

**CREACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS DE MONITOREO  
PARA LA INYECCIÓN DE AGUA Y CÁLCULO DE PRESIÓN DE FORMACIÓN,  
ÍNDICE DE INYECTIVIDAD Y GRADIENTE DE FRACTURA EN POZOS DE  
DISPOSICIÓN DE AGUA. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO**

**OSCAR JULIAN PEÑA PIRANEQUE**

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

**2015**

**CREACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS DE MONITOREO  
PARA LA INYECCIÓN DE AGUA Y CÁLCULO DE PRESIÓN DE FORMACIÓN,  
ÍNDICE DE INYECTIVIDAD Y GRADIENTE DE FRACTURA EN POZOS DE  
DISPOSICIÓN DE AGUA. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO**

**OSCAR JULIAN PEÑA PIRANEQUE**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para  
Optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Directora**

**Zuly Himelda Calderón Carrillo, Ph.D**

**Codirectora**

**Ing. Nathalia Alejandra Chavarro Ramírez**

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

**2015**

## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo en primera instancia a Dios, por ser quien me dio las fuerzas y las ganas de salir victorioso frente a los obstáculos; testigo de mis esfuerzos, de mis triunfos y desaciertos; quien guía mi vida y me ha otorgado todas las felicidades y alegrías en esta vida. A Él le sea la gloria.*

*A mi mamá, quien con sus sacrificios, sus consejos, su gran ayuda y su voz de aliento siempre me da las fuerzas para seguir adelante, por luchar conmigo las batallas desde pequeño, por ser mi ejemplo constante y el ser que me impulsa a hacerlo todo, por ser a quien quiero ver siempre feliz y orgullosa de mí.*

*A mi familia, a todos esos seres a los que les debo mi formación y ser la persona y el profesional que soy. En especial a mis abuelos Virgilio y Rosa, por ser mis segundos padres, por criarme durante todo este tiempo y seguir siendo para ellos el niño de la casa, por inculcarme siempre los mejores valores y la mentalidad de ser el mejor y luchar por los sueños.*

*A mis amigos del grupo: Andrés, Carlos, Felipe, Víctor y Arnold; por convertirse en mis hermanos, en las personas que estuvieron ahí para tenderme la mano, con quienes compartí las mejores vivencias durante estos cinco años de mi vida, con quienes crecí y ahora hacen parte de mis personas favoritas. Muchachos, lo hicimos.*

*A mis amigas: Carolina, Laura, Luz Adriana, Perlita, Nayla, Keidy, Anny y Angélica; por ser mis confidentes y mis cómplices, por regalarme tantas dichas y momentos inolvidables, con las que reí a carcajadas y lloré de corazón, las adoro niñas.*

*A todos los seres que partieron de este mundo, pero que dejaron su semilla en nosotros y nos miran desde el cielo; en especial a mi padre y a mi mejor amiga Ana, a quienes desde acá les digo gracias y pido que me protejan de aquí en adelante.*

*A ti, por mostrarme el lado bonito del amor, por hacerme creer nuevamente, por ser quien me apoya constantemente y me entiende aun cuando ni yo me soporto, por ser mi polo a tierra y con quien voy de la mano.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis más sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Alejandro Salgado, Gerente del RMT Llanos Norte de Occidental de Colombia, artífice de la idea inicial del proyecto; por su orientación constante y grado de exigencia, las cuales influenciaron en la culminación exitosa de este trabajo de grado.

Ing. Nathalia Alejandra Chavarro, Ingeniera Jr. del RTM Llanos Norte de Occidental de Colombia de la Universidad de América y Codirectora de este proyecto, por su inmensa ayuda, interés, apoyo, recomendaciones constantes y confianza depositada en mí y en esta idea.

Zuly Calderón Ph.D., por su valiosa colaboración, por su tiempo, respaldo, orientación continuos y excelente calidad humana.

A todo el equipo que conforma el RMT Llanos Norte de Occidental de Colombia, por su ayuda permanente frente a todas las dudas que surgieron, por su apoyo constante y la confianza brindada para este proyecto, por convertirse en mi familia durante los siete meses que duró mi práctica.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	<b>19</b>
1.CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE PROCESOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA	<b>21</b>
1.1POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA	21
1.2CONTROL Y MONITOREO DE POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA	22
1.3ÍNDICE DE INYECTIVIDAD	23
1.4PRESIÓN DE INYECCIÓN	25
1.5PRESIÓN HIDROSTÁTICA	25
1.6PRESIÓN DE FONDO	26
1.7PRESIÓN DE FORMACIÓN	26
1.8TASA DE INYECCIÓN	26
2.MÉTODOS DE CONTROL Y MONITOREO EN POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA	<b>27</b>
2.1MÉTODO DE HALL	27
2.1.1 Asunciones del Método de Hall	28
2.1.2 Impacto de las variables de yacimiento y pozo en la pendiente del Gráfico de Hall	28
2.1.3 Datos Requeridos	31
2.1.4 Usos y Aplicaciones	31
2.1.5 Beneficios y Ventajas	31
2.1.6 Limitaciones	32
2.1.7 Precauciones	32
2.2MÉTODO DE HALL MODIFICADO Y ANÁLISIS DE LA PENDIENTE	33
2.2.1 Asunciones del Método de Hall Modificado y Análisis de la Pendiente	36
2.2.2 Modificación de la pendiente del Método de Hall e inclusión del Factor Skin	36
2.2.3 Datos Requeridos	37
2.2.4 Usos y Aplicaciones	37

2.2.5 Beneficios y Ventajas	38
2.2.6 Limitaciones	38
2.2.7 Precauciones	38
2.3MÉTODO DE LA DERIVADA	38
2.3.1 Asunciones del Método de la Derivada	40
2.3.2 Formulación Matemática e inclusión del Factor Pseudoskin	40
2.3.3 Datos Requeridos	43
2.3.4 Usos y Aplicaciones	43
2.3.5 Beneficios y Ventajas	43
2.3.7 Precauciones	44
2.4MÉTODO GRÁFICO DE Pw vs. Q	44
3.CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE GRADIENTE DE FRACTURA	<b>49</b>
3.1PRESIÓN DE FRACTURA Y GRADIENTE DE FRACTURA	49
3.2GRADIENTE DE FRACTURA E INYECCIÓN DE AGUA	50
3.3MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA	51
3.4ESFUERZO	52
3.5ESFUERZOS PRINCIPALES	52
3.5.1 Esfuerzo Vertical	52
3.5.2 Esfuerzos Horizontales	55
3.5.2.1 Esfuerzo Horizontal Mínimo	55
3.5.2.2 Esfuerzo Horizontal Máximo	57
3.5.3 Presión de Poro	57
3.5.3.1 Presión de Poro Anormal o Zonas de Sobre-Presión	59
3.5.3.2 Presión de Poro Esperada o Normal	59
3.5.3.3 Presión de Poro Subnormal o Zonas de Baja Presión	60
3.6DEFORMACIÓN INTERNA	61
3.6.1 Deformación Vertical	61
3.6.2 Deformación Lateral	62
3.6.3 Deformación Volumétrica	62
3.7MÓDULOS ELÁSTICOS	62

3.7.1 Módulo de Young	63
3.7.2 Relación de Poisson	63
3.7.3 Módulo Volumétrico	64
3.7.4 Módulo de Corte	64
3.7.5 Constante de Biot	64
3.8REGÍMENES DE FALLA	64
3.8.1 Falla Normal	65
3.8.2 Falla de Rumbo o Rumbo-Deslizante	65
3.8.3 Falla Inversa	65
3.9CRITERIOS DE FALLA	66
3.9.1 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb	67
3.9.2 Otros Criterios de Falla	71
3.10PRUEBAS DE INYECCIÓN	73
3.10.1 Pruebas de Esfuerzo In-Situ	73
3.10.2 Pruebas de Minifractura (Minifrac)	73
3.10.3Pruebas de Step-down	74
3.10.4 Leak Off Test (LOT)	74
3.10.5 Formation Integrity Test (FIT)	76
3.10.6 Pressure Integrity Test (PIT)	77
3.10.7 Formation Breakdown Tests	78
3.10.8 Prueba Multitasa de Inyectividad	78
4.CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA	<b>79</b>
4.1ANTECEDENTES	79
4.2HUBBERT & WILLIS (1957)	82
4.3MATTHEWS & KELLY (1967)	83
4.4HAIMSON & FAIRHURST (1967)	84
4.5EATON (1969)	85
4.6COSTA DEL GOLFO (1973)	86
4.7EDWARDS (1981)	88

4.8CESARONI ET AL. (1981)	88
4.9HOLBROOK ET AL. (1990)	89
4.10GOLFO DE GUINEA (2012)	90
4.11TRANSFORMACIONES ÓPTIMAS NO PARAMÉTRICAS (2012)	91
4.12DELTA DEL NÍGER (2014)	102
5.CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO DE ESTUDIO	<b>110</b>
5.1UBICACIÓN Y GENERALIDADES	110
5.2GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	111
5.3GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	111
5.3.1 Yacimientos	111
5.3.2 Fluidos de Yacimiento	111
5.4CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	111
5.5ESTRATIGRAFÍA	112
5.5.1 Formación Guayabo	113
5.5.2 Formación León	114
5.5.3 Formación Carbonera	114
5.5.4 Cretáceo (CRET)	116
5.6PROCESO DE DISPOSICIÓN DE AGUA	118
6.DESARROLLO DE LAS HERRAMIENTAS DE CONTROL Y MONITOREO	<b>120</b>
6.1CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA DE LA FORMACIÓN	121
6.1.1 Revisión de Antecedentes	122
6.1.2 Resumen de Resultados	134
6.1.3 Cálculo de Esfuerzos Principales	135
6.1.4 Régimen de Falla	141
6.1.5 Cálculo del Gradiente de Fractura	142
6.2CONTROL Y MONITOREO DE LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN Y CÁLCULO DE ÍNDICE DE INYECTIVIDAD, PRESIÓN DE FORMACIÓN ALREDEDOR DEL WELLBORE Y FACTOR SKIN	152
6.2.2 Cálculos para la Construcción de las Herramientas de Monitoreo	154
6.2.3 Herramientas Construidas	158

7.RESULTADOS	168
8.IMPACTO ECONÓMICO	173
9.IMPACTO INGENIERIL	176
10.CONCLUSIONES	177
11.RECOMENDACIONES	179
BIBLIOGRAFÍA	180
ANEXOS	185

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Resumen de los Métodos de Control y Monitoreo de Pozos Inyectores de Agua	46
Tabla 2. Métodos de Medición de los Esfuerzos Principales.	60
Tabla 3. Distribución de Esfuerzos para la Clasificación de Fallas según Anderson	65
Tabla 4. Criterios de Falla comunes	72
Tabla 5. Coeficientes A, B y C para el cálculo del gradiente de fractura según profundidad.	91
Tabla 6. Tabla resumen de las correlaciones para el cálculo de gradiente de fractura.	105
Tabla 7. Historial de Operaciones de los Pozos de Disposición de Agua.	119
Tabla 8. Constantes elásticas usadas para la construcción del MEM del Campo Principal.	123
Tabla 9. Presiones de Poro calculadas para la construcción del MEM del Campo Principal.	124
Tabla 10. Esfuerzo Efectivo In-Situ Promedio calculado para la construcción del MEM del Campo Principal.	125
Tabla 11. Constantes Elásticas obtenidas a partir del Análisis Geomecánico pozos 40 y 03R.	127
Tabla 12. Presión de Poro obtenida a partir de Pruebas de Laboratorio en el pozo 03.	127
Tabla 13. Medición del Esfuerzo Horizontal Máximo del pozo 03R.	128
Tabla 14. Propiedades medidas a partir de núcleos para el Pozo 03. Núcleo 1.	133
Tabla 15. Propiedades medidas a partir de núcleos para el Pozo 03. Núcleo 2.	133
Tabla 16. Propiedades medidas para el Fracturamiento del Pozo 02.	134
Tabla 17. Resumen de Resultados para el Campo Principal.	135
Tabla 18. Resumen de Resultados para los Pozos de Disposición de Agua.	135

Tabla 19. Pozos cercanos al Pozo 02 con registros MFT (RFT, MDT) disponibles.	136
Tabla 20. Registro MFT Pozo-026	137
Tabla 21. Registro MFT Pozo-014.	137
Tabla 22. Registro MFT Pozo-025.	137
Tabla 23. Registro MFT pozo Pozo-017	138
Tabla 24. Presión de Poro unidad M2.	138
Tabla 25.Cálculo de la Constante de Biot.	139
Tabla 26.Cálculo del Esfuerzo Horizontal Mínimo a partir de la correlación del MEM del Campo Principal.	139
Tabla 27.Cálculo del Coeficiente de Fricción Interna.	140
Tabla 28.Cálculo del Esfuerzo Horizontal Mínimo a partir de la correlación de Zoback.	140
Tabla 29.Error Relativo Porcentual en el Cálculo del Esfuerzo Horizontal Mínimo.	141
Tabla 30.Cálculo del Esfuerzo Horizontal Máximo.	141
Tabla 31. Gradiente de Fractura a partir de Hubbert & Willis	142
Tabla 32. Gradiente de Fractura a partir de Matthews & Kelly	143
Tabla 33. Gradiente de Fractura a partir de Haimson & Fairhurst	144
Tabla 34. Gradiente de Fractura a partir de Eaton	145
Tabla 35. Gradiente de Fractura a partir de Costa del Golfo	145
Tabla 36. Gradiente de Fractura a partir de Edwards	146
Tabla 37. Gradiente de Fractura a partir de Cesaroni et al. Caso 1	146
Tabla 38. Gradiente de Fractura a partir de Cesaroni et al. Caso 2	147
Tabla 39. Gradiente de Fractura a partir de Holbrook et al.	147
Tabla 40. Gradiente de Fractura a partir de Golfo de Guinea	148
Tabla 41. Gradiente de Fractura a partir de Transformaciones Óptimas No Paramétricas. Ecuación General	148
Tabla 42. Gradiente de Fractura a partir de Transformaciones Óptimas No Paramétricas. Región IV (Formación productora de mayor profundidad)	149

Tabla 43. Gradiente de Fractura a partir de Transformaciones Óptimas No Paramétricas. Región VI (Formación con el menor gradiente de presión de poro)	149
Tabla 44. Gradiente de Fractura a partir de Delta del Níger. Modelo Antiguo	149
Tabla 45. Gradiente de Fractura a partir de Delta del Níger. Nuevo Modelo	150
Tabla 47. Resumen de Error Relativo Promedio por Correlación	150
Tabla 47. Tabla de Resumen de Resultados para los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio	166
Tabla 48. Inyección Promedio para el año 2014 de los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio	168
Tabla 49. Pozos productores apagados por capacidad en las facilidades del Campo de Estudio	169
Tabla 50. Potencial de Inyección Teórico para los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio	170
Tabla 51. Valor Presente Neto de los WS de los pozos apagados por restricción de facilidades del Campo de Estudio	173
Tabla 52. Costos asociados a la perforación, completamiento y estimulaciones de los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio	174
Tabla 53. Impacto Económico Total de las Herramientas de Control y Monitoreo para los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio	175

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Comportamiento Ideal de la Gráfica de Hall	29
Figura 2. Comportamiento de la Gráfica Pw/Q vs 1/Q en el Análisis de la Pendiente	35
Figura 3. Corrección del Método de Hall	35
Figura 4.1 Fracturamiento	39
Figura 4.2 Inyección sin Fracturamiento	39
Figura 4.3. Taponamiento	40
Figura 5. Comportamiento de la Gráfica Pw vs Q.	45
Figura 6. Distribución de Esfuerzos según Terzaghi	58
Figura 7. Regímenes de Falla	66
Figura 8. Orientación de los Esfuerzos a lo largo y sobre un plano	69
Figura 9. Criterio de Falla de Mohr-Coulomb.	71
Figura 10. Localización del Campo de Estudio.	110
Figura 11. Columna Estratigráfica Cuenca Sedimentaria Llanos Norte.	112
Figura 12. Ubicación de los Pozos de Disposición de Agua.	118
Figura 13. Resumen de Error Relativo Promedio por Correlación	151
Figura 14. Método Convencional de Hall para el Pozo-07	159
Figura 15. Análisis de la Pendiente para el Pozo-07	160
Figura 16. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-07	161
Figura 17. Evolución del Índice de Inyectividad para el Pozo-07 Sin la corrección de Pe	163
Figura 18. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-07	163
Figura 19. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-07.	164
Figura 20. Evolución del Factor Skin para el Pozo-07	166
Figura 21. Inyección Actual vs. Potencial de Inyección en los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio	171
Figura 22. Inyección Actual vs. Potencial de Inyección por Pozo	172

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Análisis de la Pendiente para el Pozo-02	185
Anexo 2. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-02	185
Anexo 3. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-02	186
Anexo 4. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-02.	186
Anexo 5. Evolución del Factor Skin para el Pozo-02	187
Anexo 6. Análisis de la Pendiente para el Pozo-03	187
Anexo 7. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-03	188
Anexo 8. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-03	188
Anexo 9. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-03.	189
Anexo 10. Evolución del Factor Skin para el Pozo-03	189
Anexo 11. Análisis de la Pendiente para el Pozo-04	190
Anexo 12. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-04	190
Anexo 13. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-04.	191
Anexo 14. Evolución del Factor Skin para el Pozo-04	191
Anexo 15. Análisis de la Pendiente para el Pozo-05	192
Anexo 16. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-05	192
Anexo 17. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-05.	193
Anexo 18. Evolución del Factor Skin para el Pozo-05	193
Anexo 19. Análisis de la Pendiente para el Pozo-06	194
Anexo 20. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-06	194
Anexo 21. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-06	195
Anexo 22. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-06.	195
Anexo 23. Evolución del Factor Skin para el Pozo-06	196
Anexo 24. Análisis de la Pendiente para el Pozo-08	196
Anexo 25. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-08.	197
Anexo 26. Evolución del Factor Skin para el Pozo-08	197

## RESUMEN

**TÍTULO: CREACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS DE MONITOREO PARA LA INYECCIÓN DE AGUA Y CÁLCULO DE PRESIÓN DE FORMACIÓN, ÍNDICE DE INYECTIVIDAD Y GRADIENTE DE FRACTURA EN POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO\***

**AUTOR: OSCAR JULIAN PEÑA PIRANEQUE\*\***

**PALABRAS CLAVE:** Producción de agua, facilidades, pozos de disposición de agua, inyección, herramientas de control y monitoreo, presión de formación, índice de inyectividad, gradiente de fractura, factor skin.

### DESCRIPCIÓN

La producción de agua en yacimientos con empuje hidráulico se vuelve un inconveniente cuando las facilidades dispuestas no son suficientes para manejar estos altos volúmenes, incidiendo en el cierre de pozos productores y de esta manera, afectándose la producción de petróleo. Es así que una de las alternativas de solución son los pozos de disposición de agua, los cuales inyectan el agua producida en una formación de interés y bajo ciertos parámetros operacionales y ambientales establecidos.

Como en cualquier proyecto de inyección, dichos pozos deben ser monitoreados constantemente para asegurar que se cumplan las condiciones requeridas de inyección, reducir los costos asociados a problemas de fractura de la formación o falla. Así que es necesaria la implementación de herramientas que permitan un control continuo de la inyección y proporcionen la información requerida para la toma de decisiones.

El propósito de este proyecto es elaborar y poner en marcha herramientas de control y monitoreo en pozos de disposición de agua de un campo colombiano de estudio para el cálculo de la presión de la formación alrededor del wellbore, índice de inyectividad, gradiente de fractura y factor skin con el fin de aumentar el grado de conocimiento de las variables involucradas en el proceso, prever posibles inconvenientes futuros, generar alertas cuando las condiciones óptimas o requeridas de inyección no se cumplan y tomar las acciones correctivas respectivas a tiempo.

---

\* Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Zuly H. Calderón Carrillo, Codirectora: Nathalia A. Chavarro Ramírez.

## ABSTRACT

**TITLE: BUILDING AND RUNNING OF SURVEILLANCE TOOLS FOR WATER INJECTION AND CALCULATION OF FORMATION PRESSURE, INJECTIVITY INDEX AND FRACTURE GRADIENT IN WATER DISPOSAL WELLS. COLOMBIAN FIELD APPLICATION**

**AUTHOR: OSCAR JULIAN PEÑA PIRANEQUE\*\***

**KEYWORDS:** Water production, facilities, water disposal wells, control and surveillance tools, formation pressure, injectivity index, fracture gradient, skin factor.

### DISCRIPTION

Water production in reservoirs with hydraulic drive becomes a trouble when available facilities are not enough to manage these high volumes, influencing in shutting of producer wells and by this way, oil production is affected. So that, one of solution options are water disposal wells which inject produced water into an interest formation and under operational and environmental established parameters.

Like any other injection project, these wells have to be constantly monitored in order to ensure the accomplishment in required injection conditions, reducing of costs due to formation fracture or failure in wells. It is necessary the running of tools which allow a continuous control of injection and provide for all the needed information for making decisions.

The purpose of this project is building and running control and surveillance tools in water disposal wells of a Colombian Field in study to calculate formation pressure around the wellbore, injectivity index, fracture gradient and skin factor in order to increase knowledge of involved variables, forecast likely future troubles, warning issues when optimal or required injection conditions are not reached and making corrective actions at time.

---

\* Degree work

\*\* Physical-Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Director: Zuly H. Calderon Carrillo, Codirector: Nathalia A. Chavarro Ramirez

## INTRODUCCIÓN

La producción de aceite está íntimamente ligada a la producción de agua y en mayor proporción cuando el mecanismo de producción del yacimiento es el empuje hidráulico proveniente de un acuífero infinito. Cuando no hay capacidad de las facilidades de superficie para manejar grandes cantidades de fluidos de producción se hace necesaria una solución para su disposición; una de esas alternativas son los pozos de disposición de agua. El monitoreo y control de procesos de inyección de agua en estos pozos es de suma importancia para asegurar las condiciones requeridas de inyección, reducir los costos asociados a problemas de fractura de la formación o falla de los pozos.

Actualmente se dispone de poca información sobre los parámetros de inyección (índice de inyectividad, presión de formación alrededor del wellbore y daño) en los pozos de disposición de agua del campo de estudio y no se tienen herramientas que permitan asegurar las condiciones requeridas de inyección.

De igual manera, no se ha establecido un rango de gradiente de fractura en la formación donde se realiza la inyección del agua de disposición, ni tampoco se ha establecido una correlación que describa su comportamiento geomecánico.

Este trabajo de grado tiene como propósito la recopilación de información sobre los parámetros de inyección y las propiedades de la formación para la creación y puesta en marcha de herramientas de control y monitoreo de los pozos de disposición de agua del campo, que ayudarán a prever posibles inconvenientes futuros, generar alertas cuando las condiciones óptimas o requeridas de inyección no se cumplan y tomar las acciones correctivas respectivas a tiempo.

Adicionalmente, la implementación de geomecánica en el cálculo de gradiente de fractura de las formaciones candidatas a la inyección, aumenta el grado de

certidumbre de las variables involucradas en el proceso y permite una adecuada caracterización de la formación.

## 1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE PROCESOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA

### 1.1 POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA

La producción de pozos de petróleo y gas natural está íntimamente asociada a la producción de agua proveniente de la formación. Esta agua se encuentra de manera natural en los yacimientos y es conocida como *agua de producción*, la cual se produce a medida que se desarrollan las reservas de hidrocarburos en mayor grado cuando el mecanismo de producción del yacimiento es el empuje hidráulico proveniente de un acuífero infinito.

Los pozos de disposición de agua regresan el agua de producción a una formación de interés (debido a sus propiedades petrofísicas, capacidad de almacenamiento e inyectividad) por debajo de la superficie<sup>1</sup>.

Se hacen necesarios estos tipos de pozo por múltiples factores, bien sea por reglamentación ambiental para vertimiento y calidad del agua o capacidad de tratamiento y almacenamiento en el campo. En este caso en concreto, debido a la gran producción de fluidos (aceite con alto corte de agua) y a limitación de capacidad de las facilidades del campo de estudio, el agua producida de los pozos productores de aceite se inyecta en una formación de interés de manera eficiente, limpia, segura y amigable con el medio ambiente.

---

<sup>1</sup> FRAC FOCUS Chemical Disclosure Registry. Water disposal wells. [en línea] (2015). <http://fracfocus.ca/hydraulic-fracturing-how-it-works/casing/water-disposal-wells>. [citado en Marzo de 2015]

## 1.2 CONTROL Y MONITOREO DE POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA

La inyección de agua afecta la dinámica del yacimiento a lo largo del campo y el control de estos procesos está directamente influenciado por el ajuste de las tasas y presiones de inyección en cada pozo de manera individual. Estos parámetros son interdependientes: un incremento en la presión de inyección da como resultado un incremento en la tasa y viceversa.

De igual manera, las propiedades de los fluidos son de gran importancia en el esquema de inyección, pero usualmente no varían de manera significativa en el tiempo y se pueden asumir como constantes durante la operación. El análisis de estos procesos de inyección incluye el seguimiento continuo de las tasas de producción de aceite, gas y agua, conocimiento de problemas de subsidencia de la formación y determinación de fallas potenciales de los pozos, propiedades mecánicas de la roca, entre otros.

La gran cantidad de datos de presiones y tasas de inyección y su correcta interpretación, proveen el conocimiento de la dinámica del yacimiento en escalas temporales y espaciales.<sup>2</sup>

Algunos beneficios de la automatización del control y monitoreo de la inyección de agua son:

- Conocimiento de las propiedades de la formación y del yacimiento
- Mapeo de la presión promedio de formación alrededor del wellbore de los pozos del campo
- Conocimiento y control de las condiciones de inyección

---

<sup>2</sup>SILIN, D. B., Monitoring Waterflood Operations: Hall Method Revisited. En: Society of Petroleum Engineers. 93879-MS (2005).

