ecuación 3.17.

$$q_D(t = 0) = \infty, \quad q_D(t = t_c) = q_D \quad 3.16$$

$$Q_D(0) = 0 \text{ y } Q_D(t_c) = Q_D \quad 3.17$$

Asumiendo que durante el período de circulación $0 < t \leq t_c$ el valor de $q_D(t) = q_D = \text{constante}$, el tiempo de circulación adimensional ajustado y el tiempo actual de circulación ajustado, se plantean en la ecuación 3.18 y 3.19 respectivamente.

$$t_D^* = \frac{Q_D}{q_D}, \quad \text{o } Q_D = q_D t_D^* \quad t > 0 \quad 3.18$$

$$t_c^* = \frac{t_D^{*2} w^2}{a} \quad 3.19$$

Los valores de Q_D son presentados en la literatura por Van Everdingen y Hurst, 1949; Jacob and Lohman, 1952; Edwardson, et al., 1962 y Sengul, 1983. Usando éstos datos se obtuvo la expresión plasmada en la ecuación 3.20.

$$t_D^* = t_D \frac{\ln t_D - \exp(-0.236\sqrt{t_D})}{\ln t_D - 1}, \quad t_D > 10 \quad 3.20$$

- **Distribución Radial de Temperatura.** Para determinar la distribución de temperatura $T(r, t)$ de la formación cerca al wellbore con temperatura en la cara del pozo constante, es necesario obtener una solución de la ecuación de

Difusividad para las condiciones iniciales y de frontera mostradas en las ecuaciones 3.21 y 3.22.

$$T(r, 0) = T_f; \quad r_w \leq r < \infty, \quad t > 0 \quad 3.21$$

$$T(r_w, t) = T_w; \quad T(\infty, t) = T_f \quad 3.22$$

Para este caso, la Ecuación de Difusividad tiene una solución de forma compleja e integral (Jaeger, 1956; Carslaw y Jaeger 1959). Jaeger (1956) presentó resultados de una solución numérica para la temperatura adimensional $T_D(r_D, t_D)$ con valores de r_D en el rango de 1.1 hasta 100 y t_D de 0.001 hasta 1000.

- **Temperatura Promedio Volumétrica.** Para tener el valor de la temperatura promedio volumétrica de la formación T_{vol} , para un radio de investigación dado (r_{inv}), es necesario estimar la resistencia eléctrica del agua de formación y evaluar la dependencia de la densidad-temperatura de la formación. La temperatura promedio volumétrica de la formación T_{vD} puede ser descrita por la ecuación 3.23.

$$T_{vol} = (T_w - T_f)T_{vD} + T_f \quad 3.23$$

- **Integral de Duhamel.** Se usan las ecuaciones 3.24 y 3.25 para determinar la distribución de temperatura alrededor del wellbore, cuando la temperatura del fluido de circulación (a una profundidad dada) es una función lineal del tiempo. E_i es la integral exponencial de un argumento positivo, B_1 y B_2 son constantes para valores comprendidos en $0 < t \leq t_c$.

$$\varphi_1 = \frac{2B_1}{D^2} \left[Ei(2 \ln R_{in}) - Ei(\ln R_{in}) + \frac{B_o}{\ln R_{in}} \right] \quad 3.24$$

$$R_{in} = 1 + D_o \sqrt{t_D}; \quad D_o = 3.3.184; \quad D = D_o \frac{\sqrt{a}}{r_w}; \quad t_D = \frac{at_c}{r_w^2} \quad 3.25$$

3.4.1.2 Esfuerzos Térmicos en la Formación y el Casing. El conocimiento de los esfuerzos en casing y alrededor del pozo, es necesario para el análisis de estabilidad de pozos. Además de los pesos del Overburden y el fluido del wellbore, la diferencia de temperatura en el pozo y la formación inalterada, agrega a los esfuerzos alrededor del pozo, un esfuerzo térmico. Los esfuerzos totales en la formación (normalmente en áreas presionadas), pueden ser determinados calculando el esfuerzo térmico por separado y luego se superpone en los esfuerzos, como resultado del peso de Overburden y la presión del fluido del wellbore.

Los esfuerzos alrededor del pozo a una profundidad, pueden ser determinados aplicando la teoría de la elasticidad. Para esto, es necesario asumir que la roca es elástica y obedece a la Ley de Hooke, tiene un módulo de elasticidad (E) y tiene una proporción de Poisson (ν). Después de que un pozo es perforado, el wellbore puede ser considerado como si estuviese dentro de un cilindro con paredes gruesas e infinitas.

La presión dentro del pozo es igual al peso del fluido del wellbore. Gogoi, 1986⁷¹ obtuvo ecuaciones que determinan los esfuerzos térmicos alrededor del wellbore durante los períodos de perforación y producción. La derivación de estas ecuaciones están basadas en Borsei et al. (1978)⁷² en los esfuerzos de un cilindro de paredes gruesas.

⁷¹ GOGOI, R. y KUTASOV, I.M. Temperature Distribution Around an Uncased Well with a History of Variations in Wellbore Temperature, 1986. SPE 15984.

⁷² KUTASOV, IM. 1999. Op.

Previamente, se determinó la distribución de temperatura radial en formaciones durante la perforación, donde estaba presente la circulación de lodo. Los esfuerzos térmicos alrededor del wellbore durante la perforación pueden ser determinados con ecuaciones 3.26 a 3.28, según Gogoi, 1986.

$$\sigma_{r,th} = \frac{\alpha E}{1-\nu} (T_w - T_f) \left[\frac{\ln r_D}{2 \ln R_{in}} - \frac{1}{2} \left(1 - \frac{1}{r_D^2} \right) \left(1 + \frac{1}{2 \ln R_{in}} \right) \right] \quad 3.26$$

$$\sigma_{\theta,th} = -\frac{\alpha E}{1-\nu} (T_w - T_f) \left[1 - \frac{\ln r_D}{2 \ln R_{in}} - \frac{1}{2} \left(1 - \frac{1}{r_D^2} \right) \left(1 + \frac{1}{2 \ln R_{in}} \right) \right] \quad 3.27$$

$$\sigma_{z,th} = -\frac{\alpha E}{1-\nu} (T_w - T_f) \left[\left(1 - \frac{\ln r_D}{\ln R_{in}} \right) \right] \quad 3.28$$

Donde $\sigma_{r,th}$, $\sigma_{\theta,th}$, $\sigma_{z,th}$ son los componentes normales de los esfuerzos térmicos radial, tangencial y axial respectivamente, en coordenadas cilíndricas, T_w es la temperatura del wellbore durante la perforación; T_f es la temperatura de la formación inalterada; r_D es la medida de la distancia dimensional en unidades del radio del wellbore, y R_{in} es el radio adimensional de influencia térmica. En la Tabla 2, se pueden apreciar las propiedades termoelásticas de las rocas, ρ es la densidad, E es el Módulo de Young, ν es la relación de Poisson, α es el coeficiente de expansión volumétrica de la matriz, c es la capacidad calorífica y λ es la difusividad térmica.

Tabla 2. Propiedades Termoelásticas Promedio de las Rocas.

Roca	$\rho \left(\frac{g}{cm^3} \right)$	$E, 10^9 (Pa)$	ν	$\alpha, 10^{-6} \text{ } ^\circ C^{-1}$	$c, \left(\frac{cal}{g^\circ C} \right)$	$\lambda, 10^{-3} \left(\frac{cal}{cm^\circ C} \right)$
Arena	2.5	16.237	0.25	10	2.5	8.2
Caliza	2.7	51.573	0.27	8	2.7	5.2
Dolomita	2.9	51.158	0.25	7	2.9	5.2
Shale	2.4	24.821	0.4	5.8	2.4	3.52

Fuente: Tomado de KUTASOV, IM. Applied Geothermics for Petroleum Engineers. USA: Elsevier, 1999.

3.4.2 Termoelasticidad⁷³. Para la construcción del modelo térmico, es necesario tener en cuenta parámetros tales como: la temperatura del fluido de perforación, el coeficiente de expansión volumétrica para la formación en un plano isotrópico, calor específico de la formación, la conductividad térmica, la densidad bulk y el coeficiente de expansión volumétrica para el fluido de perforación

En la última década, los efectos térmicos en la estabilidad de pozo, atrajeron la atención de investigadores. El mejor conocimiento de la temperatura del fluido de perforación en el anular, puede ayudar a determinar y optimizar los procesos de cementación y diseño de casing.

La temperatura en la pared del pozo puede ser aproximada por la temperatura del lodo en el anular. A continuación se muestran diferentes modelos a través de los cuales se puede determinar esta variable importante para el modelo térmico. Las soluciones a los estados pseudoestable (Holmes y Swift, 1970) y transitorio (Ramey, 1962; Kabir et al., 1996), son avalados para obtener la temperatura del lodo en el anular.

La temperatura del lodo en circulación en el anular puede ser relacionado como la condición inherente de frontera para los cálculos de difusión térmica, los cuales son iniciados por la diferencia de temperatura entre la pared del wellbore y la temperatura inicial de la roca reservorio. Los esfuerzos térmicos alrededor del hueco, resultan del cambio de la temperatura del wellbore (fluido de perforación).

3.4.2.1 Temperatura del Wellbore, T_w . La temperatura de entrada del fluido de perforación y la temperatura de la superficie de la tierra puede ser medida en superficie.

⁷³ CHEN, Guizhong. Study of Wellbore Stability in Shales including Poroelastic, Chemical, and Thermal Effects. The University of Texas at Austin, 2001.

La temperatura en la pared del pozo puede ser considerada como equivalente a la temperatura del fluido de perforación en el anular para un hueco abierto. La temperatura del lodo en circulación, puede ser calculada basado en flujo pseudoestable y transitorio (Ramey⁷⁴, 1962; Kabir et al⁷⁵, 1996).

La circulación del lodo, juega un rol importante en el perfil de temperatura del hueco. La temperatura del fluido de perforación varía con la profundidad del pozo y el tiempo de circulación tanto en el drill pipe como en el anular.

Un punto neutro ocurre a cierta profundidad en la cual el lodo de perforación y la formación tienen la misma temperatura, allí, la difusión térmica no tiene lugar. Enfriando el lodo se provee estabilidad de pozo en dicha sección, pero al mismo tiempo, la falla por colapso podría ocurrir en zonas poco presurizadas (Charlez⁷⁶, 1997).

El punto neutro se encuentra en profundidad cuando la temperatura del lodo es igual a la temperatura de la formación. El punto neutro es determinado solucionando $T_a = T_0$ para cada profundidad.

La máxima temperatura de lodo en el anular no es necesariamente la temperatura en fondo o puede no ser localizada en el fondo.

3.4.2.2.1 Modelo de Holmes and Swift⁷⁷, 1970. Conocer la temperatura del lodo en el anular mientras se perfora, puede ayudar a revelar las condiciones que están en fondo de pozo. La predicción precisa de las temperaturas máximas y mínimas que se encuentran durante la perforación permite seleccionar y preparar

⁷⁴ RAMEY, H. Wellbore Heat Transmission. Journal Petroleum Technology, 1962.

⁷⁵ KABIR, C, ET AL. Determining Circulation Fluid Temperature in Drilling, Workover, and Well-Control Operations. SPE Drilling & Completion, 1996.

⁷⁶ CHARLEZ, Ph. Op.

⁷⁷ HOLMES, C y SWIFT, S. Calculation of Circulating Mud Temperatures. Journal of Petroleum Technology, 1970. SPE 2318.

el lodo óptimo. Además, los perfiles de temperatura, también dan indicios sobre las características de la formación que está en contacto con la roca.

Para determinar el perfil en mención, proponen un modelo que predice la temperatura del lodo en la tubería de perforación y en el anular a cualquier profundidad del pozo. El modelo es una solución de la ecuación en estado estable para transferencia de calor entre el anular y el fluido de perforación más una ecuación de transferencia de calor aproximada para el transitorio entre el anular y la formación.

El modelo en este estudio es basado en la suposición que la transferencia de calor entre el fluido en el anular y la formación puede ser aproximada por un modelo de transferencia de calor lineal en estado estable. El trabajo de Edwards et al⁷⁸, ha mostrado que la temperatura es relativamente constante subestimando el intercambio de calor de la broca de perforación, afirmando una vez más que la suposición en estado estable sería una buena aproximación de este fenómeno. Además de esto, gobierna un modelo de un perfil lineal geotérmico.

El desarrollo del modelo es representado en la **Figura 20**. Una porción de cilindro de espesor dx es usada, asumen transferencia de calor en dirección radial y desprecian la conducción longitudinal. La acumulación de calor del fluido del anular entre la profundidad x y $x + dx$ es dada por la ecuación 3.29.

$$Q_{ax} - Q_{a(x+dx)} = W_{fl}C_{fl}[T_{ax} - T_{a(x+dx)}] \quad \mathbf{3.29}$$

Y en estado estable la aproximación de transferencia de calor entre el fluido en el anular y la formación es mostrada en la ecuación 3.30.

$$\emptyset = 2\pi r U_a (T_a - T_f) dx \quad \mathbf{3.30}$$

⁷⁸ EDWARDSON, M.J. et al. Calculation of Formation Temperature Disturbances Caused by Mud Circulation. J. Pet. Tech, 1962.

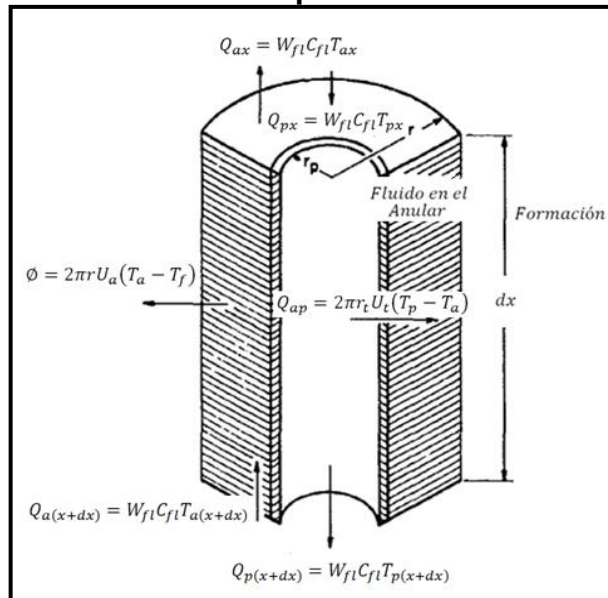
El balance de calor a través de la tubería de perforación es representado por la ecuación 3.31.

$$Q_{ap} = 2\pi r_t U_t (T_p - T_a) dx \quad 3.31$$

Combinando estas ecuaciones se obtiene la ecuación 3.32, ésta contiene el balance de transferencia de calor a través del anular.

$$W_{fl} C_{fl} \frac{dT_u}{dx} + 2\pi r_t U_t (T_p - T_a) = 2\pi r U_a (T_a - T_f) \quad 3.32$$

Figura 20. Elemento diferencial usado para derivar el modelo.



Fuente: Tomado de HOLMES, C y SWIFT, S. Calculation of Circulating Mud Temperatures. Journal of Petroleum Technology, 1970. SPE 2318.

La temperatura de la formación puede ser aproximada por la ecuación 3.33.

$$T_f = T_{es} + G_g \quad 3.33$$

Sustituyendo la ecuación 3.33 en el balance de calor para el anular, se obtiene el balance de calor plasmado en la ecuación 3.34 para el elemento, en este caso fluido de perforación que está circulando en el anular.

$$W_{fl}C_{fl}\frac{dT}{dx} + 2\pi r_t U_t (T_p - T_a) = 2\pi r U_a (T_a - T_{es} - G_g) \quad 3.34$$

Estas son las ecuaciones del modelo de transferencia de calor lineal. A continuación, en el set de ecuaciones de 3.35 a 3.40, se presenta la solución que permite determinar la temperatura del lodo en el anular:

$$A = \frac{C_{fl}W_{fl}}{2\pi r_t U_t}; \quad B = \frac{r_w U_a}{r_t U_t} \quad 3.35$$

$$C_1 = \frac{B}{2A} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right); \quad C_2 = \frac{B}{2A} \left(1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right) \quad 3.36$$

$$C_3 = 1 + \frac{B}{2} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right), \quad C_4 = 1 + \frac{B}{2} \left(1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right) \quad 3.37$$

$$K_1 = T_i - K_2 - T_{es} + G_g * A \quad 3.38$$

$$K_2 = \frac{G_g * A - (T_i - T_{es} + G_g * A) e^{C_1 H} (1 - C_3)}{e^{C_2 H} (1 - C_4) - e^{C_1 H} (1 - C_3)} \quad 3.39$$

$$T_a = K_1 C_3 e^{C_1 Z} + K_2 C_4 e^{C_2 Z} + G_g * Z + T_{es} \quad 3.40$$

Para todas las ecuaciones anteriores, la nomenclatura es la siguiente:

C_{fl} : Capacidad calorífica del fluido de perforación, $\frac{btu}{lbm^\circ F}$

Q_a : Flujo de calor en el anular, $\frac{Btu}{hora}$

Q_{ap} : Flujo de calor a través de la tubería, $\frac{Btu}{hora}$

H : Profundidad total del pozo, ft

G_g : Gradiente Geotérmico, $^{\circ}\frac{F}{ft}$

r_t : Radio de la tubería de perforación, ft

r_w : Radio del pozo, ft

T_a : Temperatura del lodo en el anular, $^{\circ}F$

T_{es} : Temperatura de la superficie de la tierra, $^{\circ}F$

T_f : Temperatura de la formación, $^{\circ}F$

T_p : Temperatura del lodo en la tubería, $^{\circ}F$

T_i : Temperatura de entrada del fluido de perforación, $^{\circ}F$

U_t : Coeficiente de transferencia de calor de la tubería de perforación, $btu - ft^2 - ^{\circ}F - hr$

U_a : Coeficiente de transferencia de calor a través del anular, $btu - ft^2 - ^{\circ}F - hr$

W_{fl} : Tasa de flujo másico, $\frac{lbm}{hora}$

Z : Profundidad específica del pozo, ft

$A, B, C_1, C_2, C_3, C_4, K_1, K_2$: Constantes

3.4.2.2 Modelo Transitorio de KABIR ET AL⁷⁹. Kabir et al., en 1996 presentaron una aproximación para calcular la temperatura transitoria del lodo durante la circulación, la cual incorpora diferentes temperaturas adimensionales a diferentes tiempos. El modelo es idéntico a la aproximación de Ramey de la solución de la línea fuente (1962).

La correlación de Hasan-Kabir se aproxima en las ecuaciones de 3.41 a 3.48.

$$T_D = 1.1281\sqrt{t_D}(1 - 0.3\sqrt{t_D}) \quad \text{si } 10^{-10} \leq t_D \leq 1.5 \quad 3.41$$

$$T_D = (0.4063 + 0.5\ln t_D) \left(1 + \frac{0.6}{t_D}\right) \quad \text{si } t_D > 1.5 \quad 3.42$$

$$t_D = \frac{ct}{r_w^2} \quad 3.43$$

$$A = \frac{C_{fl}W_{fl}}{2\pi} \left[\frac{K_e + r_w U_a T_D}{r_w U_a K_e} \right]; \quad B = \frac{C_{fl}W_{fl}}{2\pi r_t U_t} \quad 3.44$$

⁷⁹ KABIR, C, ET AL. Determining Circulation Fluid Temperature in Drilling, Workover, and Well-Control Operations. SPE Drilling & Completion, 1996.

$$C_1 = \frac{1}{2A} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4A}{B}} \right); \quad C_2 = \frac{1}{2A} \left(1 - \sqrt{1 + \frac{4A}{B}} \right) \quad 3.45$$

$$K_1 = - \frac{(T_i + B * G_g - T_{es}) C_2 e^{C_2 H} + G_g}{C_1 e^{C_1 H} - C_2 e^{C_2 H}} \quad 3.46$$

$$K_2 = - \frac{(T_i + B * G_g - T_{es}) C_1 e^{C_1 H} + G_g}{C_1 e^{C_1 H} - C_2 e^{C_2 H}} \quad 3.47$$

$$T_a = (1 + C_1 B) K_1 e^{C_1 Z} + (1 + C_2 B) K_2 e^{C_2 Z} + G_g * Z + T_{es} \quad 3.48$$

Donde c es la difusividad hidráulica con unidades de in^2/s . Toda la nomenclatura mostrada con sus respectivas unidades, son iguales a las expresadas en la correlación anterior (Holmes y Swift).

3.4.2.2.3 Modelo de Thompson y Burgess⁸⁰. Las suposiciones que propusieron Thompson y Burgess en 1985 para su modelo fueron:

1. La conducción de calor es radial en el wellbore. La conducción axial es ignorada en todas las regiones, incluyendo la tubería de perforación, casing, lodo y formación.
2. La roca tiene una temperatura geotérmica. Desprecian el intercambio de calor entre la broca, tubería, anular, formación y lodo.
3. Desprecian las pérdidas mecánicas por fricción en el pozo.
4. La temperatura del lodo cambia cuando varía la profundidad.
5. La inercia térmica de la tubería, casing y cemento es ignorado. Estas regiones son simuladas con los coeficientes de transferencia de calor.
6. La magnitud y consecuencia de la convección en el wellbore entre el fluido y las paredes del pozo no se evalúa.

⁸⁰ Thompson y Burgess. The Prediction of Interpretation of Downhole Mud Temperature While Drilling. Society of Petroleum Engineers, 1985. SPE 14180.

7. El fluido de perforación se toma como incompresible, de propiedades constantes. La densidad del lodo, el calor específico y la viscosidad son dependientes de la presión y la temperatura.

8. Se tienen dos volúmenes de control de fluido, el de la formación y el de perforación en el anular.

El Balance de Calor considera un volumen de control entre una profundidad x y $x + dx$ consiste en un elemento y alrededor de él, se encuentra el fluido en el anular.

Aplicando la ecuación de energía térmica expresada en la ecuación 3.49.

$$\int \rho C_{fl} \frac{DT}{Dt} \cdot dV - \int T \beta \frac{Dp}{Dt} dV - \int r_i \frac{\delta v_i}{\delta x_j} dV = - \int q_i dA_i \quad 3.49$$

El segundo término de la ecuación 3.49 hace referencia al trabajo debido a la expansión y es muy poco. La mayor parte del gradiente de presión es debida a la cabeza hidrostática. El tercer término son las pérdidas de potencia por unidad de volumen debida a la disipación viscosa.

Despreciando la conducción de calor axial, se obtienen las ecuaciones 3.50 y 3.51 aplicadas para los dos volúmenes de control de fluidos.

$$\rho_1 c_1 A \left[\frac{\delta T_1}{\delta t} + \vartheta_1 \frac{\delta T_1}{\delta x} \right] = Q 2\pi r_i + p'_1 \quad 3.50$$

$$\rho_2 c_{f12} A \left[\frac{\delta T_2}{\delta t} + \vartheta_2 \frac{\delta T_2}{\delta x} \right] = -Q 2\pi r_t + p'_2 + q' 2\pi a \quad 3.51$$

Reescribiendo las ecuaciones 3.50 y 3.51 se obtienen las ecuaciones 3.52 y 3.53. Finalmente, la ecuación 3.54 muestra el flujo de calor en el wellbore.

$$\frac{\delta T_1}{\delta t} + \vartheta_1 \frac{\delta T_1}{\delta x} = \frac{2\pi r_t U_a}{\rho_1 c_{f11} A_1} (T_2 - T_1) + \frac{p'_1}{\rho_1 c_1 A} \quad 3.52$$

$$\frac{\delta T_2}{\delta t} + \vartheta_2 \frac{\delta T_2}{\delta x} = -\frac{2\pi r_t U_a}{\rho_2 C_{f12} A_2} (T_2 - T_1) + \frac{p_2'}{\rho_2 c_2 A} + q \quad 3.53$$

$$q = \frac{2\pi r_w}{\frac{p_1'}{\rho_1 c_1 A} C_{f12} A_2} \cdot U_t (T_3 - T_2) \quad 3.54$$

La nomenclatura adicional presentada por estos autores es:

v: Velocidad Cinemática

A: Area

T_1, T_2 : Temperaturas de los volúmenes de control de fluido

T_3 : Temperatura de la Formación

Este modelo aplica a pozos que ya han sido completados, razón por la cual no es posible aplicarla en este trabajo. Las variables que maneja son totalmente dependientes de la viscosidad y la velocidad cinemática, lo que la hace una correlación muy teórica y poco práctica. Además, considera la convección del fluido de perforación y establece márgenes de transferencia de calor o aislamientos que incluyen el cemento del pozo.

3.4.2.2.4 Modelo de Heller, Couch y Berry⁸¹. Heller, Couch y Berry propusieron un modelo analítico que permite determinar la distribución de temperatura en columnas de lodo circulando.

Este modelo describe la transferencia de calor en dos dimensiones. Considera el lodo fluyendo en el pozo y su retorno por el anular. Los resultados calculados muestran que el uso de soluciones en estado estable previamente publicadas dan buenas estimaciones de las temperaturas del lodo circulando. La solución transiente presentada por estos autores es más usada para ajustar temperaturas obtenidas con el registro de temperatura.

⁸¹ THOMPSON y BURGESS. The Prediction of Interpretation of Downhole Mud Temperature While Drilling. Society of Petroleum Engineers, 1985. SPE 14180.

Adicionalmente, consideran que la energía de la viscosidad del fluido, energía rotacional y la energía de la broca son ítems significantes en el balance de calor y los incluyen en su modelo. Así mismo, calculan la distribución de temperatura para un pozo vertical, la cual permite determinar el incremento de la misma en la tubería, lo que indirectamente da una estimación del gradiente de temperatura que origina los esfuerzos en el casing con el objetivo de predecir la falla o colapso en un modelo de estabilidad de pozo. De igual forma, plantean las fronteras para el balance de energía teniendo en cuenta el pozo completado.

3.4.2.2.5 Modelo de Philippe Gilbert et al⁸². En 2009, Philippe Gilbert et al, presentaron un modelo para determinar la temperatura del lodo en circulación con un modelo numérico basado en las propiedades reológicas del lodo, la transferencia de calor entre el lodo y la formación. El modelo está basado en la Ley de Nusselt ya que ésta modela la geometría en el anular y simula la potencia de la transferencia de calor; fue construido e implementado en un software numérico con la colaboración de Total.

Éste es la combinación de las aproximaciones hechas de Karstad et al (1997), Thompson et al (1985) tomando la cantidad de calor de la rotación de la broca y las bombas. Considerando un régimen estacionario consideraron los aportes de Raymond et al (1968). Tomaron de Like Tzer (2007), Kamath (1990) y Kuzay (1977) la influencia de la rotación en el número de Nusselt.

Este modelo incluye la transferencia de calor por conducción y convección en un sistema de cuatro ecuaciones acopladas. Este sistema de ecuaciones no se utilizó en este trabajo de investigación debido a que considera el flujo por

⁸² GILBERT, P. Numerical Computation of a Circulating Drilling Fluid. Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition, 2009. SPE/IADC 125697.

conducción y convección, cuando el pozo es perforado y puesto en producción (convección), de igual forma, considera el completamiento del pozo.

Lo que se desea cuantificar en este trabajo de investigación es la temperatura del fluido en el anular únicamente. La correlación más fácil de manejar por las variables de entrada que requiere y por la versatilidad del balance de energía, acompañado de la transferencia de calor solo por conducción entre la formación y el fluido en el anular es la planteada por Holmes y Swift en 1972.

3.4.2.3 Fundamentos y Variables usadas en la aplicación de la Termoelasticidad.

Difusión Térmica. La temperatura inicial y de frontera de la roca porosa y el fluido de perforación, expansiones térmicas, coeficientes de transferencia de calor en el pozo y difusividades térmicas son requeridas para cálculos de la difusión térmica. Charlez⁸³ en 1997, encontró que las constantes de difusión térmica cambian muy poco de una roca a otra.

Coefficientes de expansión térmica volumétrica. La variación entre los coeficientes de expansión térmica volumétrica contribuye al cambio de la presión de poro en la formación perforada cuando hay cambios de temperatura. Métodos experimentales para medir los coeficientes térmicos de expansión son presentados por Charlez (1991) y Somerton (1992). Prats⁸⁴ en 1986, listó el promedio de coeficientes de expansión térmica volumétrica de varias rocas de petróleo con un rango de 4 a 5.9 en una magnitud de $10^{-5} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$.

⁸³ CHARLEZ, Ph. Rock Mechanics: Volume 2, Petroleum Applications. Paris: Editions Technip, 1997.

⁸⁴ PRATS, M. Thermal Recovery. SPE Monograph, 1986.

La expansión térmica de las rocas es relativamente pequeña en magnitud y menor que la del agua. Esto tiene un menor efecto en volumen o en la densidad bulk, pero la diferencia entre la expansión tanto de la roca como del agua, puede afectar la presión de poro significativamente para rocas con baja permeabilidad o shales.

Difusividad Térmica. La difusividad térmica es definida en la ecuación 3.55.

$$c_o = \frac{\lambda}{\rho_b c_b} \quad 3.55$$

c_o = Difusividad Térmica

λ = Conductividad Térmica bulk del material

ρ_b = Densidad bulk

C_b = Calor Específico

Las conductividades térmicas y calor específico de rocas son listados en Charlez⁸⁵ 1991, en el cual los shales son localizados en el rango de 0.89 a 2.678W/m-°K y de 750 a 810 J/Kg-°K en calor específico. Las conductividades térmicas de un medio poroso pueden ser calculados para el fluido y las propiedades de la roca sólida usando modelos combinados según Somerton⁸⁶, 1991.

Coeficientes de Transferencia de Calor. Los coeficientes de transferencia de calor en la tubería de perforación y en el anular, U_t y U_a son requeridos para los cálculos de la temperatura del lodo. Este parámetro es definido en Bird, Stewart y Lightfoot⁸⁷ (1960) y puede también ser encontrado en muchos otros coeficientes de transferencia de calor publicados (McAdams⁸⁸, 1942) o ser definida por los fabricantes metalúrgicos de este tipo de tuberías.

⁸⁵ CHARLEZ, Ph. Op.

⁸⁶ SOMERTON, W. Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock/Fluid Systems. Development in Petroleum Science: Elsevier, 1992.

⁸⁷ BIRD, R. ET AL. Transport Phenomena. John Wiley & Sons, Inc, 1960.

⁸⁸ McADAMS, W. H. Heat Transmission. Second Edition, McGraw-Hill, 1942.

3.4.2.4 Solución de la Ecuación de Difusividad Térmica. Las condiciones de frontera son planteadas en las expresiones 3.56 y 3.57.

$$p^f(r, 0) = 0; \quad p^f(\infty, t) = 0; \quad p^f(r_w, t \geq 0) = p_{nw} - p_o = p_w - p_\pi - p_o \quad \mathbf{3.56}$$

$$T^f(r, 0) = 0; \quad T^f(\infty, t) = 0; \quad T^f(r_w, t) = T_w(t) - T_o \quad \mathbf{3.57}$$

Para generar la solución de la ecuación de difusividad térmica con las condiciones de frontera descritas anteriormente y teniendo en cuenta la variación de la temperatura en la pared del wellbore, se presentan los siguientes casos:

a. Temperatura constante en la pared del wellbore y a una distancia radial de la formación, la solución cerrada es planteada en la ecuación 3.58. Como el análisis se hace en la pared del wellbore ($r = r_w$), la expresión se reduce a la descrita en la ecuación 3.59.

$$T(r, t) = T_o + (T_w - T_o) \sqrt{\frac{r_w}{r}} \operatorname{erfc} \left(\frac{r-r_w}{2\sqrt{c_o t}} \right) \quad \mathbf{3.58}$$

$$T(r, t) = T_o + (T_w - T_o) \quad \mathbf{3.59}$$

b. Si la temperatura en la pared del wellbore es transitoria y además se considera una condición de frontera casi constante, la solución aproximada, puede ser escrita como en la ecuación 3.60.

$$T(r, t) = T_o + (T_{wi}(t) - T_o) \sqrt{\frac{r_w}{r}} \operatorname{erfc} \left(\frac{r-r_w}{2\sqrt{c_o t}} \right) \quad \mathbf{3.60}$$

c. Para temperatura variable en la pared del wellbore, la temperatura de la roca puede ser calculada usando la superposición aproximada de la ecuación 3.61.

$$T(r, t) = T_0 + \sqrt{\frac{r_w}{r}} \sum_{i=1}^n \left\{ [T_{wi}(t) - T_{w,i-1}(t)] \operatorname{erfc} \left(\frac{r-r_w}{2c_o(t_n-t_{i-1})} \right) \right\} \quad 3.61$$

3.4.2.5 Esfuerzos inducidos por la difusión hidráulica y cambios de temperatura en la roca. En la pared del pozo, las tres componentes de esfuerzos radial, tangencial y axial, son descritas en las ecuaciones 3.62 a 3.64 respectivamente.

$$\sigma_{rr} = p_w \quad 3.62$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} p^f(r, t) + \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} T^f(r, t) - p_w \quad 3.63$$

$$\sigma_{zz} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} p^f(r, t) + \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} T^f(r, t) \quad 3.64$$

Aplicando las soluciones halladas en el ítem anterior, las ecuaciones anteriores se reducen a las ecuaciones 3.65, 3.66 y 3.67.

$$\sigma_{rr} = p_w \quad 3.65$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (p_w - p_\pi - p_0) + \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} (T_w - T_f) - p_w \quad 3.66$$

$$\sigma_{zz} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (p_w - p_\pi - p_0) + \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} (T_w - T_f) \quad 3.67$$

Donde α es la constante de Biot, α_m es el coeficiente de expansión térmica volumétrica del espacio poroso en $^{\circ}F^{-1}$, ν es la Relación de Poisson, E es el Módulo de Young, p_w es el peso del lodo, p_π es la presión osmótica y p_0 es la presión de poro.