- Generación de alertas e identificación temprana de problemas con los pozos o en las condiciones de inyección
- Toma de acciones correctivas a los inconvenientes presentados a tiempo
- Reducción de costos frente a problemas de falla en los pozos

El objetivo del control de cada pozo de manera individual es el de establecer una presión de forma tal que se mantenga una tasa de inyección deseada.

### 1.3 ÍNDICE DE INYECTIVIDAD

Es un parámetro que permite cuantificar el performance de un pozo inyector y se define como la cantidad de agua inyectada en la formación entre el diferencial de presión existente entre la presión de fondo de pozo ( $P_f$ ) y la contrapresión que ejerce la formación ( $P_e$ ). Así:

$$II = \frac{Q}{P_f - P_e}$$

*Ecuación 1.*

Donde:

$II$  Es el índice de inyectividad, BWPD/psi

$Q$  Es el caudal de inyección, BWPD

$P_f$  Es la presión de fondo de pozo, psi

$P_e$  Es la presión de la formación, psi

De manera general, se dice que el índice de inyectividad cuantifica cuánta cantidad de agua se inyecta por unidad de presión requerida para ser inyectada.

El principal inconveniente que se presenta en pozos inyectores es la disminución del índice de inyectividad que puede deberse a múltiples factores; inherentes a las condiciones de inyección, a las propiedades de la formación en donde se dispone el agua o las propiedades del agua de inyección, tales como:

- Cambios en la permeabilidad relativa de la formación
- Cambios en la viscosidad del fluido
- Cambios en la compresibilidad del fluido
- Cambios en la saturación de agua inicial
- Daño mecánico entre el fluido inyectado y el yacimiento
- Taponamiento de perforados por arenamiento
- Taponamiento de las gargantas de poro de la roca debido a baja calidad del agua
- Taponamiento de las fracturas hidráulicas
- Invasión de fluidos de perforación, completamiento y estimulación (daño de la formación)
- Compartimentalización del yacimiento

Las acciones remediales para la restauración de inyectividad en los pozos inyectoros son múltiples y atienden a la reducción del daño por invasión de fluidos, implementación de químicos y estimulaciones o limpieza-recañoneo de perforados. Así:

- Limpieza de arena con bombas de fondo
- Fracturamiento hidráulico
- Estimulaciones ácidas
- Aumento de la calidad del agua de inyección
- Cambio en la técnica de cañoneo para superar la profundidad de la zona de daño (cambio a cargas de alta penetración)

Pero antes de la toma de decisiones para el tratamiento de los pozos, se deben tener en cuenta las siguientes características para determinar la mejor opción para restauración de inyectividad:

- Propiedades mecánicas de la roca
- Presión de fondo
- Temperatura de fondo
- Tipo de completamiento
- Diagnóstico del daño
- Sensibilidad de la formación al fluido inyectado

#### 1.4 PRESIÓN DE INYECCIÓN

Es la presión a la cual se inyecta un tratamiento o fluido de prueba a la matriz de la formación sin causar su falla o fractura. Se describe comúnmente como la presión de la bomba de superficie requerida para lograr la inyección. Sin embargo, la presión hidrostática de la columna de fluido también contribuye al valor de presión de fondo.<sup>3</sup>

#### 1.5 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la fuerza por unidad de área causada por una columna de fluido en el pozo. Se calcula mediante:<sup>4</sup>

$$P_{hyd} = 0,052\rho h$$

*Ecuación 2.*

Donde:

$P_{hyd}$  Es la presión hidrostática, psi

---

<sup>3</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. INJECTION PRESSURE. [en línea] (2015). <http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=injection+pressure>. [citado en Marzo de 2015]

<sup>4</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. HYDROSTATIC PRESSURE. [en línea] (2015). [http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/h/hydrostatic\\_pressure.aspx](http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx). [citado en Marzo de 2015]

$\rho$  Es la densidad del fluido inyectado, ppg

$h$  Es la profundidad verdadera del pozo, ft-TVD

## **1.6 PRESIÓN DE FONDO**

Es la presión a la cual un fluido es inyectado en una zona de interés. Es calculada típicamente añadiendo la presión hidrostática de la columna de fluido a la presión de la bomba de superficie durante la prueba de inyección.<sup>5</sup>

## **1.7 PRESIÓN DE FORMACIÓN**

Vista en el marco del esquema de inyección, es la presión que se opone a la presión de fondo de pozo cuando se está inyectando un fluido. Es la presión que ejercen los fluidos presentes en la formación.

Es un parámetro dinámico, ya que varía con el tiempo del proyecto de inyección. De manera general, la presión de formación alrededor del wellbore aumenta a medida que se van inyectando mayores cantidades de agua. Así mismo, aumenta la resistencia al flujo, por lo que es necesaria una mayor presión de inyección para inyectar la misma cantidad de agua.

## **1.8 TASA DE INYECCIÓN**

Es el volumen de fluido inyectado durante un proceso de inyección.

---

<sup>5</sup>SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary, BOTTOMHOLE INJECTION PRESSURE. [en línea] (2015). <http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=bottom+hole+pressure>. [citado en Marzo de 2015]

## 2. MÉTODOS DE CONTROL Y MONITOREO EN POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA

### 2.1 MÉTODO DE HALL

Es una herramienta para la evaluación cualitativa del performance de un pozo inyector. Se basa en la asunción de un estado de flujo radial y estable. Además de los históricos de presiones y tasas, una implementación rigurosa del método de Hall requiere de información acerca de la presión de yacimiento. Se asume que el radio de influencia es constante durante el periodo de observación.

Es una alternativa al análisis aproximado de transientes y técnicamente es muy simple: graficar la integral del tiempo de la diferencia entre la presión de inyección y la presión de yacimiento versus la inyección acumulada. La integral filtra de manera automática las fluctuaciones a corto plazo. Así:

$$\Pi(t) = \int_{t_0}^t (P_w - P_e)(\tau) d\tau$$

*Ecuación 3.*

$$V(t) = \int_{t_0}^t Q(\tau) d\tau$$

*Ecuación 4.*

Donde:

$\Pi(t)$  Es la integral de la diferencia de presión, psi

$V(t)$  Es la inyección acumulada, bbls

$P_w$  Es la presión de inyección, psi

$P_e$  Es la presión promedio de la formación alrededor del wellbore, psi

$Q$  Es la tasa de inyección, BWPD

$t_0$  Es el tiempo inicial, días

$t$  Es el tiempo de estudio, días

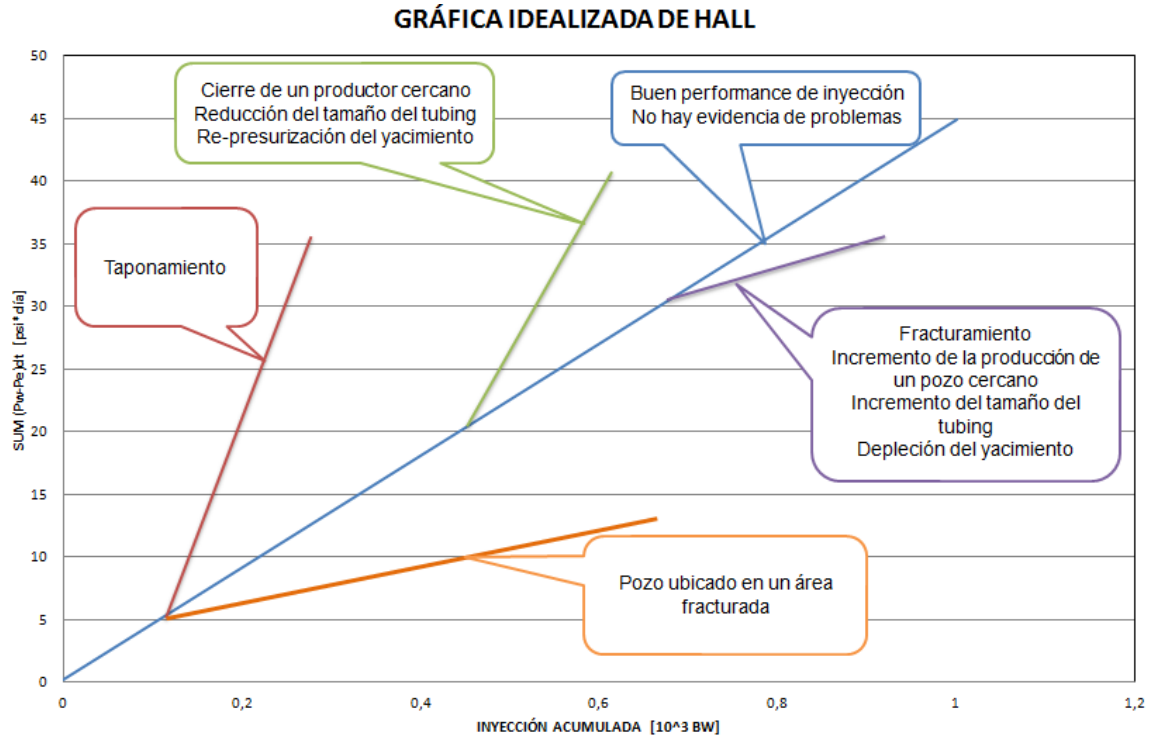
### **2.1.1 Asunciones del Método de Hall.**

- Estado estable y flujo radial (Flujo Darcy)
- Pozo en el centro de un yacimiento circular con límites de presión constante
- Radio de influencia de la inyección constante
- Los cambios de la presión promedio de formación ( $P_e$ ) en el radio de investigación del pozo son mínimos.
- Fluido inyectado homogéneo e incompresible (fluido Newtoniano)
- Las propiedades de los fluidos permanecen constantes en el tiempo (a excepción del contenido de sal en el agua, contenido de sólidos y bacterias).
- Yacimiento confinado verticalmente, homogéneo y con isotropía horizontal
- Efectos gravitatorios despreciables

### **2.1.2 Impacto de las variables de yacimiento y pozo en la pendiente del**

**Gráfico de Hall.** La pendiente del gráfico de Hall se interpreta como un indicador de la inyectividad promedio del pozo. Un aumento en la pendiente de la gráfica indica una disminución en el índice de inyectividad (aumento de la presión de inyección para inyectar la misma cantidad de agua) y una disminución indica un incremento en la inyectividad (menor requerimiento de presión para la inyección). El comportamiento ideal del Método de Hall se aprecia en la Figura 1.

Figura 1. Comportamiento Ideal de la Gráfica de Hall



Fuente: Modificado de AMEDU J. et al. Improved Well and Reservoir Production Performance in Waterflood Reservoirs-Revolutionizing the Hall Plot. 2013.

La pendiente para este tipo de análisis de Hall viene definida por:

- Pendiente del Análisis de Hall en Estado Estable:

$$m = \frac{141,2\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_w h_{eff}}$$

Ecuación 5.

- Pendiente del Análisis de Hall en Estado Semi-Estable:

$$m = \frac{141,2\mu_w B_w \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right\}}{k_w h_{eff}}$$

Ecuación 6.

Donde:

$\mu_w$  Es la viscosidad del agua de inyección, cP

$B_w$  Es el factor volumétrico de formación del agua, resbbl/bbl

$r_e$  Es el radio de yacimiento, ft

$r_w$  Es el radio del wellbore, ft

$k_w$  Es la permeabilidad relativa al agua, mD

$h_{eff}$  Es el espesor de inyección, ft

#### **2.1.1.1 Incremento de Pendiente.**

- Cierre o disminución de tasa de un pozo productor cercano: Productor en comunicación directa con el inyector, aumento de presión en el radio de investigación de los pozos y reducción del  $\Delta P$  ( $P_w - P_e$ ), el productor no toma más agua del inyector y disminuye la tasa de inyección (incluso a presión constante).
- Reducción del tamaño del tubing: Disminución de la tasa a la misma presión de inyección en superficie y la pendiente se desplaza en dirección del eje Y.
- Re-presurización del yacimiento: Desplazamiento de la pendiente en dirección del eje Y, disminución de  $\Delta P$ .

#### **2.1.1.2 Disminución de Pendiente.**

- Incremento de producción de un pozo productor cercano: Cuando aumenta la producción de un pozo influenciado por un inyector, el  $\Delta P$  disminuye, tomando el productor más agua del inyector.
- Cambio del tamaño del tubing a uno más grande: Incremento de la tasa de inyección y desplazamiento de la pendiente hacia el eje X.
- Estimulación: Cambio de pendiente similar a un fracturamiento hidráulico y desplazamiento de la pendiente hacia el eje X.

**2.1.3 Datos Requeridos.** De datos de entrada, el método de Hall requiere una recopilación de tasas y presiones de inyección que son parte de la rutina de las operaciones de inyección y un conocimiento de la presión de yacimiento.

**2.1.4 Usos y Aplicaciones.** Los usos de esta herramienta son múltiples y se enuncian a continuación:

- Monitoreo de performance de pozo y yacimiento
  - Identificación de problemas en inyectores
  - Identificación de problemas en el sistema de inyección (calidad del agua, compatibilidad agua-yacimiento)
  - Evolución y caracterización estática y dinámica de la presión de yacimiento y otras propiedades de la formación
  - Evaluación de la interacción inyector-productor
- Evaluación de efectividad en tratamientos de estimulación a través de la comparación de las pendientes antes y después
- Comparación de efectividad entre varios tratamientos de estimulación
  - Acidificación
  - Solventes
- Indicación del régimen de inyección, reconocimiento de inicio de fractura, propagación y cierre.<sup>6</sup>

**2.1.5 Beneficios y Ventajas.**

- Uso de data disponible y que se mide normalmente en un procesos de inyección de agua (tasa de inyección, presión de inyección)
- Permite una visualización de los cambios de la inyectividad del pozo
- Suavizado de las fluctuaciones a corto plazo de las condiciones de inyección

---

<sup>6</sup> AMEDU, J., & NWOKOLO, C. Improved Well and Reservoir Production Performance in Waterflood Reservoirs-Revolutionizing the Hall Plot. En: Society of Petroleum Engineers. 167602-MS (2013).

- Herramienta ampliamente usada para el control y monitoreo de los procesos de inyección

#### **2.1.6 Limitaciones.**

- No permite obtener información acerca de los cambios sutiles e instantáneos durante el fracturamiento o el taponamiento del wellbore.
- Aparición de distorsiones geométricas del flujo debido a la heterogeneidad de la formación, ya sea por presencia de fracturas, interferencia con otros pozos, etc.
- Requerimiento de cierto grado de certeza de la presión de formación en la zona de influencia cercana a la inyección
- No se tienen en cuenta los cambios significativos de las propiedades de la formación en un intervalo de tiempo corto o específico (estado cuasi-estable)
- No se tiene una caracterización completa de la zona de inyección
- No es aplicable para la detección en tiempo real del daño
- Se hace necesaria la implementación de este método con otras gráficas para determinar los cambios en las pendientes y sus razones: inicio de fractura, cierre o daño.

#### **2.1.7 Precauciones.**

- Se debe tener control del comportamiento de los pozos cuando recién se abren o se cierran (modificación de las condiciones operacionales de los pozos y verificación de posibles interferencias)
- Se debe tener certeza de los datos utilizados
- Es necesario fijarse en tendencias generales y no en puntos aislados
- Es necesario conocer el cambio en las condiciones de productores e inyectores cercanos

## 2.2 MÉTODO DE HALL MODIFICADO Y ANÁLISIS DE LA PENDIENTE

El análisis de las fluctuaciones en la pendiente del gráfico de Hall se llama Análisis de la Pendiente el cual revela información muy importante acerca de la presión efectiva de la formación alrededor del wellbore y la inyektividad del pozo. Así como el Método de Hall, el análisis de la pendiente es muy simple: basta con realizar una gráfica de Presión de fondo ( $P_w$ ) entre caudal de inyección ( $Q$ ) contra el inverso del caudal de inyección ( $1/Q$ ) o  $P_w/Q$  vs.  $1/Q$ . El comportamiento de esta gráfica se puede apreciar en la Figura 2.

Un correcto gráfico de Hall requiere el conocimiento de la presión promedio de la formación, la cual no puede ser medida. Para calcular la pendiente de este gráfico, es necesario evaluar la derivada:

$$S = \frac{d\Pi}{dV}$$

*Ecuación 7.*

$$S = \frac{P_e}{Q} + b$$

*Ecuación 8.*

Donde:

$\frac{d\Pi}{dV}$  Es la derivada de la diferencia de presión con la inyección acumulada

$S$  Es la pendiente del gráfico

$P_e$  Es la presión promedio de la formación alrededor del wellbore, psi

$Q$  Es la tasa de inyección, bwpd

$b$  Es el intercepto del gráfico

Estas ecuaciones implican que el gráfico de S es una función lineal de  $1/Q$ . Los parámetros de la pendiente están disponibles por medición directa. Además, tanto la presión de formación promedio alrededor del wellbore ( $P_e$ ) y el parámetro de inyectividad ( $b$ ) se obtienen mediante una relación lineal de la gráfica S versus  $1/Q$ .<sup>7</sup>

Es un método para corregir el método convencional de Hall, ya que los cambios en la pendiente de este análisis cualitativo no reflejan necesariamente cambios en los parámetros de inyección o en el índice de inyectividad del pozo. Si se ingresa erróneamente como dato de entrada la presión de formación se incurre en un análisis no apropiado. El análisis de la pendiente corrige esta limitación.

Una vez estimada la presión de formación, puede ser usado para crear el gráfico de Hall, tal como se aprecia en la Figura 3.

Si las propiedades de la formación no cambian en estas simulaciones, las variaciones de  $b$  se deben únicamente a las expansiones de la zona del radio de influencia debidas al incremento de la tasa de inyección y presión.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> SILIN, D. B., Monitoring Waterflood Operations: Hall Method Revisited. En: Society of Petroleum Engineers. 93879-MS (2005).

<sup>8</sup>Ibídem.

Figura 2. Comportamiento de la Gráfica Pw/Q vs 1/Q en el Análisis de la Pendiente

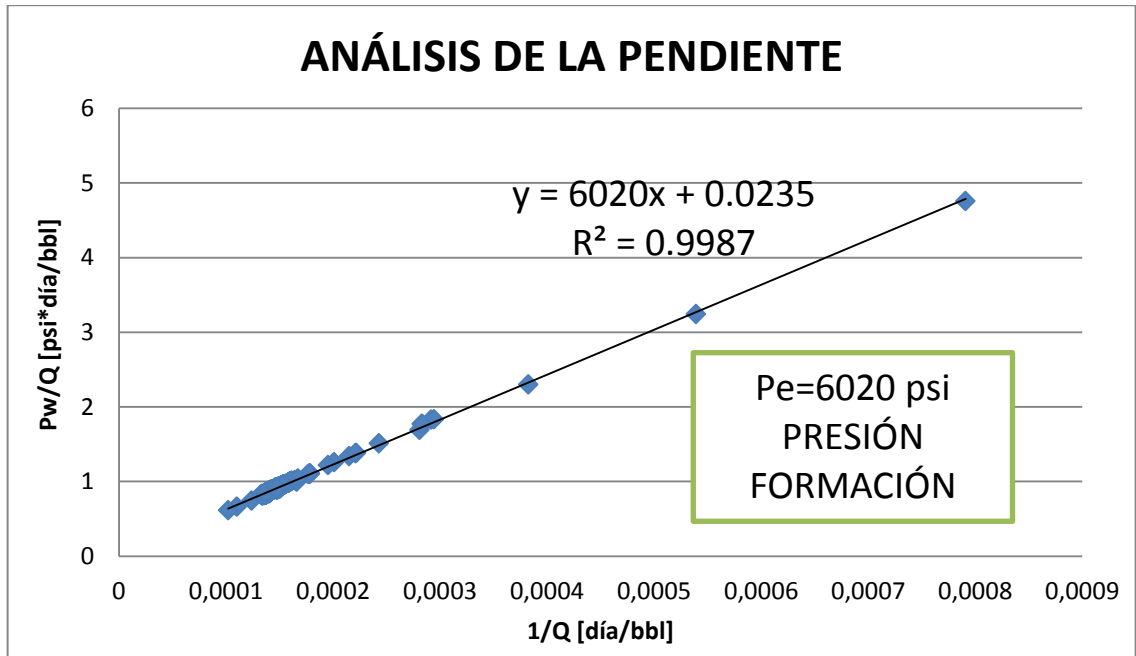
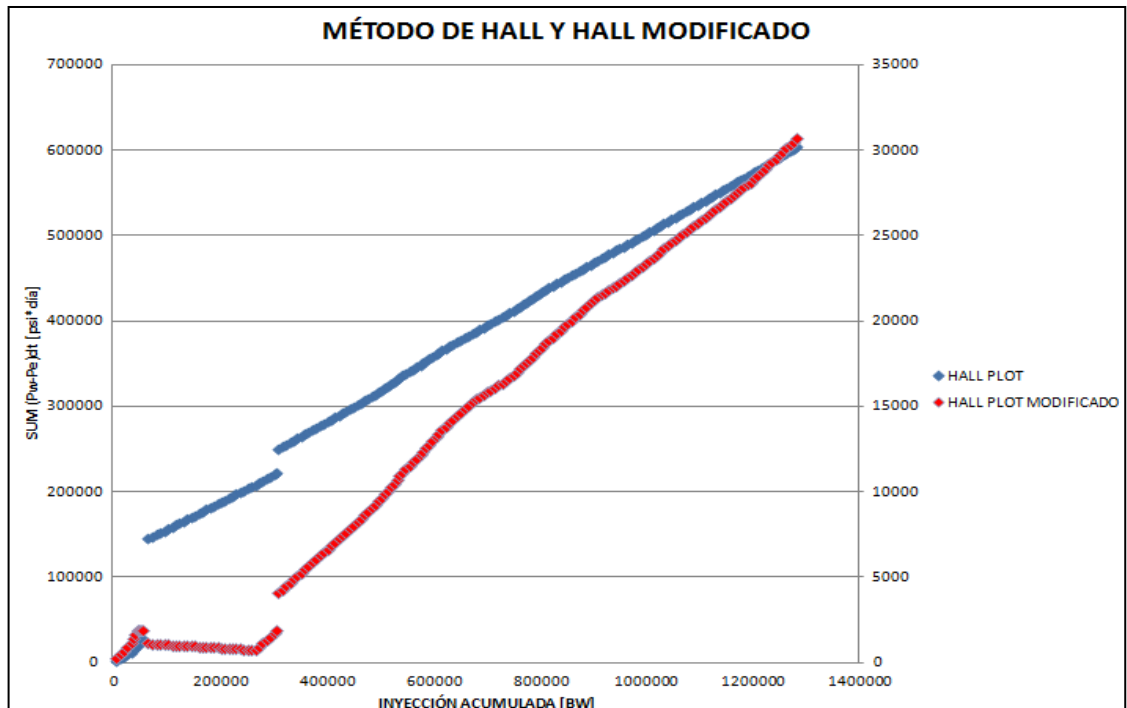


Figura 3. Corrección del Método de Hall



### 2.2.1 Asunciones del Método de Hall Modificado y Análisis de la Pendiente.

- Las propiedades de la formación son invariables durante el estudio.
- Se desprecian los efectos viscosos en el fluido inyectado debido a la inyección a bajos caudales, aunque se pueden incluir dentro del parámetro de daño.
- Se basa en la dependencia lineal  $1/Q$  de la presión de formación ( $P_e$ ) y el parámetro de inyectividad ( $b$ ).
- Se asume una presión de yacimiento constante.

### 2.2.2 Modificación de la pendiente del Método de Hall e inclusión del Factor Skin.

Después de haber sido realizados trabajos de estimulaciones, se determinó que la reducción en la pendiente del gráfico de Hall (aumento de la inyectividad del pozo) se debía a cambios en la permeabilidad relativa al agua en la vecindad del wellbore y que podría ser expresada como Factor Skin de acuerdo a:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right)$$

*Ecuación 9.*

Donde:

$S$  Es factor skin, adimensional

$k$  Es la permeabilidad original, mD

$k_s$  Es el cambio en la permeabilidad debido al factor skin, mD

$r_s$  Es el radio del wellbore debido al factor skin, ft

$r_w$  Es el radio del wellbore, ft

Y la pendiente del Análisis Modificado de Hall incluyendo el factor skin debido a los cambios de permeabilidad relativa se expresa así:

$$m = \frac{141,2 \mu_w B_w \left\{ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right\}}{k_w h_{eff}}$$

*Ecuación 10.*

Donde:

$\mu_w$  Es la viscosidad del agua de inyección, cP

$B_w$  Es el factor volumétrico de formación del agua, resbbl/bbl

$r_e$  Es el radio de yacimiento, ft

$r_w$  Es el radio del wellbore, ft

$k_w$  Es la permeabilidad relativa al agua, mD

$h_{eff}$  Es el espesor de inyección, ft

$S$  Es el factor skin, adimensional

**2.2.3 Datos Requeridos.** Como datos de entrada se requiere tasas y presiones de inyección. La información de la presión de la formación es necesaria, sino que se deriva como parte del análisis.

#### **2.2.4 Usos y Aplicaciones.**

- Cuantificación de la presión de formación alrededor del wellbore y del índice de inyectividad de un pozo
- Corrección del método convencional de Hall
- A partir estas correcciones, se puede proceder con el análisis convencional, de manera tal que sus usos y aplicaciones son los mismos que los del Método de Hall

### **2.2.5 Beneficios y Ventajas.**

- Análisis Cualitativo de la presión de formación alrededor del wellbore y del índice de inyectividad en pozos inyectoros
- Al ser un método de corrección para el análisis convencional de Hall, provee un mayor grado de certeza cuando se presentan cambios de pendientes
- Se puede incluir cualquier estado y geometría de flujo a partir de modificaciones en el parámetro de inyectividad (b).