Los esfuerzos totales son la combinación de los esfuerzos inducidos in situ (mecánica), más los esfuerzos inducidos por flujo y los esfuerzos inducidos térmicos.

Los esfuerzos mecánicos (en la pared del wellbore), son dados en muchas referencias y se plantean en las ecuaciones 3.68 a 3.70 (Fjaer et al⁸⁹, 2008).

$$\sigma_{rr} = p_w \quad 3.68$$

$$\sigma_{\theta\theta} = (\sigma_{xx} + \sigma_{yy}) - 2(\sigma_{xx} - \sigma_{yy}) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - P_w \quad 3.69$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_{zz} - \nu[2(\sigma_{xx} - \sigma_{yy}) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta] \quad 3.70$$

Las ecuaciones anteriores son consideradas como las ecuaciones básicas para la resolución de los problemas planteados inicialmente y serán aplicadas en este trabajo de investigación. Cualquier efecto, debido a la difusión hidráulica y difusión de fluidos inducida por cambios térmicos, debe ser sumado a los esfuerzos calculados de estas ecuaciones para generar el estado total de esfuerzos.

3.4.3 Otros Modelos de Estabilidad de Pozo. Abousleisman et al⁹⁰, (1996) analizó la poroviscoelasticidad y Addis y Wu⁹¹ en 1993 analizaron la elasticidad no lineal en sus publicaciones.

La plasticidad fue investigada por McLean⁹² en 1989 y Ewy⁹³ en 1991, analizó la anisotropía poroelástica en un problema de Mandel generalizado incluyendo un

⁸⁹ FJAER, ET AL. Op.

⁹⁰ ABOUSLEIMAN, Y ET AL. Poroviscoelastic Analysis of Borehole and Cylinder Problems. 1996

⁹¹ ADDIS, M. y WU, B. The Role of the Intermediate Principal Stress in Wellbore Stability Studies: Evidence From Hollow Cylinder Tests. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science. 1993.

⁹² McLEAN, M. Analysis of Wellbore Stability. Ph.D. Dissertation University of London, 1989.

hueco inclinado; esto fue resuelto usando el método de elementos finitos (FEM). El FEM hace que el comportamiento anisotrópico del material, sea manejado fácilmente a diferencia de otros métodos analíticos tradicionales.

Comparando los resultados numéricos con soluciones analíticas, Choi y Tan⁹⁴ en 1998, validaron el componente poroelástico. Ellos también validaron el modelo termoporoelástico, mejorado por experimentos numéricos sencillos para determinar los cambios inducidos en los esfuerzos efectivos, deformaciones y la presión de poro que satisfacen la ecuación de difusividad.

Wang y Dusseault⁹⁵ en 1995, presentaron un modelo termoporoplástico para evaluar los cambios de temperatura y la presión de poro en un medio friable con baja permeabilidad. Los resultados pueden ser aplicados a situaciones de perforación en la industria del petróleo, bajo una condición segura de peso de lodo y escenarios de falla del hueco.

3.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS ELÁSTICOS, QUÍMICOS Y TÉRMICOS REVISADOS.

A continuación, se resumirá la información recopilada con el objeto de ubicar al lector cronológicamente en los modelos planteados por otros autores y resaltar el que será implementado en la Herramienta QTE. En la **Tabla 3** se dan a conocer los modelos elásticos y químico.

⁹³ EWY, R. T. 3D Stress Effects in Elastoplastic Wellbore Failure Models. Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science, 1991.

⁹⁴ CHOI, S y TAN, C. Modeling of Effects of Drilling-Fluid Temperature on Wellbore Stability. 1998 SPE 47304.

⁹⁵ WANG, Y y DUSSEAULT, M. Response of a Circular Opening in a Friable Low Permeable Medium to Temperature and Pore Pressure Changes," International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. 1995

Tabla 3. Comparación de los modelos Elásticos y Químicos.

MODELO	AUTOR	CONSIDERACIONES BÁSICAS
Elástico	Bradley, Fairhurst, 1979.	Pioneros en Modelos mecánicos, estudiaron la influencia de los esfuerzos in situ y la presión del wellbore.
	Santarelli, 1986	Modelo elástico lineal, considerando variable el Módulo de Young.
	Aadnoy, Chenevert, Fuh, Yew, McLean, 1990	Modelo mecánico que incluye las propiedades isotrópicas de la roca, el comportamiento de deformación elástico lineal, los esfuerzos vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo.
	Zhou et al, 1996	Presentaron una función de Desai truncada como criterio de falla. Este era similar al Criterio de Drucker Prager.
	Ewy, 1999	Calculó esfuerzos inducidos por los esfuerzos in situ y la presión en la pared del wellbore. Aplicó criterio de Falla de Lade modificado.
	Fjaer et al, 2008	Correlación de esfuerzos radial, axial y tangencial que incluye las propiedades mecánicas de la roca.
Químico	Chenevert, Pernot, Chen, Zhang, Mody y Hale*	Su variable reina es la presión osmótica, en ella intervienen la eficiencia de membrana y las actividades del fluido de perforación y del shale.

*Autores más destacados.

En la **Tabla 4**, se muestran los modelos planteados tanto para la temperatura de la formación como para la temperatura del lodo durante su circulación, ya que el modelo térmico se contabiliza con el delta de temperaturas entre la formación y el lodo y las propiedades mecánicas de la roca.

Tabla 4. Comparación de los modelos Térmicos.

MODELO TÉRMICO	AUTOR	CONSIDERACIONES BÁSICAS
Temperatura de la formación	Geotermia: Kutasov, 1976	Correlación de esfuerzos radial, axial y tangencial para el pozo y el casing afectados por temperatura en términos de variables de yacimiento.
	Temoelasticidad: Guizhong Chen, 2001	Correlación de esfuerzos radial, axial y tangencial para el pozo, afectados por las propiedades mecánicas y térmicas de la roca.
Temperatura del lodo durante su circulación	Holmes y Swift, 1970	Modelo lineal en estado estable. Se tienen correlaciones con propiedades térmicas del fluido de perforación para calcular el perfil de temperatura en profundidad.
	Thompson y Burgess, 1985	Modelo de conducción de calor lineal, la conducción axial es ignorada. Para pozos completados.
	Couch y Berry, 1985	Modelo analítico en 2D, incluye la energía rotacional de la broca y la energía de la viscosidad del fluido.
	Kabir et al, 1996	Modelo transitorio, solución de la línea fuente de Ramey.
	Gilbert et al, 2009	Modelo numérico (Software) basado en propiedades reológicas del lodo y la Ley de Nusselt que modela la geometría en el anular y la potencia de la transferencia de calor.

Los modelos sombreados, son los implementados en el Modelo Químico Termo Elástico del presente trabajo de investigación, ya que presentan correlaciones con las variables necesarias para cuantificar cada efecto, disminuyendo el grado de complejidad y la incertidumbre en los cálculos realizados por la Herramienta QTE.

4. MODELO QUÍMICO TERMO ELÁSTICO

Las formaciones arcillosas, shales, presentan dificultades durante las operaciones de perforación, su estabilidad ha sido de gran importancia en la industria petrolera durante décadas, ya que la solución a estos problemas generan costos adicionales enormes. De esta manera, es necesario aproximarse al comportamiento de este tipo de formaciones por medio de un modelo geomecánico.

Los factores que causan problemas de estabilidad pueden ser clasificados en diferentes efectos, basados en la alteración de los esfuerzos efectivos: mecánicos, químicos (difusión de fluidos y difusión de solutos) y difusión térmica.

Los siguientes mecanismos se deben tener en cuenta cuando se realiza un modelo geomecánico en formaciones arcillosas-shales:

- Difusión de Fluidos: Entre el fluido de perforación y el fluido de poro, manejado por la diferencia de presión hidráulica.
- La interacción entre el fluido de perforación y la formación arcillosa en los esfuerzos efectivos en la pared del pozo y en la vecindad del mismo. Esto incluye el transporte de fluidos debido a la diferencia de la actividad del agua en el fluido de perforación y el shale y la capacidad de reflexión de la formación o eficiencia de membrana.
- Flujo de Solutos: La diferencia de concentración iónica entre el fluido de perforación y el shale causa transporte iónico entre ellos.

- La diferencia de temperatura entre el fluido de perforación y la formación, especialmente en pozos profundos, causa la alteración volumétrica de la matriz de la roca. Los esfuerzos efectivos de la roca cambiarían bajo un nuevo equilibrio.

Datos experimentales muestran claramente que la resistencia del shale y la presión de poro, son altamente afectadas por la interacción del fluido de perforación y el fluido de poro de la formación arcillosa⁹⁶. La presión de hinchamiento se genera cuando al perforar existe un flujo de fluidos dentro del shale, y esta presión desencadena el cambio (usualmente aumenta) en la presión de poro.

La alteración de la presión de poro causada por la interacción puede ser calculada por la diferencia de actividades.

La eficiencia de membrana es usada para ajustar la alteración actual de la presión de poro, contabilizando la interacción fluido/shale y el tipo de membrana (bajo condiciones óptimas, el tipo de membrana debe ser semipermeable).

Cuando el fluido de perforación está circulando, su temperatura en el drill pipe y en el anular varía con la profundidad del pozo y el tiempo de circulación. La temperatura del fluido de perforación en la pared del pozo es de interés en este modelo de estabilidad, y puede ser considerada como la medida de la temperatura en el anular.

Una vez la presión de poro y los esfuerzos totales son obtenidos, la estabilidad del shale puede ser analizada y finalizada por la comparación de los esfuerzos existentes con el criterio de falla.

⁹⁶ CHEN, Guizhong. Op.

4.1 VARIABLES DEL MODELO

El primer paso a seguir cuando se evalúa la aplicabilidad de un modelo de estabilidad de pozo, es analizar los diferentes parámetros que influyen el fenómeno que allí ocurre. Una completa lista de factores que pueden influenciar la inestabilidad, se discuten a continuación.

- **Esfuerzos In Situ**

En general, los esfuerzos in situ, localizados a una distancia de la pared del pozo a una profundidad particular es dividido en tres esfuerzos principales: dos esfuerzos horizontales y uno vertical o esfuerzo de Overburden (Chen, 2000).

En algunas situaciones los esfuerzos horizontales no son iguales, a esto se le conoce como anisotropía.

- **Anisotropía**

En la mayoría de modelos de estabilidad de pozos, la roca que contiene el recurso es modelada como un material isotrópico. Sin embargo, las rocas sedimentarias pueden ser clasificadas como transversalmente isotrópicas y las propiedades de los materiales a lo largo del plano de falla son diferentes al plano perpendicular del mismo. Una clasificación más compleja de las propiedades de los materiales, pueden ser usadas (cúbica, ortotrópica, entre otras) dependiendo de la simetría de la roca. La anisotropía del material modificará las ecuaciones constitutivas de la formación. En este caso, como el análisis se hace con la profundidad, los efectos de la anisotropía no son cuantificables.

En muchas aplicaciones, la roca puede ser modelada como un medio elástico. En un medio elástico, la relación entre los esfuerzos y la deformación puede ser lineal

o no lineal, pero la deformación asociada con un esfuerzo particular es independiente de la trayectoria de esfuerzos anteriores. También, si los esfuerzos son totalmente liberados, el medio retorna a su estado original libre de cualquier deformación plástica o permanente.

Si el material es asumido como lineal e isotrópico, los esfuerzos y las deformaciones son relacionados por dos constantes independientes del material. Estas constantes son el Módulo de Young (E) y el Módulo de Poisson (ν). Generalmente, la roca es modelada como isotrópica, elástica-lineal y con un medio poroso sólido continuo, en una condición de plano de deformación a lo largo del eje del pozo.

- **Presión del Wellbore**

Durante los procesos de perforación, la presión del wellbore es mantenida por encima de la presión de poro, con el fin de prevenir influjos indeseables de fluidos o gases dentro del pozo (evitar la ocurrencia de patadas de pozo y reventones). La presión del wellbore podría cambiar durante la perforación de una condición estática a una condición dinámica.

En condiciones estáticas, la presión del wellbore es simplemente debida al peso del fluido de perforación, pero si el lodo está circulando en el wellbore, la presión también incrementa para superar la presión del fluido de perforación y las fuerzas viscosas.

- **Flujo de Fluidos**

El fluido de perforación o fluido de poro es capaz de fluir libremente en el sistema fluido de perforación/roca para formaciones permeables o mud cakes permeables. Este comportamiento será muy lento en formaciones con permeabilidades muy

bajas, como los shales. Bajo una condición de frontera impermeable tal como el límite del casing o un mud cake impermeable, el flujo de fluidos puede ser completamente prohibido, lo cual garantiza que la presión de poro de la formación no se ve inalterada por la presión del wellbore. Bajo una condición de frontera de no flujo, solamente los efectos térmicos gobiernan la alteración de la presión de poro.

- **Efectos Térmicos**

Debido a la circulación de lodo, la formación alrededor del wellbore es generalmente enfriada de su temperatura original excepto la parte superficial del pozo. Este proceso reduce el esfuerzo compresivo tangencial y la presión de poro, reduciendo la susceptibilidad del pozo a la falla compresiva. De este modo, enfriando el lodo se tendría un efecto benéfico en el hueco, mientras que calentándolo se podría tener un efecto negativo.⁹⁷

- **Interacción Química entre el fluido de perforación y el Shale**

Además de un peso de lodo inadecuado, la inestabilidad del pozo es relacionada con el influjo de fluido (tal como filtrado de lodo) a la formación, debido al incremento de la presión de poro en la vecindad del wellbore y por la disminución de la resistencia del shale (Chenevert and Pernot⁹⁸, 1998).

El movimiento de agua dentro y fuera del shale es gobernado por varios mecanismos los cuales dos de los más relevantes son: 1) la diferencia de presión hidráulica entre la presión del wellbore y la presión del fluido de poro del shale, y 2) La diferencia del potencial químico entre el fluido de perforación y el fluido de poro del shale. El flujo neto de fluidos (tasa de flujo hidráulico y tasa de flujo

⁹⁷ Ibid.

⁹⁸ CHENEVERT, M. E. y PERNOT, 1998. Op.

químico) dentro o fuera de la formación resulta en fuerzas que impactan la presión de poro, el estado de esfuerzos del hueco y la resistencia de la roca de la formación.

Un tipo diferente de interacción ocurre entre la salinidad del agua del fluido de perforación y la concentración salina de la formación. El uso de agua fresca como base puede filtrar la sal y producir cavernas en el pozo. Para evitar este fenómeno, el fluido de perforación es saturado con sal para evitar cualquier gradiente de concentración entre el lodo y la formación.

- **Resistencia de la Roca**

Los Shales pueden experimentar alteración en su resistencia una vez se exponen a diferentes fluidos de perforación. Chenevert and Pernot (1998) observaron estas interacciones para Shales Gumbo y del Golfo de México, con varias muestras de fluidos y concluyeron que la mayoría de los fluidos podrían disminuir la resistencia de la roca con el tiempo.

Aparentemente, el fluido de poro original es capaz de mantener la resistencia inicial del shale, pero esta situación podría ser perturbada una vez la formación arcillosa es perforada y está en contacto con el fluido de perforación. La ecuación 4.1 es desarrollada por el análisis de datos experimentales (Chenevert⁹⁹, 1998).

$$C = C_e + (C_0 - C_e)e^{at} \quad 4.1$$

Donde C es la resistencia cohesiva como función del tiempo de hidratación, t , en días; C_0 es la resistencia cohesiva inicial del shale, C_e es la cohesión de equilibrio del shale y a es un factor de alteración el cual es negativo para la mayoría de fluidos de perforación. Este efecto no se tuvo en cuenta en la codificación de la

⁹⁹ CHENEVERT, M. 1998. Op.

herramienta de cálculo, pues la cohesión de equilibrio debe determinarse experimentalmente para cada formación arcillosa y es necesario determinar de qué depende esta variable (minerales presentes, grado de hidratación, tipo de arcilla, entre otros) para poder establecer con veracidad los resultados de un perfil de cohesión.

- **Criterio de Falla**

Teniendo determinados los esfuerzos y puntos alrededor de la pared del wellbore, es necesario comparar los esfuerzos calculados otra vez bajo el concepto de resistencia de la formación. El wellbore falla cuando se excede la resistencia a la tensión o la resistencia a la compresión de la roca. Como la presión en el pozo aumenta, los esfuerzos en la roca alrededor del wellbore llegan al límite Tensil, resultando en fractura de la roca y originando pérdidas de circulación.

Con la disminución de la presión del wellbore, si la resistencia compresiva de la roca es excedida, la roca falla en compresión. Si la roca es frágil, la falla compresiva produce derrumbe de la roca (colapso), dando como resultado una ampliación del hueco. Las rocas con comportamiento plástico fluyen dentro del hueco resultando en un Tight hole (apretamiento del hueco).

Las rocas se comportan diferentes en tensión y en compresión y como resultado, diferentes criterios de falla son requeridos para describir cada tipo de falla. La mayoría de criterios, son expresados en términos de los esfuerzos principales. Hay diferentes tipos de criterio de falla compresiva tales como Mohr-Coulomb, Von Mises, Von Mises extendido y Drucker Prager. Generalmente, el criterio de falla por tensión se basa en la comparación del esfuerzo mínimo principal efectivo con la resistencia de la roca.

Algunos factores que afectan la falla del wellbore pueden ser controlados, mientras que otros son imposibles de controlar por las propiedades intrínsecas de la roca. Estos factores que afectan la estabilidad de pozo se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Factores que afectan la Estabilidad de Pozo

Factores controlables	Factores no controlables
<ul style="list-style-type: none"> • Presión del Wellbore (peso del lodo). • Tipo del fluido de perforación. • Química del fluido de perforación. • Orientación del pozo, dirección relativa a los esfuerzos. • Temperatura del lodo. • Tamaño del hueco. • Tamaño de la tubería de perforación. • Tasa de circulación. • Tiempo de exposición. • Operación de perforación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Esfuerzos in situ. • Litología de la roca. • Química del fluido del shale. • Porosidad de la roca, permeabilidad original y compresibilidad. • Temperatura inicial de la roca. • Resistencia de la roca. • Presión de poro inicial • Fracturas naturales • Propiedades térmicas de la roca. • Gradiente Geotérmico.

Fuente: CHEN, Guizhong. Study of Wellbore Stability in Shales including Poroelastic, Chemical, and Thermal Effects. The University of Texas at Austin, 2001.

4.2 HERRAMIENTA DE CÁLCULO QTE (MODELO QUÍMICO TERMO ELÁSTICO).

Un completo modelo es presentado, el cual considera los efectos mecánicos, químicos y térmicos en la estabilidad de un shale. Este modelo contribuye a la industria del petróleo en los siguientes aspectos:

- a. Contabiliza los efectos químicos, térmicos, mecánicos y el flujo de fluidos.
- b. Calcula la temperatura del lodo durante su circulación y el perfil de temperatura de la formación.
- c. Contabiliza el efecto de la temperatura de la formación en la presión osmótica (variable química).
- d. Incluye el estado de esfuerzos y falla que se puede dar en la pared del pozo.

Para la construcción de este modelo se plantean las siguientes suposiciones:

- La temperatura del wellbore o del fluido de perforación y de la formación cambian en profundidad.
- Los cambios de temperatura de la formación afectan la presión osmótica, la cual indica el grado de hidratación o deshidratación de la formación arcillosa, parámetro importante para predecir el colapso o fractura de la misma.
- La temperatura del fluido de perforación se calcula durante su circulación en el pozo.

4.2.1 Entrada de Datos. Cada modelo como tal tiene sus variables de entrada de acuerdo al tipo de efecto a cuantificar, esto se muestra a continuación.

4.2.1.1 Parámetros Modelo Elástico

Tabla 6. Parámetros de Entrada Modelo Elástico

VARIABLES	UNIDADES
Total Vertical Depth	ft
Esfuerzo Vertical	Psi/ft
Esfuerzo Horizontal Mínimo	Psi/ft
Esfuerzo Horizontal Máximo	Psi/ft
Presión de Poro	Psi/ft
Proporción de Poisson	Adimensional
Cohesión	Psi
Angulo de Fricción Interna	Grados
Resistencia a la Tensión	Psi
Azimuth del Pozo	Grados
Inclinación del Pozo	Grados
Azimuth del Esfuerzo Máximo Horizontal	Grados

4.2.1.2 Parámetros Modelo Químico

Tabla 7. Parámetros de Entrada Modelo Químico

VARIABLES	UNIDADES
Actividad del Shale	Adimensional
Actividad del fluido de perforación	Adimensional
Eficiencia de Membrana	Adimensional

4.2.1.3 Parámetros Modelo Térmico

Tabla 8. Parámetros de Entrada Modelo Térmico

VARIABLES	UNIDADES
Gradiente Geotérmico	°F/Ft
Módulo de Young	Psi
Temperatura de entrada del lodo	°F
Temperatura de la superficie de la Tierra	°F
Radio de la tubería de Perforación	Ft
Radio del Wellbore	Ft
Tasa de flujo de fluido de lodo	lbm/hr
Coefficiente de expansión volumétrica de la Matriz	°F ⁻¹
Capacidad calorífica del fluido de perforación	Btu/lb-°F
Coefficiente de Transferencia de calor de la tubería	Btu/hr-ft ² -°F
Coefficiente de transferencia de calor del anular	Btu/hr-ft ² -°F
Profundidad Total del Pozo	Ft

La unión de todos estos parámetros de entrada se encuentran acoplados en el Modelo Químico Termo Elástico.

4.2.2 Procesamiento de Datos. Se describirán los pasos a seguir para generar la Ventana Operacional de Lodo, que contabiliza los efectos mecánicos, químicos y térmicos.

1. Ingresar las variables de entrada para el Modelo Químico Termo Elástico.
2. Calcular las variables químicas.

3. Obtener la temperatura en la pared del wellbore con la correlación de Holmes y Swift¹⁰⁰ (1970).
4. Determinar la verdadera orientación del pozo a partir de los esfuerzos in situ y los cosenos directores, ya que en la práctica la mayoría de pozos no son totalmente verticales.
5. Verificar el azimuth del pozo.
6. Generación de la línea de fractura en dirección del esfuerzo máximo.
7. Generar la línea de falla compresiva (colapso) en dirección del esfuerzo mínimo.

4.2.3 Post-Procesamiento de Datos

La herramienta de cálculo está diseñada para arrojar como resultado la ventana operacional de lodo, de acuerdo al modelo escogido por el usuario: Elástico, Químico, Térmico o Químico Termo Elástico.

4.2.4 Flujo de trabajo

1. **Ingreso de las variables de entrada a la herramienta de Cálculo.**
2. **Cálculo de la presión osmótica, con la actividad del fluido de perforación A_{df} y la actividad de la formación A_{sh} .**

$$\pi = \frac{RT}{V} \ln \left(\frac{A_{sh}}{A_{df}} \right) \quad 5.2$$

En la ecuación 5.2, 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} la del Shale. Si el valor de la

¹⁰⁰ HOLMES Y SWIFT. Op.

presión osmótica es positivo, se producirá un flujo de agua desde la formación (deshidratación).

3. Cálculo de la temperatura en la pared del wellbore.

El set de ecuaciones 5.3 para calcular la temperatura del lodo en el anular durante la circulación del mismo es planteado por Holmes y Swift en 1970.

$$A = \frac{C_{fl}W_{fl}}{2\pi r_t U_t}, \quad B = \frac{r_w U_a}{r_t U_t}$$

$$C_1 = \frac{B}{2A} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right), \quad C_2 = \frac{B}{2A} \left(1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right)$$

$$C_3 = 1 + \frac{B}{2} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right), \quad C_4 = 1 + \frac{B}{2} \left(1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}} \right)$$

$$K_1 = T_i - K_2 - T_{es} + G_g * A$$

$$K_2 = \frac{G_g * A - (T_i - T_{es} + G_g * A) e^{C_1 H} (1 - C_3)}{e^{C_2 H} (1 - C_4) - e^{C_1 H} (1 - C_3)}$$

$$T_a = K_1 C_3 e^{C_1 Z} + K_2 C_4 e^{C_2 Z} + G_g * Z + T_{es}$$

5.3

$$C_{fl} = \text{Capacidad calorífica del fluido de perforación, } \frac{\text{btu}}{\text{lbm}^\circ\text{F}}$$

$$H = \text{Profundidad total del pozo, ft}$$

$$G_g = \text{Gradiente Geotérmico, } \frac{^\circ\text{F}}{\text{ft}}$$

$$r_t = \text{Radio de la tubería de perforación, ft}$$

$$r_w = \text{Radio del pozo, ft}$$

$$T_a = \text{Temperatura del lodo en el anular, } ^\circ\text{F}$$

$$T_{es} = \text{Temperatura de la superficie de la tierra, } ^\circ\text{F}$$

$$T_i = \text{Temperatura de entrada del fluido de perforación, } ^\circ\text{F}$$

$$U_t = \text{Coeficiente de transferencia de calor de la tubería de perforación, } \text{btu} - \text{ft}^2 - ^\circ\text{F} - \text{hr}$$

$$U_a = \text{Coeficiente de transferencia de calor a través del anular, } \text{btu} - \text{ft}^2 - ^\circ\text{F} - \text{hr}$$

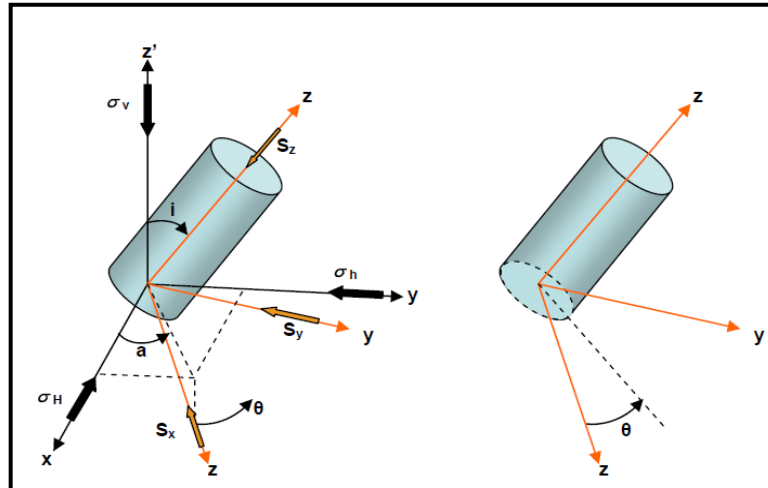
$$W_{fl} = \text{Tasa de flujo másico, } \frac{\text{lbm}}{\text{hora}}$$

$Z = \text{Profundidad específica del pozo, ft}$

$A, B, C_1, C_2, C_3, C_4, K_1, K_2 = \text{Constantes}$

4. Determinar la verdadera orientación del pozo a partir de los esfuerzos in situ y los cosenos directores (ver Figura 21), ya que en la práctica la mayoría de pozos no son totalmente verticales.

Figura 21. Ilustración del cambio de coordenadas de un pozo vertical a uno horizontal mediante cosenos directores.



Fuente: Tomada de MORA, L.; VILLADIEGO, D. Desarrollo de una Herramienta para Analizar la Inestabilidad de Pozo, mediante el uso de las Teorías Elástica y Poroelástica: Aplicación Al Piedemonte Colombiano. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2005.

Cosenos directores. Definen el vector unitario que orientará el esfuerzo, es decir el ángulo entre el pozo y el esfuerzo horizontal máximo. Los cosenos directores se muestran en el set de ecuaciones.

Cálculo de los esfuerzos normales y de corte cartesianos. Se calculan mediante las ecuaciones 4.4 a 4.9.

$$\sigma_x = I_{xx}^2 \sigma_H + I_{xy}^2 \sigma_h + I_{xz}^2 \sigma_v \quad 4.4$$

$$\sigma_y = I_{yx}^2 \sigma_H + I_{yy}^2 \sigma_h + I_{yz}^2 \sigma_v \quad 4.5$$

$$\sigma_z = I_{zx}^2 \sigma_H + I_{zy}^2 \sigma_h + I_{zz}^2 \sigma_v \quad 4.6$$

$$\tau_{xy} = I_{xx} I_{yx} \sigma_H + I_{xy} I_{yy} \sigma_h + I_{xz} I_{yz} \sigma_v \quad 4.7$$

$$\tau_{yz} = I_{yx} I_{zx} \sigma_H + I_{yy} I_{zy} \sigma_h + I_{yz} I_{zz} \sigma_v \quad 4.8$$

$$\tau_{zx} = I_{zx} I_{xx} \sigma_H + I_{zy} I_{xy} \sigma_h + I_{zz} I_{xz} \sigma_v \quad 4.9$$

Se revisa el comportamiento en términos del esfuerzo tangencial a lo largo de la cara del pozo variando Θ (ángulo entre el pozo y el esfuerzo horizontal máximo).

5. Verificar el Azimuth del pozo

Se hace a través de condicionales, de acuerdo a los valores de entrada, inclinación y azimuth, suministrado por el usuario.

6. Calcular los esfuerzos radial, tangencial, axial y esfuerzos de corte con las ecuaciones de 4.10 a 4.12 respectivamente, en un proceso iterativo evaluándolos en profundidad.

$$\sigma_r = P_w \quad 4.10$$

$$\sigma_\theta = (\sigma_x + \sigma_y) - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - P_w \quad 4.11$$

$$\sigma_z = \sigma_z - \nu[2(\sigma_x - \sigma_y)] \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta \quad 4.12$$

Una vez evaluados los esfuerzos mecánicos en la cara del pozo, se debe revisar el comportamiento en términos del esfuerzo tangencial, teniendo como parámetro el ángulo θ definido entre 0° y 180° (respecto al norte magnético).

El ángulo θ se ubica en un ciclo de iteración con paso de 0.5; para cada paso, se evalúa la correlación mecánica (mostrada anteriormente), química y térmica, con las ecuaciones de 4.13 a 4.15.

$$\sigma_r = 0 \quad 4.13$$

$$\sigma_\theta = \frac{\alpha_p(1-2\nu)}{1-\nu} (P_w - P_i) + \frac{E\alpha_t}{3(1-\nu)} (T_w - T_i) - P_w \quad 4.14$$

$$\sigma_z = \frac{\alpha_p(1-2\nu)}{1-\nu} (P_w - P_i) + \frac{E\alpha_t}{3(1-\nu)} (T_w - T_i) \quad 4.15$$

Finalmente, se realiza un ordenamiento burbuja para determinar cuál es el mayor y menor valor de Θ de acuerdo al esfuerzo tangencial, definiendo así la dirección (ángulo) tanto para el esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo.

7. Generación de la Línea de fractura.

La línea de fractura se evalúa con un ciclo iterativo que tiene como variable el peso de lodo; para cada paso iterativo, se calculan las correlaciones químico termo elásticas con el ángulo del esfuerzo máximo horizontal (obtenido en el paso 5). De igual manera, se calculan los esfuerzos principales los cuales están definidos por las ecuaciones 4.16 y 4.17.

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + 4\tau_{xy}^2} \quad 4.16$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) - \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + 4\tau_{xy}^2} \quad 4.17$$

Inmediatamente, se procede a realizar un ordenamiento de los esfuerzos principales ya que no siempre coinciden, debido a las diferentes condiciones a las cuales se tiene el pozo en estudio.

Por último, la herramienta itera desde 0 hasta 20 ppg y aplica el criterio de Falla Tensil, definido en la ecuación 4.18.

$$\sigma'_3 \leq -|T_o| \quad \mathbf{4.18}$$

Se concluye entonces, que en la dirección del esfuerzo máximo horizontal se tiene el esfuerzo tangencial más bajo (Tensión) y la fractura se genera cuando se cumpla el criterio de falla Tensil; por lo tanto se varía el peso de lodo hasta que la roca falle.

8. Generación de la línea de falla compresiva (colapso) Dirección del esfuerzo - mínimo

Se genera de manera similar al paso número 6, se debe tener en cuenta que el ángulo de evaluación debe ser el determinado para cada esfuerzo máximo o mínimo (previamente determinados en el numeral 5). El Criterio de Falla usado es el Mohr Coulomb. En este caso, se generan seis modos de falla compresiva, las cuales se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Condiciones bajo las cuales se presentan los Modos de Falla Compresiva.