### **2.2.6 Limitaciones.**

- Ineficaz en la determinación instantánea de los cambios significativos en los valores de presión e inyectividad
- La inclusión del tiempo complica la interpretación y se deben usar intervalos de tiempo tardíos para dar conclusiones certeras

### **2.2.7 Precauciones.**

- Se debe determinar del grado de interferencia con otros pozos ya que la presión de formación se ve afectada por los cambios en las condiciones operaciones regionales y locales.
- Se deben tener establecidas las interacciones de los pozos con fracturas (ya sean naturales o inducidas)

## **2.3 MÉTODO DE LA DERIVADA**

Debido a que la formulación de Hall envuelve una integral, lo que dificulta obtener información acerca de los cambios sutiles durante el fracturamiento o el taponamiento de la formación, el método de la derivada del Modificado de Hall, obtenida analíticamente, da una idea más clara de dichos cambios.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup>IZGEC, B., & KABIR, C. S. Real-Time Performance Analysis of Water-Injection Wells. En: Society of Petroleum Engineers. 109876-MS (2007).

Es una implementación de formulaciones para situaciones previas a la irrupción y permite una actualización de la presión promedio alrededor del wellbore en cada intervalo de tiempo. Permite visualizar de mejor manera casos de fracturamiento, inyección sin fracturamiento y taponamiento haciendo uso de ambas gráficas: Método de Hall y Derivada en el diagnóstico de la inyección, como se observa en las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3, respectivamente.

Figura 4.1 Fracturamiento

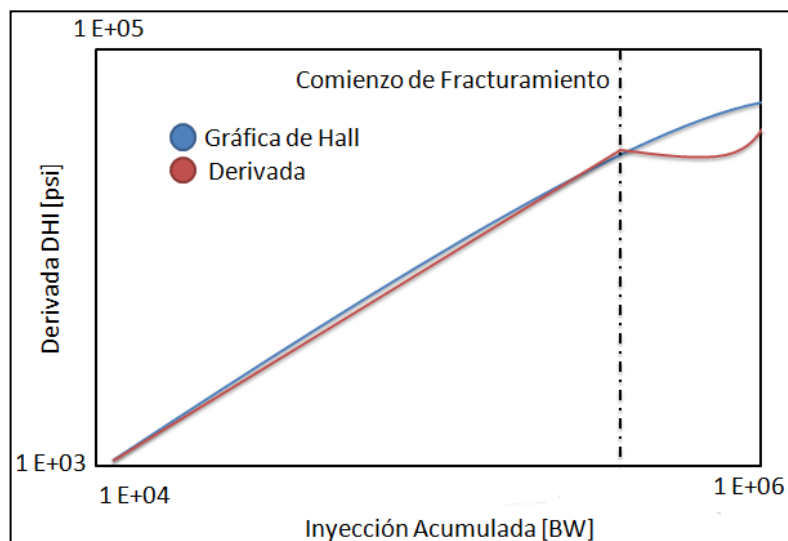


Figura 4.2 Inyección sin Fracturamiento

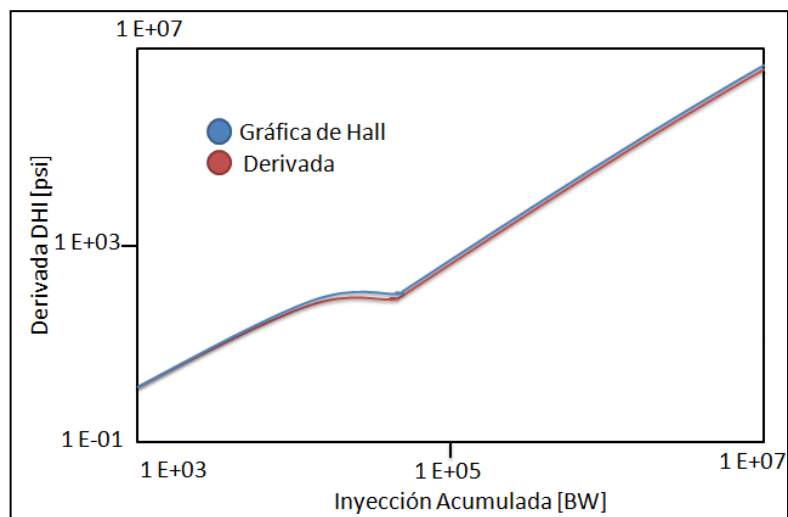
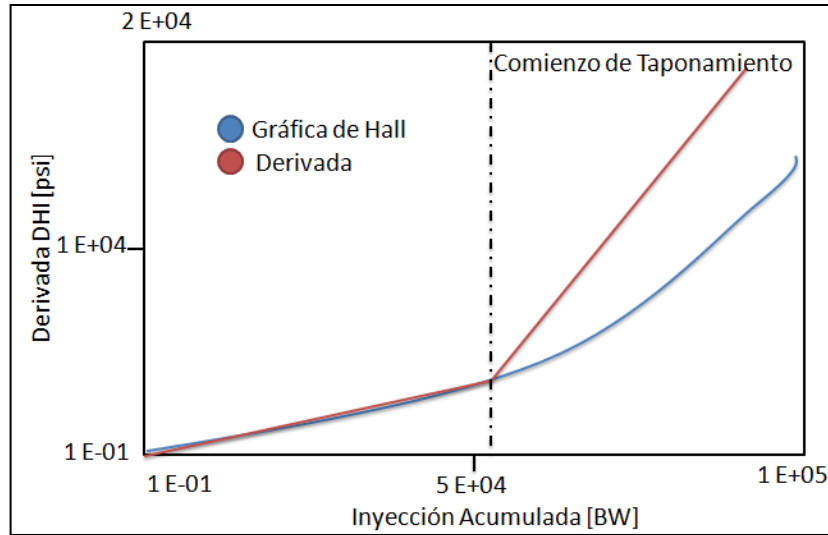


Figura 4.3. Taponamiento



Fuente: Modificado de IZGEC, B et al. Real-Time Performance Analysis of Water-Injection Wells. Society of Petroleum Engineers. 2007.

### 2.3.1 Asunciones del Método de la Derivada.

- Límites de yacimiento de no flujo
- Incrementos de presión iguales en el banco agua/aceite durante la inyección
- Movilidad  $\leq 1$
- A mayor saturación de agua y cercanía a la zona de inyección, mayor presión
- Propiedades de fluido y yacimiento permanecen constantes

### 2.3.2 Formulación Matemática e inclusión del Factor Pseudoskin.

- Forma reducida de la derivada:

$$D_{HI} = \alpha_1 W_i \left\{ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s^* \right\}$$

Ecuación 11.

- Forma analítica expandida de la derivada:

$$D_{HI} = \frac{\alpha_1 W_i}{2} + \alpha_1 W_i \left\{ \frac{\ln(W_i)}{2} + \ln(\alpha_2) - \frac{1}{2} + s^* \right\}$$

Ecuación 12.

$$\alpha_1 = \frac{141,2B\mu}{kh}$$

Ecuación 13.

$$\alpha_2 = \left( \frac{5,615B}{\pi h \phi (1 - S_{or})} \right)^{1/2} \frac{1}{r_w}$$

Ecuación 14.

$$r_e = \left( \frac{5,615W_i B}{\pi h \phi (1 - S_{or})} \right)^{1/2}$$

Ecuación 15.

Donde:

$\alpha_1, \alpha_2$  Son constantes

$W_i$  Es la inyección acumulada, STB

$r_e$  Es el radio-límite del yacimiento, ft

$r_w$  Es el radio del wellbore, ft

$s^*$  Es el factor pseudoskin, adimensional

$B$  Es el factor volumétrico de formación del agua, resbbl/bbls

$\mu$  Es la viscosidad del agua, cP

$k$  Es la permeabilidad de la formación, mD

$h$  Es el espesor de la formación, ft

$\phi$  Es la porosidad promedio de la formación, fracción

$S_{or}$  Es la saturación residual de aceite, fracción

El factor pseudoskin es un parámetro que cuantifica la resistencia de la formación a la inyección, cambia dinámicamente en función de la tasa de inyección (Q), la presión de fondo de pozo (Pw) y la presión promedio de formación (Pe).

Se define como:

$$s^* = \frac{1}{0,868} \left[ \frac{b}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

*Ecuación 16.*

$$b = \frac{P_i - P_{wf}}{i_n} - m \Delta t_{sup}$$

*Ecuación 17.*

$$m = \frac{162,6 B \mu}{kh}$$

*Ecuación 18.*

$$\Delta t_{sup} = \sum_{j=1}^n \frac{(i_{wj} - i_{wj-1})}{i_{wn}} \log(t_n - t_{j-1})$$

*Ecuación 19.*

Donde:

$s^*$  Es el factor pseudoskin, adimensional

$b$  Es el intercepto de la gráfica

$m$  Es la pendiente de la gráfica

$B$  Es el factor volumétrico de formación del agua, resbbl/bbls

$\mu$  Es la viscosidad del agua, cP

- $k$  Es la permeabilidad de la formación, mD
- $h$  Es el espesor de la formación, ft
- $r_w$  Es el radio del wellbore, ft
- $c_t$  Es la compresibilidad total, 1/psi
- $\phi$  Es la porosidad promedio de la formación, fracción
- $P_i$  Es la presión inicial de formación, psi
- $P_{wf}$  Es la presión de fondo fluyendo, psi
- $i_{wj}$  Tasa de inyección, BWPD

### 2.3.3 Datos Requeridos.

- Información de tasas de inyección e inyección acumulada
- Información de presiones de inyección
- Propiedades petrofísicas de la formación sometida a la inyección
- Propiedades del fluido inyectado
- Características de los límites de la formación de interés

### 2.3.4 Usos y Aplicaciones.

- Pozos de disposición de agua
- Pozos de inyección de agua para recobro secundario
- Análisis de efectividad de estimulaciones de pozo
- Pozos de inyección de vapor

### 2.3.5 Beneficios y Ventajas.

- Reformulación del método de Hall que incluyen las aproximaciones de los métodos de transientes y balance de materiales
- Evaluación y actualización continua de la presión promedio de formación alrededor del wellbore ( $P_e$ ) en cada intervalo de tiempo

- Permite una mejor visualización de los casos de fracturamiento, inyección sin fracturamiento y taponamiento del wellbore a partir de la utilización de ambas gráficas: Método de Hall y Método de la Derivada.

### **2.3.6 Limitaciones.**

- Se debe disponer de una caracterización completa de las propiedades de la formación
- Incertidumbre en el área de influencia de la inyección debido a las fluctuaciones de la geometría de flujo
- Adaptación del método (inyección de agua para desplazamiento de aceite) para pozos de disposición de agua

**2.3.7 Precauciones.** Este método de análisis de cambios instantáneos no se puede llevar a cabo aisladamente, su interpretación depende en gran medida del comportamiento de la gráfica de la derivada respecto a un análisis convencional del Método de Hall.

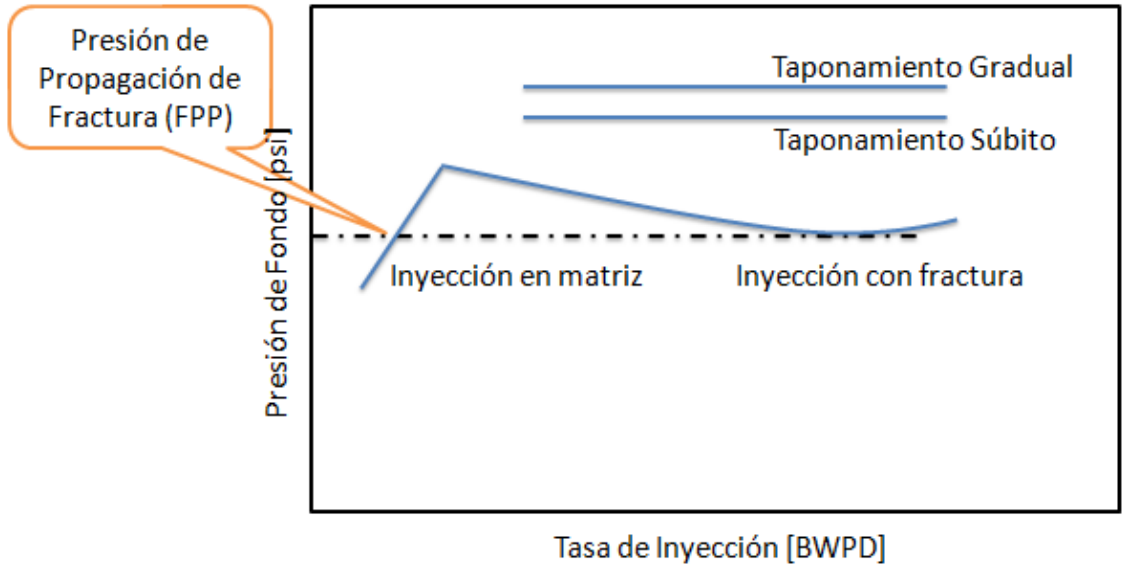
## **2.4 MÉTODO GRÁFICO DE $P_w$ vs. $Q$**

La gráfica de Presión de Fondo contra Caudal de Inyección ( $P_w$  vs.  $Q$ ) es un método cualitativo que permite la identificación entre taponamiento del wellbore y taponamiento de las fracturas.

También permite establecer las condiciones en las que se está inyectando el agua: de matriz o de fractura y la presión de propagación de fractura (FPP), la cual se define como la presión a la cual la presión de fondo de pozo permanece constante durante la inyección a medida que la tasa de inyección varía.

Es una herramienta adicional a los métodos cualitativos de Hall.

Figura 5. Comportamiento de la Gráfica Pw vs Q.



Fuente: Modificado de OJUKWU, K. I., & VAN DEN HOEK, P. J. A New Way to Diagnose Injectivity Decline During Fractured Water Injection By Modifying Conventional Hall Analysis. 2004.

Tabla 1. Resumen de los Métodos de Control y Monitoreo de Pozos Inyectores de Agua

MÉTODO	TIPO DE ANÁLISIS Y BASE DEL MÉTODO	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	DATOS REQUERIDOS	VARIABLES OBTENIDAS	IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS
Convencional de Hall	CUALITATIVO Cambios de Pendiente	Gráfica $\Pi(t) = \int_{t_0}^t (P_w - P_e)(\tau) d\tau$ vs. $V(t) = \int_{t_0}^t Q(\tau) d\tau$	-Históricos de tasas y presiones de inyección  -Presión de yacimiento	-Cambios de Inyectividad	-Performance de pozo y yacimiento -Cambios en las condiciones del esquema de inyección -Inicio de taponamiento o fractura
Análisis de la Pendiente	CUANTITATIVO Linealidad de la gráfica Pw/Q vs 1/Q	Gráfica $\frac{P_w}{Q} \text{ vs. } \frac{1}{Q}$ Linealidad  $S = \frac{P_e}{Q} + b$	-Históricos de tasas y presiones de inyección	-Cambios de Inyectividad  -Presión efectiva de la formación alrededor del wellbore	-Performance de pozo y yacimiento -Cambios en las condiciones del esquema de inyección -Corrección del Método Convencional de Hall

MÉTODO	TIPO DE ANÁLISIS Y BASE DEL MÉTODO	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	DATOS REQUERIDOS	VARIABLES OBTENIDAS	IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS
Hall Modificado	CUALITATIVO Cambios de Pendiente	<p>Gráfica</p> $\Pi(t) = \int_{t_0}^t (P_w - P_e)(\tau) d\tau$ <p>vs.</p> $V(t) = \int_{t_0}^t Q(\tau) d\tau$ <p>Inclusión del factor skin en la pendiente</p> $m = \frac{141,2\mu_w B_w \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right\}}{k_w h_{eff}}$	-Históricos de tasas y presiones de inyección	-Cambios de Inyectividad	<p>-Performance de pozo y yacimiento</p> <p>-Cambios en las condiciones del esquema de inyección</p> <p>-Inicio de taponamiento o fractura</p>

MÉTODO	TIPO DE ANÁLISIS Y BASE DEL MÉTODO	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	DATOS REQUERIDOS	VARIABLES OBTENIDAS	IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS
Derivada	CUANTITATIVO Método de Transientes y Balance de Materiales	Forma reducida $D_{HI} = \alpha_1 W_i \left\{ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s^* \right\}$	-Información de tasas y presiones de inyección -Propiedades petrofísicas y del fluido -Límites de la formación	Actualización de la presión promedio alrededor del wellbore -	-Cambios sutiles (instantáneos) durante fracturamiento o taponamiento  -Cuantificación del daño
Gráfico Pw vs Q	CUALITATIVO Cambios de la curva	Gráfica $P_w$ vs. $Q$	-Históricos de tasas y presiones de inyección	-Presión de propagación de fractura	- Identificación de taponamiento del wellbore vs. taponamiento de las fracturas. -Identificación de condiciones de inyección: matriz o de fractura

### 3. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE GRADIENTE DE FRACTURA

#### 3.1 PRESIÓN DE FRACTURA Y GRADIENTE DE FRACTURA

La presión de fractura es la máxima presión que resiste la matriz de la roca antes abrirse o fracturarse en un punto específico al ser sometida a una presión externa. En otras palabras, es la capacidad que tiene la formación para soportar la presión de bombeo añadida desde superficie. Se expresa en términos de presión por cada pie de formación, lo que se conoce como Gradiente de Fractura, el cual varía significativamente con la profundidad en la misma área incluso con la misma geología y las mismas presiones de poro.

Visto desde la perspectiva de la perforación, es considerado como el límite superior de la ventana segura de lodo en perforación o es la Presión de Leakoff (LOP) a calculada a partir de una prueba Leakoff (LOT)<sup>10</sup>. En el contexto geomecánico es el esfuerzo mínimo horizontal (o presión de cierre)<sup>11</sup>.

El conocimiento del Gradiente de Fractura de la formación es un parámetro esencial en diversas áreas de la explotación de hidrocarburos; desde la caracterización y evaluación del yacimiento, pre-diseño y mejoramiento de operaciones de perforación y completamiento de pozos, programas de workover, producción de fluidos, tratamientos de estimulación de pozos, proyectos de recobro e inyección, disposición de agua, entre muchos otros.

---

<sup>10</sup> BAI, M. Risk And Uncertainties In Determining Fracture Gradient And Closure Pressure. En: American Rock Mechanics Association. ARMA-11-132 (2011).

<sup>11</sup> *Ibidem*

El cálculo del Gradiente de Fractura y de las presiones de formación reduce los problemas en los pozos y los riesgos de la operación, por ende, se evitan grandes costos asociados con planeación y ejecución no adecuadas en la explotación del yacimiento. La estimación de este parámetro proporciona proyectos más seguros y económicos.

Una mala predicción de este parámetro puede conllevar a serios problemas como:

- Fracturamiento de la formación
- Pérdidas de circulación
- Influjos y arremetidas de pozo
- Pegas de tubería
- Inestabilidad de pozo

Y en el caso específico de los pozos de disposición de agua:

- Disminución del índice de inyectividad
- Extensión no deseada de fracturas
- Determinación errónea de los parámetros de inyección
- Determinación errónea del potencial de inyección de los pozos

El principal problema en este cálculo es la disponibilidad y certeza de los datos de entrada y calibración de los modelos propuestos.

### **3.2 GRADIENTE DE FRACTURA E INYECCIÓN DE AGUA**

El conocimiento del gradiente de fractura de la formación ayuda a planificar los proyectos de inyección y ayuda a prevenir extensión indeseada de fracturas que puedan afectar yacimientos cercanos o resultar en pérdidas de eficiencia o de tasa durante el proceso.

A medida que se va inyectando, la presión de formación cercana al wellbore aumenta y por ende, el gradiente de fractura inicial se incrementa a medida que se va desarrollando el proyecto de inyección.

El gradiente de fractura depende de la presión de la formación. A medida que la presión de la formación es alta, lo es también el gradiente de fractura y cuando hay producción primaria, hay depleción y el gradiente disminuye.

### **3.3 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA**

Existen muchos métodos para la estimación y predicción de gradientes de fractura y pueden clasificarse así:

- Directos: Determinación de la presión requerida para fracturar la roca y la presión requerida para propagar la fractura resultante basada en una prueba LOT.
- Indirectos: Usa análisis de esfuerzos o correlaciones para predecir el gradiente de fractura.<sup>12</sup>
- De Esfuerzo Mínimo: Pérdida de lodo significativa cuando la presión del wellbore es igual al esfuerzo mínimo in-situ, aplicables para casos donde los efectos cercanos al pozo son insignificantes (roca con esfuerzo tensil insignificante o wellbore con grietas).
- De Esfuerzo de Arco: Soluciones analíticas para esfuerzos alrededor del pozo que predicen las pérdidas masivas cuando la presión de lodo causa el mínimo esfuerzo de arco (esfuerzo igual al esfuerzo tensil de la roca). Considera el pozo intacto o con grietas pequeñas.

---

<sup>12</sup>ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. (1996, September 1). A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28710-PA

- Métodos de Mecánica de Fractura: Determinan las condiciones en las cuales se inicia y se propaga la fractura<sup>13</sup>.

### 3.4 ESFUERZO

Es un tensor que describe las fuerzas que actúan en todas las superficies que pasan por un punto dado. En la industria de los hidrocarburos, las unidades para los esfuerzos son usualmente libras por pulgada cuadrada (psi) o algunas variaciones de Pascales (megaPascales [MPa], gigaPascales [GPa], etc.). Las nueve componentes del tensor de esfuerzos puede ser resuelto con los tres esfuerzos ortogonales principales donde no hay componentes de esfuerzo de corte.<sup>14</sup>

### 3.5 ESFUERZOS PRINCIPALES

Existen tres esfuerzos principales de compresión, los cuales son diferentes entre sí y mutuamente perpendiculares: esfuerzo vertical o de overburden y esfuerzos horizontales, los cuales se encuentran en estrecha relación con la presión de poro.

**3.5.1 Esfuerzo Vertical.** También llamado esfuerzo de overburden o de sobrecarga, es la presión ejercida a una formación debido al peso de las formaciones más jóvenes suprayacentes. Es la suma del peso de la matriz de la formación, sedimentos y el peso de los fluidos entrampados<sup>15</sup>.

---

<sup>13</sup>ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

<sup>14</sup> FOX A., et al. Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs. MicroSeismic. 2013.

<sup>15</sup>ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

Se calcula integrando el registro de densidad para obtener la columna litostática suprayacente, a partir de:

$$\sigma_v = \int_0^D \rho(z) g dz$$

*Ecuación 20.*

Donde:

$\sigma_v$  Es la presión de overburden, psi

$\rho(z)$  Es la densidad de la formación en función de la profundidad, z

$g$  Es la constante gravitacional

Extrapolando un registro densidad que presente tendencias definidas, calculada con núcleos o a partir del gradiente hidrostático normal del agua de formación, así:

$$\sigma_v = \rho * \Delta h * 0,433$$

*Ecuación 21.*

Donde

$\sigma_v$  Es la presión de overburden, psi

$\rho$  Es la densidad total (Bulk density): matriz+fluidos, lb/ft<sup>3</sup>

$\Delta h$  Espesor del intervalo, ft

La magnitud de este esfuerzo se expresa en forma de gradiente, llamado *Gradiente de Presión de Overburden* que es la variación de la presión en profundidad causada por el peso de la matriz y fluidos contenidos en los poros de las rocas suprayacentes<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup>ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

Existe una relación entre esfuerzo vertical y la porosidad de la formación, de manera tal que la porosidad disminuirá con la profundidad para una roca uniforme en tipo y composición. Es simplemente el resultado de la compactación y expulsión del agua.

Esta relación se puede expresar mediante dos principios que son:

- Principio de Compactación: Se basa en el hecho en que la porosidad varía de manera exponencial con el esfuerzo vertical. Para shales se denota como:

$$\phi = \phi_i \exp(-K\sigma_v)$$

*Ecuación 22.*

- Ley de Potencia: Se basa en el hecho de que el tiempo de tránsito de las ondas acústicas se relaciona con la porosidad a partir de una relación de potencia<sup>17</sup>. Así:

$$\Delta t = a * b^D$$

*Ecuación 23.*

Donde:

$\phi$  Porosidad del shale, fracción

$\phi_i$  Porosidad del shale en la superficie, fracción

$K$  Constante de declinación de porosidad, fracción

$\sigma_v$  Esfuerzo vertical, psi

$a$  Intercepto de la gráfica log-log de profundidad vs. tiempo de tránsito, adimensional

---

<sup>17</sup>DRAOU, A., & OSISANYA, S. O. New Methods for Estimating of Formation Pressures and Fracture Gradients from Well Logs. En: Society of Petroleum Engineers. 63263-MS (2000).

*b* Pendiente de la gráfica log-log de profundidad vs. tiempo de tránsito, adimensional

*D* Profundidad equivalente, ft

**3.5.2 Esfuerzos Horizontales.** La tendencia de la formación cuando está sometida a un esfuerzo vertical, es comprimirse en dirección vertical y expandirse horizontalmente, dicha expansión está restringida por las rocas alrededor, creando *Esfuerzo Horizontal*<sup>18</sup>.

Son consecuencia del esfuerzo de sobrecarga, la presión del yacimiento y las fuerzas tectónicas<sup>19</sup>. Se expresa como una fracción del esfuerzo vertical.

**3.5.2.1 Esfuerzo Horizontal Mínimo.** “Es perpendicular a la fractura vertical durante la inyección en la pared del pozo donde el esfuerzo vertical es el máximo esfuerzo principal y los esfuerzos horizontales son diferentes” (Hubbert y Willis).

Asumiendo un modelo elástico limitado horizontalmente, sin tener en cuenta los esfuerzos tectónicos, se puede calcular mediante:

- Relación de Terzaghi:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (P_{ob} - P_p) + P_p$$

*Ecuación 24.*

---

<sup>18</sup>ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

<sup>19</sup>ÁLVAREZ, Blanca. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2013.145p.

- Modificado de Terzaghi (Formaciones con anisotropía de esfuerzos y rocas duras):

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (P_{ob} - \alpha P_p) + P_p$$

*Ecuación 25.*

- Modelo Elástico:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (P_{ob} - \alpha P_p) + \alpha P_p$$

*Ecuación 26.*

- Zoback: A partir del ángulo de fricción interna (FANG) y el coeficiente de fricción, según el criterio de falla de Mohr-Coulomb.

$$\sigma_h = \frac{\sigma_v - P_p}{(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu)^2} + P_p$$

*Ecuación 27.*

$$\mu = \tan(FANG)$$

*Ecuación 28.*

Donde:

$\sigma_h$  Es el esfuerzo mínimo horizontal, psi

$\nu$  Es la relación de Poisson, adimensional

$P_{ob}$  Es la presión de overburden, psi

$\alpha$  Es la constante de Biot, adimensional

$P_p$  Es la presión de poro, psi

Aunque también se puede determinar su magnitud y dirección a partir del análisis e identificación de breakouts (con registros de imágenes) y pruebas de pozo como StepRate, de Declinación de Presión y Minifrac.