Item / Modo de Falla	Knockout Somero	Breakout Ancho	Escalón Alto Angulo	Breakout Angosto	Knockout Profundo	Escalón Bajo Angulo
Configuración de Esfuerzos	$\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$	$\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$	$\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$	$\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$	$\sigma_r > \sigma_\theta > \sigma_z$	$\sigma_\theta > \sigma_r > \sigma_z$
Peso de lodo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto	Alto	Alto
Plano	Radial-Axial	Radial-Tangencial	Axial-Tangencial	Radial-Tangencial	Radial-Axial	Axial-Tangencial

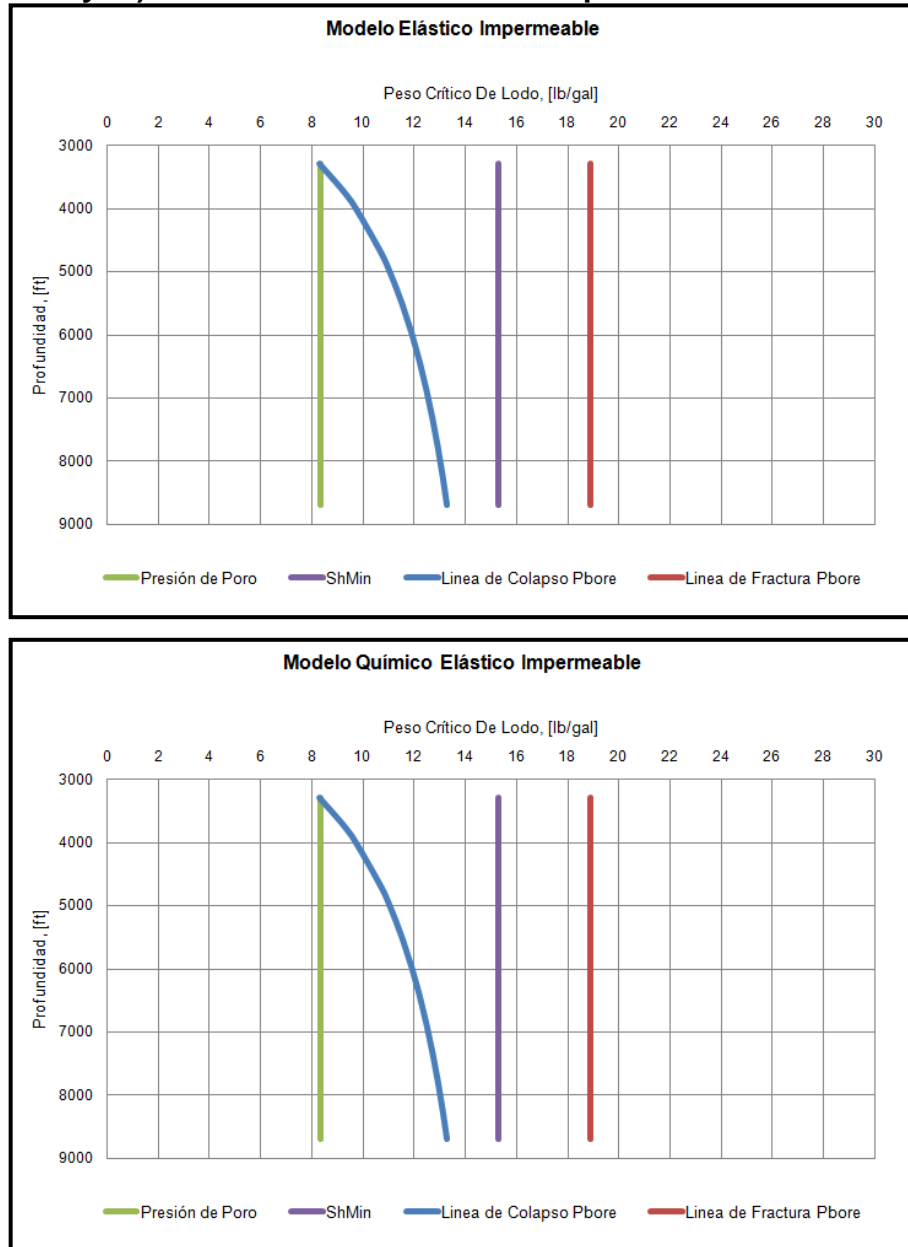
4.3 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

Una vez desarrollada la **Herramienta QTE**, es importante realizar análisis y comparaciones con el objetivo de mostrar el correcto funcionamiento de la misma y generar la confiabilidad de los resultados que puedan ser obtenidos mediante su uso.

Para este caso se utilizó el software PBORE 3D versión 7.5 (University of Oklahoma), el cual permitió validar los modelos Elástico Impermeable y Químico Elástico Permeable. Para el modelo térmico fue necesario utilizar una metodología diferente.

Adicionalmente, se usó este Software para generar una sensibilidad de los efectos mecánicos, químicos y térmicos y así poder definir el tipo de pared (Permeable o Impermeable) a desarrollar en cada modelo. Los resultados que fueron encontrados se muestran en la **Figura 22.ab**.

Figura 22.ab Ventanas Operacionales de Lodo: a.) Modelo Elástico Impermeable y b.) Modelo Químico Elástico Impermeable.



Fuente: Tomado de PBORE 3D PMI. 2010.

En la **Figura 22.ab**, se puede observar que tanto para el modelo Elástico Impermeable como para el Modelo Químico Elástico Impermeable, los resultados

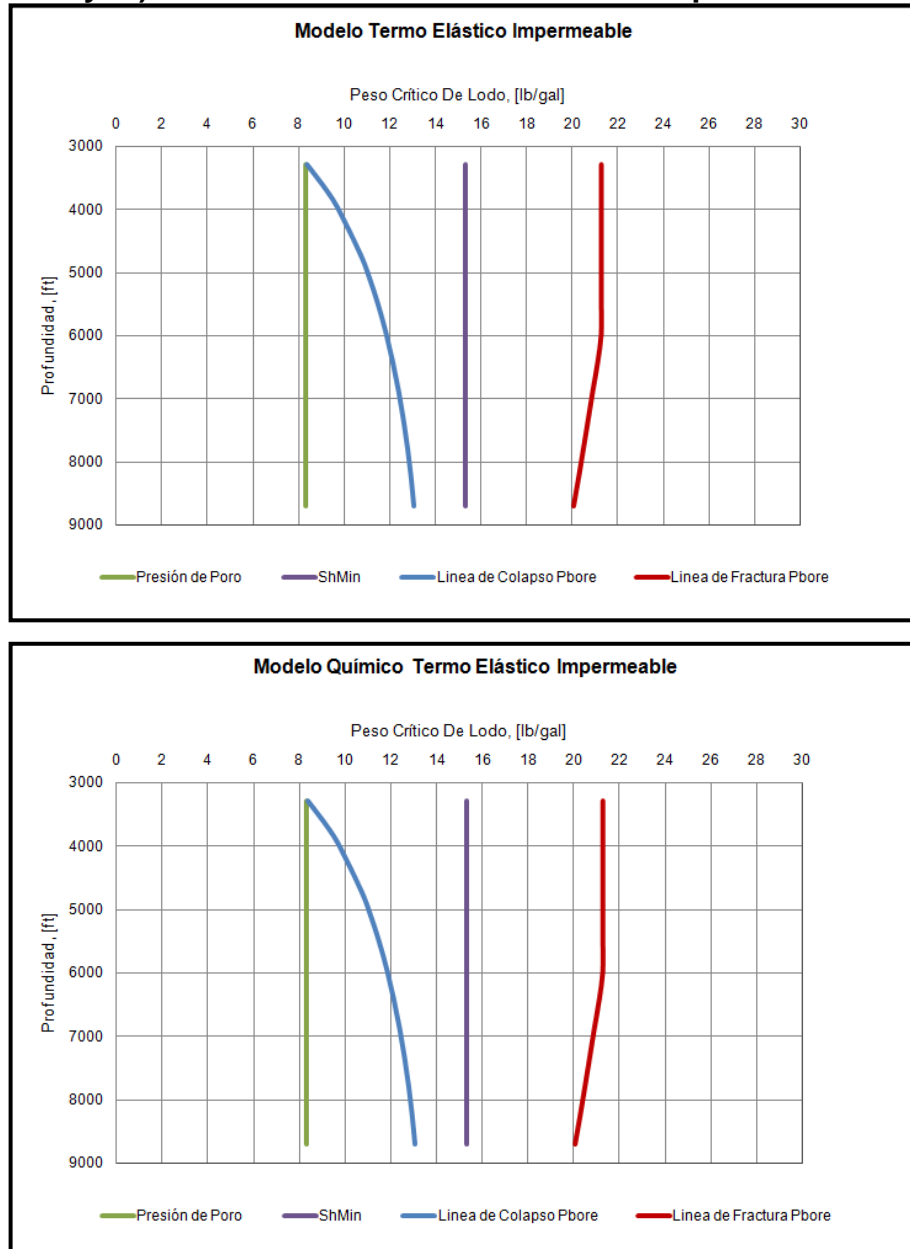
obtenidos son totalmente iguales; en otras palabras, el efecto químico es anulado por el tipo de pared impermeable.

Un caso similar se presentó con los modelos Termo Elástico Impermeable y Químico Termo Elástico Impermeable mostrados en la **Figura 23.ab**, en donde las ventanas generadas son iguales entre sí, lo cual vuelve a mostrar la anulación del componente químico como consecuencia del tipo de pared utilizado en el análisis.

Por esta razón fue necesario desarrollar los modelos Químico Elástico y Químico Termo Elástico con tipo de pared permeable.

Por último es importante resaltar que este análisis no fue realizado solo en base a los resultados obtenidos con esta data, sino que además se realizaron análisis tanto con la herramienta desarrollada como con el software Pbone, trabajando diferentes datas, que exhibieron resultados en el modelo elástico impermeable iguales a los resultados del modelo químico elástico impermeable, y de igual forma con los modelos que incluyen el efecto térmico.

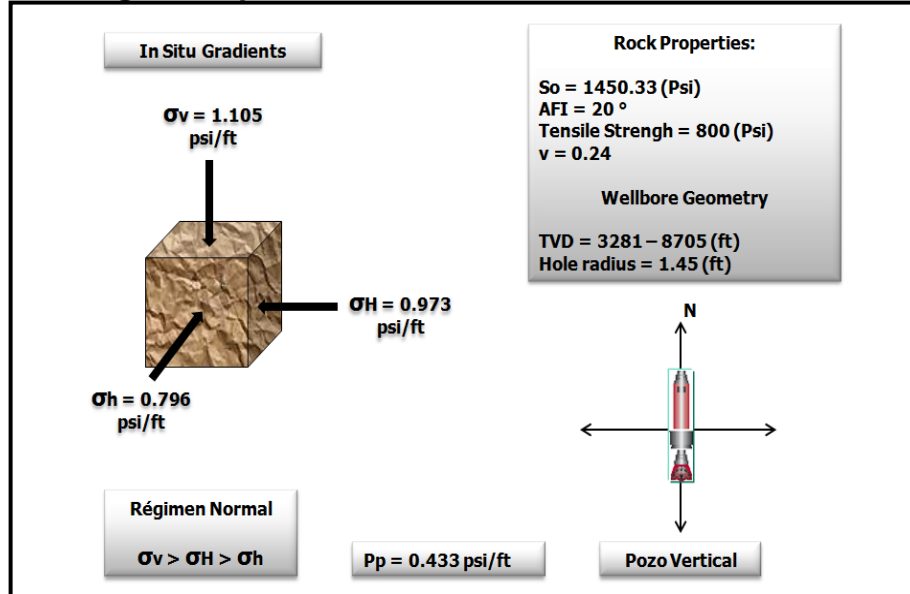
Figura 23.ab Ventanas operacionales de lodo: a.) Modelo Termo Elástico Impermeable y b.) Modelo Químico Termo Elástico Impermeable.



Fuente: Tomado de PBORE 3D PMI. 2010.

Una vez se definieron y desarrollaron los modelos, se procede a realizar la validación, teniendo en cuenta la data mostrada en la **Figura 24**.

Figura 24. Data general para la validación de la herramienta desarrollada.

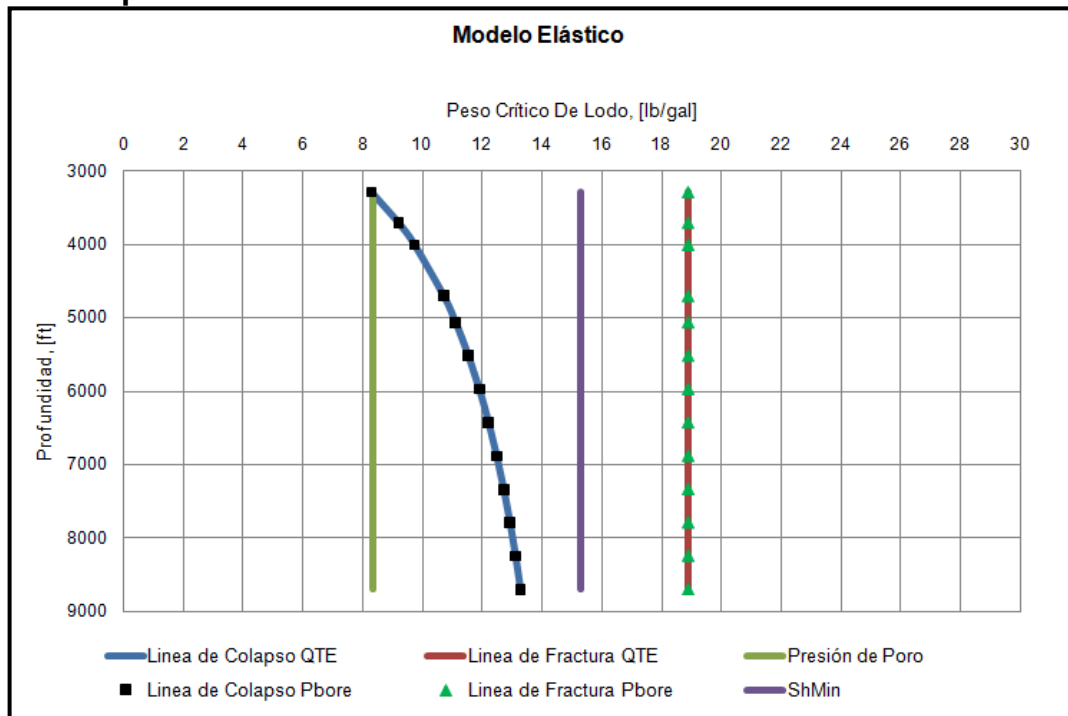


En la **Figura 25**, se puede observar la MWW para el modelo Elástico Impermeable; la línea continua azul corresponde al gradiente de colapso por peso de lodo bajo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}), lo cual genera una falla por Breakout Ancho y la línea roja continua corresponde al gradiente de fractura por peso de lodo alto la cual toma lugar en la dirección del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) y corresponde a una fractura vertical, de manera similar la línea a cuadros negros y la línea a triángulos verdes, corresponden respectivamente a los gradientes de colapso y fractura obtenidos con el software PBORE 3D.

Es evidente el ajuste total que presentan los datos arrojados por la herramienta desarrollada con los datos obtenidos por el software PBORE, mostrando la validación del modelo Elástico Impermeable y asegurando la confiabilidad de los datos que se obtengan mediante el uso de este modelo.

Además el modelo muestra una gran amplia ventana de lodo a lo largo de la profundidad analizada, en la cual se observará el impacto de los efectos tanto químicos como térmicos.

Figura 25. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Elástico Impermeable.



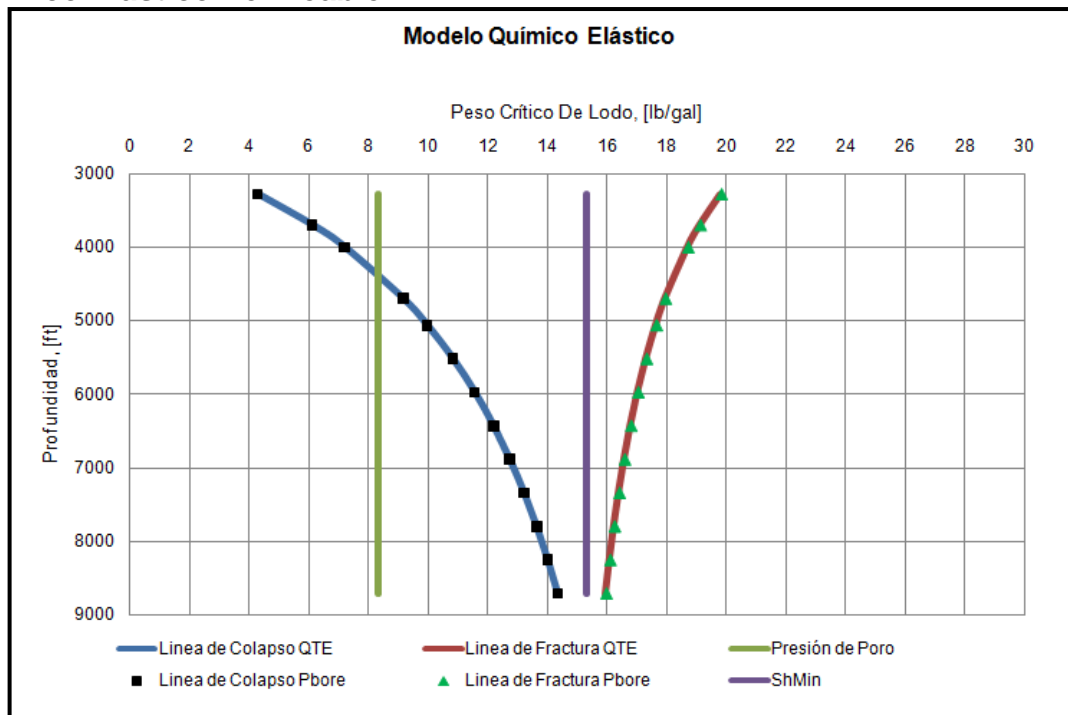
Fuente: Tomado y Modificado de PBORE 3D PMI. 2010 y Herramienta QTE.

*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

Ahora para la validación de los fenómenos de interacción química es importante recordar que este efecto es función del fenómeno osmótico el cual a su vez está relacionado con tres parámetros que son la Eficiencia de Membrana (EM), actividad del fluido de perforación (A_{df}) y actividad del fluido de poro de la formación (A_{sh}). En la **Figura 26** se puede observar la ventana de lodo generada para el modelo Químico Elástico Permeable, la cual se construyó con una

$Em = 60\%$, $Adf = 0.85$ y $Ash = 0.92$, manteniendo la misma convención utilizada con el modelo Elástico del caso anterior, se observa que la herramienta desarrollada reproduce completamente el comportamiento mostrado por el software PBORE para este tipo de modelo y en consecuencia este modelo queda validado, sin embargo es evidente el cambio presentado en la ventana operacional de lodo, sin embargo este cambio será analizado más adelante.

Figura 26. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Químico Elástico Permeable.



Fuente: Tomado y Modificado de PBORE 3D PMI. 2010 y Herramienta QTE.

*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

Continuando con la validación de la herramienta, para el modelo Termo Elástico Impermeable no se pudo realizar de la misma forma que en los modelos anteriores, ya que una vez realizada la revisión bibliográfica no fue posible

encontrar una correlación que manejara las mismas variables térmicas de entrada del PBORE (Temperatura de la formación, temperatura del fluido de perforación, coeficiente de expansión volumétrica para la formación en un plano isotrópico, calor específico de la formación, conductividad térmica, densidad Bulk y coeficiente de expansión volumétrica para el fluido), lo cual sugería que este software utilizaba correlaciones diferentes para la generación de la MWW mediante este modelo.

Por lo tanto, se planteó utilizar la teoría térmica planteada por Guizhong Chen (2001)¹⁰¹, en su tesis de doctorado de la universidad de Austin Texas. Las variables que utilizan son el modulo de Young, coeficiente de expansión térmica volumétrica de la matriz porosa, la relación de Poisson y parámetros térmicos necesarios para evaluar la temperatura del wellbore.

El cambio de temperatura de la formación a partir de la ecuación 4.19. T_f es la temperatura de la formación, G_g es el gradiente geotérmico, TVD es la profundidad específica y T_{es} es la temperatura de la superficie.

$$T_f = (G_g * TVD) + T_{es} \quad 4.19$$

Luego, se usa la correlación de Holmes and Swift para calcular la temperatura del lodo en el anular, estas ecuaciones fueron evaluadas en su consistencia utilizando datos de literatura; los resultados obtenidos fueron muy cercanos a los datos teóricos mostrados en la Tabla 10. De esta forma se demuestra la confiabilidad de esta correlación y por esto se implementa en el modelo térmico.

¹⁰¹ CHEN, Guizhong. Op.

Tabla 10. Datos teóricos y resultados experimentales obtenidos con la correlación de Holmes and Swift.

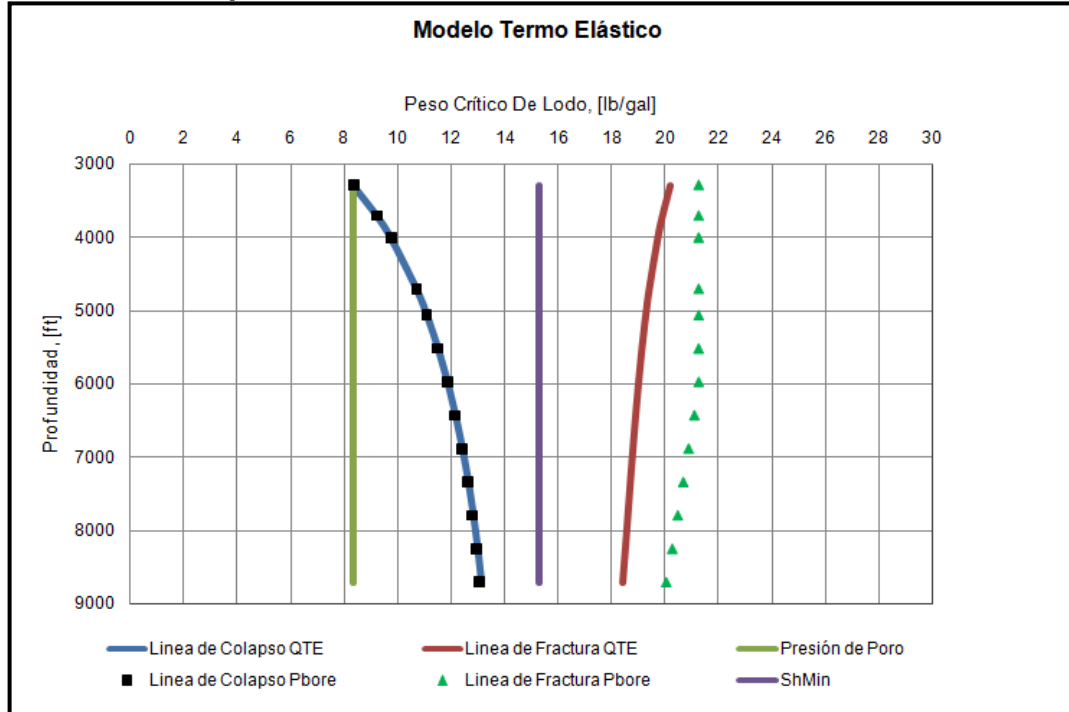
Experimental			Teórico	Error (%)
TVD (ft)	Rw (ft)	Tw (°F)	Tw (°F)	
7000	0,771	148,75	160	7,02
10000	0,771	185,28	187	0,92
11500	0,771	202,31	206	1,79
12500	0,771	212,30	207	2,56
14000	0,771	222,71	226	1,46
15000	0,771	223,53	238	6,07

Para la construcción del modelo térmico se usaron los siguientes datos:

- $E = 1.40E + 6$ (Psi)
- $\alpha_m = 0.000018$ ($^{\circ}F^{-1}$)
- $\nu = 0.24$
- $C_{fl} = 0.40$ (Btu/lbm - $^{\circ}F$)
- $H = 8705.10$ (ft)
- $G_g = 0.01$ ($^{\circ}f/ft$)
- $r_t = 0.55208$ (ft)
- $r_w = 0.77$ (ft)
- $T_i = 80$ $^{\circ}F$
- $U_t = 30.00$ (Btu - ft^2 - $^{\circ}F$ - hr)
- $U_a = 1.00$ (Btu - ft^2 - $^{\circ}F$ - hr)
- $W_{fl} = 105140.00$ (lbm/hr)

Ahora conservando la convención trabajado anteriormente en los modelos Elástico y Químico Elástico, se muestra en la **Figura 27** la ventana obtenida para el modelo Termo Elástico mediante el PBORE y la herramienta desarrollada, tal como se observa la línea de colapso presenta un muy buen ajuste.

Figura 27. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Termo Elástico Impermeable.



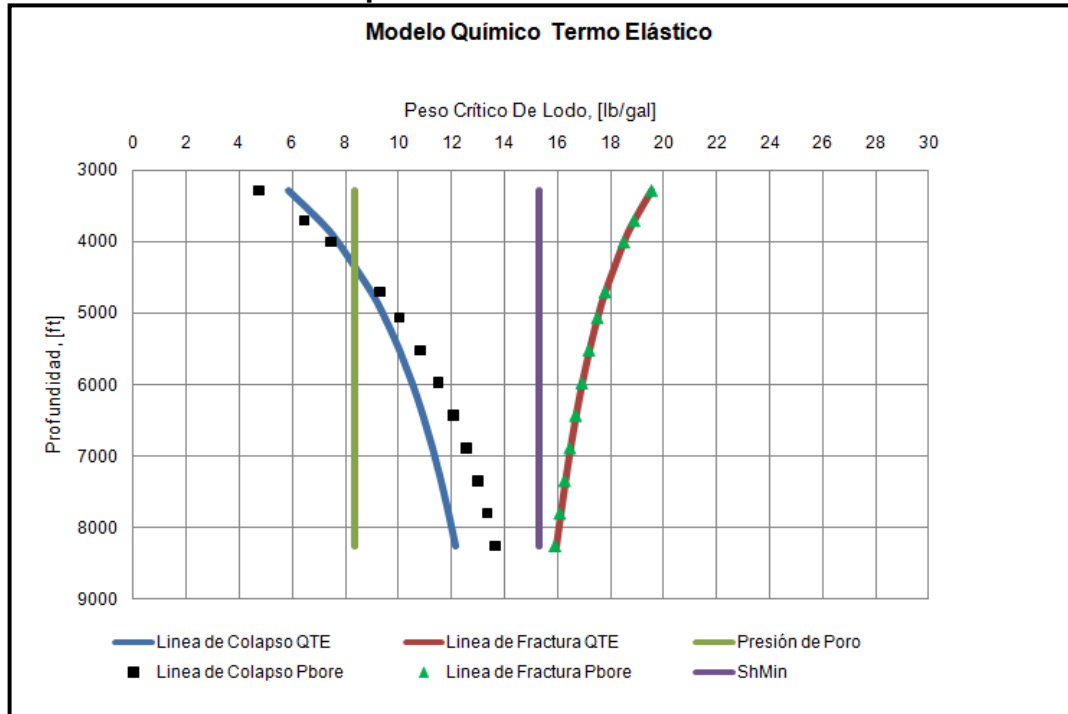
Fuente: Tomado y Modificado de PBORE 3D PMI. 2010 y Herramienta QTE.

*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

Sin embargo, tal como se esperaba la ventana no es totalmente igual y la línea de fractura presenta una variación con respecto al software PBore; es importante resaltar que esta variación no es mayor a 3 ppg en ningún caso y esto permite demostrar la confiabilidad de la herramienta, basada en la Teoría térmica trabajada en esta investigación.

Una vez validado el modelo Termo Elástico se procede a incorporar los efectos químicos y se obtienen los resultados mostrados en la **Figura 28**, en este caso la línea de fractura se ajusta muy bien con el software PBORE.

Figura 28. Ventana Operacional de Lodo (MWW), diseñada mediante modelo Químico Termo Elástico Impermeable.



Fuente: Tomado y Modificado de PBORE 3D PMI. 2010 y Herramienta desarrollada.

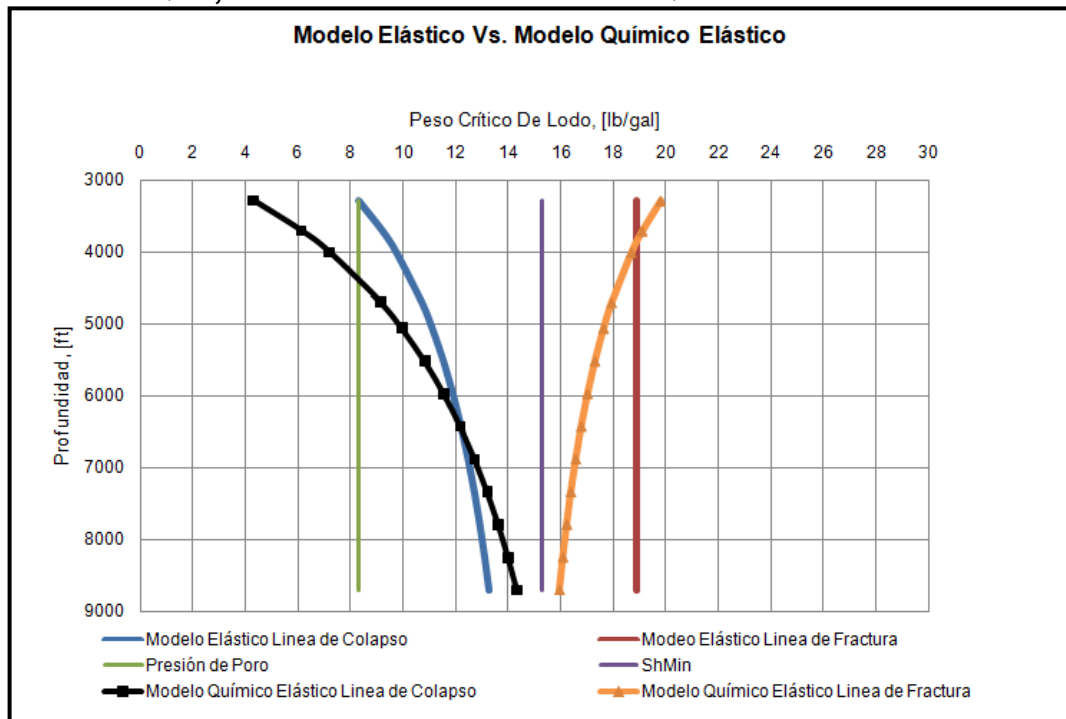
*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

La línea de colapso no presenta un ajuste total y de manera semejante al modelo anterior, la variación en ningún caso es mayor a 3 ppg, permitiendo especificar la confiabilidad del modelo con un grado de incertidumbre bajo, respecto al PBORE.

Ya validada la herramienta se presta especial interés en conocer los efectos generados en la Ventana de Lodo por los componentes Elástico, Químico y Térmico. Por esta razón, se realiza una comparación entre las ventanas para los diferentes modelos. En la **Figura 29**, se muestra el modelo Elástico Vs el modelo Químico Elástico, diseñados con la herramienta QTE, en donde se observa que realmente la interacción química entre fluidos afecta la ventana operacional de

lodo cambiado tanto la línea de colapso como de fractura. A profundidades someras, la tendencia es a ampliar la ventana; sin embargo, a medida que aumenta la profundidad la ventana comienza a reducirse.

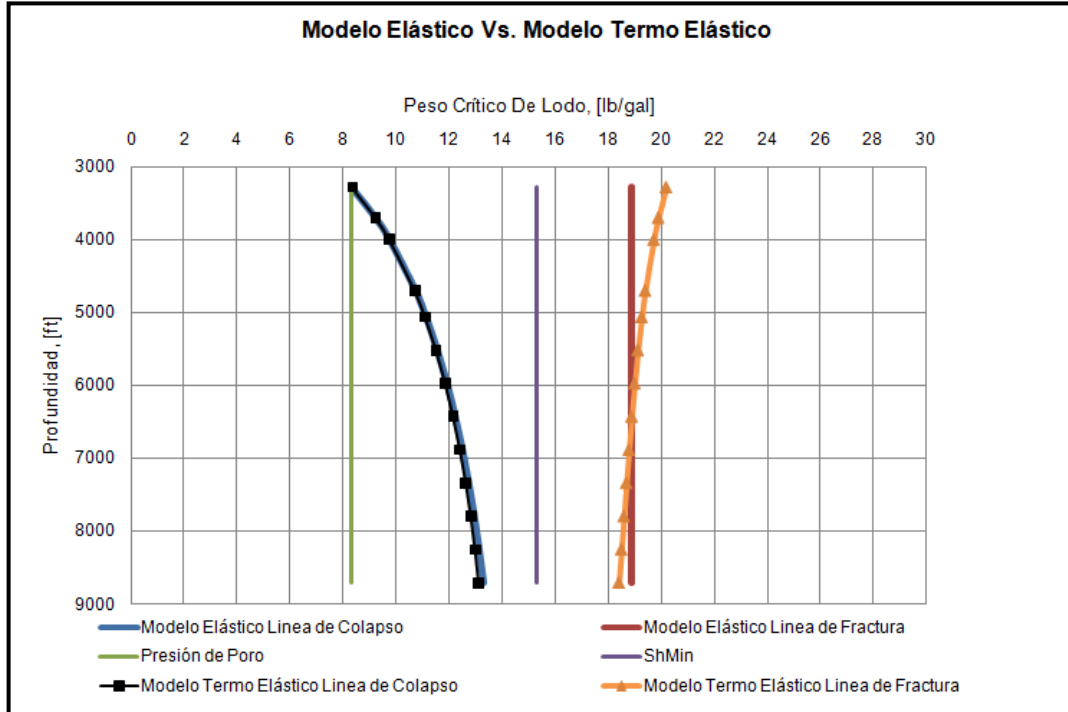
Figura 29. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Elástico Vs Modelo Químico Elástico.



*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

Continuando con el análisis en la **Figura 30**, se muestra la comparación entre los modelos Elástico Vs Termo elástico, para este caso el efecto térmico tiende a ampliar la ventana pero no es tan fuerte como el efecto químico; además, la variación en los pesos de lodo críticos por colapso es mínima.

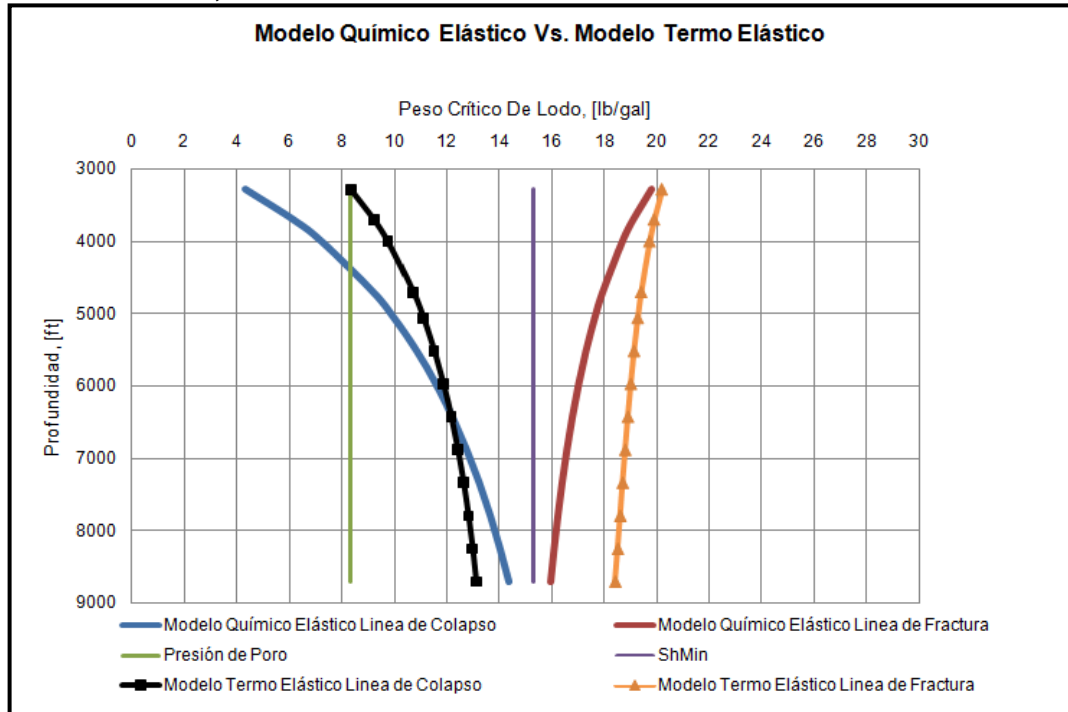
Figura 30. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Elástico Vs Modelo Termo Elástico.



*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

En la **Figura 31**, se muestra la comparación entre los modelos Químico Elástico vs Termo Elástico, en donde se observa claramente que el efecto químico tiende a ampliar más la ventana a profundidades someras que el efecto térmico. Sin embargo, a mayor profundidad el modelo térmico muestra una ventana más amplia que el modelo químico.

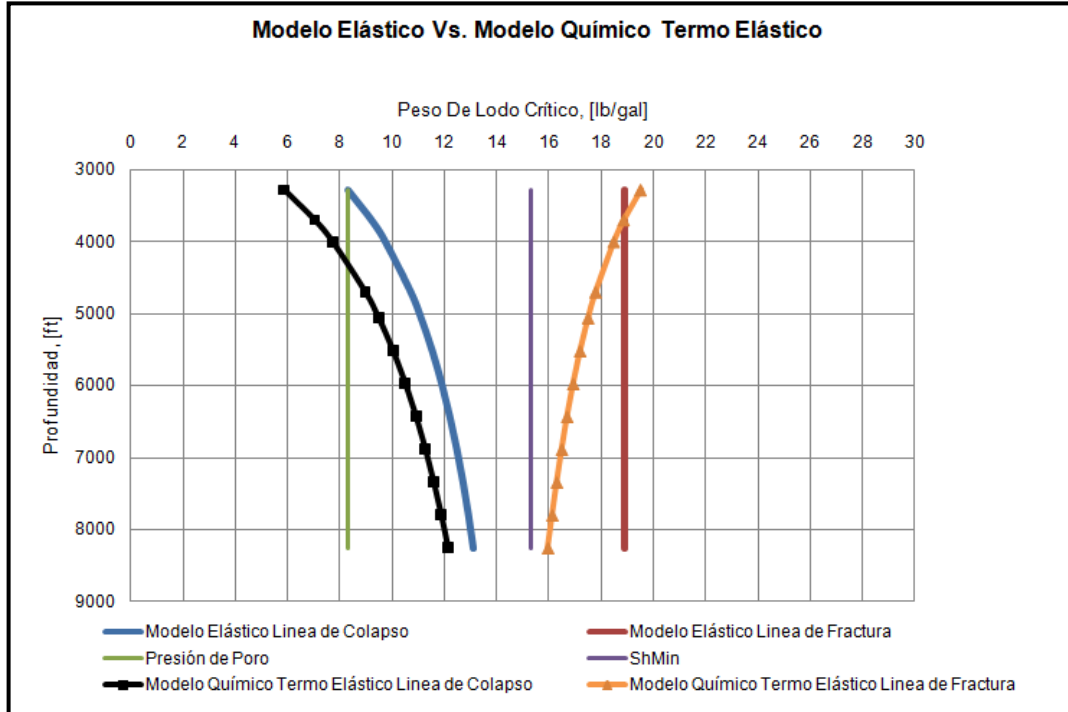
Figura 31. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Químico Elástico Vs Modelo Termo Elástico.



*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

Por último en la **Figura 32**, se muestra la variación de la ventana de lodo, cuando se tienen en cuenta solo los efectos Elásticos, respecto a la ventana que fue diseñada teniendo en cuenta tanto los efectos mecánicos, químicos y térmicos.

Figura 32. Ventana Operacional de Lodo (MWW), Diseñada con la Herramienta QTE, Modelo Químico Elástico Vs Modelo Termo Elástico.



*El ShMin y la Presión de Poro en la Herramienta QTE, son datos de entrada.

Es posible observar que los efectos químicos y térmicos representan un beneficio para la ventana en cuanto a la línea de colapso ya que reducen los valores de peso de lodo crítico para que la falla tenga lugar en esta situación, sin embargo en la línea de fractura la tendencia es a reducir la ventana a medida que aumenta la profundidad, lo cual nos muestra que el desconocimiento de los efectos químicos y térmicos podrían conducirnos a una condición inestable en el pozo y a una posible falla por fractura, esto se debe a que la interacción química entre el fluido de perforación y la formación cambia la resistencia de la roca, al igual el efecto térmico tiende a afectar la misma.

5. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA QTE PARA UN POZO COLOMBIANO

Por último, se corre la Herramienta QTE para un caso particular (pozo RUMBA ubicado en el Piedemonte Llanero Colombiano), con el fin de analizar los cambios generados de un modelo a otro y verificar su acercamiento con la realidad. A continuación, se mostrará el marco geológico que permite caracterizar el pozo de estudio.

5.1 GENERALIDADES DEL PIEDEMONTE LLANERO

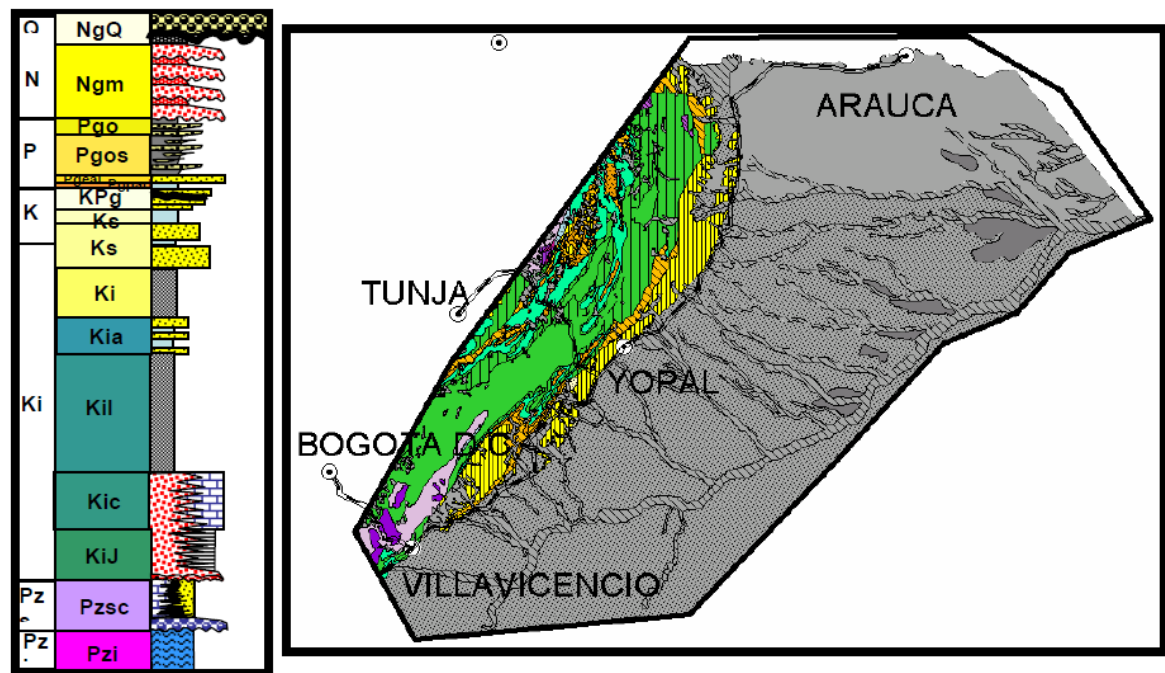
El Piedemonte Llanero está conformado por un cinturón deformado (sector montañoso), cuenca sedimentaria activa (zona de llanuras) y el cratón. El desarrollo de esta configuración tectónica, produce morfologías propias que responden a procesos diferentes con una génesis común.

Al momento de describir la geología de una zona con procesos tectónicos tan activos es necesario describir dos aspectos, el uno refiere a la descripción de las diferentes unidades litológicas, su posición entre sí y las relaciones de edad que guardan (Estratigrafía) y el otro corresponde a la descripción de las estructuras geológicas que se han producido en las diferentes capas o macizos rocosos (Estructural).

Cronoestratigráficamente, en el Piedemonte Llanero afloran rocas con edades superiores a los 700 millones de años (Paleozoico Inferior) hasta rocas con edades de menos de un millón de años, agrupándose en 16 unidades Litoestratigráficas (**Figura 33**). Las unidades más antiguas (antes del Pleistoceno) afloran en el cinturón deformado, mientras en la cuenca de antepaís solo afloran rocas del Pleistoceno, las cuales cubren rocas más antiguas. Según su edad, se

pueden agrupar estas unidades en rocas del Paleozoico (2), rocas del Mesozoico (8) y rocas del Cenozoico (6).

Figura 33. Unidades Litoestratigráficas del Piedemonte Llanero Colombiano

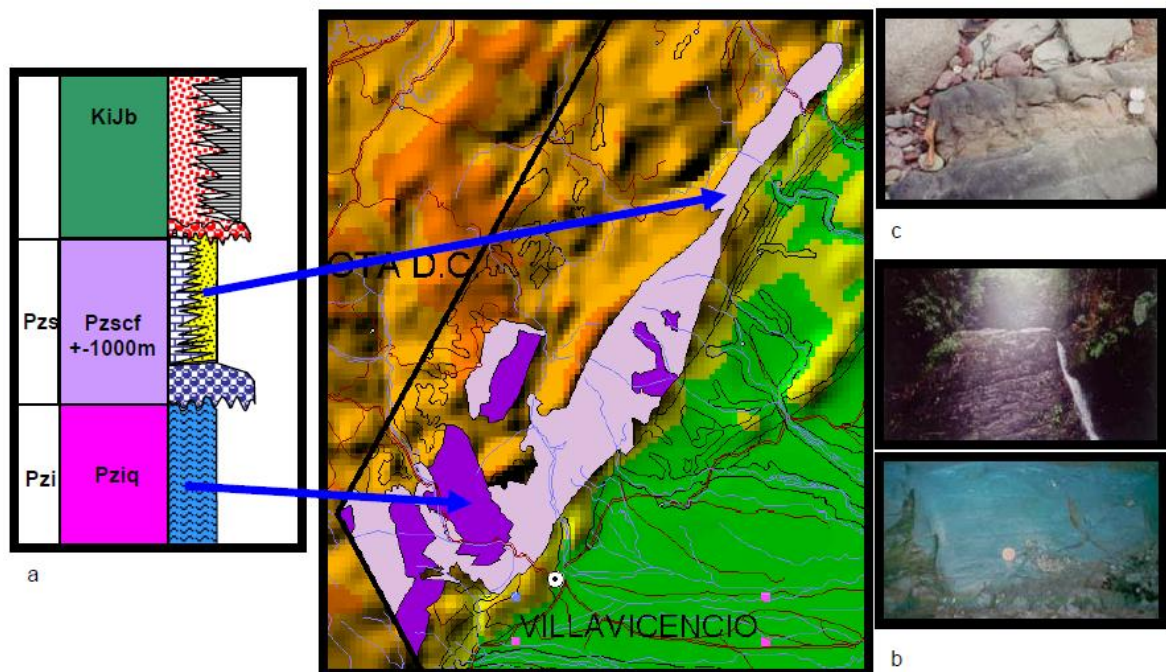


Fuente: Tomada de Instituto Colombiano de Geología y Minería. Aspectos más relevantes de la Geomorfología y Geología del piedemonte Llanero de Colombia. Gobierno Nacional: Bogotá, 2004.

Paleozoico. La unidad más antigua tiene edad pre Cámbrico – Silúrico y corresponde al denominado Grupo Quetame (Pziq - **Figura 34a**). En general, este grupo está constituido por rocas metamórficas, que oscilan de filitas a esquistos (**Figura 34b**). Esta unidad conforma el denominado basamento cristalino en la región.

Cubriendo de manera discordante a las rocas del Grupo Quetame, se encuentran rocas sedimentarias (arenitas cuarzosas, calizas y arcillolitas) de edad devónico superior a carbonífero inferior, denominado como Grupo Farallones (Pzscf – **Figura 34c**) sin que haya sido posible estimar su espesor ni su límite inferior. Un espesor estimado para esta unidad sedimentaria en la vía que de Cáqueza conduce a Guayabetal es de 1000 metros, aunque este espesor puede estar afectado por fallas que repitan algunos niveles.

Figura 34. Distribución y Rocas del Paleozoico

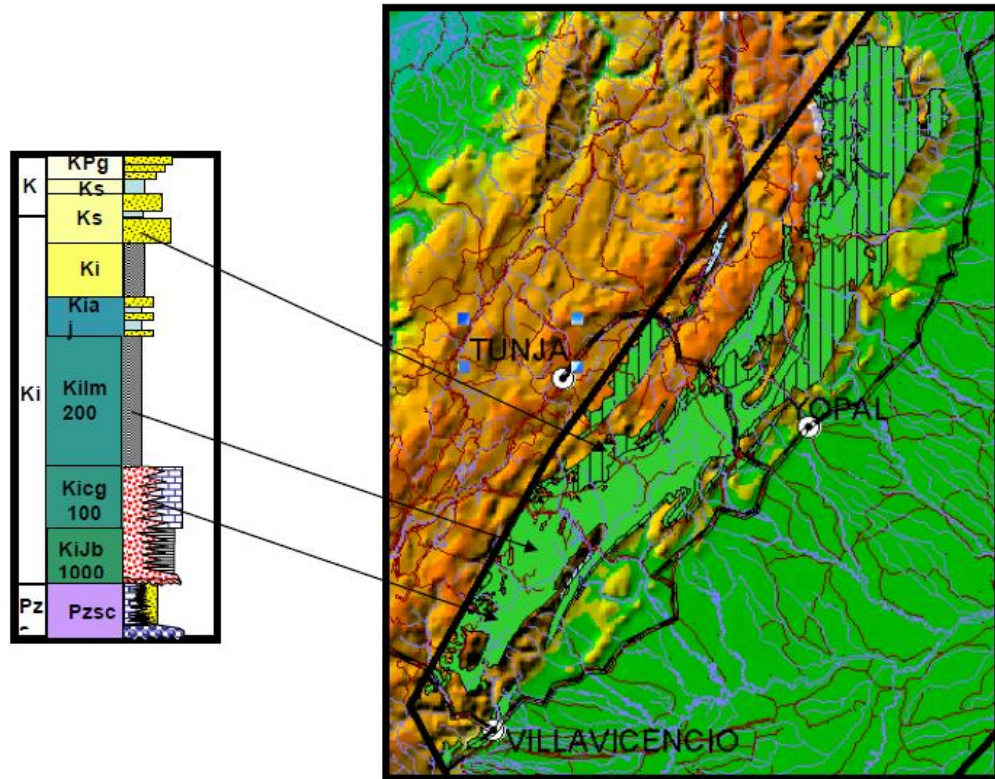


Fuente: Tomada de Instituto Colombiano de Geología y Minería. Aspectos más relevantes de la Geomorfología y Geología del piedemonte Llanero de Colombia. Gobierno Nacional: Bogotá, 2004.

Mesozoico. Esta secuencia estratigráfica, está conformada por 6 Unidades Litoestratigráficas (**Figura 35**) que de más antigua a más reciente se han

denominado: Formación Batá - Formación brechas de Buenavista (KiJb), Formación Calizas del Guavio (Kicg), Formación Lutitas de Macanal (Kilm), Formación Areniscas de las Juntas (Kiaj), Formación Fómeque (Kif), Formación Une (Ksu), Formación Chipaque (Ksc) y Grupo Palmichal (KPgp). Buenas exposiciones de estas unidades se presentan en las vías: Bogotá – Villavicencio, Machetá – San Luis de Gaceno y Sogamoso – Aguazul. El espesor de estas unidades en su conjunto puede superar los 6000 metros, aunque este espesor es relativo pues es frecuente que varias fallas afecten las unidades y repitan sus espesores.

Figura 35. Unidades Litoestratigráficas del Mesozoico.



Fuente: Tomada de Instituto Colombiano de Geología y Minería. Aspectos más relevantes de la Geomorfología y Geología del piedemonte Llanero de Colombia. Gobierno Nacional: Bogotá, 2004.

En general estas unidades fueron acumuladas en ámbitos deposicionales marinos que estuvieron restringidos a la zona de plataforma continental.

Las unidades basales (Formaciones Brechas de Buenavista - Batá y Calizas del Guavio) se disponen de manera discordante sobre rocas de la secuencia paleozoica.

El nivel de erosión de esta discordancia es muy variable y esto se refleja directamente en la geometría que muestran las unidades en superficie, pues es común encontrar espesores muy desarrollados de las unidades y lateralmente perderlos en cortas distancias, o incluso el no encontrar la unidad al pasar de un flanco a otro en algunas estructuras. Estas unidades están constituidas por conglomerados muy cementados que varían hacia el norte a arcillolitas y limolitas.

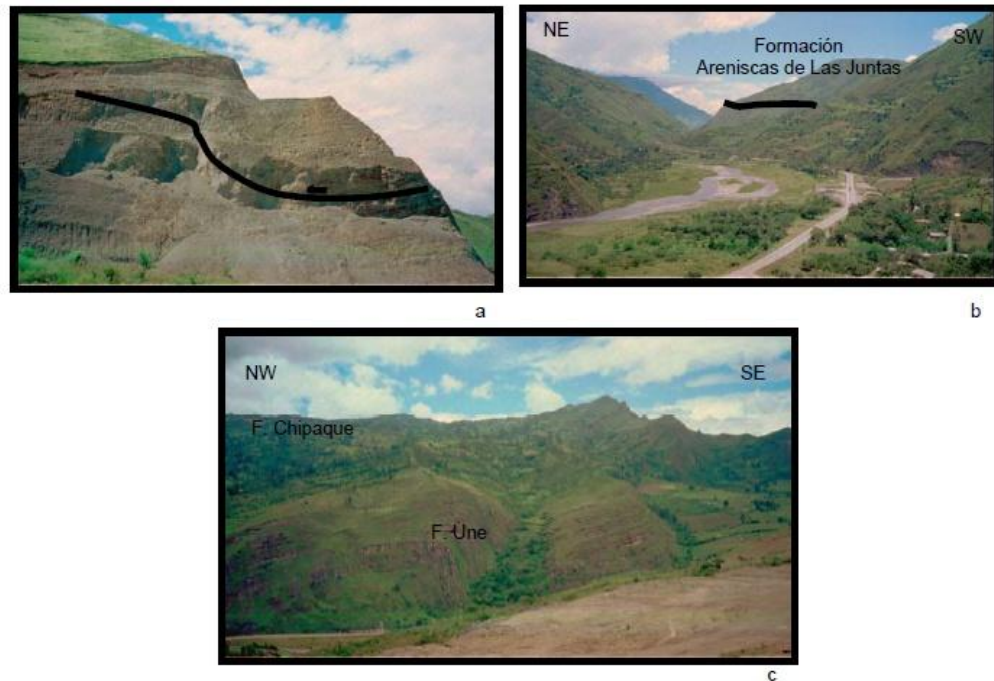
En el sector de Santa María de Batá se encuentran niveles de calizas con espesores métricos intercalados con limolitas y arcillolitas que desaparecen en dirección nororiental.

Una formación cuya extensión regional en el Piedemonte llanero es importante es la Formación Lutitas de Macanal (Kilm). Esta unidad presenta un espesor superior a los 6000 metros en la sección de Bogotá a Villavicencio, pero se ha logrado encontrar en varios sectores que la unidad está afectada por fallas inversas de bajo ángulo, por lo que el espesor de la unidad puede ser de 1000 a 2000 metros al corregir el efecto estructural.

Litológicamente, la unidad está constituida por limolitas y arcillolitas oscuras con intercalaciones de capas de arenitas (**Figura 36a**). La morfología que presenta esta formación es suave comparada con la de las unidades que se encuentran bajo y sobre ella (Formación Areniscas de las Juntas). La Formación Areniscas de las Juntas o Areniscas del alto de Cáqueza, descansa sobre la Formación Lutitas

de Macanal, pasando de manera transicional de arcillolitas y limolitas oscuras a bancos potentes de areniscas, reflejándose en expresiones morfológicas como capas y espinazos (**Figura 36b**).

Figura 36. Formaciones del Mesozoico del Piedemonte Llanero Colombiano.



Fuente: Tomada de Instituto Colombiano de Geología y Minería. Aspectos más relevantes de la Geomorfología y Geología del piedemonte Llanero de Colombia. Gobierno Nacional: Bogotá, 2004.

Una fuerte expresión morfológica limita al tope a la formación Fómeque, es la Formación Une (**Figura 36c**), con un espesor cercano a los 600 metros. Consta de cuarzoarenitas de grano medio a grueso con intercalaciones de limolitas y arcillolitas muy carbonosas hacia el tope de la unidad. La extensión regional de esta unidad en el flanco oriental de la cordillera oriental es grande (Desde Acacias hasta Venezuela), disminuyendo su espesor fuertemente hacia el occidente. Un

último valle indica la aparición de una nueva y más reciente unidad principalmente arcillosa con intercalaciones de bancos de calizas, es la formación Chipaque, la cual tiene un espesor de 200 metros.

Cenozoico. La secuencia cenozoica está conformada por 6 formaciones (**Figura 37a**) que representa la sedimentación ocurrida durante el desarrollo del frente de deformación cordillerano y la acumulación en la cuenca de antepaís, la cual paulatinamente ha sido involucrada en la deformación.

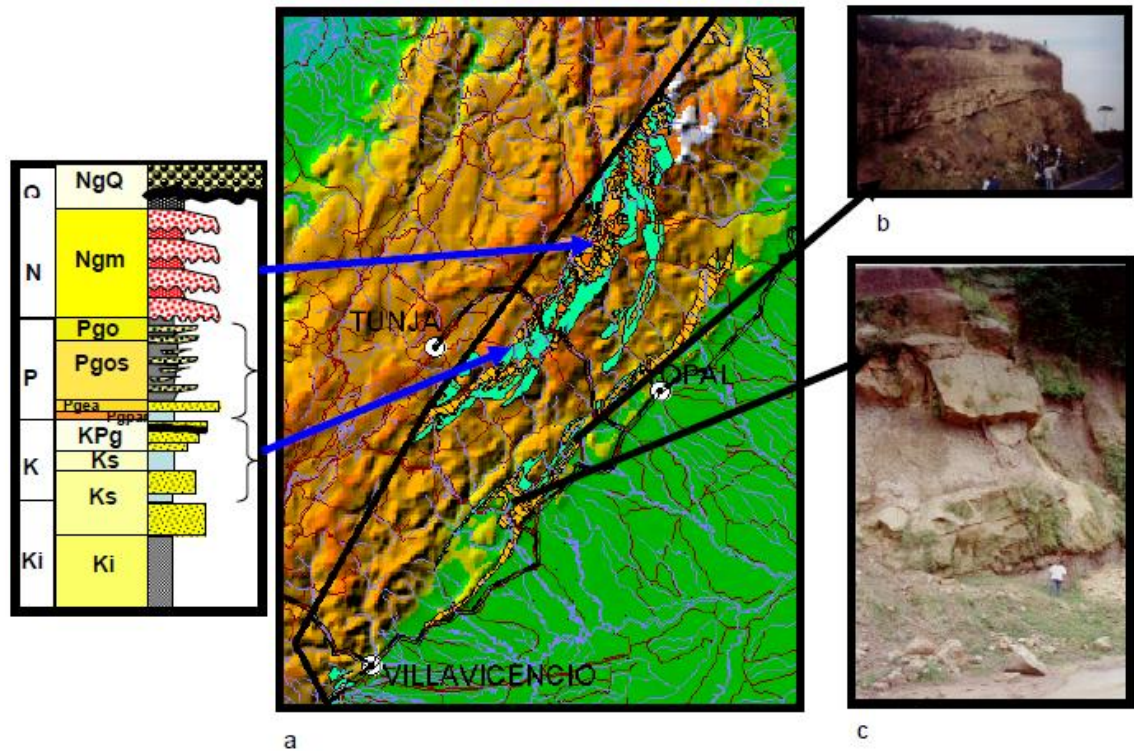
Esta unidad se ve cubierta por una espesa secuencia de intercalaciones de arcillolitas y arenitas (**Figura 37b**) de grano fino a medio con niveles de intensa bioperturbación y mantos de carbón lenticulares de hasta 2 metros de espesor (formación San Fernando), el espesor de esta unidad puede estar alrededor de los 1200 metros, aunque en algunos sectores la acción de fallas inversas de bajo ángulo puede permitir que el espesor esté repetido.

Sobre esta unidad se observan niveles de intercalaciones con mayor predominio de arenitas (Formación Diablo), con intensa bioperturbación, esta unidad presenta expresiones morfológicas fuertes (Crestas y espinazos), sobresaliendo entre las formaciones inferior y superior. Su espesor puede estar en 1200 metros, pero lateralmente disminuye. Descansando sobre esta secuencia se encuentra un potente paquete de sedimentos de color rojizo con frecuentes bancos de arenitas de grano fino hasta conglomerado de geometría lenticular y alta variación lateral (Formación Caja – **Figura 37c**). Esta unidad tiene fuertes variaciones de granulometría de occidente a oriente.

La secuencia cenozoica finaliza con una importante secuencia de conglomerados y bloques que conforman unidades depositadas en abanicos aluviales muy

antiguos (**Figura 38 a, b y c**), que se encuentran preservados en los núcleos de algunas estructuras sinclinales (Formación Corneta).

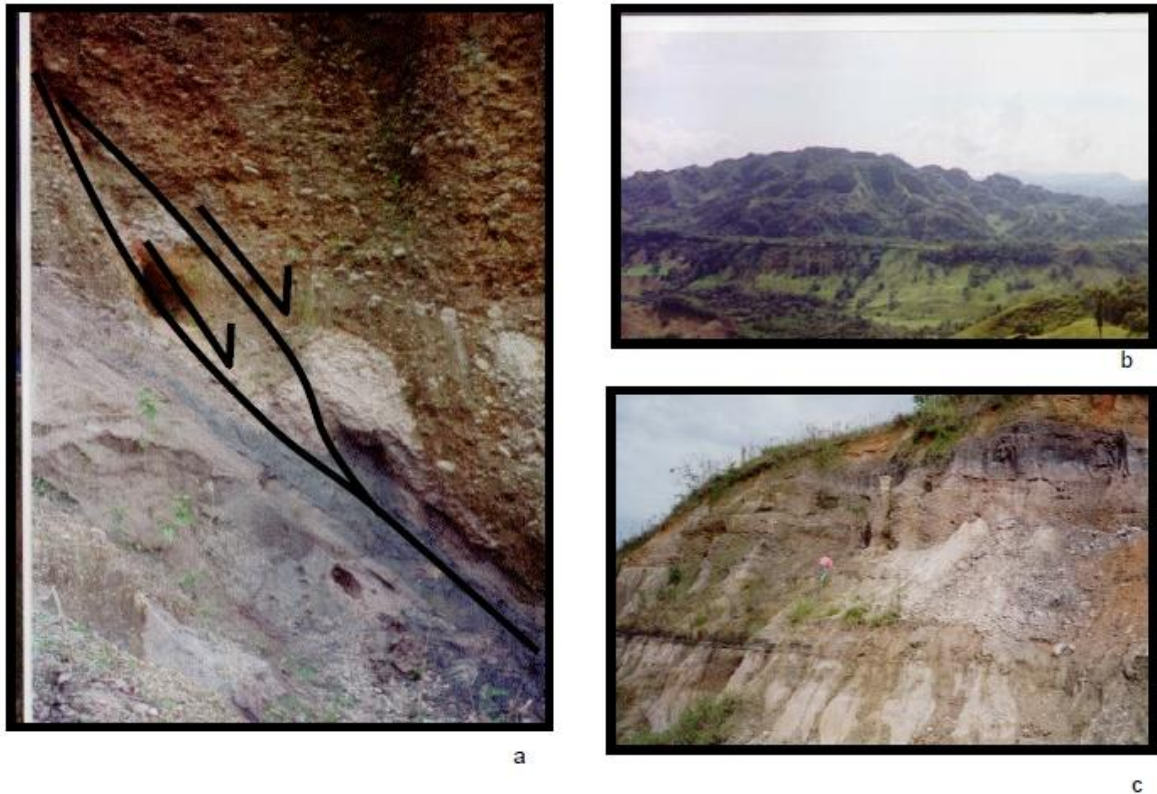
Figura 37. Unidades Litoestratigráficas del Cenozoico.



Fuente: Tomada de Instituto Colombiano de Geología y Minería. Aspectos más relevantes de la Geomorfología y Geología del piedemonte Llanero de Colombia. Gobierno Nacional: Bogotá, 2004.

En cuanto a la Geología Estructural, el Piedemonte Llanero muestra la transición entre un cinturón deformado y una cuenca de antepaís. El cinturón deformado avanza hacia el oriente gracias al fracturamiento y desplazamiento de las unidades litológicas mediante fallas de bajo ángulo. Ejemplos de estas fallas son Guaicaramo, Yopos o borde llanero, fallas que pliegan las unidades que se encuentran en el bloque colgante.

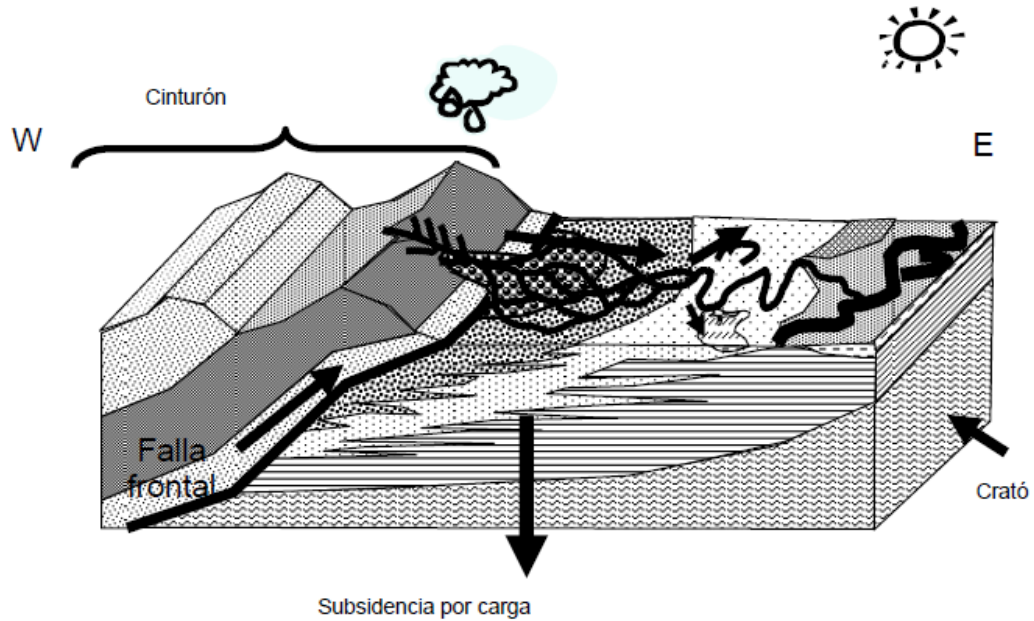
Figura 38. Formaciones del Cenozoico del Piedemonte Llanero Colombiano



Fuente: Tomada de Instituto Colombiano de Geología y Minería. Aspectos más relevantes de la Geomorfología y Geología del piedemonte Llanero de Colombia. Gobierno Nacional: Bogotá, 2004.

Estas fallas están asociadas a zonas de alta deformación en la Cordillera Oriental a fallas de ángulo alto (60° o más) y grandes desplazamientos en el rumbo. Ejemplos de estas fallas son Mirador, Servitá, las cuales permiten colocar rocas del Paleozoico inferior sobre rocas del cretáceo inferior.

Figura 39. Geología Estructural del Piedemonte Llanero Colombiano



Fuente: Tomada de Instituto Colombiano de Geología y Minería. Aspectos más relevantes de la Geomorfología y Geología del piedemonte Llanero de Colombia. Gobierno Nacional: Bogotá, 2004.

La relación que guardan las estructuras regionales y los procesos de sedimentación actuales fluviales tiene estrecha relación (**Figura 39**), dado que la distribución de los materiales está directamente relacionado con la energía de transporte del medio (Agua), el cual a medida que disminuye su pendiente disminuye su energía y por ende el tamaño de los componentes transportados y el comportamiento de los canales.