**3.5.2.2 Esfuerzo Horizontal Máximo.** Las fracturas verticales (máximo esfuerzo principal es el esfuerzo de overburden) se propagan de forma paralela al *Esfuerzo Horizontal Máximo* cuando la presión de fractura excede al *EsfuerzoHorizontal Mínimo*, expresándose su magnitud en función de este.

No es posible su medición directa y se determina a partir de falla por cizalla (ruptura del wellbore debida a bajo peso de lodo) y ausencia de esfuerzo tensil (fractura hidráulica debida a alto peso de lodo).

**3.5.3 Presión de Poro.** También llamada Presión de Formación o Presión de Yacimiento. Es la presión ejercida por los fluidos que ocupan el espacio poroso de la roca<sup>20</sup>. Su magnitud se expresa en forma de gradiente.

Una de las mejores y más comunes predicciones para la presión de poro es el método numérico de Terzaghi. El esfuerzo generado por el overburden se distribuye entre el peso de la matriz de la roca y el peso de los fluidos en los poros<sup>21</sup>. Así:

$$\sigma_v = P_p + \sigma'$$

*Ecuación 29.*

$$P_p = \sigma_v - \sigma'$$

*Ecuación 30.*

---

<sup>20</sup>ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

<sup>21</sup> Ibídem

Donde

$\sigma_v$  Es la Presión de Overburden, psi

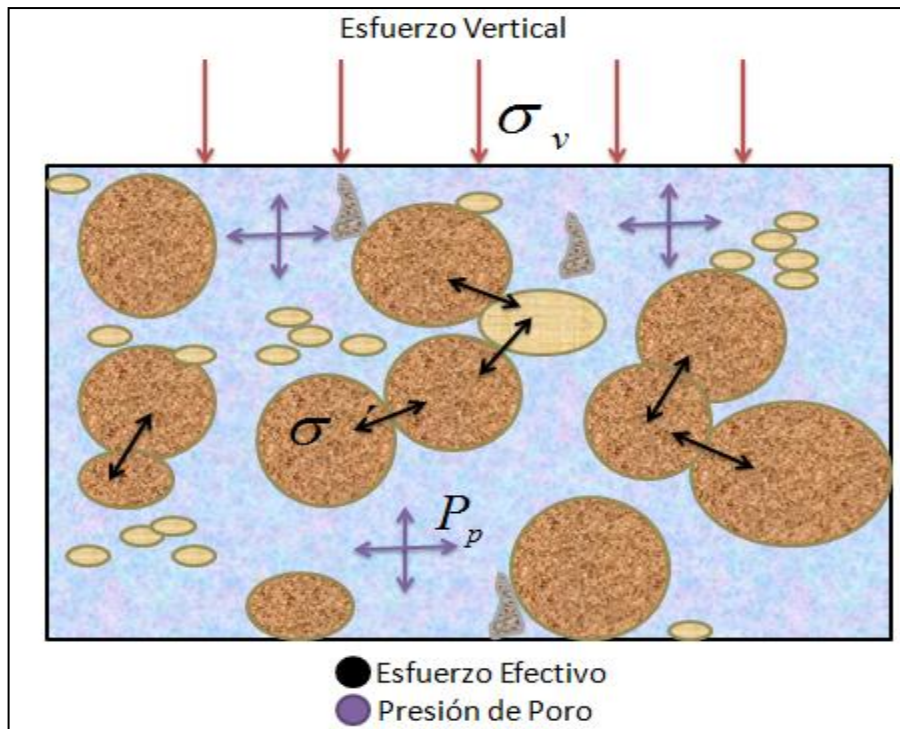
$P_p$  Es la Presión de Poro, psi

$\sigma'$  Es el Esfuerzo Efectivo (esfuerzo de matriz), psi

Se puede determinar también a partir de registros MDT (RFT, MFT) para obtener la presión en el intervalo de interés y se convertirla a gradiente con la profundidad de investigación requerida.

Se utilizan también registros sínicos para determinar el grado de compactación de la formación y resistivos para establecer los fluidos contenidos en la roca. En la Figura 6. se puede observar la distribución de los esfuerzos efectivo, vertical y presión de poro en la roca según Terzaghi.

Figura 6. Distribución de Esfuerzos según Terzaghi



**3.5.3.1 Presión de Poro Anormal o Zonas de Sobre-Presión.** La presión de formación es mayor que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo en la tubería de perforación. Hay presión diferencial como para que los fluidos de formación fluyan al pozo<sup>22</sup>. Estas zonas se dan por una secuencia de eventos donde el agua se entrapa en fallas o barreras no permeables en los sedimentos a profundidad.

Los mecanismos involucrados en la aparición de zonas de sobre-presión son: compactación, efectos diagenéticos, efectos de diferencia de densidades y efectos de la migración de fluidos. Se identifican a partir de un aumento de la porosidad con la profundidad (aumento de los tiempos de tránsito en los registros sísmicos).

También se pueden detectar a través de técnicas que se clasifican en:

- Métodos predictivos (data de pozos offset o sísmica)
- Mediciones mientras se perfora (MWD)<sup>23</sup>

**3.5.3.2 Presión de Poro Esperada o Normal.** Es la presión normal y es aproximadamente igual a la presión hidrostática en la tubería, existe balance entre presiones y no hay flujo desde o hacia la formación<sup>24</sup>. El agua contenida en los poros de la roca fue forzada a salir debido a los aumentos normales de la presión de sobrecarga.

---

<sup>22</sup>ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

<sup>23</sup>DRAOU, A., & OSISANYA, S. O. New Methods for Estimating of Formation Pressures and Fracture Gradients from Well Logs. En: Society of Petroleum Engineers. 63263-MS (2000).

<sup>24</sup>ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

**3.5.3.3 Presión de Poro Subnormal o Zonas de Baja Presión.** Cuando la presión de poro de la formación es menor que la columna de lodo. El diferencial de presión ocasiona que el fluido de perforación se mueva a la formación, ocasionando daño<sup>25</sup>.

En la Tabla 2. se muestran los métodos de medición de los esfuerzos principales de la roca.

Tabla 2. Métodos de Medición de los Esfuerzos Principales.

<b>ESFUERZO/COMPONENTE</b>	<b>MÉTODO DE MEDICIÓN</b>
ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO ( $\sigma_h$ )	-Pruebas minifrac y leak off tests (LOT) -Identificación de breakouts -Pruebas de pozo: StepRate
ESFUERZO DE OVERBURDEN ( $\sigma_v$ )	-Integrando el registro de densidad -Extrapolación de un registro de densidad con tendencias definidas -A partir del gradiente hidrostático normal del agua salada
PRESIÓN DE PORO ( $P_p$ )	-Mediciones directas: MDT (RFT, MFT) -Estimaciones de registros geofísicos o información sísmica
ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO ( $\sigma_H$ )	-Relaciones en función de la profundidad y la Presión de Poro -Observaciones de fallas en el wellbore (breakouts y fracturas tensiles inducidas durante la perforación)
ORIENTACIÓN DEL ESFUERZO PRINCIPAL	-Observaciones del wellbore -Indicadores geológicos recientes -Mecanismos focales de sismo -Esfuerzos que generan breakouts -Esfuerzos que generan fracturas tensiles en la pared del pozo -Orientaciones de las fracturas hidráulicas

<sup>25</sup>ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

	-Anisotropía de la velocidad de corte
MAGNITUD DEL ESFUERZO RELATIVO	-Mecanismos focales de sismo
MAGNITUD DEL ESFUERZO ABSOLUTO	-Fracturamiento hidráulico -Leak off tests (LOT) -Modelamiento de los esfuerzos que generan breakouts en el wellbore - Modelamiento de los esfuerzos que generan fracturas tensiles en la pared del pozo - Modelamiento de las rotaciones de los breakouts debido al deslizamiento de las fallas

Fuente: Modificado de ZOBACK. M. Reservoir Geomechanics.2007.

### 3.6 DEFORMACIÓN INTERNA

Es la deformación de un material (sin falla) en respuesta al esfuerzo.<sup>26</sup> Se clasifica en vertical, lateral y volumétrica.

**3.6.1 Deformación Vertical.** Para un material isotrópico, homogéneo hay una deformación vertical ( $\Delta L$ ) asociada al esfuerzo vertical. Normalizando esta deformación a la longitud original de la muestra,  $L$ , se define el esfuerzo vertical<sup>27</sup>:

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\Delta L}{L}$$

*Ecuación 31.*

Donde:

$\varepsilon_{zz}$  Es la deformación vertical, fracción

$\Delta L$  Es el cambio de longitud, m

$L$  Es la longitud, m

<sup>26</sup> FOX A., et al. Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs. MicroSeismic. 2013.

<sup>27</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. STRESS STRAIN RELATIONSHIPS IN ROCKS. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Stress\\_strain\\_relationships\\_in\\_rocks](http://petrowiki.org/Stress_strain_relationships_in_rocks). [citado en Marzo de 2015]

**3.6.2 Deformación Lateral.** Este mismo esfuerzo de manera general, resultará en una deformación horizontal o lateral,  $\Delta W$ . La deformación lateral puede definirse como<sup>28</sup>:

$$\varepsilon_{yy} = \frac{\Delta W}{W}$$

*Ecuación 32.*

Donde:

$\varepsilon_{yy}$  Es la deformación horizontal, fracción

$\Delta W$  Es el cambio en longitud en la dirección horizontal, m

$W$  Es la longitud en dirección horizontal, m

**3.6.3 Deformación Volumétrica.** Se expresa como:

$$\varepsilon_v = \frac{\Delta V}{V}$$

*Ecuación 33.*

Donde:

$\varepsilon_v$  Es la deformación volumétrica, fracción

$\Delta V$  Es el cambio de volumen, m<sup>3</sup>

$V$  Es el volumen, m<sup>3</sup>

## **3.7 MÓDULOS ELÁSTICOS**

Son ecuaciones que cuantifican la relación exacta entre estrés y deformación<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. STRESS STRAIN RELATIONSHIPS IN ROCKS. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Stress\\_strain\\_relationships\\_in\\_rocks](http://petrowiki.org/Stress_strain_relationships_in_rocks). [citado en Marzo de 2015]

<sup>29</sup> ÁLVAREZ, Blanca. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2013.145p.

**3.7.1 Módulo de Young.** Es la propiedad elástica de la roca según la dirección en la que se aplica una fuerza. Es un parámetro extremadamente importante en los procesos de fracturamiento hidráulico, que se obtiene a través de pruebas de laboratorio con núcleos de formación.<sup>30</sup>

Por definición es la relación entre el esfuerzo aplicado y su deformación.

$$E = \frac{\sigma_{zz}}{\varepsilon_{zz}}$$

*Ecuación 34.*

Donde:

$E$  Es el Módulo de Young, GPa o MPa

$\sigma_{zz}$  Es el componente del esfuerzo vertical, GPa o MPa

$\varepsilon_{zz}$  Es la deformación vertical, fracción

**3.7.2 Relación de Poisson.** Es una propiedad mecánica de la roca que relaciona la expansión lateral con la contracción longitudinal<sup>31</sup>.

Es un parámetro importante que relaciona las deformaciones vertical y horizontal

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{zz}}{\varepsilon_{yy}}$$

*Ecuación 35.*

Donde:

$\nu$  Es la Relación de Poisson, fracción

$\varepsilon_{zz}$  Es la deformación vertical, fracción

$\varepsilon_{yy}$  Es la deformación horizontal, fracción

---

<sup>30</sup> ÁLVAREZ, Blanca. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2013.145p.

<sup>31</sup> Ibídem.

Se asigna el signo menos debido a que los signos de la deformación son opuestos para las deformaciones horizontales vs. Verticales<sup>32</sup>.

**3.7.3 Módulo Volumétrico.** El módulo volumétrico de un material está definido como la relación entre la presión aplicada para una deformación volumétrica<sup>33</sup>.

$$K = -\frac{P}{\varepsilon_V}$$

*Ecuación 36.*

Donde:

$K$  Es el Modulo Volumétrico, GPa o MPa

$P$  Es la presión, MPa

$\varepsilon_V$  Deformación volumétrica, fracción

El módulo volumétrico es equivalente al inverso de la compresibilidad.

**3.7.4 Módulo de Corte.** De manera similar, el módulo de corte se define como la relación entre el esfuerzo de corte y la deformación por cizalla<sup>34</sup>.

$$\mu = G = \frac{\sigma_{shear}}{\varepsilon_{shear}}$$

*Ecuación 37.*

**3.7.5 Constante de Biot.** Es la relación entre el cambio de volumen del fluido que llena el espacio poroso y el cambio de volumen de la roca cuando el fluido tiene la libertad de moverse por ella.

## 3.8 REGÍMENES DE FALLA

---

<sup>32</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. Stress strain relationships in rocks. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Stress\\_strain\\_relationships\\_in\\_rocks](http://petrowiki.org/Stress_strain_relationships_in_rocks). [citado en Marzo de 2015]

<sup>33</sup> Ibídem.

<sup>34</sup> Ibídem.

El esfuerzo vertical puede ser el esfuerzo de mayor magnitud, intermedio o menor. En 1924, Anderson desarrolló una clasificación para describir esas tres posibilidades, basado en el tipo de falla que podría darse en cada caso. La distribución de los esfuerzos principales se muestra en la Tabla 3.

**3.8.1 Falla Normal.** Un régimen de falla normal es uno en el cual el esfuerzo vertical es el esfuerzo de mayor magnitud. Los esfuerzos horizontales a profundidad de estudio, serán los de menor magnitud en este tipo de régimen.

**3.8.2 Falla de Rumbo o Rumbo-Deslizante.** Cuando el esfuerzo vertical es el esfuerzo intermedio, se da un régimen rumbo-deslizante. Los esfuerzos horizontales son de mayor magnitud que los del régimen de falla normal.

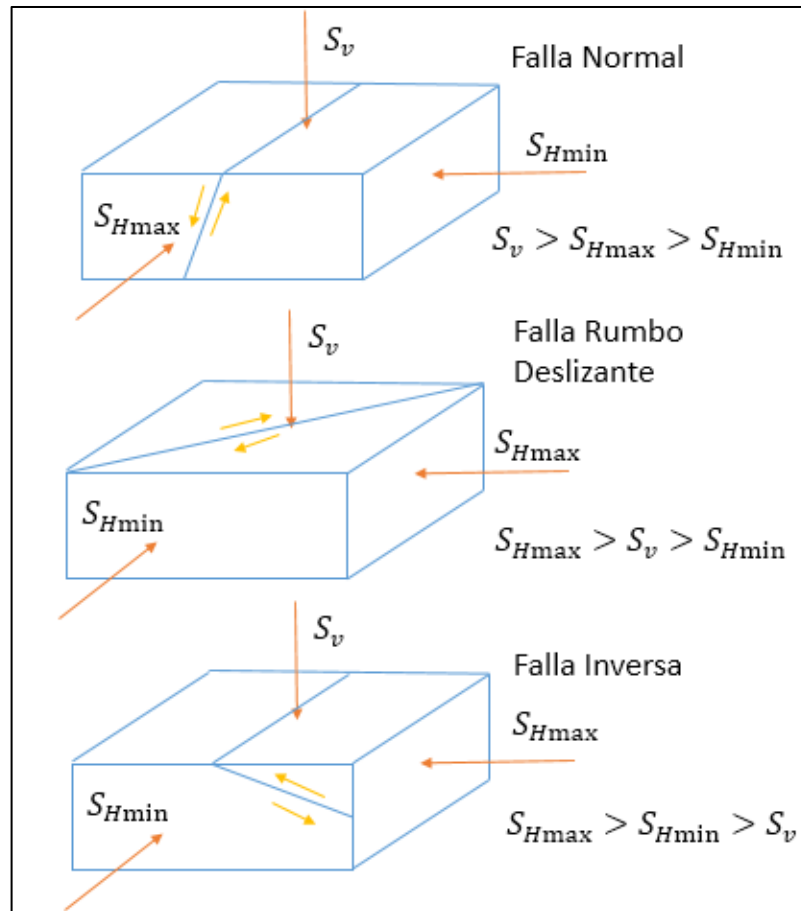
**3.8.3 Falla Inversa.** Si el esfuerzo vertical es el de menor magnitud, el régimen se define como inverso. Los esfuerzos horizontales tienen la mayor magnitud en el régimen de falla inversa.

Tabla 3. Distribución de Esfuerzos para la Clasificación de Fallas según Anderson

REGIMEN DE FALLA	ESFUERZO PRINCIPAL DE MAYOR MAGNITUD	ESFUERZO PRINCIPAL DE MENOR MAGNITUD
NORMAL	$S_v$	$S_{H \min}$
RUMBO DESLIZANTE	$S_{H \max}$	$S_{H \min}$
INVERSA	$S_{H \max}$	$S_v$

Los tres tipos de Regímenes de Falla se ilustran en la Figura 7.

Figura 7. Regímenes de Falla



Fuente: Modificado de: SUBSURFACE STRESS AND PORE PRESSURE

### 3.9 CRITERIOS DE FALLA

Estas relaciones no tienen en cuenta la reversibilidad de la deformación de la roca, por falla de la roca se entiende que existen fallas y planos de fractura y un movimiento relativo de granos de minerales y cemento de manera individual.

La falla puede incluir la formación de zonas discretas de fractura o deformaciones homogéneas. La deformación posterior es causada por una amplia distribución de zonas de fractura o por el colapso de los granos durante la compactación<sup>35</sup>.

Este análisis de falla de la roca no considera el comportamiento plástico que exhiben los componentes minerales de la roca, como es el caso de los domos salinos y rocas calcáreas a altas temperaturas. Teniendo como asunciones las siguientes:

- Material isotrópico y homogéneo
- Esfuerzos aplicados uniformemente
- Las características texturales (tamaño de grano y calibrado) no tienen influencia
- Se ignoran los efectos de la temperatura y la tasa de deformación
- Se asume que el esfuerzo intermedio no juegan un rol importante

**3.9.1 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb.** El círculo de Mohr y la envolvente de falla lineal son los métodos más comunes usados para graficar esfuerzos e indicar los límites de falla. Esta técnica predice la falla cuando el esfuerzo sobrepasa tanto como la dureza de la roca y la fricción interna.

Para utilizar este criterio, se sigue el siguiente procedimiento:

- Los esfuerzos normales a través de cualquier plano se grafican en el eje horizontal y los esfuerzos de cizalla se grafican en el eje vertical
- Los esfuerzos compresivos se definen como positivos
- Para el caso hidrostático, los esfuerzos son iguales; este estado de esfuerzo se representa como un punto en el eje horizontal

---

<sup>35</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. ROCK FAILURE RELATIONSHIPS. [en línea]. [http://petrowiki.org/Rock\\_failure\\_relationships](http://petrowiki.org/Rock_failure_relationships). [citado en Marzo de 2015]

- Cuando los esfuerzos son diferentes, el esfuerzo principal máximo  $\sigma_1$  y el esfuerzo principal mínimo  $\sigma_3$  se grafican en el eje horizontal y los posibles esfuerzos de cizalla a lo largo de cualquier plano, caen en un hemisferio que conecta a  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ <sup>36</sup>.

Se define como esfuerzo promedio a:

$$\sigma_m = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3)$$

*Ecuación 38.*

Y el radio del círculo como:

$$r = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)$$

*Ecuación 39.*

Los esfuerzos normales en cualquier plano,  $\sigma_n$  y los esfuerzos de cizalla a lo largo del plano,  $\tau$  son funciones de los esfuerzos principales y la orientación del plano<sup>37</sup>, así:

$$\sigma_n = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(2\theta) = \sigma_m + r\cos(2\theta)$$

*Ecuación 40.*

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\sin(2\theta) = r\sin(2\theta)$$

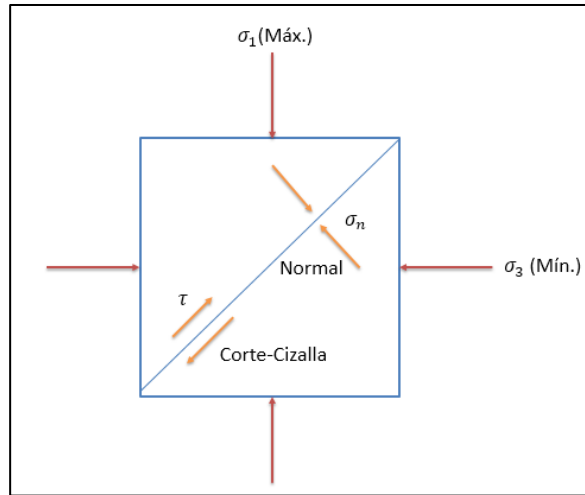
*Ecuación 41.*

---

<sup>36</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. ROCK FAILURE RELATIONSHIPS. [en línea]. [http://petrowiki.org/Rock\\_failure\\_relationships](http://petrowiki.org/Rock_failure_relationships). [citado en Marzo de 2015]

<sup>37</sup>Ibídem.

Figura 8. Orientación de los Esfuerzos a lo largo y sobre un plano



Fuente: Modificado de ROCK FAILURE RELATIONSHIPS

Donde  $\theta$  es el ángulo entre el plano y la dirección de  $\sigma_3$ . El máximo esfuerzo de corte ocurre a lo largo de un plano orientado a  $\theta = \frac{\pi}{4}$  ( $45^\circ$ ), pero debido a la fricción, las rocas no fallan a lo largo de este plano, en cambio, ocurre a lo largo de un plano rotado donde la fricción es menor, sin embargo, el esfuerzo de cizalla sigue siendo considerable<sup>38</sup>.

Definiendo la pendiente de la línea como  $\alpha$ , el ángulo de fricción interna, FANG es:

$$FANG = \tan^{-1}(\alpha)$$

*Ecuación 42.*

El Esfuerzo Compresivo Inconfinado (UCS) se da cuando  $\sigma_3 = 0$  y la Cohesión (Co) es el intercepto de la envolvente cuando  $\sigma_n = 0$ .

<sup>38</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. ROCK FAILURE RELATIONSHIPS. [en línea]. [http://petrowiki.org/Rock\\_failure\\_relationships](http://petrowiki.org/Rock_failure_relationships). [citado en Marzo de 2015]

La envolvente de falla se define como:

$$\tau = \alpha\sigma_n + C_o$$

*Ecuación 43.*

Y de manera general:

$$\sigma_n = \sigma_m - \alpha r(1 + \alpha^2)^{-1/2}$$

*Ecuación 44.*

Definiendo  $C_o$  en función de los demás parámetros de la envolvente de falla lineal, se tiene:

$$C_o = -\alpha\sigma_m + r(1 + \alpha^2)^{1/2}$$

*Ecuación 45.*

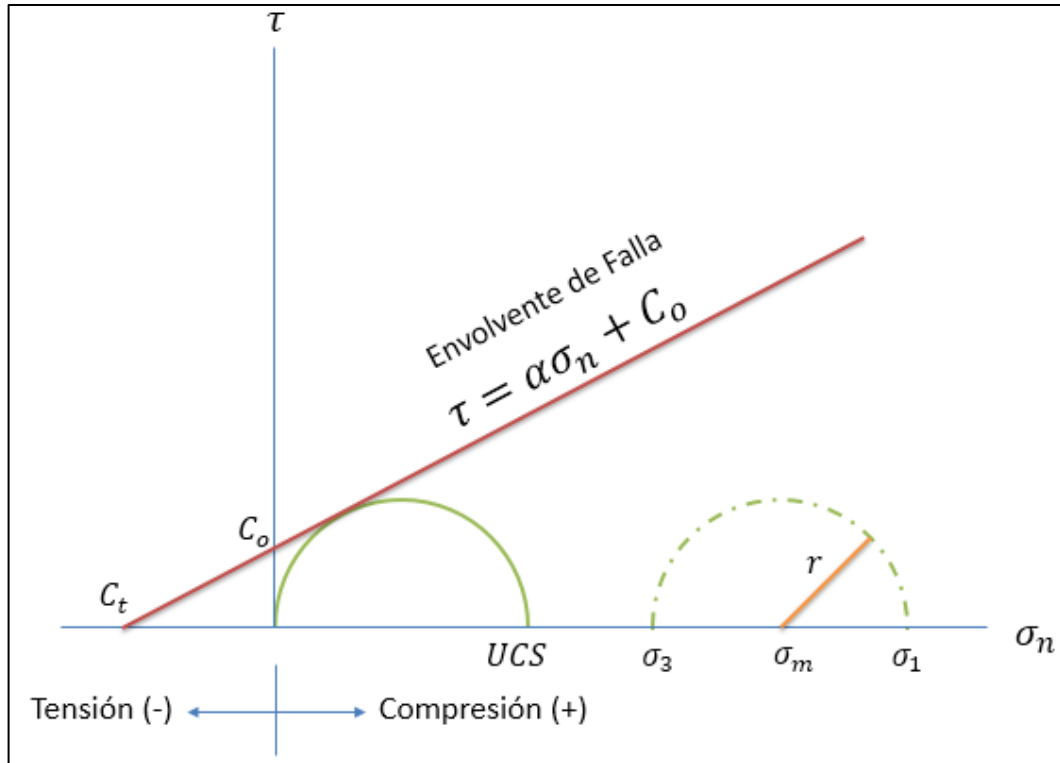
Si la pendiente pudiera continuar en la región tensional, el Esfuerzo Tensional ( $C_t$ ) se puede obtener a partir de:

$$C_t = \frac{C_o}{\alpha}$$

*Ecuación 46.*

Las variables del Criterio de Falla de Mohr-Coulomb se muestran en la Figura 9.

Figura 9. Criterio de Falla de Mohr-Coulomb.



Fuente: Modificado de Modificado de ROCK FAILURE RELATIONSHIPS

Las principales limitaciones de esta aproximación son:

- Las rocas generalmente no exhiben una envolvente de falla del tipo lineal
- Las propiedades que controlan la falla deben obtenerse a través de registros o asumidas

**3.9.2 Otros Criterios de Falla.** En la Tabla 4. se muestran otros criterios de falla comunes para describir el comportamiento de la roca cuando es sometida a esfuerzos.

Tabla 4. Criterios de Falla comunes

CRITERIO DE FALLA	DESCRIPCIÓN
Hoek-Brown	<p>Es un Criterio de Falla 2D muy similar al de Mohr-Coulomb y depende únicamente del conocimiento de <math>\sigma_1</math> y <math>\sigma_3</math>, pero usa tres parámetros (<math>m_b</math>, s, a) para describir una superficie de falla y de esta manera, mejorar la envolvente de falla lineal de Mohr-Coulomb.</p> <p>Supone una roca isotrópica y con discontinuidades de muy poco grado de separación (mucho menor al tamaño de la muestra analizada).</p> <p>No aplicable para rocas fracturadas .</p>
Barton-Bandis	<p>Criterio de Falla más práctico, utiliza el conocimiento de los esfuerzos <math>\sigma_1</math> y <math>\sigma_3</math> junto con el análisis de discontinuidades (inclusión de la rugosidad)</p>
Tresca	<p>Es una forma simplificada del criterio lineal de Mohr-Coulomb en el cual <math>\sigma_1 \neq 0</math> y <math>\sigma_2 = \sigma_3 = 0</math>. Raramente se usa en rocas, ya que su aplicación es más común en metales.</p>
Drucker-Prager (extensión del Criterio de Falla de Von Mises)	<p>Inicialmente fue desarrollado para el estudio de mecánica de suelos por Von Mises.</p> <p>Incorpora la dependencia de la dureza de la roca en el esfuerzo principal intermedio <math>\sigma_2</math> aunque requiere de pruebas poliaxiales para determinar <math>\sigma_1</math> y <math>\sigma_3</math>.</p> <p>El espacio conformado por los esfuerzos principales es un cono circular recto</p>
Modificado de Lade (extensión del Criterio de Falla de Lade-Duncan)	<p>Inicialmente fue desarrollado para el estudio de envolventes de rotura en suelos.</p> <p>Es un criterio de falla 3D que se usa para caracterizar el comportamiento de rocas sin cohesión.</p> <p>Es el criterio preferido para el análisis de estabilidad de pozo</p>

Fuente: Modificado de STRESS IMPACT ON ROCK PROPERTIES.

### 3.10 PRUEBAS DE INYECCIÓN

La única técnica disponible para la medición de esfuerzos in-situ es el bombeo de fluido en el yacimiento, creando una fractura y midiendo la presión a la cual la fractura se cierra. Es común llevar a cabo estas pruebas en nuevos campos o yacimientos para ayudar a desarrollar correlaciones para optimizar los tratamientos de fractura para pozos siguientes<sup>39</sup>.

**3.10.1 Pruebas de Esfuerzo In-Situ.** Pueden ser una prueba de fall-off o una de inyección y retorno. Se llevan a cabo con pocos volúmenes de fluido e inyectados a una tasa de inyección baja en un pequeño número de perforaciones (1 a 2 ft). El objetivo es bombear un fluido liviano (agua o nitrógeno) a una tasa suficiente para crear una pequeña fractura<sup>40</sup>.

Una vez abierta la fractura, se apagan las bombas, se registra la presión y se analiza para determinar cuando la fractura se cierra, llamada *Presión de Cierre de Fractura* la cual se considera como el *Esfuerzo Horizontal Mínimo*.

De manera general, si la presión en la fractura es mayor que la Presión de Cierre, la fractura permanece abierta y si la presión es menor, la fractura se cierra.

**3.10.2 Pruebas de Minifractura (Minifrac).** Las pruebas de minifractura se llevan a cabo para reconfirmar el valor del esfuerzo in-situ en la zona de pay y para estimar las propiedades de pérdida de fluido del fluido de fractura<sup>41</sup>.

---

<sup>39</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. FRACTURE MECHANICS. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Fracture\\_mechanics](http://petrowiki.org/Fracture_mechanics). [citado en Marzo de 2015]

<sup>40</sup>Ibídem.

<sup>41</sup>Ibídem.

Se usa un fluido con características similares al fluido de fractura el cual se bombea en grandes cantidades. El objetivo de estas pruebas es crear una fractura del mismo tamaño que la original creada con el fracturamiento, se apagan las bombas y se monitorea la caída de presión para calcular la Presión de Cierre de Fractura.

**3.10.3 Pruebas de Step-down.** Se llevan a cabo para determinar las caídas de presión cercanas al wellbore y se realizan antes del minifrac. Se realiza con un fluido lineal con propiedades conocidas el cual es bombeado al pozo durante 10-15 minutos. La tasa de inyección se reduce en pasos o steps (de 3 a 5) hasta llegar a 0, durante cada reducción se debe mantener la tasa durante 1 minuto con el fin de asegurar una medición constante de presión. Esta disminución de tasa a 0 debe durar menos de 5 minutos.

**3.10.4 Leak Off Test (LOT).** Prueba de presión de integridad de formación, se usa para estimar la presión de fractura de la formación en estudio. Consiste en usar lodo para presurizar el pozo hasta que se inicia la fractura de la formación y el fluido ingresa moviéndose a través de los espacios de la roca o creando nuevos espacios por fracturamiento. Proporciona información de los esfuerzos in situ del wellbore.

La presión llega hasta que el último zapato del casing o la formación se fractura indicando el punto de Leak Off. Con estas pruebas se debe tener especial cuidado al determinarse el gradiente de fractura. Sin embargo, proporcionan valiosa información para determinar la presión máxima de cabeza que se puede dar en caso de una patada y se tiene que circular<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. FORMATION INTEGRITY TEST. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Formation\\_integrity\\_test](http://petrowiki.org/Formation_integrity_test). [citado en Marzo de 2015]

Se identifica por un cambio en la curvatura del gráfico de presión vs. volumen de lodo bombeado e incrementos en la diferencia entre presiones iniciales y finales en formaciones permeables con un mud cake inefectivo.

Se utiliza en pozos donde no se ha establecido un gradiente de fractura. No es una prueba estándar y se siguen diversos procedimientos para llevarla a cabo<sup>43</sup>. Los resultados de esta prueba permiten establecer el máximo peso del lodo que se puede usar durante las operaciones de perforación. Posee las ventajas de simplicidad y bajo costo.

Puede ser de dos tipos, a saber:

- Dinámica: Registro de presiones y volúmenes de bombeo
- Estática: Bombeo de pequeñas cantidades de fluido y registro de la presión estabilizada

La variable más importante a ser medida durante esta prueba es la Presión de Leak Off (LOP), que es la presión inicial de fractura. El cambio de pendiente en la LOP, indica la transición entre una roca frágil y una dúctil o el inicio de una fractura en determinados casos.

El desarrollo y posterior interpretación de estas pruebas tiene consigo incertidumbres que están relacionadas con las condiciones en que fue realizada, las condiciones del pozo y del yacimiento. Las fuentes más comunes de incertidumbres son:

---

<sup>43</sup>ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

- Calibración y condiciones de los equipos (manómetros y bombas)
- Malinterpretación del punto de Leak
- Cambios en la litología
- Propiedades del fluido
- Presencia de fallas
- Integridad del hueco

**3.10.5 Formation Integrity Test (FIT).** Es una prueba de la dureza e integridad de una nueva formación y es el primer paso después de perforar un nuevo tramo de zapato<sup>44</sup>.

Confirman la resistencia de la adherencia del cemento alrededor del zapato del casing para asegurar que no haya comunicación o flujo fuera del casing si las presiones del pozo exceden la cabeza hidrostática del lodo. También se usan para determinar la presión existente debajo del zapato para asegurar una perforación segura de la siguiente sección del hueco.

A partir de esta prueba se puede obtener información acerca de profundidades de asentamiento de casing, opciones de control de pozo, presiones de fractura de la formación y pesos máximos de los fluidos<sup>45</sup>.

Es exitosa cuando no se observan fugas cuando la presión estática inicial alcanza la presión límite de superficie y confirma que el wellbore es lo suficientemente fuerte como para resistir esta presión sin que la formación se fracture<sup>46</sup>.

---

<sup>44</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. FORMATION INTEGRITY TEST. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Formation\\_integrity\\_test](http://petrowiki.org/Formation_integrity_test). [citado en Marzo de 2015]

<sup>45</sup> *Ibidem*.

<sup>46</sup> REGINALD-UGWUADU, O. G. et al. Fracture Gradient Estimation in the Niger Delta - A Practical and Statistical Approach. En: Society of Petroleum Engineers. 172481 (2014).

Las razones principales de llevar a cabo una FIT son<sup>47</sup>:

- Investigar la resistencia de la adherencia del cemento alrededor del zapato y asegurar que no hay comunicación con otras formaciones.
- Determinar el gradiente de fractura alrededor del zapato y además establecer el límite superior del control primario de pozo para la sección de hueco abierto debajo del tramo de casing actual.
- Determinar la siguiente profundidad de asentamiento de la nueva sección de casing.

Las principales ventajas de esta prueba son:

- Incluye un factor de seguridad
- No se espera ningún tipo de daño en la formación
- Anticipa el gradiente de fractura de la formación

**3.10.6 Pressure Integrity Test (PIT).** Es una prueba para determinar la dureza o presión de fractura de una formación abierta, usualmente se lleva a cabo inmediatamente después de perforar una nueva sección de zapato. Durante esta prueba, el pozo se cierra y el fluido es bombeado en el wellbore de forma gradual incrementando la presión ejercida en la formación.

Se realiza cuando el área es bien conocida y no se alcanza la presión de fractura de la formación. Tiene como objetivo el examen de las condiciones de cementación y la integridad del revestimiento<sup>48</sup>.

---

<sup>47</sup> SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. FORMATION INTEGRITY TEST. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Formation\\_integrity\\_test](http://petrowiki.org/Formation_integrity_test). [citado en Marzo de 2015]

<sup>48</sup>ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

**3.10.7 Formation Breakdown Tests.** Determinan el inicio, propagación y presiones de cierre de la formación. Se realizan para estudios de estimulación o temas asociados a control de pozo. Se determina a partir de:

$$LOP = \rho_{mud} * TVD + P_{test}$$

*Ecuación 47.*

Donde:

$\rho_{mud}$  Es la densidad del lodo, lb/gal

$TVD$  Es la profundidad vertical verdadera, ft

$P_{test}$  Es la presión de superficie durante la prueba, psi

**3.10.8 Prueba Multitasa de Inyectividad.** Se lleva a cabo para determinar la presión de fractura de la formación. Se siguen los siguientes pasos:

1. Inyección hasta una tasa estabilizada
2. Prueba de fall off (durante 10 días)
3. Reducción de tasa de inyección
4. Estabilización de presión durante 24 horas
5. Aumento significativo de la tasa de inyección
6. El punto o puntos en los cuales la tasa aumenta abruptamente encima de la cantidad esperada se considera la presión de fractura

## 4. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA

### 4.1 ANTECEDENTES

Históricamente ha habido muchos métodos para predecir el gradiente de fractura y la mayoría de ellos (o combinaciones) han sido adoptados por muchas compañías. La predicción de gradientes de presión que inducen o extienden fracturas en el subsuelo ha sido objeto de muchas discusiones durante años<sup>49</sup>.

A continuación se muestran los esfuerzos y trabajos realizados para la determinación del gradiente de fractura en diversas regiones del mundo.

- Hubbert & Willis: Predicción del gradiente de fractura en áreas de fallas normales donde el gradiente de esfuerzo de overburden, gradiente de presión de poro de la formación y la relación de Poisson de la roca son variables independientes para el control del gradiente de fractura, la variable dependiente.
- Harrison et al: Las rocas duras y bien consolidadas se pueden considerar dentro del estado de esfuerzo elástico a profundidad cuando se están perforando en una operación petrolera<sup>50</sup>.
- Warpinski & Smith: Para materiales suaves y ricos en arcilla, como el shale a menudo actúan como formaciones barrera debido a sus grandes esfuerzos. El shale debería tener gran cantidad de esfuerzo debido a que el material está cerca de su equilibrio hidrostático, por ejemplo, los esfuerzos horizontales

---

<sup>49</sup> REGINALD-UGWUADU, O. G. et al. Fracture Gradient Estimation in the Niger Delta - A Practical and Statistical Approach. En: Society of Petroleum Engineers. 172481 (2014).

<sup>50</sup>ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

deben estar cerca del esfuerzo de overburden. El valor de esfuerzo horizontal/vertical es muy cercano a 1<sup>51</sup>.

- Matthews & Kelly: La presión de fractura es mucho más grande que la presión de poro debido a las fuerzas cohesivas de la matriz de la roca y cambian con el grado de compactación. Asumieron que el valor de esfuerzo horizontal/vertical era constante y estaba cercano a 1/3, un gradiente de esfuerzo de overburden de 1,0 psi/ft y un gradiente de presión de poro de 0,465 psi/ft<sup>52</sup>. Utilización de la variable coeficiente de esfuerzo de matriz.
- Pennebaker: La correlación es similar a la de Matthews & Kelly. Correlacionó el valor de esfuerzo horizontal/vertical con la profundidad sin tener en cuenta el gradiente de presión de poro. No asumió un valor constante de gradiente de overburden, en lugar, desarrolló un gradiente de presión de overburden teniendo en cuenta la edad de la formación<sup>53</sup>.
- Eaton: Asumió un comportamiento elástico de la roca y una deformación lateral que podría relacionarse con el esfuerzo vertical usando la relación de Poisson, derivó una ecuación para la relación de esfuerzo efectivo (esfuerzo horizontal/vertical) en función de la relación de Poisson<sup>54</sup>. El esfuerzo de overburden, la relación de Poisson y el gradiente de fractura varían con la profundidad y aunque el método fue desarrollado específicamente para la Costa del Golfo, es muy viable en áreas que reflejan las condiciones específicas del área en consideración (Eaton, 1969).
- Pilkington: Publicó un método basado en medios estadísticos de los valores de coeficiente de esfuerzo efectivo y relación de Poisson de varios autores. Sugirió que el método podía ser aplicado a cuencas del Terciario, como la Costa del Golfo, para regímenes de presión normal y anormal; sin embargo,

---

<sup>51</sup>ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

<sup>52</sup>Ibidem.

<sup>53</sup>Ibidem.

<sup>54</sup>Ibidem.

este método no aplica a rocas frágiles (como rocas carbonatadas no naturalmente fracturadas)<sup>55</sup>.

- Cesaroni et al.: Presentaron un método que enfatizaba en el comportamiento mecánico de las rocas con respecto al gradiente de fractura<sup>56</sup>. Ellos sugirieron 3 posibles casos: Primero, formación con poco o carente filtrado. Segundo, formaciones elásticas con invasión profunda de lodo. Tercero, formaciones plásticas.
- Breckels & Van Eekelen: Propocionaron formulaciones empíricas basadas en los datos recogidos de la Costa del Golfo, Brunei y el Mar del Norte. La fórmula matemática describe las relaciones entre el esfuerzo horizontal mínimo, la profundidad y la presión de poro a profundidades mayores y menores a 10,000 ft<sup>57</sup>.
- Daines: Retomó el trabajo de Eaton e introdujo una corrección por esfuerzo tectónico superpuesto al cálculo del gradiente de fractura. El valor del esfuerzo tectónico superpuesto puede ser evaluado de la primera prueba de leak off del programa de perforación. Sugirió que este valor es constante para el pozo entero<sup>58</sup>.
- Christman: Correlacionó la relación de esfuerzo horizontal/vertical a la densidad total de los sedimentos y concluyó que tiende a incrementarse con la profundidad, el esfuerzo de overburden y la edad geológica<sup>59</sup>.
- Aadnoy (1987) y Aadnoy et al (1989) presentaron un método para el cálculo del gradiente de fractura a partir de mediciones de campo y principios de mecánica

---

<sup>55</sup> B. TU YONG.(May 2005). Risk Assessment and Evaluation of the Conductor Setting Depth in Shallow Water, Gulf of Mexico. Trabajo de Grado Master of Science en Ingeniería de Petróleos. Texas: Texas A&M University. 2005. 85p.

<sup>56</sup> *Ibidem*.

<sup>57</sup> *Ibidem*.

<sup>58</sup> *Ibidem*.

<sup>59</sup> ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

con la asunción de una formación isotrópica y homogénea. En pozos verticales e inclinados.

- Aadnoy & Soteland: Estudiaron el gradiente de fractura a profundidades someras. Establecieron que las rocas a profundidades someras no están completamente compactadas o consolidadas. Además, la litología no juega el mismo papel para formaciones más profundas. Dieron un buen análisis de los factores que afectan las pruebas LOT, que incluyen: ausencia de medidas estándar, litología, fallas, huecos intactos vs. no intactos y propiedades del lodo<sup>60</sup>.

#### 4.2 HUBBERT & WILLIS (1957)

Esta correlación funciona muy bien en zonas tectónicamente inactivas caracterizadas por fallas normales donde el último esfuerzo principal va en dirección horizontal a profundidades mayores a 3000 ft, pero también se pueden dar en ambientes someros. Los gradientes de fractura son menores que el gradiente de presión de overburden (1 psi/ft)<sup>61</sup>.

El gradiente de fractura está relacionado con el gradiente de la presión de poro, la relación de Poisson y el esfuerzo de overburden. De la siguiente forma:

$$\nabla_f = P_p + k(\sigma_v - P_p)$$

*Ecuación 48.*

Donde:

$\nabla_f$  Es el gradiente de fractura, psi/ft

$k$  Es la Relación de Esfuerzo, adimensional

---

<sup>60</sup>ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

<sup>61</sup>FELSENTHAL, M., & FERRELL, H. H. Fracturing Gradients in Waterfloods of Low-Permeability, Partially Depleted Zones. En: Society of Petroleum Engineers. 2854-PA (1971).

$\sigma_v$  Es el gradiente de Esfuerzo de Overburden, psi/ft

$P_p$  Es el gradiente de Presión de Poro, psi/ft

Asumieron que la relación máxima entre esfuerzos horizontales/ esfuerzo vertical, llamada *Relación de Esfuerzo K*, era igual a 1/3. La expresión final se establece de la siguiente forma:

$$\nabla_f = P_p + \frac{1}{3}(\sigma_v - P_p)$$

*Ecuación 49.*

Esta correlación considera la pared del pozo intacta e impermeable y el esfuerzo tensil de la pared del pozo es menor al esfuerzo tensil en la roca, además de una relación entre esfuerzo mínimo horizontal y vertical de  $\sigma_h = 0,33 - 0,5\sigma_v$  y una relación de Poisson entre 0,25 y 0,33. El uso de esta correlación subestima el gradiente de fractura para la formación de interés.

### **4.3 MATTHEWS & KELLY (1967)**

Es el método más genérico para el cálculo de gradientes de fractura. No se tiene en cuenta la asunción de la máxima relación de esfuerzos horizontales/ esfuerzo vertical. La Relación de Esfuerzos, K es una función de la profundidad y de las propiedades de la formación. Se establece que:

$$\nabla_f = P_p + k(\sigma_v - P_p)$$

*Ecuación 50.*

Donde el parámetro K es la variable más importante a tener en cuenta ya que caracteriza el comportamiento de los esfuerzos. Depende tanto de la presión de poro como de la profundidad. Asumieron un gradiente de presión de poro de 0.465

psi/ft y overburden de 1 psi/ft. Se requieren valores empíricos regionales de K para la calibración con las pruebas LOT y los datos de campo.

#### 4.4 HAIMSON & FAIRHURST (1967)

Consideran las mismas características asumidas por Hubbert & Willis y además de que la pared del pozo es permeable y permite el flujo radial entre el yacimiento y el pozo. El flujo a través del cuerpo poroso es Flujo Darcy y los esfuerzos horizontales se distribuyen de forma uniforme en el wellbore, deformándolo homogéneamente.

También se considera la formación como elástica, porosa, isotrópica y homogénea, bajo la influencia de un estado de esfuerzo regional no hidrostática (los esfuerzos principales son de diferente magnitud) con uno de los esfuerzos regionales actuando paralelo al eje vertical del wellbore. Esta asunción se justifica en áreas donde las formaciones rocosas no tienen ángulos de buzamiento inclinados y donde la superficie terrestre es relativamente plana<sup>62</sup>.

La expresión para el cálculo de la presión de fractura es:

$$P_f = \frac{3\sigma_h - \sigma_H + T_o - 2\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} P_p}{2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}}$$

*Ecuación 51.*

Donde:

$P_f$  Es la presión de fractura, psi

---

<sup>62</sup>HAIMSON, B., & FAIRHURST, C. Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks. En: Society of Petroleum Engineers. 1710-PA (1967).

$\sigma_h$  Es el esfuerzo mínimo horizontal, psi

$\sigma_H$  Es el esfuerzo máximo horizontal, psi

$\alpha$  Es la constante de Biot, adimensional

$P_p$  Es la presión de poro, psi

$T_o$  Es el esfuerzo tensil, psi

$\nu$  Es la relación de Poisson, adimensional.

#### 4.5 EATON (1969)

Hace la caracterización del esfuerzo de overburden a partir de la relación de Poisson en función de la profundidad con la adecuación de la Relación de Esfuerzo (K), así:

$$\nabla_f = P_p + \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - P_p)$$

*Ecuación 52.*

Donde:

$\nabla_f$  Es el gradiente de fractura, psi/ft

$\sigma_v$  Es el gradiente de Esfuerzo de Overburden, psi/ft

$P_p$  Es el gradiente de Presión de Poro, psi/ft

$\nu$  Es la relación de Poisson, adimensional

Siendo:

$$k = \frac{\nu}{1-\nu}$$

*Ecuación 53.*

Eaton hace énfasis en el cálculo del esfuerzo de overburden. Afirma que cuando se considera la aproximación del esfuerzo de overburden cercano a 1 psi/ft, se incurre en un error.

La forma correcta de calcular la presión de sobrecarga es a partir de la integral del registro de densidad. Se considera el medio poroso isotrópico y con comportamiento elástico, además de que se aplica en zonas tectónicamente inactivas donde los esfuerzos horizontales son uniformes y la roca se encuentra confinada horizontalmente. Al igual que la correlación anterior, se hace necesaria la información regional para realizar la calibración con las pruebas LOT.

#### 4.6 COSTA DEL GOLFO (1973)

Correlación desarrollada por Anderson et al. para arenas con poca cementación y teniendo en cuenta las relaciones esfuerzo/deformación donde la relación de Poisson está relacionada a la litología, en especial a la arcillosidad de la formación.

$$\frac{P_f}{D} = \frac{2\nu}{1-\nu} \frac{\sigma_v}{D} + \left( \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \frac{\alpha P_p}{D}$$

*Ecuación 54.*

Donde:

$P_f$  Es la presión de fractura, psi

$\alpha$  Es la constante de Biot, adimensional

$\nu$  Es la relación de Poisson, adimensional

$D$  Es la profundidad, ft

La constante de Biot puede calcularse a partir de:

$$\alpha = 1 - \frac{c_r}{c_b}$$

*Ecuación 55.*

O se puede considerar la aproximación con registros disponibles, así:

- Relación con la porosidad del registro de densidad:

$$\alpha = 1 - (1 - \phi_D)^n$$

*Ecuación 56.*

- Relación de Terzaghi

$$\alpha \approx \phi$$

*Ecuación 57.*

Pero en la práctica se ha observado que este parámetro es muy cercano a la unidad. Cumpliéndose la condición de Biot y Geerstsma tal que:  $\phi < \alpha < 1$  (Biot y Geerstsma).

Donde:

$\alpha$  Es la constante de Biot, adimensional

$c_r$  Es la compresibilidad de la matriz de la roca, 1/psi

$c_b$  Es la compresibilidad de la roca, 1/psi

$\phi$  Es la porosidad de la formación, fracción

$\phi_D$  Es la porosidad obtenida del registro de densidad, fracción

n Es una variable ajustable según datos de campo, convencionalmente es igual a la unidad

Los cambios en el gradiente de fractura de las formaciones se deben a los cambios litológicos. Se hacen necesarios datos regionales de los valores de  $\alpha$  y  $\nu$  para calibrar el modelo a las pruebas LOT.

#### 4.7 EDWARDS (1981)

La presión de inicio de fractura o presión de rotura (Pb) es función de<sup>63</sup>:

- Esfuerzo horizontal mínimo: Calculado con relaciones anteriores
- Esfuerzo horizontal máximo: Se define usualmente en términos de la Relación de Esfuerzo u obtenido de mediciones geológicas o geofísicas de pozo
- Presión de Poro: A partir de registros MFT (MDT, RFT)
- Constante de Biot: Se asume cercana a la unidad
- Esfuerzo Tensil: Se asume cercano a cero

Se establece que:

$$\nabla_f = 3\sigma_h - \sigma_H - \alpha P_p + T_o$$

*Ecuación 58.*

Donde:

$\sigma_h$  Es el esfuerzo mínimo horizontal, psi

$\sigma_H$  Es el esfuerzo máximo horizontal, psi

$\alpha$  Es la constante de Biot, adimensional

$P_p$  Es la presión de poro, psi

$T_o$  Es el esfuerzo tensil, psi

#### 4.8 CESARONI ET AL. (1981)

---

<sup>63</sup> EDWARDS, D. Mechanical Properties Evaluation and its Applications. 1981.