Si se tiene en cuenta que hasta el cretáceo superior las estructuras que permitieron la acumulación de materiales fueron extensionales y que posteriormente esta cuenca es emergida formando la actual cordillera oriental, el producto de esta inversión se refleja en una importante sedimentación continental que se deposita en la cuenca formada por la flexión de basamento, asociada a la

carga tectónica que desarrolla el cinturón deformado sobre el cratón (**Figura 39**). El avance de las estructuras hacia el oriente involucrando unidades de la cuenca de antepaís, hace que los patrones de drenaje también migren de manera consecuente con el proceso, por lo que las geoformas del reciente pueden indicar al menos los últimos cambios que los patrones de drenaje han sufrido como consecuencia del avance de la deformación en el Reciente (menos de 1 m.a.).

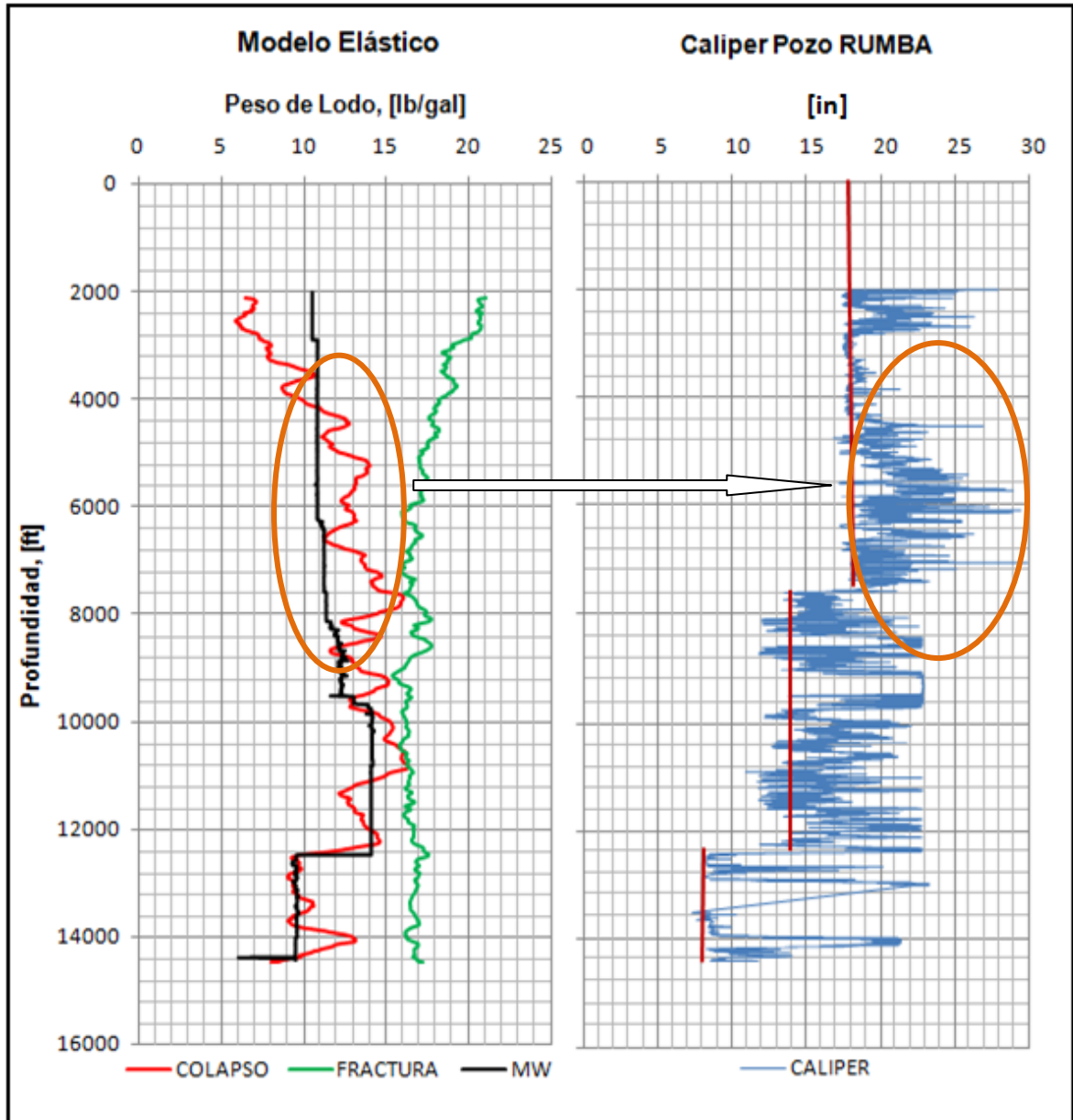
5.2 INPUT DATA

En el anexo A, se muestran los valores para las variables de entrada necesarias para correr cada modelo, como lo son las propiedades Geomecánicas, Propiedades Químicas y Térmicas, tanto de la roca como del fluido de Perforación.

5.3 VENTANA DE LODO PARA CADA MODELO

El producto final de este trabajo es la Ventana Operacional de Lodo, ésta cambia de acuerdo al efecto (químico, térmico) que se contabilice. Teniendo calibrada la Herramienta de Cálculo, es posible cuantificar los cambios en dicha ventana, lo que ayudará a establecer el tipo de interacción que se está presentando e identificar cuál tiene mayor influencia en el momento de perforar un pozo, en una formación específica.

Figura 40. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Elástico



*Se perforó con un peso de lodo igual a la presión de la formación (MW=Presión de la Formación). COLAPSO hace referencia al colapso del hueco como tal.

Para interpretar los resultados obtenidos en cada modelo, se debe analizar el Caliper del pozo. La línea roja vertical que se muestra en el gráfico del Caliper corresponde al Bit Size (Tamaño de la Broca), se observa que el pozo se perforó en tres secciones.

Además, se puede determinar el comportamiento del pozo durante la perforación en cuanto a la falla compresiva comparando estos dos parámetros. Las zonas In Gauge son aquellas en donde el Bit Size es igual al Caliper y es donde se presenta mayor estabilidad durante la perforación; por otra parte, en las zonas donde el Caliper es mucho mayor al Bit Size, se observan derrumbes, son zonas altamente inestables.

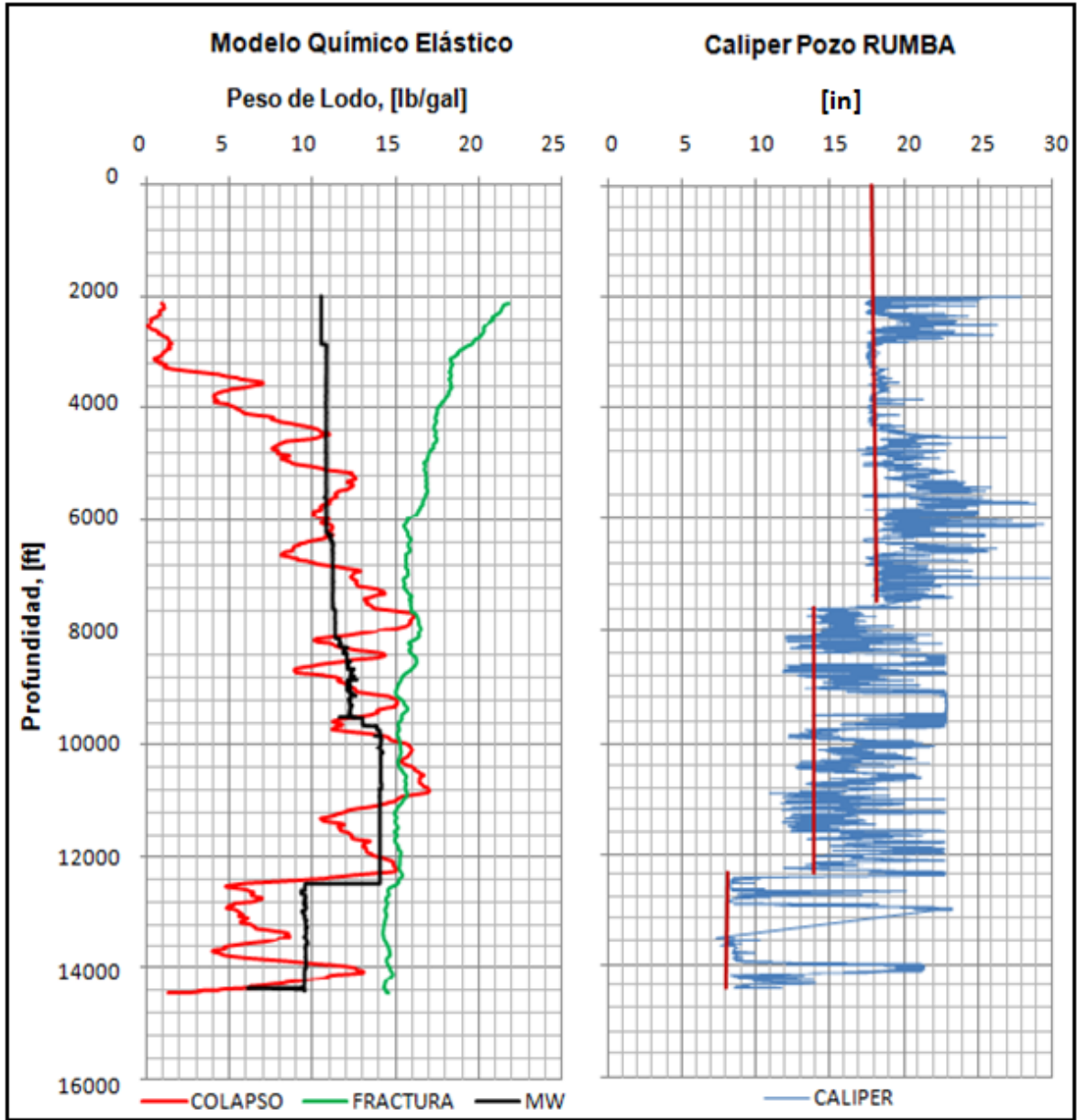
Teniendo esta información, es necesario correlacionarla con las diferentes ventanas de lodo para los diferentes modelos trabajados, con el fin de evaluar el porcentaje de acople con la realidad de éstos.

En la **Figura 40** se observa la ventana de lodo para el Modelo Elástico, en ella se aprecia una línea negra que corresponde al peso de lodo con el cual se perforó; cuando el éste se encuentra por debajo de la línea de colapso ocurre un derrumbe en el pozo. Correlacionándolo con el Caliper, muestra una reproducibilidad del 90% con la realidad del pozo durante la perforación.

En la **Figura 41**, se presenta el Modelo Químico Elástico. En el modelo Químico Elástico se observa una correspondencia del 70% con la realidad. Este factor de acople se analizará mas adelante con el grado de arcillosidad de la formación.

Es necesario aclarar que tanto el modelo químico elástico como el modelo termo elástico están diseñados para zonas reactivas, zonas en las que se encuentran minerales arcillosos, responsables de la interacción entre el fluido de poro de la formación arcillosa (shale) con el lodo de perforación.

Figura 41. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Químico Elástico

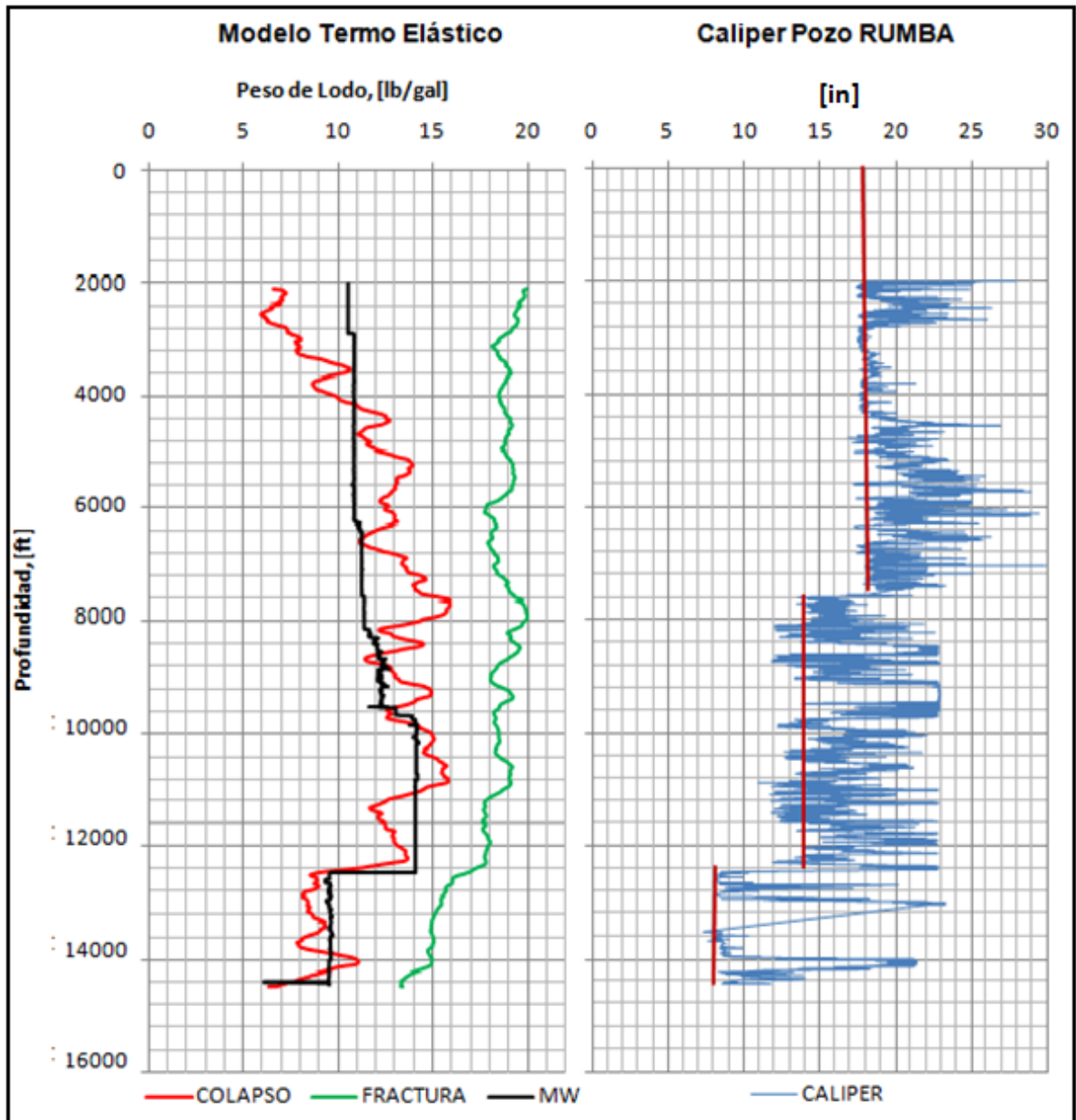


*Se perforó con un peso de lodo igual a la presión de la formación (MW=Presión de la Formación). COLAPSO hace referencia al colapso del hueco como tal.

En la **Figura 42** se observa el Modelo Termo Elástico, igual que el modelo químico elástico reproduce un 70% el comportamiento real del pozo. Más adelante se muestra el porcentaje de desviación de los modelos trabajados respecto al modelo

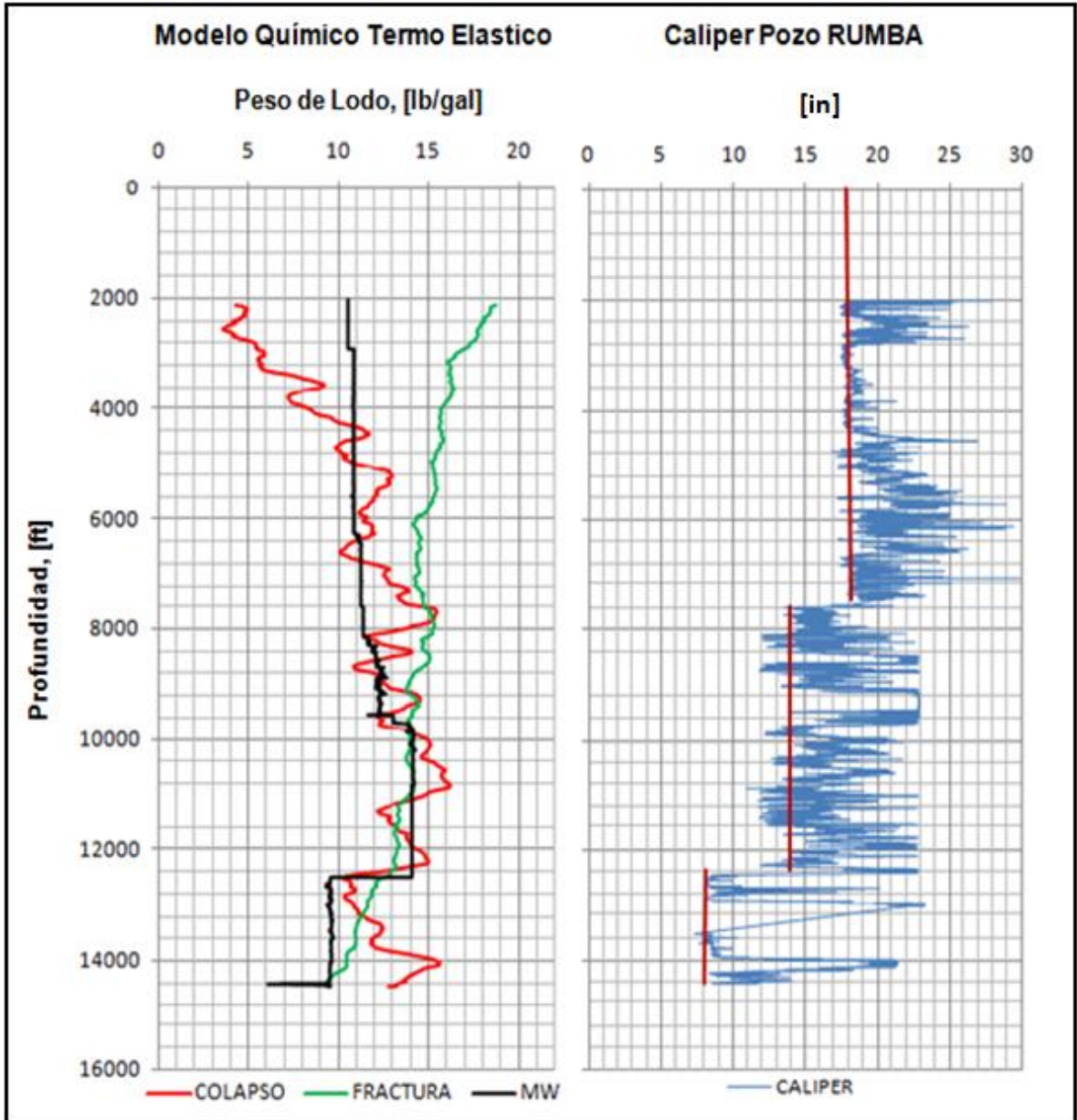
elástico tradicional y se comparará con el Vshale para poder concluir sobre el efecto de la litología en los modelos químico, térmico y químico termo elástico.

Figura 42. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Termo Elástico



*Se perforó con un peso de lodo igual a la presión de la formación (MW=Presión de la Formación). COLAPSO hace referencia al colapso del hueco como tal.

Figura 43. Ventana Operacional de Lodo del Pozo RUMBA - Modelo Químico Termo Elástico.



*Se perforó con un peso de lodo igual a la presión de la formación (MW=Presión de la Formación). COLAPSO hace referencia al colapso del hueco como tal.

En la **Figura 43** el modelo Químico Termo Elástico puede ser observado. Como su nombre lo indica, es la combinación de los efectos químicos, térmicos y

mecánicos y su influencia mientras es perforado el pozo. Este muestra una ventana de lodo que se aproxima en un 80% a la real, todos estos porcentajes mostrados, indican que los modelos trabajados están calibrados y están arrojando valores muy cercanos a los reales.

5.4 ANÁLISIS DE LOS MODELOS

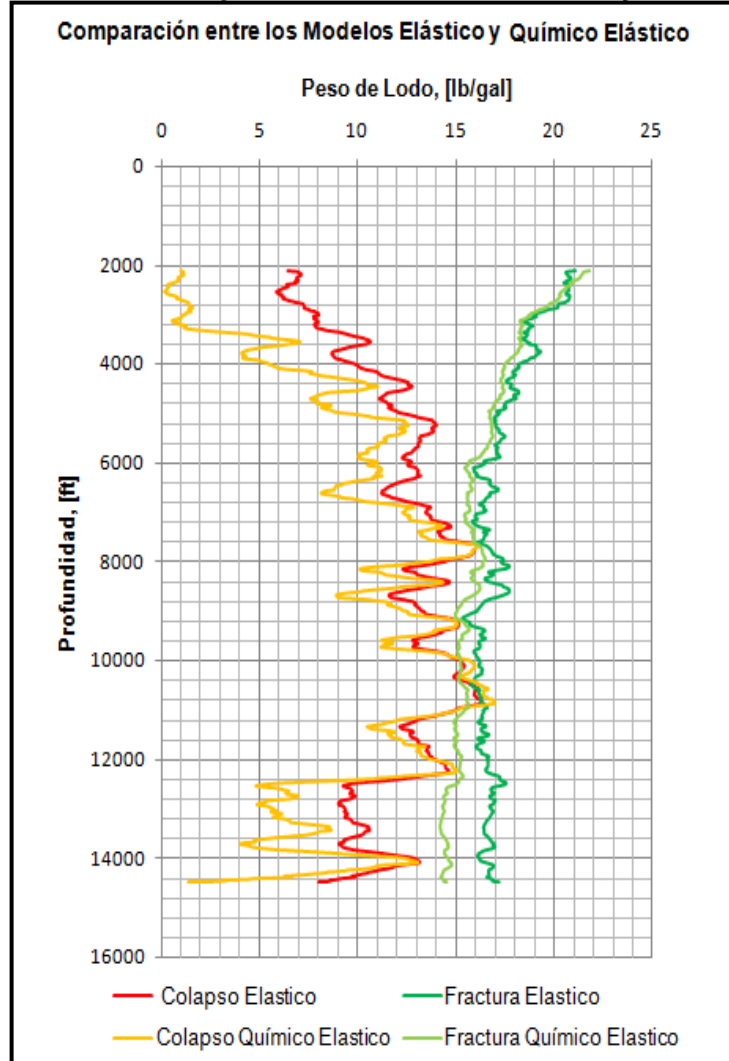
A continuación, se presentan los modelos trabajados y se comparan con el modelo elástico tradicional, con el fin de detectar el cambio generado en la ventana de lodo cuantificando un efecto adicional, ya sea químico, térmico o químico-térmico.

El análisis se hace en función de las propiedades mecánicas, el régimen de esfuerzos in situ y las variables del modelo químico: actividad del fluido de perforación, actividad de la formación y eficiencia de membrana de la formación.

La ventana de lodo es determinada primero en el análisis del régimen de esfuerzos in situ y las propiedades mecánicas de la roca. Sin embargo, ésta es alterada por la interacción entre el fluido de perforación y la formación arcillosa. El efecto químico involucra el movimiento de agua e iones dentro o fuera de las formaciones arcillosas.

Para un shale químicamente activo, la absorción de agua causa el hinchamiento, lo cual genera cambio en el régimen de esfuerzos y las propiedades mecánicas del hueco. Debido a que los shales tienen una permeabilidad muy baja (alrededor de 10^{-7} a 10^{-12}), la presión de poro y la presión ejercida por la baja permeabilidad del shale no podrán ser disipadas fácilmente durante la interacción entre la formación arcillosa y el fluido de perforación, lo cual reduce los esfuerzos efectivos junto con la resistencia de la roca conduciendo a la fractura, esto se evidencia en la **Figura 44** con el aumento del peso de lodo por fractura.

Figura 44. Ventana de Lodo para los Modelos Elástico y Químico Elástico.

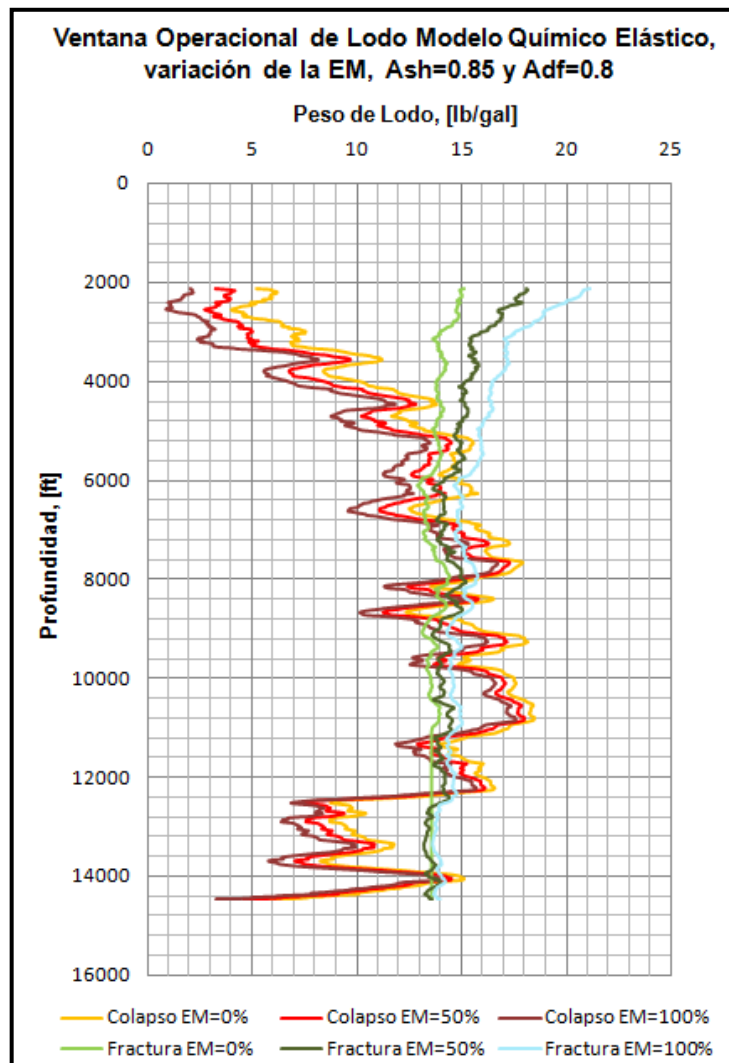


En la misma figura, se aprecia que la línea de colapso disminuye favoreciendo la estabilidad, esto se debe a que las actividades tanto del fluido de poro del shale como de la fase acuosa del fluido de perforación están balanceadas (son muy cercanas lo cual provoca poca interacción y disminuye la presión de poro), adicional a esto, la actividad del fluido de perforación es mucho menor que la actividad de la formación y esto hace que la formación se deshidrate evitando el colapso del pozo. Debe tenerse especial cuidado con este fenómeno pues si la

formación se deshidrata excesivamente puede generar pérdidas de circulación debido a la fractura del pozo.

Analizando las variables involucradas de manera independiente, la eficiencia de membrana juega un papel importante, el comportamiento de ella puede ser observado en la **Figura 45**.

Figura 45. Variación de la Eficiencia de Membrana en la Ventana Operacional de Lodo.

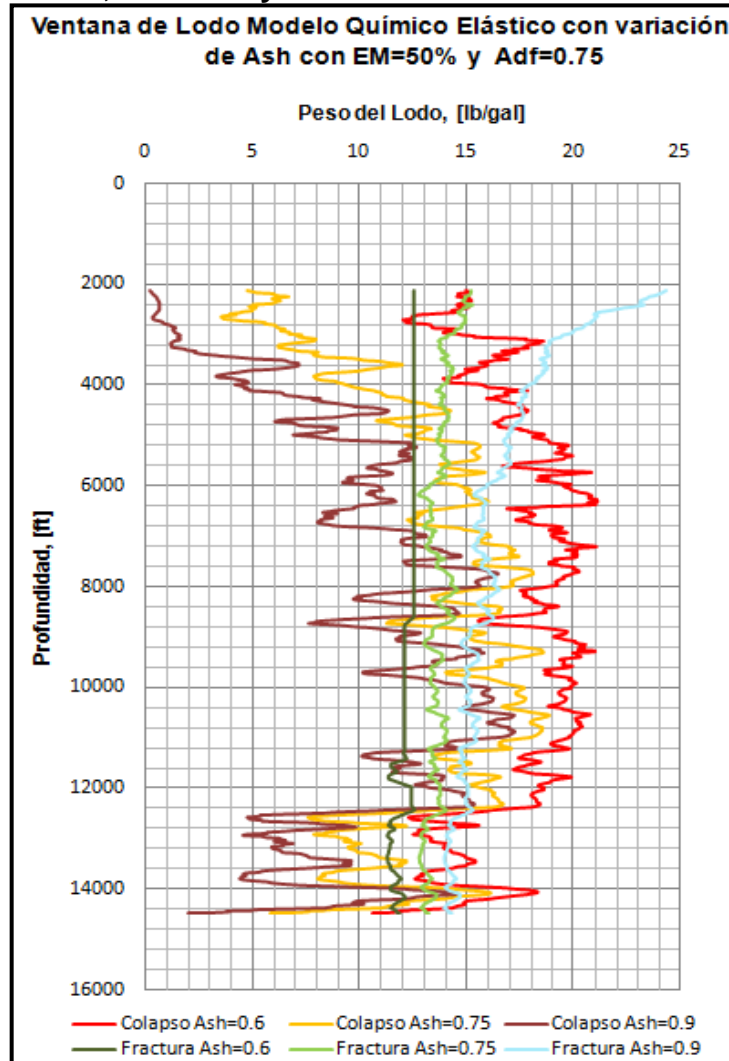


El peso de lodo por colapso disminuye, mientras el peso de lodo por fractura aumenta con el aumento de la Eficiencia de membrana lo cual es benéfico para la estabilidad, ya que la ventana de lodo se amplía considerablemente permitiendo diseñar mejores trayectorias de perforación para el pozo.

Las actividades del fluido de perforación y del shale también son relevantes al estudiar el modelo químico elástico. **En las Figuras 46 a 48** se exhiben sensibilidades de estas variables, lo que permite generar conclusiones importantes. Este comportamiento aunque corresponde a la teoría estudiada, no se generaliza para todos los shales, ya que la membrana se define directamente por el contenido-tipo de arcilla y permeabilidad de la formación.

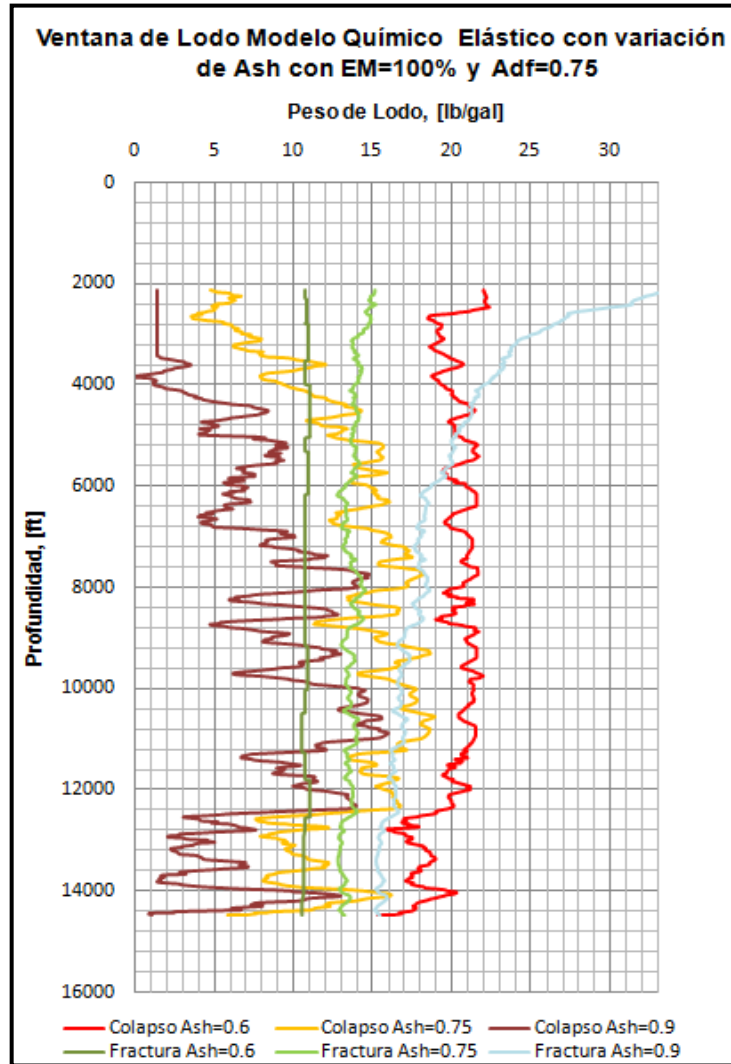
En la **Figura 46** se observa que al aumentar la actividad del shale el peso de lodo por fractura aumenta y el de colapso disminuye, lo cual es favorable en términos de estabilidad. Pero generalmente, la solución para mejorar la ventana operacional de lodo no es aumentar la actividad del shale, es balancear las actividades tanto del lodo como de la formación; para este caso, la actividad del fluido de perforación es de 0.75 la cual es cercana a la actividad de la formación de 0.9, lo cual permite un balance favorable. Cuando las actividades son iguales no existe interacción química.

Figura 46. Variación de la Actividad de la Formación (Ash) en la Ventana Operacional de Lodo, EM=50% y Adf=0.75.



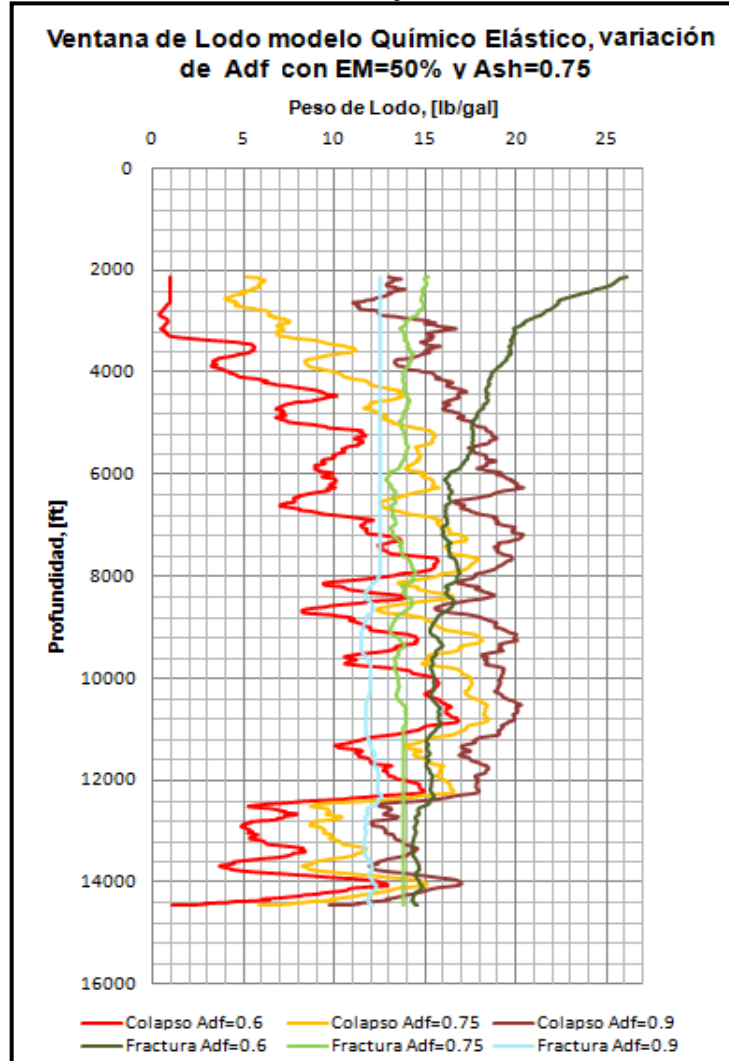
En la **Figura 46** se muestra la sensibilidad para la actividad de la formación al igual que la **Figura 47**, la variación es en la eficiencia de membrana (Antes 50% ahora 100%); esto se hace con el fin de analizar si al aumentar la eficiencia de membrana la ventana de lodo se amplía; efectivamente, el fenómeno se reproduce como se observó en la **Figura 47**.

Figura 47. Variación de la Actividad de la Formación (Ash) en la Ventana Operacional de Lodo, EM=100% y Adf=0.75.



En la **Figura 48** puede apreciarse que a medida que se aumenta la actividad del fluido de perforación el peso de lodo por colapso va aumentando y el peso de lodo por fractura va disminuyendo, lo que no resulta benéfico en términos de estabilidad; el fenómeno contrario sucede en las líneas de colapso y fractura cuando se aumenta la actividad del shale.

Figura 48. Variación de la Actividad del Fluido de Perforación (Adf) en la Ventana Operacional de Lodo, EM=50% y Ash=0.75.



De esto se puede concluir que para proveer estabilidad en el momento de perforar formaciones arcillosas, es necesario mantener la actividad del fluido de perforación mucho menor que la del shale, es decir, es posible dar más estabilidad al pozo con una alta concentración iónica del fluido de perforación (a mayor concentración salina, menor actividad tiene el fluido de perforación) cuando la perforación a través de formaciones arcillosas tiene alta eficiencia de membrana.

Las sensibilidades mostradas tanto para el fluido de perforación como para el fluido del shale pueden ser analizadas manejando el concepto de presión osmótica, el cual se resume en tres casos:

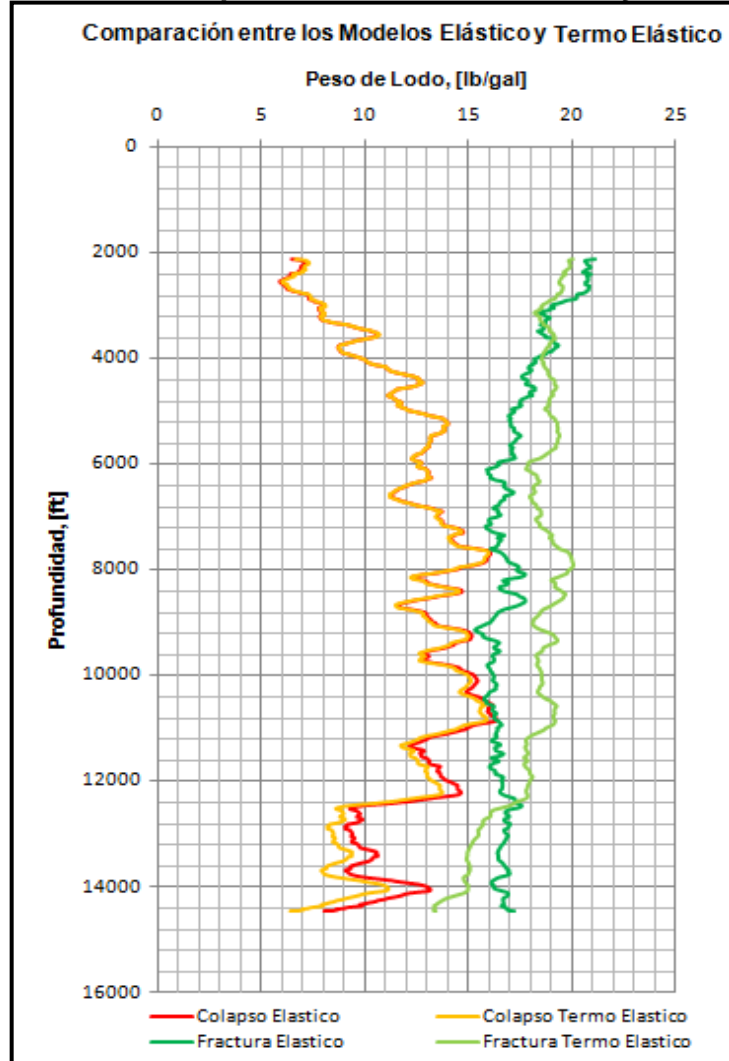
Caso 1: La actividad del fluido de poro del shale es menor que la actividad de la fase acuosa del fluido de perforación. Se produce una presión osmótica negativa y hay flujo de agua hacia el shale lo que hace que aumente el contenido de agua y la presión de poro cerca de la cara del pozo, este efecto 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 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, la presión osmótica es positiva lo que produce una deshidratación de la formación reduciendo la presión de poro y el contenido de agua cerca a la cara del pozo. El caso 3 genera una condición más 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).

Todo este analisis conduce a formular un fluido de perforación óptimo que permita perforar formaciones arcillosas mitigando la inestabilidad.

Figura 49. Ventana de Lodo para los Modelos Elástico y Termo Elástico



La condición que influye primordialmente en el diseño de la ventana operacional de lodo con el modelo termo elástico es el delta de temperatura que existe entre el fluido de perforación y la formación. Por esta razón, es necesario prestar atención a la temperatura con la cual ingresa el lodo a la formación cuando se está perforando, debido a que es la variable que puedo alterar; la temperatura de la formación es calculada en profundidad con el gradiente geotérmico.

Para el modelo termo elástico mostrado en la **Figura 49**, se tiene que el fluido de perforación ingresa a una temperatura mayor a la de la formación (con el fin de analizar ya que en realidad pocas veces o nunca sucede). En el marco de este escenario, el peso de lodo por fractura aumenta aportando estabilidad. En caso contrario, si la temperatura del lodo es menor a la temperatura de la formación reduce la presión de fractura causando problemas de pérdidas de circulación. Entonces se concluye que para prevenir la fractura del pozo es necesario calentar el fluido de perforación.

La línea de colapso no muestra cambios significativos, lo que también permite inducir que el efecto térmico influencia la línea de fractura significativamente debido a que el criterio de falla Tensil tiene en cuenta el efecto térmico sobre la Resistencia Tensil de la roca, no sobre un esfuerzo como tal.

Para justificar el comportamiento de la línea de peso de lodo por colapso, es necesario estudiar el criterio de falla por colapso utilizado en la herramienta de cálculo, el cual es el de Mohr Coulomb. Éste tiene en cuenta los esfuerzos principales mayor y menor.

Como se aprecia en las **Figuras 50 y 51** el esfuerzo principal menor es más sensible con el delta de temperatura pero no lo suficiente como para generar cambios en la línea de colapso cuando éstos se evalúan en el criterio de falla mencionado.

Figura 50. Variación del Esfuerzo Máximo Principal con el Delta de Temperatura.

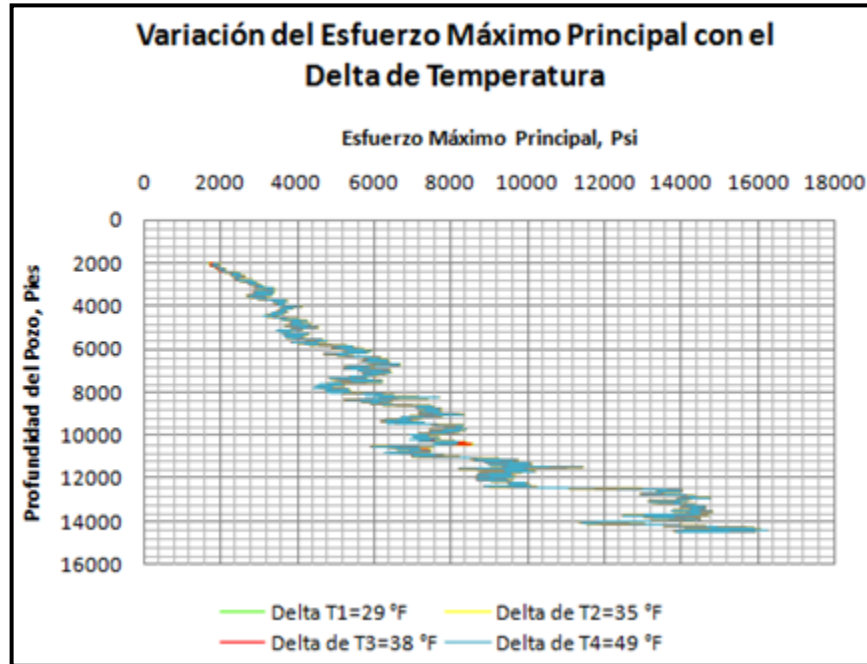
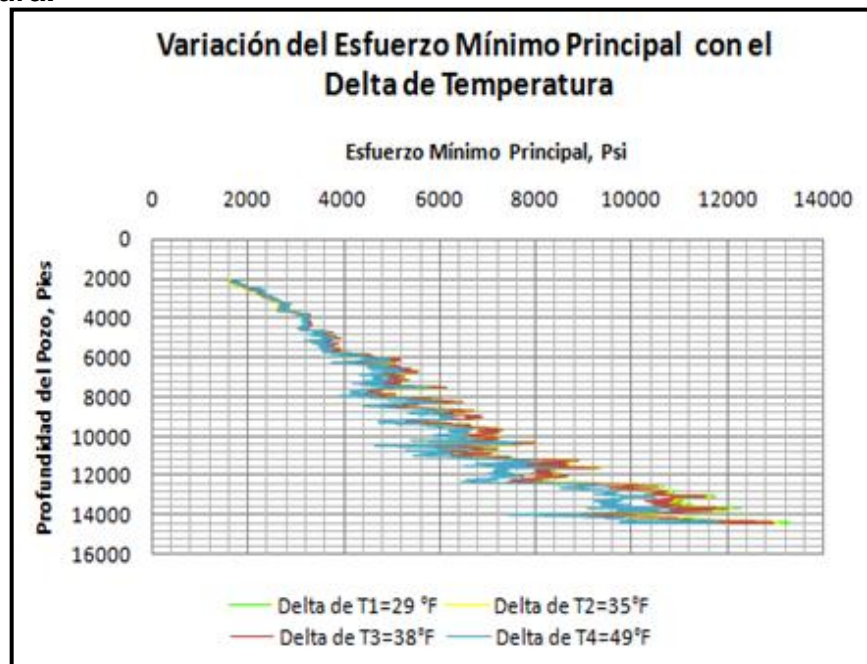


Figura 51. Variación del Esfuerzo Mínimo Principal con el Gradiente de Temperatura.



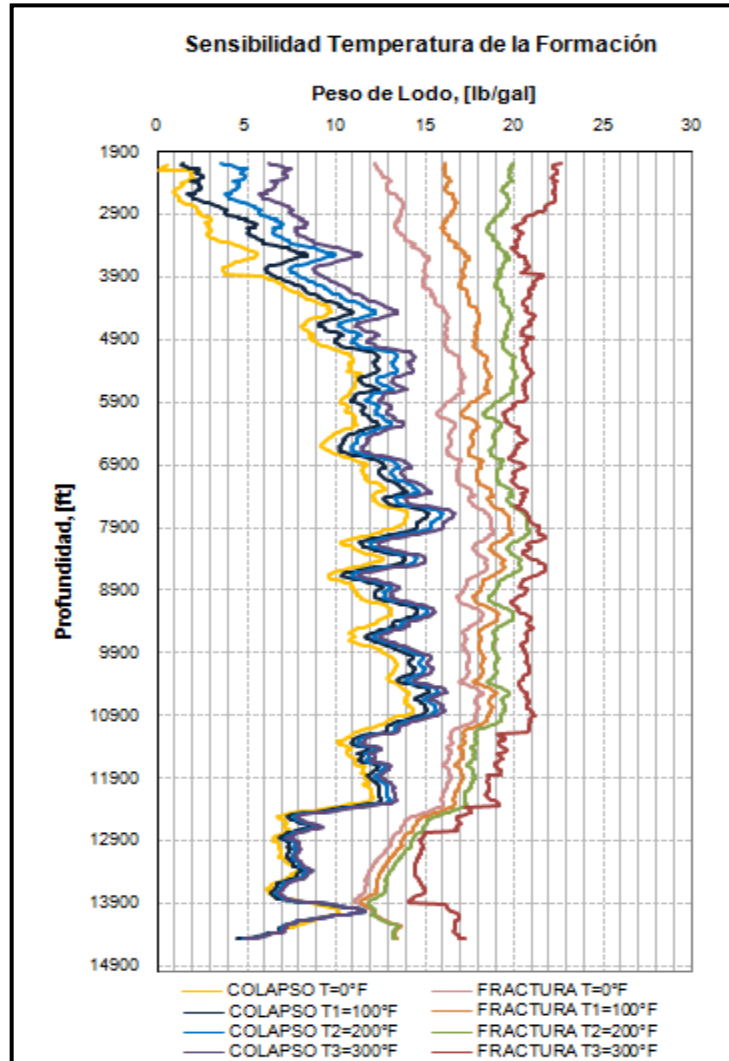
En la **Figura 51** se observa que a medida que aumenta el delta de temperatura, el esfuerzo mínimo principal disminuye, aunque su cambio no genera alteraciones significantes en el estudio de la ventana operacional de lodo diseñada con un Modelo Térmico.

Continuando con el análisis de la línea de colapso, se hizo una sensibilidad para la Formación, aumentando su temperatura (Ver **Figura 52**). Lo que se espera es que la línea de fractura conserve el mismo comportamiento y que la línea de colapso muestre cuál es su tendencia real; estas corridas se hacen con la herramienta de cálculo diseñada y se tienen con una diferencia de 100°F una respecto a la otra.

Analizando la **Figura 52** se observa que el peso de lodo por fractura aumenta a medida que aumenta la temperatura (benéfico para la estabilidad) verificando el comportamiento similar mostrado en la **Figura 49**.

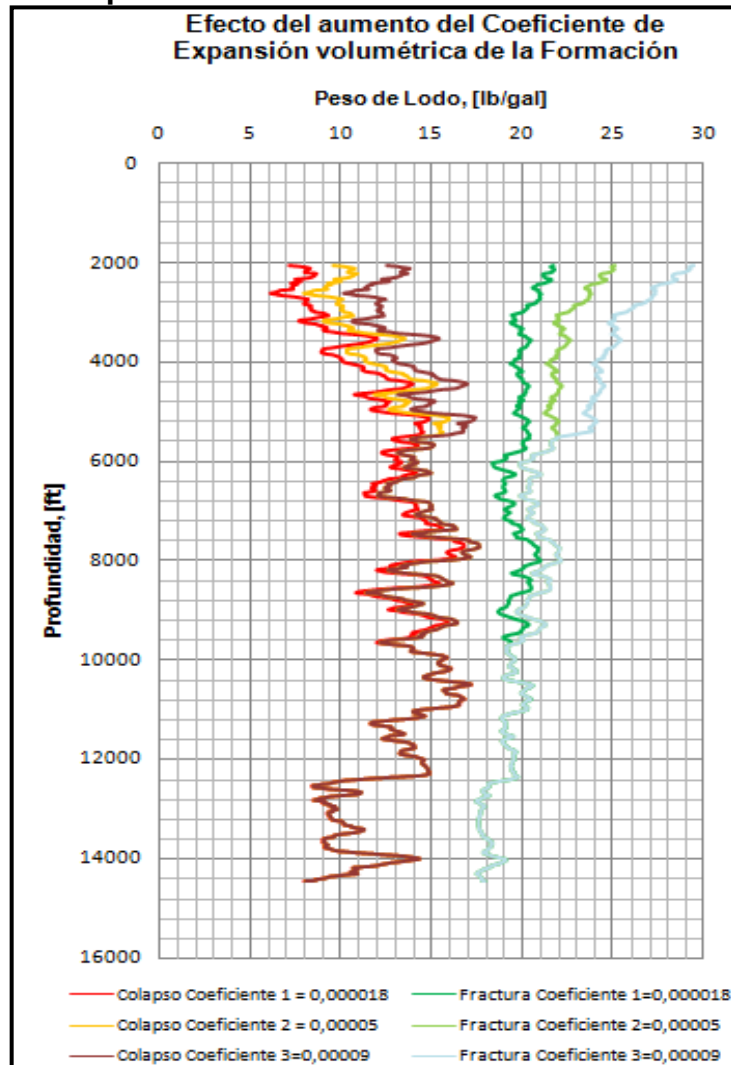
El peso de lodo por colapso disminuye a medida que disminuye la temperatura lo cual también es benéfico en términos de estabilidad (amplia la ventana de lodo). Este resultado obtenido en la línea de colapso permite concluir que se provee mayor estabilidad en ella cuando la temperatura del lodo es mucho menor a la temperatura de la formación.

Figura 52. Aumento de la Temperatura de la Formación en el Modelo Termo Elástico con un Delta de 100°F.



Además de la temperatura de la formación y del fluido de perforación, también hay otra propiedad térmica que se contabiliza en este modelo térmico y es el coeficiente de expansión volumétrica de la formación.

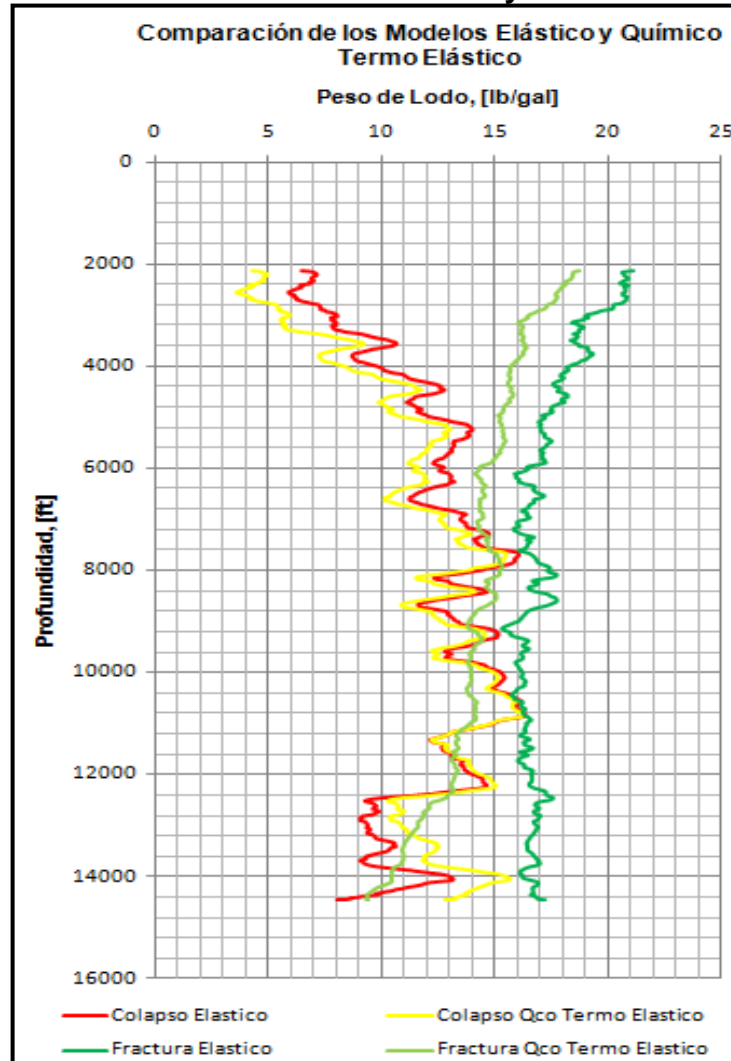
Figura 53. Sensibilidad de la Ventana Operacional de Lodo con el aumento del Coeficiente de Expansión Volumétrica de la Formación.



Como se muestra en la **Figura 53**, el efecto en el peso del lodo tanto para fractura y colapso solo es notable a profundidades someras, ya que a medida que aumenta la profundidad la sobrecarga anula el efecto causado por la variación de este coeficiente.

Dicho coeficiente es un parámetro crítico cuando se estudian los efectos térmicos en la inestabilidad de pozo, al igual que lo afirmaron Zhang, Al Bazali, Yu y Chenevert en 2006.

Figura 54. Ventana de Lodo Modelos Elástico y Químico Termo Elástico



En la **Figura 54**, se muestra el Modelo Químico Termo Elástico, el cual fue corrido con la temperatura del fluido de perforación menor a la temperatura de la formación con el fin de verificar el comportamiento de la línea de colapso. Se nota

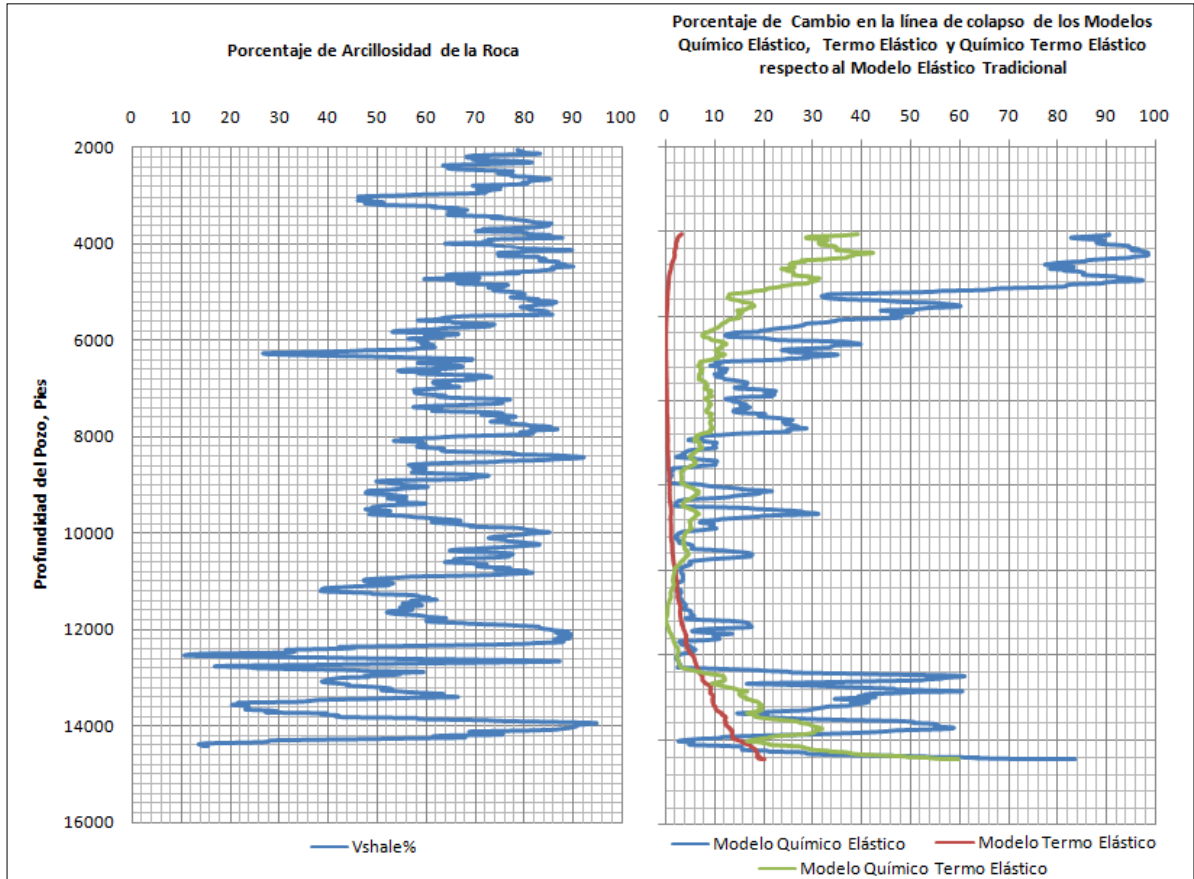
que los efectos químicos influyen en el peso de lodo por colapso y los efectos térmicos en el peso de lodo por fractura. Se corrobora que cuando la actividad del lodo es menor a la actividad de la formación y la temperatura del lodo es menor a la de la formación la línea de colapso disminuye su valor favoreciendo la estabilidad de pozo.

Cuando se conserva el mismo criterio químico para la línea de colapso y la temperatura del lodo es mayor a la temperatura de la Formación se previene la fractura de la formación. Estos resultados son acordes a los encontrados por Freij-Ayoub, Tan, Choi en 2003.

Las **Figuras 55 y 56** muestran la diferencia de los modelos trabajados respecto al modelo elástico tradicional en la línea de colapso y fractura y se comparan con el grado de arcillosidad (V_{shale}) de la formación, con el fin de correlacionar cuáles modelos tienen mayor influencia en los intervalos arcillosos (más reactivos). El contenido de arcillas es máximo cuando es igual a 1 o 100%.

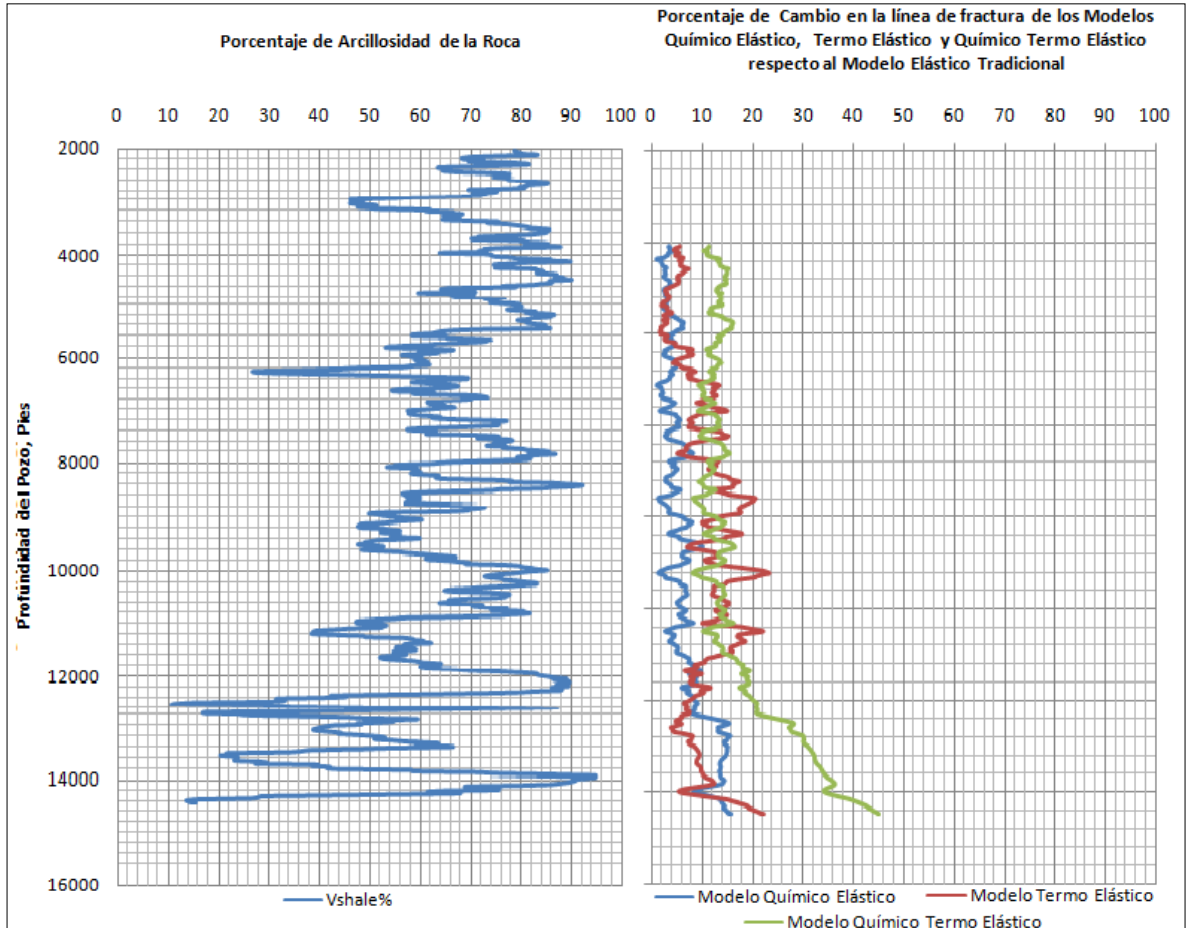
En la **Figura 55** se observa que la línea de colapso es poco sensible a los efectos térmicos, medianamente sensible a la combinación de los efectos químicos y térmicos y es muy sensible a la interacción química. Se comprueba que en los intervalos en donde el modelo químico elástico y químico termo elástico son representativos, el contenido de arcillas es alto; también se puede concluir que el modelo térmico por sí solo, no responde en su mayoría al comportamiento predicho en la línea de colapso de la ventana operacional de lodo como se mencionó anteriormente.

Figura 55. Comparación entre el Porcentaje de Cambio en la Línea de Colapso de los Modelos respecto al Modelo Elástico Tradicional y el grado de arcillosidad de la formación (Vshale).



De la misma manera, en la **Figura 56** se tiene que la línea de fractura es poco sensible al Modelo Químico Elástico, medianamente sensible al modelo Químico Termo Elástico y es muy sensible al modelo Térmico. Se comprueba también que en los intervalos en donde los modelos termo elástico y químico termo elástico son representativos, el contenido de arcillas es alto; con estos resultados se puede confirmar que el modelo térmico es el que tiene mayor influencia en el comportamiento de la línea de fractura de la ventana operacional de lodo.

Figura 56. Comparación entre el Porcentaje de Cambio en la Línea de Fractura de los Modelos respecto al Modelo Elástico Tradicional y el grado de arcillosidad de la formación (Vshale).



El Modelo que presenta cambios tanto en colapso como en fractura que permite hacer un diseño de la ventana operacional de lodo es el Modelo Químico Termo Elástico, el cual se afecta por los efectos mecánicos, químicos y térmicos; el inconveniente es que no se cuenta con la tecnología instalada en los laboratorios que permita obtener toda la data térmica necesaria para correr este tipo de Modelo, se debe evitar a toda costa utilizar variables de literatura que nada tienen que ver con el pozo en estudio, cada caso es diferente y debe ser estudiado independientemente.

Como apreciación general para este caso de aplicación los modelos que contabilizan efectos químicos y térmicos en la ventana operacional de lodo deben ser diseñados para formaciones con nivel de arcillosidad considerable.

CONCLUSIONES

- La combinación de los efectos químicos, térmicos y elásticos en el diseño de la ventana operacional de lodo constituyen una buena aproximación del comportamiento real del pozo. Inicialmente, se deben evaluar las variables químicas y elásticas con el fin de definir el tipo de shale y el tipo de fluido adecuado para la perforación. Si aún no es claro el panorama con el estudio de variables químicas, se debe adicionar el efecto térmico. La Herramienta QTE ofrece al usuario la opción de correr los modelos individualmente o combinados.
- La línea de fractura está altamente influenciada por las condiciones de temperatura entre el wellbore y la formación, la línea de colapso está altamente influenciada por el efecto químico.
- El efecto térmico es poco relevante por sí solo, debido a que al aumentar la profundidad, la acción de los esfuerzos in situ y en especial, la sobrecarga, anulan el efecto causado por el aumento de temperatura. Sin embargo, ya que la formación tiende a ser plástica pero no tiene lugar para re-ubicarse, aumenta la presión de poro hasta tal punto que la sobrecarga es mucho mayor y la ventana de lodo experimenta drásticos cambios por tensión que afectan el peso de lodo por fractura.
- En general, es benéfico disminuir la temperatura de la formación con el lodo pero no debe ser excesiva con el fin de evitar la fractura.
- A mayor eficiencia de membrana y manteniendo la actividad del fluido de perforación menor a la actividad del shale (sin olvidar que éstas deben estar balanceadas), se previene el colapso del hueco.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda incluir el efecto Poro elástico, ya que amplía el análisis a un radio equivalente al del radio del pozo actual; esto permite analizar la fractura o el colapso del pozo a un radio mayor, ya que éstos no solo suceden en la cara del pozo.
2. La cohesión del shale varía con el tiempo de exposición al fluido de perforación, por esto es necesario determinar la cohesión de equilibrio (valor en el cual la cohesión no cambia cuando está expuesta al fluido de perforación).
3. Mejorar la Herramienta QTE para que tenga como filtro en primera instancia el criterio litológico ya que dependiendo de si la formación es arcillosa o no el modelo reproducirá efectivamente su comportamiento. Adicionalmente, se sugiere implementar una opción en la cual el usuario pueda hacer análisis comparativos entre los modelos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AADNOY, B ET AL. Stability of Highly Inclined Boreholes. SPE Drilling Engineering, 1987.