Conjunto de correlaciones que tienen en cuenta el comportamiento de la formación frente a la deformación. Se pueden dar 3 casos:

- Formaciones con poco o sin filtrado debido a baja permeabilidad o formación rápida de mudcake: Son areniscas con comportamiento plástico. En este caso, la presión diferencial es casi completamente soportada por el wellbore en sí. La presión de fractura se representa como:

$$P_f = \frac{2\nu}{1-\nu}(\sigma_v - P_p) + P_p$$

*Ecuación 59.*

- Formaciones elásticas con invasión profunda de lodo (arenas no consolidadas):

$$P_f = 2\nu(\sigma_v - P_p) + P_p$$

*Ecuación 60.*

- Formaciones plásticas (shales, domos salinos, rocas margas):

$$P_f = \sigma_v$$

*Ecuación 61.*

El valor de la relación de Poisson varía según la litología de la formación, siendo 0,25 para arenas limpias y carbonatos someros sin fracturar y de 0,28 para arenas sucias y profundas.

#### **4.9 HOLBROOK ET AL. (1990)**

Su uso es recomendado para formaciones con compactación activa en áreas tectónicamente inactivas. El método usa información petrofísica (registros gamma ray, resistividad y densidad) para calcular la presión de poro y el gradiente de fractura en rocas sedimentarias.

La dureza y solubilidad de los granos minerales individuales que componen una roca sedimentaria gobiernan su compactación<sup>64</sup>. Se reemplaza la Relación de Esfuerzo, K por un término que involucra la porosidad, así:

$$P_f = (1 - \phi)(\sigma_v - P_p) + P_p$$

*Ecuación 62.*

#### **4.10 GOLFO DE GUINEA (2012)**

Esta correlación es una combinación de los métodos de Hubbert & Willis, Eaton y Matthews & Kelly donde se eliminan sus imprecisiones con el remplazo de parámetros en función de la profundidad de interés.

Aplicación a formaciones costa afuera con profundidades entre 1.000 ft y 21.000 ft donde no hay deformación elástica sino plástica e irreversible y la Relación de Esfuerzo se acerca a la unidad después de los 2.000 ft de profundidad.

El gradiente de fractura se calcula de la siguiente forma:

$$\nabla_f = \frac{P_p + AD + BD^2 + C}{D}$$

*Ecuación 63.*

Donde:

$\nabla_f$  Es el Gradiente de fractura, psi/ft

$P_p$  Es la Presión de Poro, psi

D Es la profundidad de los sedimentos, ft

A, B, C Son constantes que dependen de la profundidad de la zona de interés

---

<sup>64</sup>HOLBROOK, P. W., et al. Real-Time Pore Pressure and Fracture Gradient Evaluation in All Sedimentary Lithologies. En: Society of Petroleum Engineers. 26791-PA (1995).

Tabla 5. Coeficientes A, B y C para el cálculo del gradiente de fractura según profundidad.

RANGOS DE PROFUNDIDAD	CONSTANTES		
	A	B	C
1000-3000	-0,000362	5,94E-08	0,1014
3001-5000	-0,000103	5,585E-09	-0,191804
5001-7000	-0,00174	1,108E-08	0,0262321
7001-9000	-7,82E-05	2,561E-09	-0,22843
9001-11000	-3,62E-06	-1,070E-09	-0,605983
11001-13000	-3,93E-05	7,118E-10	-0,429556
13001-15000	-5,89E-05	1,559E-09	-0,318171
15001-17000	2,92E-05	-1,250E-09	-1,00969
17001-19000	6,362E-05	-2,000E-09	-1,377663
19001-21000	0,0011666	-3,02E-08	-12,16739

Fuente: Modificado de ORJI, A. et al. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells.

Se hace necesario calibrar el modelo con datos reales y medidas de laboratorio.

#### 4.11 TRANSFORMACIONES ÓPTIMAS NO PARAMÉTRICAS (2012)

Son refinamientos sucesivos que definen una regresión iterativa, mientras permanecen ceñidos a la data proporcionada y su objetivo es minimizar el error presentado cuando se hace una regresión multivariable. Esto quiere decir que es un método donde no hay asunciones, sino que se ciñe a los datos proporcionados. Estas correlaciones se realizaron en un área con las siguientes características geológicas:

- Formaciones del Terciario, Cretáceo y Jurásico
- En las formaciones del Terciario y Cretáceo se aprecian zonas de presión normal compuestas por areniscas y gravas, anhidrita y calizas, dolomitas y shales e intercalaciones de shales en las arenas.

- En la formación del Jurásico se aprecian zonas de altas presiones con anhidrita intercalada con caliza, sal y shales calcáreos.
- Fallas sellantes y no sellantes, saltos de falla entre 30-100 ft y ángulos de 45 a 60°.
- Ambiente de Depositación: Acción marina, modo de depositación en forma de canales (ambientes fluviales, deltaicos y de estuario). La transgresión marina cambió el escenario depositacional de lodos a arenas a la orilla.

Los parámetros que afectan el cálculo del gradiente de fractura de la formación son y que son tenidos en cuenta en las correlaciones son:

- Profundidad
- Presión de poro
- Presión de overburden
- Relación de Poisson que depende de la densidad de la roca
- Edad de la formación
- Relación de esfuerzo de matriz
- Densidad de la roca: Depende de la presión de overburden, la Relación de Esfuerzo y la edad de la formación. Al incluir este parámetro, se está incluyendo todos los factores anteriores

Las correlaciones a partir de Transformaciones Óptimas No Paramétricas están divididas en una correlación general y correlaciones para 7 regiones según sea la condición de la formación. Así:

Correlación General:

$$F = a_2(T_o)^2 + a_1(T_o) + a_0$$

$$a_0 = 0,802995006714$$

$$a_1 = 0,394392393204$$

$$a_2 = -0,131981098502$$

*Ecuación 64.*

$$T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$$

*Ecuación 65.*

$$g_o(P_p) = a_2P_p^2 + a_1P_p + a_0$$

$$a_0 = 0,61694109224$$

$$a_1 = -5,8632537159$$

$$a_2 = 9,0823646274$$

*Ecuación 66.*

$$g_o(\rho_r) = a_2\rho_r^2 + a_1\rho_r + a_0$$

$$a_0 = 2,59264290981$$

$$a_1 = -2,70840345438$$

$$a_2 = 0,66967424058$$

*Ecuación 67.*

$$g_o(D) = a_2D^2 + a_1D + a_0$$

$$a_0 = -1,20830922392$$

$$a_1 = 0,000140798474201$$

$$a_2 = -1,4279834999 * 10^{-9}$$

*Ecuación 68.*

Regiones:

- Región I: Formación productora arcillosa

$$F = a_3(T_o)^3 + a_2(T_o)^2 + a_1(T_o) + a_0$$
$$a_0 = 0,553332080933$$
$$a_1 = 0,0162230198489$$
$$a_2 = 4,97444463839 * 10^{-4}$$
$$a_3 = -7,29312933823 * 10^{-6}$$

*Ecuación 69.*

$$T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$$
$$g_o(P_p) = a_3P_p^3 + a_2P_p^2 + a_1P_p + a_0$$
$$a_0 = 70,4360293569$$
$$a_1 = -593,727832892$$
$$a_2 = 1624,06786218$$

*Ecuación 70.*

$$g_o(\rho_r) = a_3\rho_r^3 + a_2\rho_r^2 + a_1\rho_r + a_0$$
$$a_0 = -1,60083907558$$
$$a_1 = -2,84981276857$$
$$a_2 = -1,46285947422$$
$$a_3 = 0,230013509394$$

*Ecuación 71.*

$$g_o(D) = a_2D^2 + a_1D + a_0$$
$$a_0 = 85,6839327266$$
$$a_1 = -0,0259614370148$$
$$a_2 = 1,94235959995 * 10^{-9}$$

*Ecuación 72.*

- Región II: Pozos perforados a altas profundidades (~12.470 ft)

$$F = a_6(T_o)^6 + a_5(T_o)^5 + a_4(T_o)^4 + a_3(T_o)^3 + a_2(T_o)^2 + a_1(T_o) + a_0$$

$$a_0 = 0,706585842786$$

$$a_1 = 0,429684247278$$

$$a_2 = -0,0434126068499$$

$$a_3 = -0,281322095974$$

$$a_4 = 0,164592466952$$

$$a_5 = -0,0340807196778$$

$$a_6 = 0,00238934435501$$

*Ecuación 73.*

$$T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$$

*Ecuación 74.*

$$g_o(P_p) = a_6 P_p^6 + a_5 P_p^5 + a_4 P_p^4 + a_3 P_p^3 + a_2 P_p^2 + a_1 P_p + a_0$$

$$a_0 = 3,730753726 * 10^8$$

$$a_1 = -4,76012329835 * 10^9$$

$$a_2 = 25,3059289518 * 10^9$$

$$a_3 = -71,7495857983 * 10^9$$

$$a_4 = 114,428407978 * 10^9$$

$$a_5 = -97,3290040648 * 10^9$$

$$a_6 = 34,4933222626 * 10^9$$

*Ecuación 75.*

$$g_o(\rho_r) = a_6 \rho_r^6 + a_5 \rho_r^5 + a_4 \rho_r^4 + a_3 \rho_r^3 + a_2 \rho_r^2 + a_1 \rho_r + a_0$$

$$a_0 = 333,923477909$$

$$a_1 = -916,267100565$$

$$a_2 = 1039,46671134$$

$$a_3 = -624,132201481$$

$$a_4 = 209,187668465$$

$$a_5 = -37,1074297721$$

$$a_6 = 2,72194540594$$

*Ecuación 76.*

$$g_o(D) = a_6 D^6 + a_5 D^5 + a_4 D^4 + a_3 D^3 + a_2 D^2 + a_1 D + a_0$$

$$a_0 = -68669,6304101$$

$$a_1 = 37,5264264336$$

$$a_2 = -0,00850663784536$$

$$a_3 = 1,02377618427 * 10^{-6}$$

$$a_4 = -6,89868143909 * 10^{-11}$$

$$a_5 = 2,46753485326 * 10^{-15}$$

$$a_6 = -3,6593137717 * 10^{-20}$$

*Ecuación 77.*

- Región III: Formación con gradiente de presión de poro y densidades bajos

$$F = a_2 (T_o)^2 + a_1 (T_o) + a_0$$

$$a_0 = 0,635204588653$$

$$a_1 = 0,0502513220381$$

$$a_2 = 8,88631480738 * 10^{-5}$$

*Ecuación 78.*

$$T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$$

*Ecuación 79.*

$$g_o(P_p) = a_2 P_p^2 + a_1 P_p + a_0$$

$$a_0 = 5,73842995576$$

$$a_1 = -16,3658493325$$

$$a_2 = 1,21661043271$$

*Ecuación 80.*

$$g_o(\rho_r) = a_2 \rho_r^2 + a_1 \rho_r + a_0$$

$$a_0 = -0,0597645246227$$

$$a_1 = 0,0360118874726$$

$$a_2 = -0,0047159644951$$

*Ecuación 81.*

$$g_o(D) = a_2 D^2 + a_1 D + a_0$$

$$a_0 = -23,9779008462$$

$$a_1 = 0,00704899693157$$

$$a_2 = -5,13777022904 * 10^{-7}$$

*Ecuación 82.*

$$g_o(\rho_r) = a_2 \rho_r^3 + a_1 \rho_r^2 + a_0 \rho_r + a_0$$

$$a_0 = 7,32149931398$$

$$a_1 = -9,03004224748$$

$$a_2 = 3,6319968871$$

$$a_3 = -0,477722434828$$

*Ecuación 83.*

- Región IV: Formación productora de mayor profundidad

$$F = a_2 (T_o)^2 + a_1 (T_o) + a_0$$

$$a_0 = 0,937421603894$$

$$a_1 = 0,0400544097824$$

$$a_2 = 0,000109322951808$$

*Ecuación 84.*

$$T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$$

*Ecuación 85.*

$$g_o(P_p) = a_2 P_p^2 + a_1 P_p + a_0$$

$$a_0 = -6,20503230468$$

$$a_1 = 7,22491245661$$

$$a_2 = 3,48964984809$$

*Ecuación 86.*

$$g_o(\rho_r) = a_3 \rho_r^3 + a_2 \rho_r^2 + a_1 \rho_r + a_0$$

$$a_0 = 7,32149931398$$

$$a_1 = -9,03004224748$$

$$a_2 = 3,6319968871$$

$$a_3 = -0,477722434828$$

*Ecuación 87.*

$$g_o(D) = a_4 D^4 + a_3 D^3 + a_2 D^2 + a_1 D + a_0$$

$$a_0 = 122,236673266$$

$$a_1 = -0,0417561218132$$

$$a_2 = 5,33650972102 * 10^{-6}$$

$$a_3 = -2,97370711332 * 10^{-10}$$

$$a_4 = 6,03901339663 * 10^{-15}$$

$$a_5 = 2,46753485326 * 10^{-15}$$

$$a_6 = -3,6593137717 * 10^{-20}$$

*Ecuación 88.*

- Región V: Puntos de correlación

$$F = a_4(T_o)^4 + a_3(T_o)^3 + a_2(T_o)^2 + a_1(T_o) + a_0$$

$$a_0 = 0,907399569827$$

$$a_1 = 0,0144665834307$$

$$a_2 = -0,0179880507811$$

$$a_3 = 0,00114256940942$$

$$a_4 = 0,00857206037001$$

$$a_5 = -0,0340807196778$$

$$a_6 = 0,00238934435501$$

*Ecuación 89.*

$$T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$$

*Ecuación 90.*

$$g_o(P_p) = a_4P_p^4 + a_3P_p^3 + a_2P_p^2 + a_1P_p + a_0$$

$$a_0 = 1728,37965394$$

$$a_1 = -13461,826214$$

$$a_2 = 39211,2162502$$

$$a_3 = -50631,6947701$$

$$a_4 = 24458,7354808$$

$$a_5 = -97,3290040648 * 10^9$$

$$a_6 = 34,4933222626 * 10^9$$

*Ecuación 91.*

$$g_o(\rho_r) = a_3\rho_r^3 + a_2\rho_r^2 + a_1\rho_r + a_0$$

$$a_0 = -1,5699080001$$

$$a_1 = 2,04957798989$$

$$a_2 = -0,905515328946$$

$$a_3 = 0,134124306999$$

*Ecuación 92.*

$$g_o(D) = a_6 D^6 + a_5 D^5 + a_4 D^4 + a_3 D^3 + a_2 D^2 + a_1 D + a_0$$

$$a_0 = -2,75836881633 * 10^5$$

$$a_1 = 195,934203965$$

$$a_2 = -0,0578273643369$$

$$a_3 = 9,07698838662 * 10^{-6}$$

$$a_4 = -7,99239730306 * 10^{-10}$$

$$a_5 = 3,74315742609 * 10^{-14}$$

$$a_6 = -7,28516290877 * 10^{-19}$$

*Ecuación 93.*

- Región VI: Formación con el menor gradiente de presión de poro

$$F = a_2 (T_o)^2 + a_1 (T_o) + a_0$$

$$a_0 = 0,69337297839$$

$$a_1 = 0,00418532593208$$

$$a_2 = 3,33429992265 * 10^{-5}$$

*Ecuación 94.*

$$T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$$

*Ecuación 95.*

$$g_o(P_p) = a_2 P_p^2 + a_1 P_p + a_0$$

$$a_0 = -0,673582905186$$

$$a_1 = -5,36633407417$$

$$a_2 = 14,7705880231$$

*Ecuación 96.*

$$g_o(\rho_r) = a_2 \rho_r^2 + a_1 \rho_r + a_0$$

$$a_0 = 0,828052837642$$

$$a_1 = -0,620604247378$$

$$a_2 = 0,115032212827$$

*Ecuación 97.*

$$g_o(D) = a_4 D^4 + a_3 D^3 + a_2 D^2 + a_1 D + a_0$$

$$a_0 = -1,0250065819 * 10^5$$

$$a_1 = 46,8468963026$$

$$a_2 = -0,00801993469709$$

$$a_3 = 6,09546590622 * 10^{-7}$$

$$a_4 = -7,99239730306 * 10^{-10}$$

$$a_5 = 3,74315742609 * 10^{-14}$$

$$a_6 = -1,73551551314 * 10^{-11}$$

*Ecuación 98.*

- Región VII: Formación con gradiente de presión de poro y densidades más altos

$$F = a_4 (T_o)^4 + a_3 (T_o)^3 + a_2 (T_o)^2 + a_1 (T_o) + a_0$$

$$a_0 = 0,948724391676$$

$$a_1 = -0,0009355837766$$

$$a_2 = -0,00487647754257$$

$$a_3 = 0,00634897002843$$

$$a_4 = 0,00121480878393$$

$$a_5 = -0,0340807196778$$

$$a_6 = 0,00238934435501$$

*Ecuación 99.*

$$g_o(P_p) = a_3 P_p^3 + a_2 P_p^2 + a_1 P_p + a_0$$

$$a_0 = -347,92389773$$

$$a_1 = 1304,5385389$$

$$a_2 = -1608,04814351$$

$$a_3 = 652,816689388$$

*Ecuación 100.*

$$g_o(\rho_r) = a_3\rho_r^3 + a_2\rho_r^2 + a_1\rho_r + a_0$$

$$a_0 = 39,9611896897$$

$$a_1 = -50,0672301374$$

$$a_2 = 20,8339970826$$

$$a_3 = -2,8790382427$$

*Ecuación 101.*

$$g_o(D) = a_5D^5 + a_4D^4 + a_3D^3 + a_2D^2 + a_1D + a_0$$

$$a_0 = 3,30122365836 * 10^8$$

$$a_1 = -1,3277819706410^5$$

$$a_2 = 21,3601520351$$

$$a_3 = -0,00171797733049$$

$$a_4 = 6,90821402537 * 10^{-8}$$

$$a_5 = -1,11106416485 * 10^{-12}$$

*Ecuación 102.*

Donde:

$a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$  son constantes

$F$  Es el gradiente de fractura, psi/ft

$T_o$  Es la suma de las transformadas óptimas de las variables independientes

$P_p$  Es el gradiente de presión de poro, psi/ft

$\rho_r$  Es la densidad de la roca, g/cc

$g_o$  Es la transformación óptima de la variable dependiente

$D$  Es la profundidad, ft

#### **4.12 DELTA DEL NÍGER (2014)**

Es una correlación para el cálculo del gradiente de fractura a partir de pruebas LOT (Leak-Off Test) y FIT (Formation Integrity Test) como aproximación de la dureza de la formación en una formación deltaica del terciario del Níger.

El modelo previo fue desarrollado por Alabi (1993) para formaciones con profundidades entre 5.000-10.000 ft, casings de 13 3/8" y 9 5/8" y valores de LOT entre 0,60 y 0,76 psi/ft. La correlación es la siguiente:

$$\nabla_f = 3,2 * 10^{-5} * TVD + 0,44$$

*Ecuación 103.*

Teniendo en cuenta los valores mínimos y máximos de las pruebas LOT (aproximación estadística), la resistencia de la formación puede expresarse como:

$$\left[ 3,2 * 10^{-5} * TVD + 0,32 \right] < \nabla_f < \left[ 3,2 * 10^{-5} * TVD + 0,56 \right]$$

*Ecuación 104.*

Donde:

$\nabla_f$  Es el gradiente de fractura, psi/ft

$TVD$  Es la profundidad vertical verdadera, ft

El nuevo modelo mejoró la correlación de Alabi ya que se incorporaron nuevos datos de pozos cercanos y se utilizó una regresión lineal para validar el modelo existente para llegar a una relación entre la resistencia de la formación y TVD usando las bases de datos disponibles, obteniéndose una buena aproximación y una variación aceptable entre variables. Así:

$$\left[ 2,9 * 10^{-5} * TVD + 0,46 \right] < F_s > \left[ 3,2 * 10^{-5} * TVD + 0,48 \right]$$

*Ecuación 105.*

Y la predicción de la presión de Leak Off (LOP):

$$LOP = 2,5 * 10^{-5} * TVD^2 + 0,44 * TVD + 0,53$$

*Ecuación 106.*

Donde:

$LOP$  Es la Presión de Leak-Off, psi

*TVD* Es la profundidad vertical verdadera, ft

La dispersión de las relaciones lineales calculadas y los datos reales se debe a:

- Incertidumbres en las pruebas LOT
- Inclinación del pozo
- Litología
- Presión de poro
- Distribución de fracturas (presencia de fallas o fracturas naturales)
- Esfuerzos tectónicos
- Expansión termal de los fluidos con la profundidad y por ende, cambio en la densidad
- Propiedades reológicas del fluido con el cual se efectuaron los LOT

Tabla 6. Tabla resumen de las correlaciones para el cálculo de gradiente de fractura.

CORRELACIÓN	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	CONSIDERACIONES
Hubbert & Willis (1957)	$\nabla_f = P_p + \frac{1}{3}(\sigma_v - P_p)$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Régimen de falla normal</li> <li>-Profundidades &gt; 3.000 ft pero aplicable a ambientes someros</li> <li>-Reemplazo de K por 1/3</li> <li>- <math>\nabla_f &lt; \sigma_v &lt; 1</math></li> <li>- <math>\sigma_h = 0,33 - 0,5\sigma_v</math></li> <li>- <math>0,25 &lt; \nu &lt; 0,33</math></li> <li>-Pared de pozo intacta e impermeable</li> <li>-Zonas tectónicamente inactivas</li> <li>-Subestimación del gradiente de fractura</li> </ul>
Matthews & Kelly (1967)	$\nabla_f = P_p + k(\sigma_v - P_p)$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Método más genérico</li> <li>-El parámetro K es el más importante (caracterización de esfuerzos)</li> <li>-Aproximación de <math>P_p = 0,465 \text{ psi} / \text{ft}</math> y <math>\sigma_v = 1 \text{ psi} / \text{ft}</math></li> <li>-Valores empíricos regionales de K para calibración</li> </ul>
Haimson & Fairhurst (1967)	$P_f = \frac{3\sigma_h - \sigma_H + T_o - 2\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} P_p}{2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Asunciones de Hubbert &amp; Willis</li> <li>-Pared de pozo permeable</li> <li>-Flujo radial tipo Darcy</li> <li>-Formación elástica, porosa, isotrópica y homogénea</li> <li>-Esfuerzos horizontales uniformes y deformación homogénea</li> <li>-Estado de esfuerzos regional no hidrostático</li> </ul>

CORRELACIÓN	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	CONSIDERACIONES
		<ul style="list-style-type: none"> <li>-Esfuerzo principal actuando paralelo al eje vertical del wellbore</li> <li>-Bajos ángulos de buzamiento</li> </ul>
Eaton (1969)	$\nabla_f = P_p + \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - P_p)$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Caracterización de <math>\sigma_v</math> a partir de <math>\nu</math> en función de la profundidad</li> <li>-Sustitución de K por <math>\nu</math></li> <li>-Medio poroso isotrópico y elástico</li> <li>-Zonas tectónicamente inactivas</li> <li>-<math>\sigma_v \neq 1 \text{ psi} / \text{ft}</math></li> <li>-Esfuerzos horizontales uniformes</li> <li>-Roca confinada horizontalmente</li> <li>-Valores empíricos regionales de K para calibración</li> </ul>
Costa del Golfo (1973)	$\frac{P_f}{D} = \frac{2\nu}{1-\nu} \frac{\sigma_v}{D} + \left( \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \frac{\alpha P_p}{D}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Arenas con poca cementación</li> <li>-Relación de Poisson relacionada con la litología (arcillosidad)</li> <li>-Los cambios en el gradiente de fractura dependen de los cambios litológicos</li> <li>-Valores empíricos regionales de <math>\alpha</math> y <math>\nu</math> para calibración</li> </ul>
Edwards (1981)	$\nabla_f = 3\sigma_h - \sigma_H - \alpha P_p + T_o$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Gradiente de fractura (presión de inicio de fractura) depende de: <math>\sigma_h, \sigma_H, P_p, T_o, K</math></li> <li>-<math>\sigma_h</math> calculado con correlaciones</li> <li>-<math>\sigma_H</math> en función de K (mediciones geológicas y geofísicas)</li> <li>-<math>P_p</math> a partir de MFT</li> <li>-<math>T_o = 0</math></li> </ul>

CORRELACIÓN	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	CONSIDERACIONES
Cesaroni et al. (1981)	<p>Caso 1: Areniscas plásticas con poco-sin filtrado</p> $P_f = \frac{2\nu}{1-\nu}(\sigma_v - P_p) + P_p$ <p>Caso 2: Areniscas consolidadas con invasión profunda (elásticas)</p> $P_f = 2\nu(\sigma_v - P_p) + P_p$ <p>Caso 3: Formaciones plásticas</p> $P_f = \sigma_v$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Caracterización de la deformación de la roca</li> <li>-La relación de Poisson varía según la litología</li> </ul>
Holbrook et al. (1990)	$P_f = (1-\phi)(\sigma_v - P_p) + P_p$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Compactación activa</li> <li>-Zonas tectónicamente inactivas</li> <li>-Uso de registros para el cálculo de <math>P_p</math> y <math>\nabla_f</math></li> <li>-Reemplazo de K por término de <math>\phi</math></li> </ul>
Golfo de Guinea (2012)	$\nabla_f = \frac{P_p + AD + BD^2 + C}{D}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Combinación de métodos: Hubbert &amp; Willis, Eaton y Matthews &amp; Kelly</li> <li>-Reemplazo de parámetros en función de la profundidad</li> <li>-Aplicaciones offshore entre 1.000-21.000 ft</li> <li>-Deformación plástica e irreversible</li> <li>- Calibración del modelo con datos reales y medidas de laboratorio</li> </ul>

CORRELACIÓN	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	CONSIDERACIONES
Transformaciones Óptimas No Paramétricas (2012)	$F = a_2(T_o)^2 + a_1(T_o) + a_0$ $a_0 = 0,802995006714$ $a_1 = 0,394392393204$ $a_2 = -0,131981098502$ $T_o = g_o(P_p) + g_o(\rho_r) + g_o(D)$ $g_o(P_p) = a_2P_p^2 + a_1P_p + a_0$ $a_0 = 0,61694109224$ $a_1 = -5,8632537159$ $a_2 = 9,0823646274$ $g_o(\rho_r) = a_2\rho_r^2 + a_1\rho_r + a_0$ $a_0 = 2,59264290981$ $a_1 = -2,70840345438$ $a_2 = 0,66967424058$ $g_o(D) = a_2D^2 + a_1D + a_0$ $a_0 = -1,20830922392$ $a_1 = 0,000140798474201$ $a_2 = -1,4279834999 * 10^{-9}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Método sin asunciones, relaciones ceñidas a la data real</li> <li>-Formaciones del Terciario, Cretáceo y Jurásico de ambientes transgresivos</li> <li>-Tiene en cuenta cambios litológicos y mineralógicos</li> <li>-Inclusión del parámetro de densidad que incluye <math>\sigma_v</math>, K y edad de la formación</li> <li>-Correlaciones por regiones</li> </ul>

CORRELACIÓN	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	CONSIDERACIONES
Delta del Níger (2014)	<p>Modelo antiguo:  <math display="block">\nabla_f = 3,2 * 10^{-5} * TVD + 0,44</math></p> <p>Nuevo modelo:  <math display="block">\nabla_f = 2,9 * 10^{-5} * TVD + 0,46</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Gradiente de fractura a partir de LOT y FIT como aproximación de la dureza de la formación</li> <li>-Profundidades entre 5.000-10.000 ft</li> <li>-Casings de 13 3/8 y 9 5/8"</li> </ul>

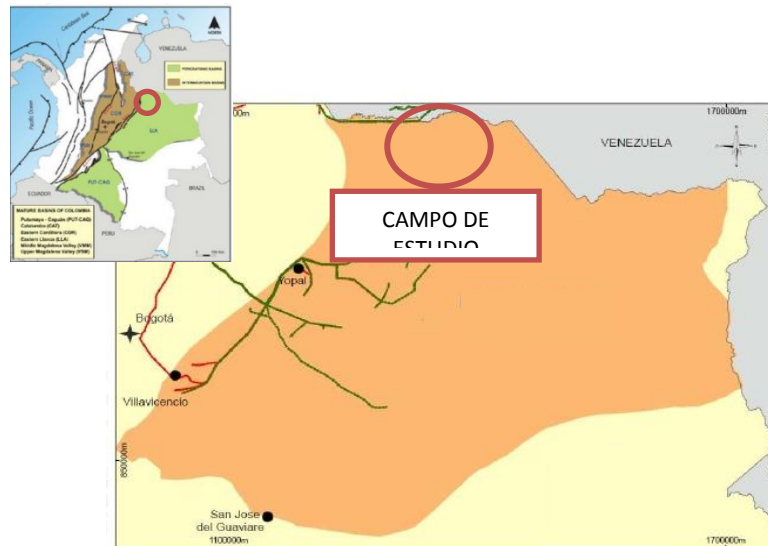
## 5. CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO DE ESTUDIO

### 5.1 UBICACIÓN Y GENERALIDADES

El campo de estudio se localiza en la parte norte de la cuenca sedimentaria de los Llanos, aproximadamente a 30 Km al suroeste del Campo Principal. Fue descubierto en el año 2006.

La cuenca Llanos Norte es de tipo antepaís y se localiza entre la Cordillera Oriental y el escudo Precámbrico de la Guyana. Está compuesta de rocas del Terciario y el Cretáceo suprayacendo discordantemente basamento Pre-Cretácico<sup>65</sup>.

Figura 10. Localización del Campo de Estudio.



Fuente: Modificado de MOJICA J. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Overview of the Oil and Gas Basins of Colombia. 2010.

<sup>65</sup>VILLAMIL, T. & PINDELL, J. Mesozoic paleogeographic evolution of northern South America: Foundations for sequence stratigraphic studies in passive margin strata deposited during non-glacial times. En: Society of Sedimentary Geology. 1998.

## 5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Se trata de un anticlinal cerrado en tres partes por el sistema de fallas rumbo-deslizantes y la falla normal NE del Campo Principal.

## 5.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

**5.3.1 Yacimientos.** La sección principal petrolífera del campo está compuesta de partes de cuatro unidades de yacimiento sedimentarias, identificadas de base a tope como: Cretáceo (K3), Cretáceo (K2), Carbonera Inferior (LC) y Carbonera Superior (C5).

Estas formaciones se depositaron en ambientes que varían entre marinos a continentales fluviales. El campo ha producido de estos yacimientos desde 2006. El mecanismo de producción del yacimiento es empuje hidráulico proporcionado por un acuífero infinito lateral.

**5.3.2 Fluidos de Yacimiento.** La producción del campo proviene del Cretáceo, uno de los yacimientos más productivos. La temperatura de yacimiento es de alrededor 233 °F.

- Aceite: El fluido producido se trata de Aceite Mediano con bajo GOR
- Agua: El agua de producción asociada a los pozos productores de aceite es fresca con baja salinidad (menor a 4000 ppm).

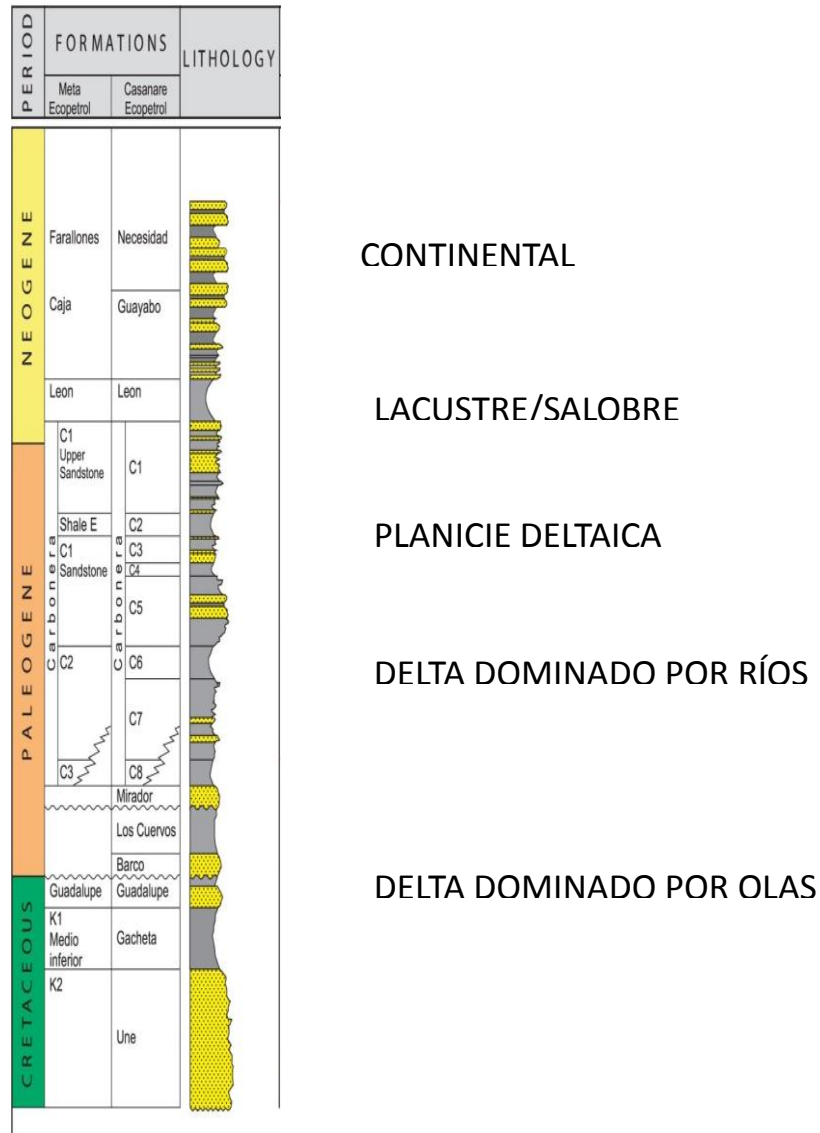
## 5.4 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

La porosidad promedio del yacimiento es 24-30% con permeabilidades entre 500 mD a 2000 mD.

## 5.5 ESTRATIGRAFÍA

A continuación se presenta la descripción litológica de la columna estratigráfica de la cuenca de Llanos Norte. En la Figura 11. se aprecia el resumen de la descripción.

Figura 11. Columna Estratigráfica Cuenca Sedimentaria Llanos Norte.



Fuente: Modificado de BARRERO D. et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2007.

### **5.5.1 Formación Guayabo.**

- Espesas capas de areniscas varicoloreadas de grano medio a muy grueso
- Areniscas conglomeráticas hacia la sección media
- Intercalaciones de arena de grano fino con limolitas y arcillolitas pardo-amarillentas hacia el tope

#### **5.5.1.1 Guayabo Superior.**

Espesor: 1200-1500 ft

Arenas sueltas de color blanco lechoso, translúcidas de grano medio a muy grueso, angulares a subredondeadas, pobremente clasificadas compuestas por cuarzo y chert y algunos fragmentos de rocas metamórficas.

Contiene además limolitas rojo ladrillo y pardo amarillentas, algunas ocasiones localmente arenosas y arcillolitas rojas localmente limosas, solubles y plásticas.

#### **5.5.1.2 Guayabo Medio.**

Espesor: 2700 ft

Arenas cuarzosas amarillentas, verde oliva y blanco lechoso de grano grueso a muy grueso y localmente conglomeráticas, granos angulares a subredondeados y pobremente clasificadas (hasta de 100 ft de espesor) con interestratificaciones de limonita y arcillolitas.

#### **5.5.1.3 Guayabo Inferior.**

Espesor: 2800 ft

Limolitas (rojas, pardas claro y localmente púrpuras) y arcillolitas (amarillo parduzco en ocasiones limosas a arenosas, muy solubles a muy blandas moderadamente firmes y ocasionalmente calcáreas) con interestratificaciones de arenas (verde claro a blanco de grano muy fino y matriz arcillosa con cemento calcáreo y de óxido de hierro, los granos son angulares a subredondeados).

Arcillas como sello vertical a filtraciones del agua inyectada.

### **5.5.2 Formación León.**

Espesor: 418 ft

Arenas cuarzosas translúcidas, claras de tamaño muy fino a fino, subangulares a subredondeadas de pobre selección predominantemente sobre arcillolitas (gris claras a verdes claras, menor pardo rojiza, ocre, parda clara, blocosa, homogénea y moderadamente firme), limolitas (roja ladrillo, blocosa y firme) y ocasionalmente carbón (negro brillante, quebradizo, arcilloso, lignítico y medianamente firme).

### **5.5.3 Formación Carbonera.**

Espesor promedio: 2000 ft

Espesas intercalaciones de areniscas y arcillolitas

**5.5.3.1 Carbonera Superior (Upper Carbonera, UC).** Subdividida en 5 miembros, desde el C1 hasta el C5 de tope a base de los cuales en los miembros impares predominan los niveles arenosos y en los miembros pares predomina el carácter arcilloso.

**5.5.3.1.1 Miembro C1.** Secuencia de más de 600 ft de areniscas, limolitas, y shales, con esporádicos niveles lenticulares de carbón. Depósitos continentales con alta influencia fluvial.

**5.5.3.1.2 Miembro C2.** Arcillolitas (grises moderadamente firmes siendo algunas de ellas carbonosas) en el tope y limolitas café rojizas y areniscas (cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangulares a subredondeadas, moderadas a bien seleccionadas) en la base con un espesor promedio de 190 ft. Abundante siderita.

Corresponde a una superficie de máxima inundación y ambiente marino somero. Predominio de shales sobre arenas y limolitas.

**5.5.3.1.3 Miembro C3.** Areniscas (cuarzosas de grano fino a medio, angulares a subredondeadas, bien seleccionadas) interestratificadas con arcillolitas y limolitas grises y café oscuro, carbonosas, subfísiles y moderadamente firmes.

Espesor de 300 pies.

Capas de carbón son abundantes en la parte media de la unidad y presencia de siderita.

Corresponde a un ambiente de depósitos fluviales.

**5.5.3.1.4 Miembro C4.** Secuencia predominantemente arcillosa (varicoloreadas, moderadamente firmes a blandas) con algunas intercalaciones menores de limolitas que alcanza un espesor promedio de 230.

Resultado de depósitos de planicie de inundación y lagunares, cortados ocasionalmente por canales fluviales.

**5.5.3.1.5 Miembro C5.** Areniscas cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangulares a subredondeadas; algunas veces angulares, moderadamente seleccionadas con intercalaciones de limolitas y arcillolitas.

Espesor promedio de 300 ft.

Ambiente fluvial de canales meandriformes de baja sinuosidad sobre una planicie aluvial.

**5.5.3.2 Carbonera Inferior (Lower Carbonera, LC).** Esta unidad está subdividida en 3 miembros dos de los cuales son arenosos con intercalaciones de un miembro arcilloso de carácter regional (Shale Guafita). Los miembros arenosos son M1 y M2.

**5.5.3.2.1 Miembro M1.** Compuesto por areniscas de grano fino a grueso, cuarzosas, con pobre selección y con algunas intercalaciones de arcillolita gris clara a gris verdosa, presentando algunas trazas de carbón.

**5.5.3.2.2 Miembro Guafita.** Capa regional delgada de Shale con un espesor vertical promedio de 28 ft.

**5.5.3.2.3 Miembro M2.** Miembro arenoso masivo bastante continuo a lo largo de la cuenca con esporádicas intercalaciones arcillosas. Depósitos de ambiente de llanura deltaica alta; presenta depósitos de canal distributarios en su base y depósitos de llanura de inundación (pantanos y abanicos de rotura) hacia el tope. Constituye el principal interés para la inyección de aguas de disposición en el bloque hundido (bloque sur) del sistema de fallas de La Yuca.

**5.5.4 Cretáceo (CRET).** Se considera como una cuña de sedimentos con más de 2,000 ft de espesor en el Oeste y que desaparecen hacia el Este y Sur, encontrándose para el área de Cosecha un espesor aproximado de 1300 ft suprayaciendo discordantemente las rocas del Ordovícico y Basamento. Conformado por tres unidades geológicas que informalmente se conocen como K1, K2 y K3 y no necesariamente se presentan en toda el área.

**5.5.4.1 Unidad K1 (Formación Guadalupe).** Espesor entre 150-600 ft. Contacto inferior normal con las rocas de la Formación Gachetá y contacto superior discordante con las rocas del Terciario.

La formación Guadalupe consiste de areniscas (cuarzosas, de grano medio a grueso y muy grueso, subangulares a subredondeadas, moderadas a bien seleccionadas, localmente glauconíticas) interestratificadas con shales (grises, subfísiles a físiles y moderadamente firmes) y calizas.

Con base en algunas correlaciones realizadas, el intervalo superior de K1 es equivalente a la parte basal de la Formación Guadalupe, el restante de K1 como Formación Gachetá y K2 principalmente como Areniscas Inferiores.

Ambientes deposicionales de tipo marino somero a transicional como respuesta del evento regresivo.

**5.5.4.2 Unidad K2 (Formación Gachetá).** Espesor aproximado de 350 para la sección arenosa y calcárea del K2. Se presenta en contacto normal con las rocas infrayacentes de la Formación Arenitas Inferiores y normal con las rocas de Formación Guadalupe que la suprayacen.

Está compuesta principalmente por areniscas masivas con pocas intercalaciones delgadas de calizas y shales. La arenisca más superior es cuarzosa, de grano medio a muy grueso, en ocasiones conglomerática, subangular y en menor proporción subredondeado, con moderada a pobre selección. El resto de las areniscas son de características similares aunque de selección moderada a buena y tamaño de grano medio a grueso. Las calizas son grises a crema, blandas a moderadamente firmes. Los shales son grises y café, localmente limosos, subfísiles y moderadamente firmes. Las calizas aumentan su proporción hacia el Este. Se trata de un ambiente de sedimentación marino como depósitos de playa y plataforma somera. Llanuras cubiertas por la marea y canales asociados.

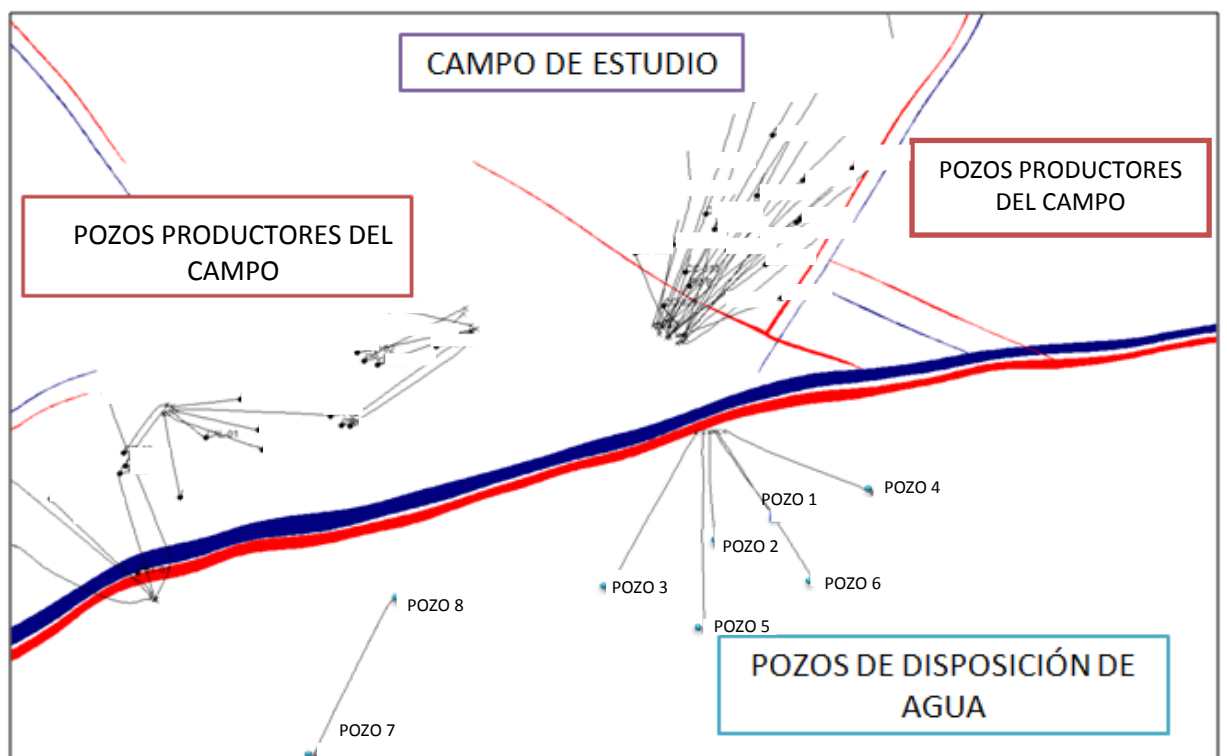
**5.5.4.3 Unidad K3 (Formaciones Areniscas Inferiores).** El contacto inferior es discordante con rocas de edad Paleozoico y el contacto superior es normal con las rocas de la Formación Gachetá que lo suprayacen.

Constituida por un cuerpo macizo de arenisca (son cuarzosas, de grano medio a grueso, en ocasiones muy grueso, subangular a subredondeado y de moderada a buena selección) con intercalaciones menores de calizas (blancas a grises, blandas a moderadamente firmes con algunas trazas de areniscas calcáreas) y shales (grises, localmente limosos y bituminosos, subfísiles a físiles y moderadamente firmes). Los sedimentos se depositaron en un ambiente fluvial de alta energía.

## 5.6 PROCESO DE DISPOSICIÓN DE AGUA

Los pozos inyectoros se encuentran en el bloque sur del campo, actualmente inyectan el agua de disposición, 7 pozos de los 8 que han sido perforados para tal fin. En la Figura 12. se aprecia la ubicación de los inyectoros y de los pozos productores.

Figura 12. Ubicación de los Pozos de Disposición de Agua.



Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

Debido a la gran cantidad de agua asociada a la producción de aceite de los pozos productores de aceite completados en las Formaciones LC, UC y CRET, a la limitación de las facilidades y dando cumplimiento a las regulaciones ambientales estrictas de la autoridad ambiental colombiana, es re-inyecta de manera eficiente, limpia, segura y amigable con el medio ambiente e implementando nuevas estrategias para minimizar el impacto de las operaciones petroleras al entorno.

Los pozos están actualmente completados en la Formación Carbonera Inferior (LC) en la unidad de arena M2.

Estos pozos han atravesado numerosas intervenciones y trabajos de estimulación para remediar la reducción de inyectividad debido al daño en la formación y el taponamiento de las gargantas de poro de la roca (limpieza de arena con bombas ESP, fracturamiento hidráulico y estimulaciones ácidas). En la Tabla 7. se muestra el historial de operaciones de los pozos de disposición de agua.

Tabla 7. Historial de Operaciones de los Pozos de Disposición de Agua.

<b>POZO</b>	<b>HISTORIA</b>	<b>ESTIMULACIÓN</b>	<b>ESTADO ACTUAL</b>
1	1. Perforación en la unidad M2 2. Aislamiento del M2 y perforación en la formación Guayabo 3. Abandono por complicaciones mecánicas	N/A	Abandonado
2	1. Perforación en la formación Guayabo 2. Aislamiento y perforación de la unidad M2 3. Fracturamiento Hidráulico	SÍ (Fracturado)	Tendencia normal a taponamiento
3	1. Perforación de la unidad M2 2. Corazonamiento y pruebas de desplazamiento 3. Fracturamiento natural	NO	Llenado normal
4	1. Perforación de la unidad M2 2. Fracturamiento Hidráulico	SÍ (Acidificación de matriz)	Fuerte tendencia a taponamiento Inactivo

<b>POZO</b>	<b>HISTORIA</b>	<b>ESTIMULACIÓN</b>	<b>ESTADO ACTUAL</b>
5	1. Perforación de la unidad M2 2. Acidificación	SÍ (Acidificación de matriz)	Llenado estimulado
6	1. Perforación de la unidad M2 2. Acidificación	SÍ (Acidificación de matriz)	Llenado estimulado
7	1. Perforación de la unidad M2 2. Acidificación	SÍ (Acidificación de matriz)	Ligera tendencia a taponamiento
8	1. Perforación de la unidad M2 2. Acidificación	SÍ (Acidificación de matriz)	Llenado estimulado

## **6. DESARROLLO DE LAS HERRAMIENTAS DE CONTROL Y MONITOREO**

La creación de herramientas de control y monitoreo de los pozos de disposición de agua en el campo de estudio trae varios beneficios a los ingenieros de yacimientos y a la compañía misma, dentro de los que se destacan:

- Caracterización de la formación
- Conocimiento del régimen de inyección (inyección en la matriz o inyección en condiciones de fractura)
- Conocimiento de los cambios en los parámetros de inyección
- Identificación de problemas de manera temprana
- Generación de alertas frente a los problemas presentados
- Toma de decisiones acertadas e implementación de soluciones frente a los inconvenientes presentados a tiempo
- Análisis de factibilidad de estimulaciones (fracturamientos hidráulicos y acidificaciones)
- Reducción de costos asociados a fallas en los pozos
- Aseguramiento de las condiciones requeridas de inyección

De manera análoga, el conocimiento del gradiente de fractura de la formación permitirá reducir los problemas en los pozos, dará una idea más concreta del comportamiento de la formación frente a los esfuerzos tanto naturales (esfuerzos regionales) como inducidos (debido al proceso de inyección), permitirá tener un parámetro de referencia para la perforación de nuevos pozos y el establecimiento de las condiciones en las que se dispone el agua.

Las variables que van a ser calculadas a partir de la puesta en marcha de las herramientas son:

- Índice de Inyectividad (II)
- Presión de formación alrededor del wellbore ( $P_e$ )
- Gradiente de fractura de la formación ( $\nabla_f$ )
- Factor Skin (S)

## 6.1 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA DE LA FORMACIÓN

Para el cálculo del gradiente de fractura de la unidad M2 de la formación LC donde actualmente se encuentran completados los pozos, se siguió la siguiente metodología:

- Revisión de antecedentes del campo y de zonas cercanas
- Recopilación de información de antecedentes (pruebas de pozo, registros, pruebas con núcleos, análisis de factibilidades, etc.)
- Depuración de datos y resumen de resultados
- Establecimiento de los valores reales representativos
- Cálculo de Esfuerzos Principales ( $P_p, \sigma_v, \sigma_h, \sigma_H$ ) con el fin de completar el Estado de Esfuerzo

- Verificación con data regional de esfuerzos y pruebas en los pozos de disposición
- Revisión de correlaciones disponibles para el cálculo del gradiente de fractura (condiciones, aplicaciones, restricciones)
- Cálculo del Gradiente de Fractura a partir de las correlaciones seleccionadas
- Depuración de cálculos y resumen de resultados
- Determinación del porcentaje de error de cada correlación respecto al valor tomado como real
- Selección de la correlación que mejor describa el comportamiento de la formación

### **6.1.1 Revisión de Antecedentes.**

**6.1.1.1 Modelo Mecánico (Mechanical Earth Model-MEM) del Campo Principal.** Este estudio geomecánico fue realizado por la compañía Schlumberger en rocas granosoportadas y arcillosoportadas. La data proveniente de registros fue verificada y calibrada con pruebas hechas en muestras de roca del yacimiento en estudio con el fin de determinar el gradiente de fractura de las arenas desde CRET hasta UC, generar un modelo de estabilidad de pozo y determinar el modo de falla en arenas productoras.

Los pozos a los cuales se hizo el análisis son: POZO-28 (CRET-LC-UC), POZO-33 (CRET-LC-UC), POZO-08 (LC-CRET), POZO-40 (CRET-LC-UC), POZO-032 (LC-CRET), POZO-02 (LC), POZO-03 (UC).

Las variables obtenidas a partir de este modelo geomecánico son las siguientes:

- Constantes elásticas de la Roca: Relación de Poisson y Módulo de Young
- Criterio de Falla
- Magnitud de los Esfuerzos Principales ( $P_p, \sigma_v, \sigma_h, \sigma_H, \sigma'$ )

- Orientación de Esfuerzos Horizontales
- Régimen de Falla
- Constantes Elásticas

En la Tabla 8. Se resumen las constantes elásticas por pozo y unidad de arena obtenidas a partir de pruebas de laboratorio.