ABOUSLEIMAN, Y ET AL. Poroviscoelastic Analysis of Borehole and Cylinder Problems. 1996.

ADDIS, M. y WU, B. The Role of the Intermediate Principal Stress in Wellbore Stability Studies: Evidence From Hollow Cylinder Tests. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science. 1993.

BAKER HUGHES INTEQ. Petroleum Geology. Houston, 1999.

BALLARD T, ET AL. Fundamentals of Shale Stabilization: Water Transport through Shales, 1992. SPE 24974.

BERNA, T y MELGAREJO, I. Estudio de la Factibilidad del uso de la Glicerina como Fase Continua en Fluidos de Perforación de Emulsión Inversa”. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

BIRD, R. ET AL. Transport Phenomena. John Wiley & Sons, Inc, 1960.

BRADLEY, W. B. Mathematical Concept - Stress Cloud Can Predict Borehole Failure. The Oil and Gas Journal, 1979.

CARMINATI, S. ET AL. How do Anions in Water Based Muds Affect Shale Stability?, 1999. SPE 50712.

CHARLEZ, Ph. Rock Mechanics: Volume 2, Petroleum Applications. Paris: Editions Technip, 1997.

CHEN, Guizhong. Study of Wellbore Stability in Shales including Poroelastic, Chemical, and Thermal Effects. The University of Texas at Austin, 2001.

CHENEVERT, M. E. Adsorptive Pore Pressures of Argillaceous Rocks. 1969. ARMA 69-0599.

CHENEVERT, M. E. y PERNOT, V. Control of Shale Swelling Pressures using Inhibitive Water-Base Muds. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998. SPE 49263-MS.

CHENEVERT, M. Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds. 1970. SPE 2559.

CHENEVERT, M; STRASSNER J. Temperature Effects on Water Activities of Argillaceous Shales and Oil Mud Systems. Fifteenth Oil and Gas Conference: Hungary. 1975. SPE.

CHOI, S y TAN, C. Modeling of Effects of Drilling-Fluid Temperature on Wellbore Stability. 1998 SPE 47304.

CHOI, S y TAN, C. Modeling of Effects of Drilling-Fluid Temperature on Wellbore Stability, 1998. SPE 47304.

CHRISTOPHER, G, McCARTY y ED, Vitz. Journal of Chemical Education, 2006. Vol. 83 752

CORONEL, I. MATEUS, D. Evaluación de los Mecanismos de Falla que conducen a la Inestabilidad de Pozo. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2004.

DZIALOWSKI, A ET AL. Lubricity and Wear of Shale: Effects of Drilling Fluids and Mechanical Parameters, 1993. SPE 25730-MS.

EDWARDSON, M ET AL. Calculation of Formation Temperature Disturbances Caused by Mud Circulation. Journal Petroleum Technologies, 1962

EDWARDSON, M.J. et al. Calculation of Formation Temperature Disturbances Caused by Mud Circulation. J. Pet. Tech, 1962.

EDWIN A., HACKETT J. 1982. A Laboratory Technique for Screening Shale Swelling Inhibitors, 1982. SPE 11117.

EWY, R. T. 3D Stress Effects in Elastoplastic Wellbore Failure Models. Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science, 1991.

EWY, R. T. Wellbore-Stability Predictions by Use of a Modified Lade Criterion. SPE Drilling & Completion, 1999.

FAIRHURST, C. Methods of Determining In-Situ Rock Stress at Great Depths. 1968.

FJAER, ET AL. Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 2008. Segunda Edición.

FRITZ, S. Ideality of Clay Membranes in Osmotic Processes: A Review. Clays and Clay Minerals: Vol. 34, No 2, 214-223. 1986.

FRYDMAN, M; DA FONTOURA, S. Modeling Aspects of Wellbore Stability in Shales. SPE 69529. 2001.

FUH, G. H. ET AL. Use of Borehole Stability Analysis for Successful Drilling of High-Angle Hole. 1988. IADC/SPE 17235.

GHASSEMI A., DIEK A. Linear Chemo-Poroelasticity for Swelling Shales: Theory and Application. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003.

GHASSEMI, A ET AL. Effects of Ion Diffusion and Thermal Osmosis on Shale Deterioration and Borehole Instability". Paper AADE National Drilling Technical Conference 2001.

GHASSEMI, Q; DIEK, A. A Chemo-Poro-Thermoelastic Model for Stress/Pore Pressure Analysis around a Wellbore in Shale, 2005. ARMA/USRMS 05-726.

GILBERT, P. Numerical Computation of a Circulating Drilling Fluid. Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition, 2009. SPE/IADC 125697.

GOGOI, R. y KUTASOV, I.M. Temperature Distribution Around an Uncased Well with a History of Variations in Wellbore Temperature, 1986. SPE 15984.

GÓMEZ, C. SANTAMARÍA R. Análisis de Estabilidad de Pozo utilizando el Software Pore. Tesis Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2004.

GUIA INTERACTIVA DE LODOS Y CEMENTOS.: (Basada en) “Reestructuración Teórico Práctica De La Guía De Laboratorio De Lodos Y Cementos”, Tesis de Pregrado Universidad Industrial de Santander, 2007.

HALE, ET AL. The influence of Chemical Potential on Wellbore Stability. SPE Drilling and Completion, 1993. SPE 23885.

HIMMELBLAU, D.: “Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química”, Prentice Hall, sexta edición. University of Texas. 1997.

HOLMES, C y SWIFT,S. Calculation of Circulating Mud Temperatures. Journal of Petroleum Technology, 1970. SPE 2318.

JAEGER, J.C. The Effect of the Drilling Fluid on Temperature Measured in Boreholes, 1961.

KABIR, C, ET AL. Determining Circulation Fluid Temperature in Drilling, Workover, and Well-Control Operations. SPE Drilling & Completion, 1996.

KUTASOV, IM. Applied Geothermics for Petroleum Engineers. USA: Elsevier, 1999

McADAMS, W. H. Heat Transmission. Second Edition, McGraw-Hill, 1942.

MCLEAN, M Y ADDIS, M. Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Their Field Application. 1990. IADC/SPE 19941.

MCLEAN, M. Analysis of Wellbore Stability. Ph.D. Dissertation University of London, 1989.

NORMA API 13B-2. Recommended Practice For Field Testing Of Oil Based Drilling Fluids. American Petroleum Institute, cuarta edición, marzo de 2005

O'BRIEN, ET AL. Effects of Drilling Fluid/Shale Interactions on Borehole Stability: Studies Using Speeton Shale. Topical Report, 1996.

OORT, ET AL. Transport in Shales and the Design of Improved Water Based Shale Drilling Fluids. SPE Drilling & Completion, 1996. SPE 28309.

OORT, V. Physico-Chemical Stabilization of Shales. 1997. SPE 37263.

OSORIO, G. Curso de Geomecánica de yacimientos, 2009. Capítulos. 1-9

PABÓN, E.; OBEID, Y. Análisis de La Geomecánica Aplicada a La Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2004.

PEÑA, C. PEÑA, Y. Desarrollo de una Herramienta Software mediante el uso de Diferencias Finitas para analizar la Inestabilidad de Pozos, aplicando la Teoría Elástica. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2007.

PRATS, M. Thermal Recovery. SPE Monograph, 1986.

RAMEY, H. Wellbore Heat Transmission. Journal Petroleum Technology, 1962

RAMEY, H.J. Wellbore Heat Transmission. Journal Petroleum Technologies, 1962.

REYES, R; VARGAS, J. Análisis del Fenómeno de Ósmosis entre fluidos de perforación y formaciones arcillosas. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga, 2005.

ROJAS, ET AL. Stressed Shale Drilling Strategy – Water Activity Design Improves Drilling Performance, 2006. SPE 102498.

SANTARELLI F, ET AL. On the Stability of Shales and Its Consequences in Terms of Swelling and Wellbore Stability, 1992. IADC/SPE 23886.

SANTARELLI, ET AL. Analysis of Borehole Stresses Using Pressure-Dependent Linear Elasticity. Int. J. Rock Mech. Vol. 23, No. 6, 1986.

SHERWOOD, J. D. Biot Poroelasticity of Chemically Active Shale, 1993.

SOMERTON, W. Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock/Fluid Systems. Development in Petroleum Science: Elsevier, 1992.

THOMPSON Y BURGESS. The Prediction of Interpretation of Downhole Mud Temperature While Drilling. Society of Petroleum Engineers, 1985. SPE 14180.

THOMPSON y BURGESS. The Prediction of Interpretation of Downhole Mud Temperature While Drilling. Society of Petroleum Engineers, 1985. SPE 14180.

VAISALA.: Humidity Conversion Formulas. Vaisala Oyj, 2010.

WANG, Y y DUSSEAULT, M. Response of a Circular Opening in a Friable Low Permeable Medium to Temperature and Pore Pressure Changes,” International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. 1995

YEW, C; LI, Y. Fracturing of a Deviated Well,” SPE Production Engineering, 1988.

YU, ET AL. Chemical and Thermal Effects on Wellbore Stability of Shale Formations. Annual Technical Conference and exhibition held in New Orleans: USA, 2001. SPE 71366.

ZHANG, J ET AL. Ion Movement and Laboratory Technique to Control Wellbore Stability. AADE Drilling Fluids Technical Conference, 2006.

ZHOU, A ET AL. On Mechanical Stability of Inclined Wellbores. SPE Drilling & Completion. 1996.

ANEXO A

INPUT DATA MODELO DE ESTABILIDAD

1. ESFUERZOS Y PROPIEDADES DE LA ROCA EN PROFUNDIDAD

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
2000	0,98	0,75	1,08	0,47	0,30	1662,44	17,38	965,07
2020	0,98	0,74	1,09	0,46	0,21	1668,04	17,41	968,32
2040	0,97	0,74	1,12	0,47	0,27	1593,05	27,08	925,70
2060	0,97	0,74	1,08	0,48	0,28	1474,95	16,50	856,14
2080	0,96	0,75	1,07	0,48	0,27	1363,53	15,92	791,41
2100	0,96	0,74	1,07	0,49	0,24	1379,33	16,01	800,59
2120	0,96	0,75	1,07	0,49	0,29	1370,58	15,96	795,51
2140	0,97	0,76	1,07	0,48	0,34	1370,58	16,59	867,25
2160	0,97	0,76	1,07	0,47	0,21	1609,01	17,14	934,03
2180	0,98	0,75	1,08	0,47	0,28	1651,86	17,34	958,92
2200	0,97	0,74	1,08	0,48	0,24	1485,96	16,55	862,54
2220	0,97	0,74	1,08	0,48	0,24	1493,47	16,59	866,90
2240	0,97	0,74	1,08	0,48	0,31	1460,70	16,43	847,86
2260	0,97	0,75	1,11	0,49	0,29	958,12	26,26	556,71
2280	0,97	0,76	1,11	0,48	0,26	1614,66	27,20	938,27
2300	0,98	0,75	1,08	0,48	0,26	1729,81	17,68	1004,2
2320	0,97	0,75	1,08	0,48	0,27	1614,15	17,16	937,01
2340	0,98	0,75	1,08	0,48	0,24	1639,78	17,28	951,90
2360	0,98	0,75	1,08	0,48	0,29	1706,11	17,58	990,44
2380	0,98	0,75	1,08	0,47	0,29	1621,92	17,2	941,53
2400	0,98	0,76	1,07	0,46	0,24	1650,96	17,33	958,40
2420	0,98	0,75	1,08	0,46	0,23	1716,22	17,62	996,31
2440	0,98	0,74	1,13	0,46	0,30	1667,90	27,49	969,23
2460	0,99	0,74	1,13	0,46	0,30	1848,59	28,40	1074,3
2480	0,98	0,74	1,13	0,46	0,25	1318,09	28,30	766,01
2500	0,99	0,74	1,09	0,46	0,23	1881,14	18,31	1092,1
2520	0,98	0,74	1,09	0,46	0,21	1826,46	18,09	1060,4
2540	0,98	0,73	1,10	0,46	0,27	1805,34	18,00	1048,1
2560	0,99	0,74	1,13	0,46	0,28	1842,15	28,37	1070,6
2580	0,99	0,75	1,09	0,46	0,27	1969,54	18,65	1143,5

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
2640	0,99	0,74	1,11	0,46	0,25	2060,94	18,99	1196,6
2660	1,00	0,74	1,11	0,46	0,25	2125,77	19,23	1234,3
2680	0,99	0,74	1,10	0,47	0,24	1886,74	18,33	1095,4
2700	0,99	0,74	1,09	0,48	0,24	1870,45	18,26	1085,9
2720	0,99	0,74	1,09	0,48	0,24	1857,49	18,21	1078,4
2740	0,98	0,75	1,08	0,48	0,25	1738,38	17,72	1009,2
2760	0,98	0,76	1,08	0,47	0,23	1813,26	18,03	1052,7
2780	0,99	0,75	1,09	0,47	0,29	1901,95	18,39	1104,2
2800	0,99	0,74	1,13	0,46	0,23	1894,77	28,62	1101,2
2820	0,99	0,74	1,09	0,46	0,28	1846,76	18,17	1072,2
2840	0,99	0,75	1,09	0,46	0,23	1924,54	18,48	1117,4
2860	0,99	0,74	1,10	0,46	0,23	1933,98	18,51	1122,8
2880	0,99	0,74	1,10	0,46	0,19	1938,63	18,53	1125,5
2900	0,99	0,74	1,13	0,46	0,24	1401,85	29,07	814,75
2920	1,00	0,74	1,11	0,46	0,25	2151,06	19,32	1249,0
2940	0,99	0,74	1,10	0,46	0,25	2018,56	18,84	1172,0
2960	0,99	0,74	1,10	0,46	0,23	2001,37	18,77	1162,0
2980	0,99	0,74	1,10	0,46	0,23	1935,28	18,52	1123,6
3000	0,98	0,74	1,13	0,47	0,29	1829,61	28,31	1063,3
3020	0,98	0,74	1,13	0,47	0,24	1329,36	28,26	772,56
3040	0,99	0,75	1,13	0,47	0,26	1899,7	28,64	1104,1
3060	0,99	0,75	1,13	0,46	0,23	1406,53	28,51	817,43
3080	0,99	0,74	1,13	0,46	0,24	1639,07	29,29	952,64
3100	0,99	0,74	1,13	0,46	0,25	1559,04	29,27	906,12
3120	1,00	0,74	1,10	0,45	0,25	2121,48	19,21	1231,8
3140	1,00	0,74	1,14	0,45	0,20	1793,52	30,17	1042,5
3160	1,00	0,74	1,14	0,45	0,22	2204,1	29,98	1281,1
3180	1,00	0,74	1,14	0,45	0,22	1753,34	30,38	1019,2
3200	1,00	0,74	1,14	0,45	0,21	2238,2	30,12	1301,0
3220	1,00	0,73	1,14	0,46	0,27	1782,29	29,72	1035,9
3240	0,99	0,73	1,14	0,47	0,21	1707,44	29,51	992,39
3260	0,99	0,74	1,14	0,47	0,25	1727,42	29,50	1004,0
3280	0,99	0,75	1,10	0,48	0,27	1979,52	18,69	1149,3
3300	0,99	0,75	1,09	0,47	0,23	1980,02	18,69	1149,6
3320	0,99	0,75	1,12	0,47	0,25	2006,54	29,13	1166,2
3340	0,99	0,75	1,09	0,47	0,30	1950,37	18,58	1132,4

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
3400	0,99	0,75	1,13	0,48	0,26	1710,41	29,25	994,10
3420	0,99	0,75	1,09	0,49	0,25	2020,06	18,84	1172,9
3440	0,99	0,75	1,09	0,49	0,30	1859,44	18,22	1079,5
3460	0,98	0,75	1,08	0,5	0,28	1730,36	17,68	1004,5
3480	0,98	0,75	1,12	0,51	0,22	1095,77	27,43	636,76
3500	0,97	0,76	1,07	0,52	0,31	1604,38	17,12	931,34
3520	0,98	0,77	1,07	0,52	0,26	1637,72	17,27	950,70
3540	0,98	0,77	1,07	0,51	0,29	1675,69	17,44	972,77
3560	0,98	0,77	1,07	0,51	0,29	1633,82	17,25	948,44
3580	0,98	0,77	1,07	0,51	0,22	1707,21	17,58	991,08
3600	0,98	0,76	1,11	0,51	0,27	1274,04	27,99	740,39
3620	0,98	0,76	1,07	0,50	0,26	1743,03	17,74	1011,9
3640	0,99	0,76	1,08	0,50	0,27	1870,4	18,26	1085,9
3660	0,99	0,76	1,08	0,49	0,27	1940,01	18,54	1126,3
3680	0,99	0,76	1,09	0,48	0,27	2078,68	19,06	1206,9
3700	1,00	0,76	1,09	0,47	0,25	2243,41	19,64	1302,7
3720	1,00	0,75	1,13	0,47	0,24	1757,13	30,38	1021,4
3740	1,00	0,75	1,11	0,47	0,20	2277,21	19,75	1322,3
3760	1,00	0,74	1,11	0,47	0,21	2356,31	20,01	1368,3
3780	1,00	0,74	1,14	0,47	0,27	2317,30	30,43	1347,0
3800	1,00	0,75	1,10	0,47	0,27	2242,53	19,63	1302,1
3820	1,00	0,75	1,11	0,47	0,24	2334,90	19,94	1355,8
3840	1,00	0,74	1,11	0,47	0,24	2329,01	19,92	1352,4
3860	1,00	0,74	1,11	0,47	0,23	2315,02	19,87	1344,3
3880	1,00	0,75	1,10	0,48	0,21	2185,56	19,44	1269,0
3900	1,00	0,74	1,10	0,48	0,25	2177,00	19,41	1264,1
3920	1,00	0,74	1,10	0,48	0,22	2144,22	19,29	1245,0
3940	1,00	0,75	1,10	0,48	0,27	2179,33	19,42	1265,4
3960	1,00	0,76	1,10	0,48	0,26	2276,88	19,75	1322,1
3980	1,00	0,75	1,13	0,47	0,21	1796,60	30,55	1044,3
4000	1,00	0,74	1,14	0,48	0,21	1981,03	30,48	1151,5
4020	1,00	0,74	1,11	0,48	0,23	2219,09	19,55	1288,5
4040	1,00	0,74	1,10	0,49	0,23	2116,63	19,19	1229,0
4060	0,99	0,75	1,10	0,49	0,23	2084,4	19,08	1210,3
4080	0,99	0,76	1,12	0,50	0,22	1616,78	29,05	939,66
4100	0,99	0,76	1,09	0,50	0,23	1985,59	18,71	1152,8

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
4120	0,99	0,75	1,12	0,50	0,26	1677,93	29,2	975,22
4140	0,99	0,76	1,09	0,50	0,24	2006,13	18,79	1164,8
4160	0,99	0,76	1,09	0,50	0,25	2056,94	18,98	1194,3
4180	1,00	0,76	1,09	0,49	0,24	2094,56	19,12	1216,2
4200	1,00	0,76	1,09	0,50	0,24	2132,01	19,25	1237,9
4220	0,99	0,75	1,09	0,50	0,22	1933,78	18,51	1122,7
4240	0,99	0,76	1,08	0,51	0,24	1851,6	18,19	1075,0
4260	0,98	0,75	1,11	0,52	0,28	1201,48	27,50	698,20
4280	0,98	0,76	1,07	0,52	0,26	1643,46	17,30	954,04
4300	0,98	0,77	1,10	0,52	0,28	1781,31	28,07	1035,2
4320	0,99	0,77	1,07	0,51	0,30	1840,33	18,14	1068,4
4340	0,99	0,77	1,07	0,51	0,25	1850,83	18,18	1074,5
4360	0,98	0,76	1,08	0,52	0,23	1811,6	18,02	1051,7
4380	0,98	0,75	1,08	0,53	0,28	1621,33	17,20	941,18
4400	0,97	0,76	1,06	0,54	0,27	1488,84	16,57	864,21
4420	0,97	0,77	1,06	0,54	0,29	1444,21	16,34	838,29
4440	0,97	0,78	1,05	0,54	0,30	1452,67	16,39	843,2
4460	0,97	0,78	1,06	0,54	0,29	1546,27	16,85	897,57
4480	0,97	0,78	1,06	0,53	0,23	1531,71	16,78	889,11
4500	0,97	0,78	1,06	0,53	0,27	1567,98	16,95	910,19
4520	0,98	0,77	1,06	0,53	0,23	1639,36	17,28	951,66
4540	0,98	0,77	1,07	0,53	0,25	1685,2	17,48	978,29
4560	0,98	0,77	1,07	0,53	0,20	1692,09	17,51	982,29
4580	0,98	0,77	1,07	0,52	0,21	1825,93	18,08	1060,1
4600	0,99	0,77	1,11	0,52	0,25	2066,41	29,4	1201,0
4620	1,00	0,77	1,08	0,51	0,29	2153,05	19,32	1250,1
4640	0,99	0,77	1,08	0,51	0,22	2077,97	19,06	1206,5
4660	1,00	0,76	1,09	0,51	0,19	2238,49	19,62	1299,8
4680	1,00	0,76	1,12	0,51	0,25	2301,44	30,37	1337,7
4700	1,00	0,76	1,12	0,52	0,28	2224,94	30,06	1293,2
4720	0,99	0,77	1,08	0,52	0,22	2052,9	18,96	1191,9
4740	1,00	0,76	1,11	0,53	0,26	1341,64	29,51	779,79
4760	0,99	0,76	1,09	0,53	0,23	2068,22	19,02	1200,8
4780	0,99	0,77	1,08	0,53	0,23	1993,12	18,74	1157,2
4800	0,99	0,78	1,07	0,53	0,19	1984,51	18,71	1152,2
4820	0,99	0,77	1,08	0,52	0,19	2063,95	19,00	1198,4

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
4860	0,98	0,77	1,10	0,53	0,28	1717,32	27,75	997,98
4880	0,98	0,77	1,10	0,53	0,23	1757,24	27,95	1021,2
4900	0,99	0,77	1,07	0,53	0,28	1878,04	18,29	1090,3
4920	0,99	0,77	1,11	0,52	0,28	1935,44	28,81	1124,9
4940	0,99	0,77	1,08	0,52	0,23	2062,78	19,00	1197,7
4960	1,00	0,77	1,11	0,51	0,23	2095,35	29,52	1217,9
4980	0,99	0,76	1,11	0,51	0,22	2044,22	29,30	1188,1
5000	0,99	0,76	1,11	0,52	0,28	1977,74	29,00	1149,5
5020	0,98	0,76	1,08	0,52	0,23	1820,64	18,06	1057,0
5040	0,98	0,76	1,08	0,53	0,24	1806,37	18,00	1048,7
5060	0,98	0,76	1,07	0,54	0,28	1666,81	17,40	967,61
5080	0,97	0,77	1,10	0,55	0,30	1543,79	26,81	897,06
5100	0,97	0,78	1,06	0,55	0,27	1477,01	16,51	857,34
5120	0,96	0,78	1,05	0,56	0,32	1410,55	16,17	818,73
5140	0,96	0,78	1,05	0,57	0,23	1308,52	15,62	759,46
5160	0,96	0,78	1,05	0,57	0,28	1293,20	15,54	750,56
5180	0,96	0,79	1,08	0,57	0,33	1323,02	25,46	768,68
5200	0,97	0,79	1,08	0,56	0,32	1422,20	26,09	826,35
5220	0,97	0,79	1,05	0,55	0,30	1520,47	16,72	882,59
5240	0,97	0,79	1,05	0,55	0,23	1578,05	17,00	916,04
5260	0,97	0,78	1,06	0,55	0,26	1601,93	17,11	929,91
5280	0,97	0,77	1,10	0,55	0,29	1582,66	27,03	919,66
5300	0,97	0,78	1,06	0,55	0,28	1496,55	16,61	868,69
5320	0,97	0,78	1,05	0,56	0,26	1494,75	16,60	867,65
5340	0,97	0,78	1,09	0,56	0,28	1477,31	26,42	858,40
5360	0,97	0,78	1,05	0,56	0,32	1415,75	16,20	821,75
5380	0,97	0,79	1,08	0,56	0,29	1414,9	26,05	822,10
5400	0,97	0,79	1,08	0,56	0,27	1448,54	26,25	841,67
5420	0,97	0,79	1,05	0,56	0,27	1451,01	16,38	842,23
5440	0,97	0,79	1,05	0,56	0,28	1478,05	16,51	857,94
5460	0,98	0,78	1,06	0,55	0,31	1629,21	17,23	945,76
5480	0,98	0,78	1,06	0,55	0,31	1665,01	17,40	966,56
5500	0,98	0,79	1,06	0,54	0,19	1814,27	18,03	1053,3
5520	1,00	0,78	1,07	0,54	0,23	2129,22	19,24	1236,3
5540	1,00	0,77	1,09	0,54	0,19	2297,15	19,82	1333,9
5560	1,01	0,77	1,09	0,55	0,19	2390,01	20,12	1387,9

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
5640	0,97	0,78	1,09	0,57	0,25	1443,77	26,22	838,89
5660	0,97	0,79	1,09	0,57	0,29	1460,53	26,32	848,64
5680	0,97	0,79	1,05	0,57	0,27	1500,52	16,63	871,00
5700	0,97	0,79	1,08	0,57	0,23	1554,52	26,87	903,30
5720	0,98	0,79	1,08	0,56	0,21	1312,14	27,54	762,51
5740	0,98	0,78	1,09	0,55	0,27	1502,13	28,32	872,97
5760	0,99	0,78	1,07	0,55	0,27	1899,27	18,38	1102,7
5780	1,00	0,79	1,07	0,53	0,21	2097,13	19,12	1217,6
5800	1,01	0,78	1,08	0,52	0,20	2451,91	20,31	1423,8
5820	1,01	0,77	1,11	0,51	0,23	2472,38	31,02	1437,2
5840	1,01	0,77	1,12	0,50	0,22	1982,24	31,01	1152,3
5860	1,00	0,76	1,12	0,51	0,22	1702,33	30,57	989,52
5880	0,99	0,75	1,09	0,52	0,21	2083,16	19,07	1209,5
5900	0,99	0,76	1,09	0,52	0,12	2038,82	18,91	1183,8
5920	0,99	0,76	1,11	0,52	0,28	1720,5	29,4	999,98
5940	0,99	0,78	1,10	0,52	0,28	1922,41	28,75	1117,3
5960	1,00	0,78	1,08	0,50	0,23	2106,62	19,16	1223,2
5980	1,00	0,76	1,12	0,49	0,21	1802,26	29,72	1047,5
6000	1,00	0,76	1,09	0,49	0,21	2140,18	19,28	1242,7
6020	0,99	0,76	1,12	0,49	0,33	1607,12	29,43	934,09
6040	0,99	0,75	1,09	0,49	0,25	1991,36	18,73	1156,2
6060	0,99	0,75	1,12	0,49	0,22	1541,48	28,87	895,88
6080	1,00	0,75	1,12	0,50	0,18	1836,49	29,53	1067,4
6100	0,99	0,76	1,12	0,50	0,21	1959,69	28,92	1139,0
6120	1,00	0,76	1,12	0,50	0,32	2349,69	30,56	1365,8
6140	0,99	0,76	1,12	0,51	0,26	1624,35	29,06	944,06
6160	0,99	0,76	1,12	0,53	0,20	2056,18	29,35	1195,1
6180	0,99	0,75	1,12	0,54	0,35	1546,36	29,04	898,73
6200	0,97	0,76	1,07	0,56	0,26	1574,47	16,98	913,96
6220	0,97	0,78	1,09	0,56	0,17	1525,98	26,71	886,70
6240	0,98	0,79	1,09	0,56	0,22	1741,19	27,87	1011,9
6260	0,98	0,79	1,09	0,55	0,24	1644,71	27,36	955,75
6280	0,99	0,78	1,09	0,54	0,20	1502,37	28,63	873,14
6300	1,00	0,78	1,10	0,54	0,21	1655,86	29,87	962,45
6320	1,00	0,78	1,10	0,53	0,21	1570,17	30,00	912,65
6340	1,00	0,77	1,11	0,52	0,16	1796,02	30,28	1044,0

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
6420	1,01	0,76	1,11	0,50	0,19	2644,19	20,89	1535,6
6440	1,02	0,76	1,11	0,50	0,17	2718,20	21,11	1578,6
6460	1,01	0,76	1,11	0,50	0,24	2621,18	20,83	1522,2
6480	1,01	0,76	1,13	0,51	0,17	2456,55	31,44	1428,0
6500	1,01	0,76	1,12	0,51	0,15	2473,17	31,02	1437,7
6520	1,01	0,76	1,12	0,51	0,21	2182,92	30,85	1268,9
6540	1,01	0,76	1,13	0,51	0,28	2369,51	31,57	1377,5
6560	1,01	0,76	1,10	0,51	0,23	2601,65	20,77	1510,9
6580	1,01	0,76	1,12	0,51	0,16	2453,44	31,56	1426,3
6600	1,02	0,76	1,10	0,50	0,20	2790,69	21,31	1620,7
6620	1,02	0,76	1,11	0,49	0,20	2828,34	21,41	1642,6
6640	1,02	0,76	1,11	0,48	0,18	2811,65	21,37	1632,9
6660	1,02	0,76	1,13	0,48	0,19	2780,25	32,55	1616,4
6680	1,02	0,75	1,14	0,48	0,22	2810,93	32,19	1634,2
6700	1,02	0,75	1,14	0,5	0,24	2418,73	31,97	1406,1
6720	1,02	0,74	1,15	0,51	0,23	2181,43	32,03	1268,2
6740	1,01	0,75	1,13	0,52	0,27	2636,48	31,61	1532,7
6760	1,01	0,76	1,10	0,53	0,17	2505,65	20,48	1455,1
6780	1,00	0,77	1,08	0,54	0,25	2253,84	19,67	1308,7
6800	1,00	0,77	1,11	0,54	0,24	1675,56	29,68	973,88
6820	0,99	0,77	1,11	0,55	0,23	1998,29	29,10	1161,4
6840	0,99	0,77	1,08	0,55	0,18	1980,69	18,69	1150,0
6860	0,99	0,78	1,07	0,55	0,19	2006,07	18,79	1164,7
6880	0,99	0,79	1,07	0,54	0,23	2024,00	18,86	1175,2
6900	1,00	0,78	1,08	0,53	0,23	2094,59	19,12	1216,2
6920	0,99	0,77	1,10	0,53	0,26	1655,09	29,15	961,94
6940	0,99	0,77	1,11	0,52	0,19	1687,74	29,32	980,93
6960	0,99	0,77	1,11	0,53	0,26	1545,25	28,86	898,07
6980	0,99	0,77	1,08	0,53	0,24	2027,94	18,87	1177,4
7000	0,99	0,77	1,08	0,53	0,22	2048,87	18,95	1189,6
7020	0,99	0,77	1,08	0,54	0,21	2044,12	18,93	1186,8
7040	1,01	0,77	1,11	0,54	0,19	2434,29	30,88	1415,0
7060	1,00	0,78	1,11	0,53	0,16	1977,85	30,44	1149,7
7080	1,00	0,78	1,10	0,53	0,21	1967,13	29,97	1143,4
7100	0,99	0,77	1,11	0,54	0,20	1613,62	29,02	937,83
7120	0,98	0,77	1,10	0,54	0,27	1808,14	28,20	1050,8

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
7200	0,99	0,78	1,10	0,55	0,25	1559,62	28,66	906,41
7220	0,99	0,78	1,10	0,55	0,24	1754,48	29,31	1019,7
7240	0,99	0,79	1,06	0,55	0,19	1922,1	18,47	1115,9
7260	0,98	0,78	1,06	0,56	0,21	1796,01	17,96	1042,7
7280	0,98	0,77	1,10	0,57	0,27	1401,21	27,88	814,29
7300	0,97	0,78	1,09	0,58	0,26	1564,1	26,92	908,87
7320	0,96	0,8	1,04	0,58	0,25	1360,89	15,91	789,88
7340	0,97	0,8	1,05	0,58	0,27	1502,27	16,63	872,01
7360	0,97	0,8	1,08	0,57	0,28	1489,55	26,49	865,52
7380	0,97	0,79	1,05	0,57	0,25	1468,25	16,47	852,25
7400	0,98	0,79	1,09	0,56	0,22	1351,23	27,64	785,23
7420	0,99	0,79	1,06	0,54	0,25	1853,69	18,2	1076,2
7440	1,01	0,79	1,10	0,53	0,22	2391,74	30,72	1390,3
7460	1,02	0,79	1,08	0,53	0,29	2848,03	21,47	1654,1
7480	1,02	0,77	1,12	0,54	0,28	2211,86	32,03	1285,9
7500	1,01	0,75	1,13	0,56	0,32	2533,37	31,24	1472,7
7520	0,99	0,77	1,08	0,58	0,31	2056,67	18,98	1194,1
7540	0,97	0,79	1,05	0,59	0,30	1548,44	16,86	898,84
7560	0,96	0,80	1,07	0,60	0,32	1280,67	25,18	744,05
7580	0,96	0,80	1,07	0,60	0,34	1306,29	25,35	758,94
7600	0,96	0,80	1,04	0,60	0,31	1319,68	15,68	765,94
7620	0,96	0,80	1,04	0,60	0,34	1280,94	15,47	743,44
7640	0,96	0,80	1,04	0,60	0,29	1266,84	15,39	735,25
7660	0,96	0,80	1,07	0,61	0,29	1247,43	24,95	724,72
7680	0,95	0,81	1,04	0,61	0,31	1227,4	15,16	712,34
7700	0,95	0,81	1,03	0,61	0,31	1201,52	15,00	697,31
7720	0,95	0,80	1,04	0,61	0,26	1212,38	15,07	703,62
7740	0,95	0,81	1,03	0,61	0,29	1210,45	15,06	702,50
7760	0,95	0,81	1,03	0,61	0,28	1236,68	15,21	717,73
7780	0,96	0,81	1,03	0,61	0,32	1563,19	15,29	907,23
7800	0,96	0,81	1,04	0,60	0,28	1620,8	15,56	940,70
7820	0,96	0,80	1,04	0,60	0,28	1628,76	15,59	945,32
7840	0,96	0,80	1,07	0,60	0,31	1634,64	25,36	949,72
7860	0,96	0,81	1,04	0,60	0,32	1612,94	15,52	936,14
7880	0,96	0,80	1,04	0,60	0,29	1623,7	15,57	942,39
7900	0,96	0,80	1,04	0,61	0,31	1572,28	15,33	912,51

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
7960	0,95	0,81	1,03	0,61	0,28	1492,08	14,96	865,93
7980	0,96	0,81	1,04	0,6	0,18	1623,53	15,57	942,29
8000	0,97	0,81	1,04	0,59	0,32	1919,25	16,8	1114,1
8020	0,99	0,81	1,05	0,57	0,18	2405,75	18,48	1396,7
8040	0,99	0,81	1,06	0,57	0,23	2614,92	19,11	1518,3
8060	1,01	0,79	1,09	0,56	0,23	3262,07	31,51	1896,3
8080	1,00	0,78	1,08	0,57	0,24	2894,54	19,88	1680,8
8100	1,00	0,78	1,10	0,58	0,28	1976,72	29,72	1148,9
8120	1,00	0,79	1,09	0,57	0,18	2225,76	29,59	1293,7
8140	1,00	0,79	1,09	0,56	0,28	2657,97	29,65	1544,9
8160	1,00	0,8	1,09	0,55	0,30	2253,42	29,62	1309,7
8180	1,01	0,8	1,07	0,54	0,32	3048,8	20,27	1770,4
8200	1,01	0,78	1,11	0,53	0,25	3095,35	31,03	1799,3
8220	1,01	0,77	1,12	0,53	0,16	3206,17	31,35	1863,8
8240	1,01	0,77	1,11	0,54	0,29	2802,89	30,85	1629,3
8260	0,99	0,78	1,10	0,56	0,27	2151,77	29,33	1250,6
8280	0,99	0,77	1,10	0,57	0,31	1963,54	28,58	1141,2
8300	0,98	0,77	1,07	0,59	0,25	2153,73	17,65	1250,3
8320	0,98	0,79	1,08	0,6	0,26	1539,19	27,39	894,43
8340	0,98	0,81	1,05	0,6	0,27	2121,81	17,54	1231,8
8360	0,98	0,81	1,05	0,59	0,24	2280,16	18,08	1323,8
8380	0,99	0,8	1,08	0,59	0,26	1897,7	28,61	1102,9
8400	0,97	0,8	1,08	0,58	0,21	1515,94	26,99	880,89
8420	0,97	0,79	1,05	0,59	0,24	1902,08	16,73	1104,1
8440	0,97	0,79	1,05	0,59	0,15	1852,13	16,53	1075,1
8460	0,97	0,8	1,05	0,59	0,17	1990,69	17,07	1155,6
8480	0,97	0,8	1,05	0,58	0,20	1992,79	17,07	1156,8
8500	0,98	0,8	1,05	0,58	0,19	2056,41	17,31	1193,8
8520	0,99	0,79	1,06	0,57	0,17	2375,28	18,38	1379
8540	0,99	0,79	1,07	0,57	0,19	2595,6	19,05	1507,1
8560	1,00	0,79	1,07	0,57	0,22	2946,27	20,01	1710,8
8580	1,01	0,79	1,08	0,56	0,17	3372,6	21,05	1958,6
8600	1,03	0,79	1,10	0,55	0,17	4015,92	33,43	2334,9
8620	1,03	0,79	1,11	0,54	0,16	3696,72	33,07	2149,3
8640	1,02	0,78	1,10	0,54	0,21	3800,9	21,98	2207,6
8660	1,02	0,78	1,11	0,53	0,21	3263,01	32,38	1897,0

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
8740	1,01	0,77	1,11	0,54	0,18	3205,07	31,35	1863,2
8760	1,01	0,77	1,11	0,55	0,19	2720,64	31,01	1581,5
8780	1,01	0,78	1,11	0,56	0,22	2566,83	31,36	1492,1
8800	1,00	0,78	1,10	0,56	0,16	2010,4	30,33	1168,6
8820	1,00	0,78	1,10	0,55	0,18	2142,7	29,72	1245,4
8840	1,00	0,78	1,10	0,55	0,15	2291,8	30,33	1332,1
8860	1,01	0,78	1,10	0,54	0,19	2133,64	30,69	1240,2
8880	1,01	0,78	1,08	0,54	0,15	2396,86	20,14	1391,8
8900	1,01	0,78	1,09	0,54	0,22	2565,37	20,66	1489,8
8920	1,01	0,77	1,09	0,53	0,22	2567,39	20,67	1490,9
8940	1,02	0,77	1,11	0,53	0,21	2727,25	31,92	1585,5
8960	1,02	0,78	1,11	0,53	0,24	2515,55	31,87	1462,4
8980	1,02	0,77	1,12	0,52	0,21	2919,31	32,87	1697,3
9000	1,02	0,77	1,12	0,52	0,20	2802,39	32,17	1629,2
9020	1,01	0,77	1,12	0,53	0,18	2066,69	31,57	1201,4
9040	1,01	0,77	1,12	0,53	0,21	2337,18	31,34	1358,6
9060	1,00	0,76	1,09	0,54	0,27	2362,36	20,03	1371,8
9080	1,00	0,77	1,11	0,55	0,23	2149,01	29,75	1249,1
9100	1,00	0,78	1,10	0,55	0,27	2178,03	29,87	1266
9120	1,00	0,77	1,08	0,56	0,28	2180,96	19,42	1266,4
9140	0,99	0,78	1,10	0,58	0,24	1668,99	29,41	970,04
9160	0,99	0,79	1,09	0,59	0,20	1924,04	28,76	1118,2
9180	0,99	0,79	1,09	0,6	0,24	1453,15	28,54	844,52
9200	0,98	0,80	1,08	0,61	0,23	1257,35	27,65	730,67
9220	0,97	0,80	1,08	0,62	0,19	1192,54	27,09	692,97
9240	0,97	0,81	1,07	0,62	0,23	1063,05	26,46	617,69
9260	0,98	0,81	1,07	0,62	0,23	1215,13	27,42	706,12
9280	0,98	0,81	1,07	0,61	0,21	1690,04	27,61	982,11
9300	0,98	0,81	1,07	0,6	0,13	1268,5	27,54	737,14
9320	0,99	0,81	1,05	0,59	0,20	1903,06	18,39	1104,9
9340	0,99	0,80	1,08	0,59	0,27	1976,83	29,00	1148,9
9360	0,99	0,80	1,08	0,59	0,15	1881,62	28,56	1093,5
9380	0,99	0,79	1,09	0,59	0,20	1451,39	29,25	843,55
9400	1,00	0,79	1,09	0,59	0,29	2035,88	30,5	1183,4
9420	1,00	0,80	1,07	0,58	0,29	2335,02	19,94	1355,9
9440	1,00	0,80	1,07	0,57	0,22	2377,2	20,08	1380,4

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
9520	0,99	0,78	1,10	0,54	0,18	1478,82	29,07	859,48
9540	1,00	0,78	1,10	0,54	0,19	1660,63	29,67	965,20
9560	1,00	0,78	1,11	0,54	0,23	2335,22	30,5	1357,4
9580	1,01	0,78	1,11	0,54	0,20	2177,73	31,05	1265,9
9600	1,03	0,78	1,12	0,55	0,22	3225,72	33,47	1875,5
9620	1,03	0,78	1,12	0,55	0,22	3337,78	34,00	1940,7
9640	1,03	0,78	1,12	0,55	0,23	3458,63	34,11	2011,0
9660	1,03	0,78	1,11	0,55	0,24	3176,46	33,48	1846,9
9680	1,02	0,78	1,11	0,55	0,25	2786,55	32,79	1620,1
9700	1,02	0,78	1,11	0,55	0,17	2561,39	32,07	1489,1
9720	1,01	0,78	1,11	0,55	0,25	2271,7	31,49	1320,6
9740	1,00	0,78	1,08	0,55	0,24	2376,33	20,07	1379,9
9760	1,01	0,78	1,08	0,55	0,20	2380,73	20,09	1382,5
9780	1,00	0,78	1,11	0,55	0,24	2374,67	30,65	1380,3
9800	1,01	0,78	1,11	0,55	0,24	2565,14	31,35	1491,2
9820	1,01	0,78	1,11	0,56	0,25	2504,41	31,14	1455,8
9840	1,01	0,78	1,10	0,56	0,22	2544,33	31,28	1479,1
9860	1,01	0,78	1,08	0,56	0,22	2481,52	20,41	1441,0
9880	1,00	0,78	1,10	0,56	0,26	1796,95	29,99	1044,5
9900	0,99	0,78	1,07	0,57	0,25	2020,2	18,84	1172,9
9920	0,99	0,78	1,07	0,57	0,22	1950,61	18,58	1132,5
9940	0,99	0,79	1,06	0,57	0,25	1917,78	18,45	1113,4
9960	0,99	0,79	1,06	0,57	0,21	2051,17	18,96	1190,9
9980	0,99	0,79	1,06	0,57	0,24	2014,66	18,82	1169,7
10000	1,00	0,79	1,07	0,56	0,21	2141,25	19,28	1243,3
10020	1,00	0,79	1,07	0,56	0,28	2212,99	19,53	1285,0
10040	1,00	0,78	1,07	0,56	0,27	2185,61	19,44	1269,1
10060	1,00	0,79	1,07	0,56	0,28	2271,3	19,73	1318,9
10080	1,00	0,78	1,08	0,55	0,25	2283,01	19,77	1325,7
10100	1,01	0,78	1,08	0,55	0,23	2462,49	20,35	1430,0
10120	1,00	0,78	1,08	0,56	0,26	2327,68	19,92	1351,6
10140	1,00	0,78	1,07	0,57	0,22	2139,22	19,27	1242,1
10160	0,99	0,78	1,07	0,57	0,36	2007,19	18,79	1165,4
10180	0,98	0,78	1,07	0,58	0,25	1834,49	18,12	1065,0
10200	0,98	0,79	1,06	0,59	0,16	1774,52	17,87	1030,2
10220	0,99	0,8	1,06	0,58	0,18	1926,05	18,48	1118,2

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
10300	1,01	0,78	1,09	0,54	0,33	2682,16	21,00	1557,6
10320	1,02	0,77	1,10	0,53	0,31	2757,16	21,22	1601,2
10340	1,01	0,77	1,09	0,54	0,32	2558,21	20,64	1485,6
10360	1,02	0,78	1,10	0,54	0,27	3028,55	21,94	1759
10380	1,03	0,77	1,10	0,55	0,34	3072,86	22,06	1784,7
10400	1,00	0,77	1,11	0,58	0,30	2215,16	30,02	1287,6
10420	0,98	0,78	1,09	0,6	0,30	1792,02	28,12	1041,4
10440	0,97	0,78	1,09	0,61	0,28	1546,87	26,83	898,85
10460	0,95	0,80	1,04	0,63	0,27	1237,62	15,22	718,27
10480	0,95	0,82	1,03	0,63	0,18	1166,69	14,79	677,08
10500	0,96	0,82	1,03	0,63	0,28	1308,25	15,62	759,3
10520	0,96	0,81	1,04	0,62	0,21	1315,19	15,66	763,34
10540	0,97	0,81	1,04	0,61	0,28	1498,50	16,62	869,82
10560	0,97	0,81	1,07	0,61	0,27	1495,38	26,53	868,91
10580	0,98	0,81	1,07	0,6	0,28	1775,16	28,04	1031,6
10600	0,99	0,81	1,05	0,59	0,28	1847,54	18,17	1072,6
10620	0,99	0,80	1,06	0,59	0,29	1953,68	18,59	1134,3
10640	0,99	0,80	1,08	0,59	0,33	2045,98	29,31	1189,1
10660	0,99	0,79	1,06	0,6	0,27	1973,78	18,67	1146
10680	0,98	0,80	1,06	0,6	0,25	1808,03	18,01	1049,7
10700	0,98	0,80	1,08	0,61	0,27	1774,29	28,04	1031,1
10720	0,97	0,80	1,08	0,61	0,30	1542,70	26,80	896,43
10740	0,96	0,81	1,04	0,62	0,23	1397,92	16,11	811,4
10760	0,96	0,81	1,04	0,62	0,26	1366,92	15,94	793,39
10780	0,97	0,81	1,04	0,61	0,32	1455,00	16,4	844,56
10800	0,97	0,81	1,04	0,60	0,29	1601,54	17,11	929,69
10820	0,98	0,82	1,04	0,60	0,21	1701,66	17,56	987,86
10840	0,99	0,81	1,05	0,59	0,19	1842,12	18,15	1069,5
10860	0,98	0,80	1,06	0,59	0,18	1809,86	18,02	1050,7
10880	0,99	0,79	1,06	0,59	0,25	1876,56	18,29	1089,5
10900	0,98	0,80	1,05	0,60	0,22	1623,72	17,21	942,57
10920	0,98	0,80	1,05	0,60	0,20	1707,93	17,58	991,50
10940	0,98	0,80	1,05	0,61	0,24	1822,37	18,07	1058,0
10960	0,99	0,80	1,06	0,61	0,22	2082,57	19,07	1209,2
10980	1,00	0,81	1,06	0,61	0,12	2343,51	19,97	1360,8
11000	1,01	0,81	1,08	0,60	0,11	2080,03	31,02	1209,1

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
11080	0,99	0,79	1,09	0,55	0,17	2015,01	29,11	1171,1
11100	0,99	0,78	1,07	0,55	0,15	2556,78	18,94	1484,5
11120	0,99	0,78	1,10	0,55	0,16	2012,58	29,17	1169,7
11140	0,99	0,78	1,07	0,55	0,20	2499,64	18,77	1451,3
11160	1,00	0,78	1,10	0,55	0,17	2769,20	30,02	1609,6
11180	1,00	0,78	1,10	0,55	0,24	2170,95	29,69	1261,8
11200	1,01	0,78	1,11	0,54	0,25	2771,33	31,19	1611,0
11220	1,02	0,78	1,11	0,54	0,30	2650,24	31,85	1540,7
11240	1,03	0,78	1,12	0,54	0,25	3399,34	33,62	1976,5
11260	1,04	0,78	1,12	0,53	0,17	4273,34	34,35	2484,8
11280	1,04	0,77	1,12	0,54	0,22	4667,61	34,76	2714,1
11300	1,03	0,77	1,12	0,54	0,18	4146,14	33,97	2410,8
11320	1,02	0,77	1,12	0,55	0,19	3404,80	32,67	1979,5
11340	1,01	0,77	1,11	0,56	0,29	3052,11	30,90	1774,2
11360	1,01	0,78	1,11	0,55	0,23	3054,45	30,91	1775,5
11380	1,01	0,79	1,10	0,54	0,13	2660,26	31,04	1546,4
11400	1,02	0,79	1,08	0,52	0,15	3500,49	21,34	2032,9
11420	1,03	0,79	1,11	0,52	0,18	3913,74	33,19	2275,5
11440	1,03	0,76	1,13	0,53	0,10	3624,90	33,05	2107,5
11460	1,02	0,75	1,12	0,55	0,23	3745,58	21,86	2175,4
11480	1,01	0,76	1,12	0,57	0,20	2803,76	31,19	1629,9
11500	1,01	0,78	1,08	0,57	0,14	3038,21	20,25	1764,3
11520	1,01	0,8	1,07	0,56	0,23	3153,75	20,53	1831,4
11540	1,02	0,79	1,10	0,55	0,16	3529,78	32,24	2052,1
11560	1,03	0,79	1,11	0,53	0,22	3999,05	33,39	2325,1
11580	1,04	0,78	1,12	0,53	0,22	4672,60	34,70	2717,0
11600	1,03	0,77	1,11	0,53	0,28	4017,34	22,41	2333,4
11620	1,02	0,76	1,11	0,54	0,24	3785,79	21,94	2198,8
11640	1,02	0,77	1,12	0,56	0,19	3096,97	31,96	1800,4
11660	1,01	0,77	1,11	0,56	0,19	2582,88	30,84	1501,4
11680	1,00	0,78	1,10	0,56	0,21	2876,79	30,37	1672,2
11700	1,00	0,79	1,09	0,56	0,22	2950,52	30,60	1715,1
11720	1,00	0,79	1,07	0,55	0,22	2844,62	19,74	1651,8
11740	1,00	0,78	1,10	0,56	0,23	2278,29	30,10	1324,3
11760	1,00	0,78	1,10	0,56	0,24	2384,02	30,30	1385,7
11780	1,00	0,78	1,10	0,57	0,21	2548,78	30,56	1481,5

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
11860	1,02	0,79	1,10	0,57	0,24	3386,39	32,53	1968,8
11880	1,01	0,79	1,10	0,57	0,18	3350,58	31,76	1947,8
11900	1,01	0,79	1,10	0,57	0,20	2757,52	31,22	1603,0
11920	1,01	0,79	1,10	0,57	0,19	3016,27	30,80	1753,3
11940	1,01	0,79	1,10	0,57	0,24	2995,16	30,73	1741,0
11960	1,01	0,79	1,08	0,57	0,25	2984,93	20,11	1733,3
11980	1,01	0,79	1,08	0,56	0,23	3078,16	20,35	1787,5
12000	1,01	0,79	1,08	0,56	0,21	3071,32	20,33	1783,5
12020	1,01	0,79	1,08	0,56	0,23	3213,88	20,68	1866,4
12040	1,01	0,79	1,08	0,56	0,27	3205,92	20,66	1861,7
12060	1,01	0,78	1,08	0,56	0,17	3276,95	20,83	1903,0
12080	1,01	0,78	1,08	0,56	0,24	3218,89	20,69	1869,3
12100	1,01	0,78	1,08	0,56	0,17	3181,14	20,60	1847,3
12120	1,01	0,79	1,08	0,56	0,17	3196,39	20,64	1856,2
12140	1,01	0,79	1,08	0,56	0,16	3240,94	20,74	1882,1
12160	1,01	0,78	1,08	0,56	0,12	3072,87	20,33	1784,4
12180	1,01	0,78	1,08	0,56	0,14	3003,19	20,16	1743,9
12200	1,01	0,78	1,08	0,56	0,18	3062,79	20,31	1778,6
12220	1,01	0,79	1,08	0,57	0,12	3054,45	20,29	1773,7
12240	1,01	0,79	1,07	0,57	0,11	3024,81	20,21	1756,5
12260	1,01	0,79	1,08	0,56	0,11	3163,36	20,56	1837,0
12280	1,01	0,78	1,08	0,57	0,13	3161,02	20,55	1835,6
12300	1,00	0,79	1,08	0,57	0,11	2876,31	19,83	1670,2
12320	1,00	0,79	1,07	0,58	0,21	2819,55	19,68	1637,2
12340	1,01	0,79	1,08	0,57	0,18	3116,93	20,44	1810,0
12360	1,02	0,79	1,08	0,57	0,15	3549,93	21,45	2061,7
12380	1,03	0,8	1,09	0,55	0,14	4021,31	22,42	2335,7
12400	1,05	0,79	1,11	0,53	0,17	5275,49	35,38	3067,8
12420	1,05	0,78	1,12	0,51	0,13	5371,07	36,16	3123,5
12440	1,06	0,78	1,13	0,49	0,15	5136,80	36,56	2987,4
12460	1,05	0,77	1,14	0,48	0,13	4466,79	36,36	2597,7
12480	1,06	0,75	1,15	0,47	0,14	5325,46	36,73	3097,2
12500	1,06	0,74	1,17	0,48	0,13	6026,84	25,63	3501,7
12520	1,07	0,75	1,17	0,48	0,13	6767,61	38,20	3936,3
12540	1,07	0,75	1,17	0,48	0,11	6211,15	38,59	3612,8
12560	1,08	0,75	1,17	0,48	0,16	7730,76	39,18	4496,9

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
12640	1,05	0,75	1,15	0,5	0,12	4243,11	35,99	2467,5
12660	1,05	0,75	1,15	0,49	0,14	4173,19	35,92	2426,9
12680	1,05	0,76	1,14	0,49	0,13	5076,51	24,25	2949,1
12700	1,06	0,76	1,14	0,48	0,13	5859,07	25,40	3404,1
12720	1,06	0,75	1,16	0,48	0,13	6054,80	25,67	3517,9
12740	1,07	0,75	1,17	0,47	0,13	6401,84	26,12	3719,7
12760	1,07	0,75	1,17	0,47	0,13	6588,84	26,35	3828,4
12780	1,07	0,75	1,16	0,46	0,13	7340,53	37,86	4269,5
12800	1,07	0,74	1,17	0,46	0,14	6508,12	37,99	3785,3
12820	1,07	0,74	1,17	0,46	0,14	5851,86	38,13	3403,7
12840	1,07	0,74	1,17	0,46	0,14	5796,87	38,24	3371,7
12860	1,07	0,74	1,17	0,47	0,14	5461,52	37,90	3176,6
12880	1,07	0,74	1,18	0,47	0,13	6002,40	38,56	3491,4
12900	1,07	0,74	1,17	0,48	0,13	6464,81	26,20	3756,3
12920	1,07	0,75	1,17	0,48	0,16	6761,77	37,78	3932,8
12940	1,07	0,75	1,16	0,48	0,13	6355,92	37,77	3696,8
12960	1,06	0,75	1,16	0,48	0,13	6090,69	25,71	3538,8
12980	1,06	0,75	1,16	0,47	0,14	5718,15	37,10	3325,6
13000	1,06	0,75	1,16	0,47	0,14	6010,11	25,61	3491,9
13020	1,06	0,75	1,16	0,47	0,23	5631,62	36,61	3275,2
13040	1,06	0,75	1,16	0,47	0,23	5647,74	36,64	3284,6
13060	1,06	0,75	1,16	0,47	0,16	6023,01	36,62	3502,8
13080	1,06	0,75	1,16	0,47	0,23	5831,82	36,60	3391,6
13100	1,06	0,75	1,16	0,47	0,18	5484,89	36,58	3189,8
13120	1,06	0,75	1,16	0,47	0,18	5676,65	36,56	3301,4
13140	1,06	0,75	1,16	0,47	0,16	5811,32	36,53	3379,7
13160	1,06	0,75	1,16	0,47	0,15	5767,64	36,51	3354,3
13180	1,06	0,75	1,16	0,47	0,14	5800,17	36,49	3373,2
13200	1,06	0,75	1,16	0,47	0,14	5589,35	36,47	3250,6
13220	1,06	0,75	1,16	0,47	0,16	5589,81	36,45	3250,8
13240	1,05	0,75	1,16	0,47	0,13	5522,89	36,43	3211,9
13260	1,05	0,75	1,16	0,47	0,13	5510,60	36,41	3204,8
13280	1,05	0,75	1,16	0,48	0,18	5583,40	36,39	3247,1
13300	1,05	0,75	1,16	0,48	0,12	5491,72	24,88	3190,5
13320	1,05	0,75	1,16	0,48	0,15	5473,96	36,34	3183,4
13340	1,05	0,75	1,16	0,48	0,14	5461,81	36,32	3176,4

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
13420	1,05	0,75	1,15	0,48	0,14	5419,11	24,78	3148,3
13440	1,05	0,75	1,15	0,48	0,14	5469,04	24,85	3177,3
13460	1,05	0,75	1,15	0,48	0,19	5481,22	24,87	3184,4
13480	1,06	0,75	1,16	0,48	0,12	5496,95	36,72	3196,9
13500	1,06	0,75	1,16	0,48	0,11	6363,39	37,12	3700,9
13520	1,07	0,75	1,16	0,49	0,14	6264,05	25,94	3639,6
13540	1,07	0,75	1,16	0,49	0,14	5630,82	37,65	3275,0
13560	1,06	0,75	1,16	0,49	0,14	6346,15	37,55	3691,0
13580	1,07	0,75	1,16	0,49	0,13	5517,54	37,64	3209,1
13600	1,07	0,75	1,16	0,49	0,17	5959,34	37,82	3466,1
13620	1,07	0,75	1,16	0,50	0,19	6497,87	37,98	3779,4
13640	1,07	0,76	1,16	0,50	0,24	6774,41	38,24	3940,3
13673	1,07	0,76	1,16	0,50	0,09	6517,47	38,23	3790,9
13700	1,07	0,76	1,15	0,50	0,27	6117,19	37,66	3557,9
13720	1,06	0,76	1,15	0,50	0,17	5867,73	37,39	3412,7
13740	1,06	0,76	1,15	0,50	0,23	5959,61	37,45	3466,2
13760	1,06	0,76	1,15	0,50	0,16	6093,26	37,45	3543,9
13780	1,06	0,76	1,15	0,49	0,23	5879,87	37,5	3419,8
13800	1,07	0,76	1,15	0,49	0,18	6898,76	37,77	4012,5
13820	1,07	0,75	1,16	0,49	0,18	6587,06	37,75	3831,2
13840	1,06	0,75	1,16	0,49	0,16	5490,48	37,54	3193,3
13860	1,07	0,76	1,16	0,49	0,15	6424,29	26,15	3732,8
13880	1,06	0,76	1,15	0,50	0,14	5506,55	37,04	3202,6
13900	1,05	0,75	1,15	0,51	0,14	5151,55	35,61	2995,8
13920	1,04	0,75	1,15	0,53	0,16	4750,99	35,2	2762,7
13940	1,03	0,76	1,14	0,54	0,13	3976,59	33,66	2312,1
13960	1,02	0,77	1,10	0,56	0,13	3517,54	21,37	2042,9
13980	1,01	0,78	1,09	0,56	0,18	3362,78	21,03	1952,9
14000	1,01	0,78	1,09	0,57	0,12	3292,32	20,86	1912,0
14020	1,02	0,79	1,10	0,56	0,15	3374,69	31,82	1961,8
14040	1,03	0,79	1,09	0,55	0,14	3824,73	22,02	2221,4
14060	1,03	0,79	1,09	0,54	0,13	4093,23	22,55	2377,5
14080	1,04	0,79	1,11	0,53	0,16	4685,59	23,62	2721,8
14100	1,05	0,77	1,12	0,52	0,14	4903,03	23,98	2848,3
14120	1,05	0,77	1,12	0,52	0,14	4935,27	24,03	2867,0
14140	1,05	0,77	1,14	0,51	0,14	5463,25	36,32	3177,2

TVD	Esfuerzos				Propiedades de la Roca			
	Sv	hmin	Hmax	Pp	v	So	AFI	To
14220	1,06	0,76	1,15	0,48	0,14	6481,13	37,19	3769,4
14240	1,06	0,76	1,15	0,48	0,14	6323,85	37,27	3678,0
14260	1,06	0,74	1,17	0,48	0,14	6057,28	25,67	3519,4
14280	1,06	0,75	1,16	0,48	0,13	5782,96	25,30	3359,9
14300	1,06	0,75	1,16	0,48	0,17	6043,82	25,65	3511,5
14320	1,06	0,75	1,16	0,48	0,19	5617,22	37,51	3267,0
14340	1,07	0,75	1,16	0,48	0,24	6287,21	37,81	3656,8
14360	1,07	0,75	1,17	0,48	0,09	6596,32	26,36	3832,8
14380	1,07	0,75	1,16	0,48	0,27	6964,79	38,62	4051,2
14400	1,07	0,75	1,16	0,48	0,17	6404,32	38,68	3725,2
14420	1,07	0,75	1,16	0,48	0,09	6604,84	38,68	3841,8
14440	1,07	0,75	1,16	0,48	0,27	6429,29	38,63	3739,7
14460	1,08	0,75	1,17	0,48	0,17	7345,78	39,47	4273,1

Total Vertical Depth (TVD) (Pies)

Esfuerzo Vertical (Sv) (Psi/pie)

Esfuerzo Mínimo Horizontal (hmin) (Psi/pie)

Esfuerzo Máximo Horizontal (Hmax) (Psi/pie)

Presión de Poro (Pp) (Psi/pie)

Relación de Poisson (v) (Adimensional)

Cohesión (So) (Psi)

Angulo de Fricción Interna (AFI) (Grados)

Resistencia a la Tensión (To) (Psi)

- **Inclinación del Pozo:** 0
- **Azimuth del Pozo:** 0
- **Azimuth del Esfuerzo Máximo Horizontal:** 0
- **Módulo de Young:** 1,4E+06 (Psi)
- **Radio Del Pozo:** 0.77 (Pies)

- **Profundidad Total del Pozo:** 14.460 (Pies)
- **Radio de la Tubería:** 0.55208 (Pies)

2. PROPIEDADES QUÍMICAS DEL LODO Y LA FORMACIÓN

Actividad del Lodo (%)	80
Actividad de la Formación (%)	85
Eficiencia de Membrana (%)	50

3. PROPIEDADES TÉRMICAS

Coeficiente de Expansión Volumétrica de la Formación ($^{\circ}\text{F}^{-1}$)	0,000018
Capacidad Calorífica del Lodo de Perforación (Btu/lb- $^{\circ}\text{F}$)	0,4
Tasa de Flujo Másico del Lodo de Perforación (lbm/hr)	105.140
Coeficiente de Transferencia de Calor de la Tubería de Perforación (Btu/hr-ft ² - $^{\circ}\text{F}$)	30
Coeficiente de Transferencia de Calor del Anular (Btu/hr-ft ² - $^{\circ}\text{F}$)	1
Gradiente Geotérmico ($^{\circ}\text{F}/\text{ft}$)	0.001
Temperatura de Entrada del Lodo ($^{\circ}\text{F}$)	80
Temperatura de la Superficie ($^{\circ}\text{F}$)	60

4. Según el Modelo varían los datos de entrada, en cada hoja los datos de entrada se diferencian de los resultados con una línea doble debajo y con un título centrado “Datos de Entrada”. Adicionalmente, en cada variable hay un comentario que informa sobre las unidades y el nombre de la misma para evitar confusiones al usuario. En el modelo Químico la temperatura de la formación debe ser ingresada, éste permite al usuario calcular la ventana de lodo a temperatura constante o variada, se recomienda calcular mediante una fórmula en Excel la temperatura de la formación:

$$Temperatura\ Formaci3n = TVD * Gg + Tsup$$

Donde TVD es la profundidad del pozo, Gg es el gradiente geotérmico y Tsup es la temperatura de la superficie.

Contrario al Modelo Químico, el Modelo Termo Elástico y el Modelo Químico Termo Elástico calculan la temperatura de la formación y la temperatura del fluido de perforación o Wellbore (Tw) automáticamente. Estas dos variables no se encuentran demarcadas como de entrada con doble línea; sobre la celda existe un comentario en donde informa al usuario que no debe ingresar valores en ellas.

5. Ingrese los datos de entrada, tenga cuidado, no deje ningún espacio en blanco porque esto ocasiona errores en el cálculo. En la Celda A1 denominada profundidad final, debe ingresar el número de la fila en donde se encuentran los últimos datos de entrada, este es un parámetro clave para que la herramienta finalice sus cálculos. Si no ingresa el número correcto un cuadro de diálogo “División por cero” aparecerá.

Con los datos ingresados correctamente, pueden obtenerse resultados haciendo clic en el botón “Generar Ventana Operacional de Lodo” ubicado

al final de los datos de entrada y resultados en cada modelo. La herramienta arroja los valores de fractura y colapso así como el tipo de fractura y tipo de colapso. Adicionalmente, se puede visualizar la ventana de lodo, la desventaja es que el usuario debe ajustar manualmente los rangos que desea graficar de manera similar a como lo haría en Microsoft Excel 2003. Si el usuario desea graficar la presión de poro y el esfuerzo mínimo deben ingresar la fórmula respectiva en cada uno de los modelos, como se muestra en el ejemplo debido a que la herramienta lee estos valores en gradientes y la ventana de lodo muestra resultados en libras por galón (Ppg). Para obtener el valor del gradiente en Libras por Galón lo divido entre 0.052.

Cuando la herramienta no arroja valor alguno quiere decir que en ese punto no hay evidencia de interacción química ni térmica o el peso de lodo se encuentra en otro tipo de falla la cual no es calculada en esta herramienta, debido a que el Breakout Ancho es la más susceptible y es la que se tiene validada y calibrada con el Software Pbore 3D.

6. Si desea hacer algún cambio en los datos de entrada o detener el cálculo, presione el botón escape (Esc) en el teclado y escoja la opción finalizar.
7. Mientras está calculando la herramienta no debe usar Microsoft Excel 2003 (especialmente cuando se trabajan grandes cantidades de datos). Esto, con el fin de evitar que el archivo se bloquee.