Tabla 8. Constantes elásticas usadas para la construcción del MEM del Campo Principal.

FORMACIÓN	POZO	RELACIÓN DE POISSON (PR) (Er) [adim]			MÓDULO DE YOUNG (YME) (Er) [adim]		
		MÍN	MÁX	SELEC	MÍN	MÁX	SELEC
UC	POZO-03	0,007	0,544	0,005	1,000	1,000	1,000
LC	POZO-08	0,259	0,936	0,226	1,000	1,000	1,000
LC	POZO-032	0,120	1,194	0,120	1,000	1,000	1,000
LC	POZO-02	0,891	0,224	0,672	1,000	1,000	1,000
LC	POZO-032	0,534	1,786	0,534	1,000	1,000	1,000
CRET	POZO-032	0,455	0,047	0,455	1,000	1,000	1,000
CRET	POZO-08	0,311	0,353	0,311	1,000	1,000	1,000

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

- Criterio de Falla

Con las pruebas uniaxiales y triaxiales realizadas a los núcleos seleccionados, se determinó la envolvente de falla, obteniéndose un comportamiento lineal, por lo cual se seleccionó como Criterio de Falla el lineal de Mohr-Coulomb.

- Magnitud de Esfuerzos Principales
  - $P_p$  : Para el cálculo de la magnitud de la Presión de Poro se procedió primero a determinar el grado de compactación del yacimiento a partir de la medición de los tiempos de tránsito con registros sísmicos (al aumentar el tiempo de tránsito con la profundidad no hay compactación y al disminuir el

tiempo de tránsito, hay compactación). Posteriormente, se determinó la presencia de hidrocarburos con registros resistivos y zonas de presión anormales. A partir de los registros MDT (RFT, MFT) disponibles se calculó la magnitud de la presión y se convirtió a gradiente con la profundidad de la zona de estudio. Obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 9. Presiones de Poro calculadas para la construcción del MEM del Campo Principal.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>POZO</b>	<b>GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO (Pp/Sv)</b>
UC	POZO-03	0,296-0,299
LC	POZO- 08	0,102-0,103
LC	POZO- 032	0,327-0,330
LC	POZO- 02	0,398-0,402
LC	POZO-032	0,337-0,340
CRET	POZO-032	0,255-0,258
CRET	POZO-08	0,235-0,237

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

- $\sigma_v$ : Se hizo la integración del registro de densidad desde superficie a profundidad de investigación para los pozos 28, 33 y 40. Se correlacionó los registros con la densidad obtenida con núcleos y registros sísmicos. El valor del esfuerzo de overburden obtenido es muy cercano a la unidad (1 psi/ft).
- $\sigma_h$ : A partir de análisis e identificación de breakouts con registros de imágenes y pruebas de inyección: StepRate, Minifrac y XLOT. Para arenas es de 0,56-0,77  $\sigma_v$  (psi/ft) y para shales 0,66-1,02  $\sigma_v$  (psi/ft).
- $\sigma_H$ : Debido a que la magnitud de este esfuerzo no se puede realizar de manera directa, se procedió a usar la LOP (Leak Off Pressure) como indicador, también se analizaron los breakouts presentes en el wellbore y

pruebas de inyección. El gradiente de esfuerzo horizontal máximo es de 1,15-1,4  $\sigma_h$  (psi/ft).

- $\sigma'$ : El cálculo del valor de esfuerzo efectivo in situ promedio se hizo de manera conjunta con el valor de la Presión de Poro y los resultados de las pruebas se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Esfuerzo Efectivo In-Situ Promedio calculado para la construcción del MEM del Campo Principal.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>POZO</b>	<b>GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO (Pp/Sv)</b>	<b>ESFUERZO EFECTIVO IN SITU PROMEDIO (Sheff/Sv)</b>
UC	POZO-03	0,296-0,299	0,670
LC	POZO- 08	0,102-0,103	0,658
LC	POZO- 032	0,327-0,330	0,654
LC	POZO- 02	0,398-0,402	0,670
LC	POZO-032	0,337-0,340	0,658
CRET	POZO-032	0,255-0,258	0,654
CRET	POZO-08	0,235-0,237	0,658

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

- Orientación de Esfuerzos Horizontales: Se realizó un análisis de breakouts de los pozos y se diferenció entre aquéllos que habían sido inducidos por la perforación y los que eran producto de los esfuerzos. Se reporta la orientación de los esfuerzos de la siguiente manera:

$$\sigma_h : N 40^\circ E \pm 10^\circ$$

$$\sigma_H : N 50^\circ E \pm 10^\circ$$

- Régimen de Falla: Con la determinación del Estado de Esfuerzo del Campo, se determinó el Régimen de Falla así:

$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$  Falla de rumbo en shales

$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$  Falla normal en arenas depletadas de LC-CRET

**6.1.1.2 Análisis Geomecánico de los Pozos 40 y 03R.** Este estudio fue realizado por la compañía Baker Hughes y tenía como propósito la estimación de las propiedades mecánicas de la roca para desarrollar un modelo de esfuerzos que permitiera el cálculo de un drawdown crítico para la producción de arena.

Las variables obtenidas a partir de este análisis son:

- Constantes elásticas de la Roca: Módulo de Young, Relación de Poisson y Módulo Volumétrico
- Criterio de Falla de Mohr-Coulomb: FANG y Cohesión (Co)
- Magnitud de los Esfuerzos Principales ( $P_p, \sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$ ) y correlación para el cálculo del Esfuerzo Mínimo Horizontal ( $\sigma_h$ )
- Relación de Esfuerzos Horizontales:  $\sigma_H / \sigma_h$
- Orientación de Esfuerzos Horizontales
- Regimen de Falla
- Anisotropía de Esfuerzos
- Se asumió un esfuerzo tensil ( $T_o$ ) igual a cero

Las propiedades mecánicas de la roca fueron calculadas a partir de la aplicación de esfuerzos a un núcleo virtual y usando registros de pozo disponibles: sónicos, porosidad, litología y bulk density para el pozo 40.

En el caso del pozo 03R se hicieron pruebas de laboratorio con núcleos, pruebas de minifrac y análisis de breakouts a partir de registros de imágenes.

Los resultados se muestran a continuación:

- Constantes Elásticas

Tabla 11. Constantes Elásticas obtenidas a partir del Análisis Geomecánico pozos 40 y 03R.

<b>MÓDULO DE YOUNG (YME) Er [adim]</b>	<b>RELACIÓN DE POISSON (PR) Er[adim]</b>	<b>MÓDULO VOLUMÉTRICO (BM/D) (psi/ft)</b>
4,34E-01	7,563E-01	4,734E+01
1,419E-01	2,911E-02	5,984E+01
8,406E-01	3,146E-02	9,208E+01
9,779E-01	3,146E-02	9,980E+01

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

- Criterio de Falla de Mohr-Coulomb (con el precedente del estudio del MEM del Campo Principal)
  - FANG: 29,5°
  - Co: 1521 psi
- Magnitud de los Esfuerzos Principales
  - $P_p$ : En el pozo 40, se midió a partir de un registro MDT, con un valor de 0,255-0,258  $\sigma_v$  (psi/ft).

Para el pozo 03R las pruebas de laboratorio sobre núcleos indicaron lo siguiente:

Tabla 12. Presión de Poro obtenida a partir de Pruebas de Laboratorio en el pozo 03.

<b>PRESIÓN DE PORO Pp/Sv</b>
0.296
0.298
0.299

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

Obteniéndose una  $P_p$ : 0,296-0,299  $\sigma_v$  (psi/ft) y los resultados de la prueba minifrac en el pozo 03R indican un valor de 0,408-0,412  $\sigma_v$  (psi/ft)

- $\sigma_v$ : Al no disponer de un perfil sísmico vertical en el pozo 40 para realizar el cálculo de bulk density, se asume como 11,34-12,24% de error respecto al valor verdadero (dato proporcionado por la compañía Schlumberger a partir del resultado de una prueba LOT). Después de la calibración con los registros de imágenes se obtuvo un valor de 8,25-9,18% de error relativo respecto al dato real. Los resultados de la prueba minifrac dan un valor confirman un valor cercano a 1psi/ft.
- $\sigma_H$ : La prueba minifrac arroja un resultado de 0,969-1,00  $\sigma_v$  (psi/ft). Los resultados del gradiente a profundidad se aprecian en la Tabla 13.

Tabla 13. Medición del Esfuerzo Horizontal Máximo del pozo 03R.

SH/Sv
0,980-0,990
0,929-0,938
0,633-0,639

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

- $\sigma_h$ : La correlación que permite el cálculo de la magnitud de este esfuerzo depende de la relación de Poisson, así:

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

*Ecuación 107.*

Donde:

$\sigma_h$  Es el Esfuerzo Horizontal Mínimo, psi/ft

$\nu$  Es la Relación de Poisson, adimensional

$\sigma_v$  Es el Esfuerzo de Overburden, psi/ft

$\alpha$  Es la Constante de Biot, adimensional

$P_p$  Es la Presión de Poro, psi/ft

Y calibrada con data de fractura para el Cretáceo de la siguiente manera:

$$\sigma_h = 0,9 * LOP$$

*Ecuación 108.*

Por tanto, se tiene un valor de  $0,767-0,775 \sigma_v$  (psi/ft).

Los resultados de la prueba minifrac muestran un valor de  $0,753-0,755 \sigma_v$  (psi/ft).

- Relación de Esfuerzos Horizontales:  $\sigma_H / \sigma_h$

Después de la calibración con los datos de fracturamiento para el Cretáceo, es de 1,18.

- Orientación de Esfuerzos Horizontales

A partir del análisis de breakouts con registros de imágenes en los pozos 33 y 40, se determinaron las orientaciones de los esfuerzos horizontales, así:

#### POZO-33

- Sh= 32,7° ( $\pm 10,8^\circ$ )
- SH=122,7° ( $\pm 10,8^\circ$ )

#### POZO-40

- Sh= 48,8° ( $\pm 16,5^\circ$ )
- SH=138,8° ( $\pm 16,5^\circ$ )

- Régimen de Falla

Rumbo deslizante ( $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ ), aunque la orientación de los esfuerzos de los breakouts indican un mecanismo de falla inversa. Se tiene la hipótesis de que en un comienzo el régimen de falla era inverso pero con la depleción de la presión de poro con la producción de fluidos (por tanto, una disminución en el esfuerzo vertical), se cambió la condición a rumbo deslizante.

- Anisotropía de Esfuerzos

Debido a la carencia de breakouts en los registros de imágenes y a la geometría de los huecos de los registros caliper, la anisotropía es baja.

**6.1.1.3 Reporte del Modelo de Arenamiento del Campo Principal.** Este modelo se requería para predecir la producción de arena en pozos productores de aceite con el fin de evitar problemas asociados a atascamientos, fallas en los equipos de fondo del sistema de levantamiento artificial, restricción de flujo, reducción de productividad y taponamiento de perforados.

Los problemas de producción de arena se deben al flujo en unidades de arena poco consolidadas, porosas y con baja cohesión intergranular. Se aplicó la correlación BP Model para determinar un drawdown crítico a partir de la presión original y crítica de yacimiento (considerando la depleción por la producción de fluido) y las condiciones de producción del pozo (considerando una presión crítica de fondo fluyendo). Se considera un comportamiento elástico lineal en la deformación de las arenas productoras y Criterio de Falla de Mohr-Coulomb.

Las variables obtenidas a partir de este modelo de arenamiento son las siguientes:

- Magnitud de los Esfuerzos Principales ( $\sigma_v, \sigma_h, \sigma_H, P_p$ )
  - $\sigma_v$ : Se realizó el cálculo a partir de la integración de registros de densidad a profundidad. Este valor se encuentra muy cercano a la unidad (1 psi/ft).
  - $\sigma_h$ : Calculado a partir de la relación de Zoback, que depende del FANG y el coeficiente de fricción al deslizamiento según el Criterio de Falla de Mohr-Coulomb; así:

$$\sigma_h = \frac{\sigma_v - P_p}{(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu)^2} + P_p$$

$$\mu = \tan(FANG)$$

*Ecuación 109.*

Donde:

$\sigma_h$  Es el Esfuerzo Horizontal Mínimo, psi/ft

$\sigma_v$  Es el Esfuerzo de Overburden, psi/ft

$P_p$  Es la Presión de Poro, psi/ft

$FANG$  Es el Ángulo de Fricción Interna, °

$\mu$  Es el Coeficiente de Fricción Interna al Deslizamiento, adimensional

Se determinó que el valor está en  $0,745-0,753 \sigma_v$  (psi/ft) aunque se hacen necesarias pruebas de minifrac para correlacionar los cálculos.

- $\sigma_H$ : El valor es 1,15 veces el esfuerzo mínimo horizontal ( $1,15 \sigma_h$ ). Este dato se tomó teniendo en cuenta la relación entre esfuerzos horizontales suministrado en el MEM del Campo Principal.

- $P_p$ : Según el gradiente de presión normal para rocas saturadas de agua: 0,442-0,446  $\sigma_v$  (psi/ft) y para rocas saturadas de aceite: 0,357-0,361  $\sigma_v$  (psi/ft). Aunque este valor varía según el grado de depleción del yacimiento.

**6.1.1.4 Modelo Mecánico (Mechanical Earth Model-MEM) de los Pozos de Disposición de Agua.** Este estudio geomecánico fue realizado por la compañía Schlumberger y tenía como propósito evaluar la viabilidad de la perforación de un pozo horizontal de disposición de agua en la unidad M2. La conclusión dada a partir de esta factibilidad fue que era inviable debido a problemas de estabilidad de pozo al no existir una ventana segura de lodo durante la perforación.

Se tomó como parámetro de referencia el MEM del Campo Principal y las pruebas-cálculos efectuadas en los pozos donde se efectuó el estudio.

Se construyó el modelo y se verificó la coherencia entre el Estado de Esfuerzos obtenido en los pozos de disposición de agua y los campos aledaños; obteniéndose concordancia entre el modelo del campo y la distribución regional de esfuerzos en Colombia. Según el estudio, se determinó que el régimen de esfuerzos en el Campo de estudio es normal.

Los datos fueron validados y calibrados con registros de pozo y pruebas con núcleos.

A continuación se presentan las pruebas de núcleo del Pozo 03 realizadas para determinar propiedades petrofísicas, UCS y constantes elásticas (Módulo de Young y Relación de Poisson). Los resultados se resumen en las Tablas 14 y 15.

Tabla 14. Propiedades medidas a partir de núcleos para el Pozo 03. Núcleo 1.

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura (°C)	20,2
Densidad (g/cc)	2,298-2,676
Porosidad (%)	19,3 -19,6
Módulo de Young (YME) Er [adim]	0,082
Relación de Poisson (PR) Er [adim]	0,997

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

Tabla 15. Propiedades medidas a partir de núcleos para el Pozo 03. Núcleo 2.

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura (°C)	20,2
Densidad (g/cc)	2,298-2,676
Porosidad (%)	19,3-19,6

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

A su vez, se determinó el esfuerzo de overburden con un valor muy cercano a la unidad (1 psi/ft) y la orientación de esfuerzos horizontales:

$$\sigma_h : 24,6^\circ \pm 5,3$$

$$\sigma_H : 114,6^\circ \pm 5,3$$

Con datos reales de fracturamiento en la unidad M2A y pruebas de pozo, se determinó el gradiente de fractura de la formación el cual se tomó como dato real y punto de referencia para validar las correlaciones que modelan el comportamiento frente a los esfuerzos.

**6.1.1.5 Factibilidad de Fracturamiento en el Pozo-02.** Este estudio de factibilidad de estimulación del Pozo-02 fue realizado por la compañía Schlumberger con el fin de recuperar inyectividad en el pozo y de esta manera disminuir la tendencia que tiene al taponamiento. Las propiedades elásticas de la formación y el esfuerzo al que son sometidas cada una de las zonas, fueron

obtenidos con el fin de hacer el diseño de la geometría de fractura. Los resultados se resumen en la Tabla 16.

Tabla 16. Propiedades medidas para el Fracturamiento del Pozo 02.

ZONA	ESPEJOR (ft)	ESFUERZO IN-SITU $S_{eff}/S_v$	MÓDULO DE YOUNG (YME) $E_r$ [adim]	RELACIÓN DE POISSON (PR) $E_r$ [adim]
SHALE	6.4	0.829-1.028	0,471	0,999
ARENISCA SUCIA	11.2	0.603-0.748	1,011	0,999
SHALE	5.3	0.800-0.992	0,469	0,999
ARENISCA SUCIA	7.4	0.583-0.723	0,144	0,999
ARENISCA LIMPIA	12.2	0.540-0.670	0,771	0,999
SHALE	5.7	0.713-0.885	0,465	0,999
ARENISCA SUCIA	5.1	0.577-0.715	0,022	0,999
ARENISCA LIMPIA	5.1	0.537-0.666	0,804	0,999
SHALE	4.9	0.643-0.797	0,300	0,999
ARENISCA LIMPIA	15.1	0.530-0.657	0,772	0,999
ARENISCA LIMPIA	22.4	0.528-0.654	0,837	1,000
SHALE	10.4	0.635-0.787	1,000	0,999
ARENISCA LIMPIA	17.7	0.539-0.668	0,353	0,999
ARENISCA SUCIA	5.7	0.569-0.706	0,708	0,999
ARENISCA LIMPIA	12.2	0.536-0.665	0,515	0,999
ARENISCA LIMPIA	12.0	0.519-0.644	0,774	0,999
SHALE	22.3	0.689-0.854	0,839	0,999

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

En este estudio de factibilidad también se realizó el cálculo de gradiente de fractura para cada una de las zonas litológicas de la formación de interés. Estos valores se toman como dato real y de referencia para correlacionar el modelo que describe su comportamiento frente a los esfuerzos a los cuales están sometidas.

**6.1.2 Resumen de Resultados.** A partir de la información de los antecedentes tanto en zonas cercanas como en la formación de interés, se procedió a seleccionar los datos más relevantes y compilarlos en un *Resumen de Resultados* para apreciar mejor el comportamiento de los esfuerzos y las propiedades de la

formación. Este compendio de información se hizo para el Campo Principal y para los pozos de disposición de agua en la unidad de arena de interés M2. Así:

Tabla 17. Resumen de Resultados para el Campo Principal.

<b>CAMPO PRINCIPAL</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR</b>		
	<b>MÍN</b>	<b>PROM</b>	<b>MÁX</b>
Relación Poisson (PR) Er% [adim]	0	0	0
Módulo de Young (YME) Er% [adim]	0	0	0
Presión de Poro (Pp/Sv)	2,87E-01	3,50E-01	4,04E-01
Esfuerzo Efectivo (Seff/Sv)	5,05E-01	5,09E-01	5,14E-01
Esfuerzo Mínimo Horizontal (Sh/Sv)	6,32E-01	7,13E-01	7,60E-01
Esfuerzo Máximo Horizontal (SH/Sv)	7,27E-01	9,03E-01	1,06E+00

Tabla 18. Resumen de Resultados para los Pozos de Disposición de Agua.

<b>POZOS DE DISPOSICIÓN DE AGUA</b>			
<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR</b>		
	<b>MÍN</b>	<b>PROM</b>	<b>MÁX</b>
Relación Poisson (PR) Er% [adim]	0	0	0
Módulo de Young (YME) Er% [adim]	0	0	0
Esfuerzo Efectivo (Seff/Sv)	0,603	0,623	0,644

Estos valores serán tomados como punto de referencia (en el caso del Campo Principal) y como punto de partida (en el caso de los Pozos de Disposición de Agua) para el cálculo de esfuerzos y correlación del cálculo de gradiente de fractura.

**6.1.3 Cálculo de Esfuerzos Principales.** El Estado de Esfuerzo para el Campo Principal está completo y el régimen de falla para las arenas depletadas de la unidad M2 es normal ( $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ ). Ahora bien, en los antecedentes para el Campo de Estudio no se encuentra completamente descrito el Estado de Esfuerzo

para esta misma unidad de arena, por lo que se hace necesario el cálculo de los Esfuerzos Principales faltantes: Presión de Poro ( $P_p$ ), Esfuerzo Horizontal Mínimo ( $\sigma_h$ ) y Esfuerzo Horizontal Máximo ( $\sigma_H$ ).

**6.1.3.1 Cálculo de la Presión de Poro ( $P_p$ ).** Al no disponer de data de registros MFT (RFT, MDT) de la formación de interés realizada directamente en los Pozos de Disposición de Agua, se tomaron como referencia pozos cercanos dentro del mismo Campo de Estudio en donde se ve una expresión continua de la unidad M2. Los pozos más cercanos al Pozo 02 (pozo con data real de fracturamiento) y con registros de presión de formación son:

Tabla 19. Pozos cercanos al Pozo 02 con registros MFT (RFT, MDT) disponibles.

<b>POZO</b>	<b>DISTANCIA AL POZO 02 (m)</b>
POZO-008	1983
POZO-014	1548
POZO-017	2035
POZO-020	2269
POZO-022	2503
POZO-023	2399
POZO-024	2815
POZO-025	1816
POZO-026	1490
POZO E-01	2060

Como se observa en la Tabla 19, los pozos más cercanos son Pozo-026, Pozo-014 y Pozo-025 a los cuales se hizo la verificación del dato de presión. Los resultados se muestran en las Tablas 20, 21 y 22.

Tabla 20. Registro MFT Pozo-026

<b>POZO-026 MFT (2013)</b>	
FORMACIÓN	FORMATION PRESS @DATUM Press/Sv
LC	MUESTRA SECA
LC	0.417-0.518

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

Tabla 21. Registro MFT Pozo-014.

<b>POZO-014 MFT (2008)</b>	
FORMACIÓN	FORMATION PRESS @DATUM Press/Sv
LC	0.418-0.518
LC	0.418-0.518
LC	0.418-0.519
LC	0.418-0.519

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

Tabla 22. Registro MFT Pozo-025.

<b>POZO-025 MFT</b>	
FORMACIÓN	FORMATION PRESS @DATUM Press/Sv
LC	NO HAY PRUEBA

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

Al disponerse de poca información para realizar un cálculo representativo de la presión de la formación, se hizo la verificación con el registro MFT del siguiente pozo más cercano, Pozo-008, pero no hay prueba en la unidad de arena. Así que se tomó el del pozo Pozo-017.

Tabla 23. Registro MFT pozo Pozo-017

POZO-017 MFT	
FORMACIÓN	FORMATION PRESS @DATUM Press/Sv
LC	0.410-0.508
LC	0.426-0.528
LC	0.417-0.517
LC	NO HAY PRUEBA
LC	0.417-0.517
LC	NO HAY PRUEBA
LC	0.416-0.517
LC	0.416-0.516
LC	0.416-0.516

Fuente: Modificado de Occidental de Colombia LLC.

Con la información suministrada se obtuvo el gradiente de Presión de Poro:

Tabla 24. Presión de Poro unidad M2.

PRESIÓN DE PORO (Pp/Sv)	
MIN	0,410-0,509
PROM	0,417-0,518
MÁX	0,426-0,528

**6.1.3.2 Cálculo del Esfuerzo Horizontal Mínimo ( $\sigma_h$ ).** Al no encontrarse en los antecedentes pruebas de minifrac, Leak Off Tests o análisis de Breakouts con registros de imágenes; se procedió a calcular el *Esfuerzo Horizontal Mínimo* a partir de las correlaciones suministradas en el MEM del Campo Principal y el Reporte de Arenamiento del mismo en las Ecuaciones 107 y 109.

Para realizar el cálculo con la correlación del MEM del Campo Principal se hace necesario el valor de la Constante de Biot ( $\alpha$ ), que se calculó con la relación con

la porosidad del registro de densidad, la Relación de Terzaghi y la asunción para esta misma zona ( $\alpha = 1$ ).

- Relación a partir de la porosidad del registro de densidad:

De acuerdo a Anderson et al. el parámetro n se asume convencionalmente como 1, así que la expresión para el cálculo de la Constante de Biot se resume en la misma relación de Terzaghi:

$$\alpha = \phi_D$$

El valor de la Constante de Biot es la porosidad obtenida del registro de densidad, obteniéndose los siguientes resultados para el pozo Pozo 02:

Tabla 25. Cálculo de la Constante de Biot.

<b>CONSTANTE DE BIOT (adim)</b>	
MIN	0,078
PROM	0,118
MÁX	0,158

De esta manera el *Esfuerzo Mínimo Horizontal* con la correlación del MEM del Campo Principal da como resultado:

Tabla 26. Cálculo del Esfuerzo Horizontal Mínimo a partir de la correlación del MEM del Campo Principal.

CONSTANTE DE BIOT	ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO (Sh/Sv)		
	MIN	PROM	MAX
$\alpha = \phi_D$	0,206-0,256	0,580-0,719	1,016-1,261
$\alpha = 1$	0,499-0,619	0,719-0,892	1,010-1,253

Teniendo en cuenta el Reporte de Arenamiento, el *Esfuerzo Horizontal Mínimo* está descrito por la correlación de Zoback. Para ello se debe calcular el

Coeficiente de Fricción Interna a partir del FANG. Al no disponerse de una descripción detallada del Criterio de Falla de Mohr-Coulomb, se optó por tomar el FANG del Análisis Geomecánico de los pozos 40 y 03R debido a que la unidad de arena M2 donde se realiza la inyección es continua a lo largo del Campo de Estudio, las propiedades petrofísicas son muy similares comparadas con las del Campo Principal y el modelo de arenamiento que describe el comportamiento de la roca al ser sometida a esfuerzos, es el mismo para todos los campos en LC.

Tabla 27. Cálculo del Coeficiente de Fricción Interna.

<b>CRITERIO</b>	<b>VALOR</b>
FANG (°)	29,5
COEFICIENTE DE FRICCIÓN INTERNA (adim)	0,566

De esta manera el *Esfuerzo Mínimo Horizontal* con la correlación de Zoback da como resultado:

Tabla 28. Cálculo del Esfuerzo Horizontal Mínimo a partir de la correlación de Zoback.

<b>ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO (Sh/Sv)</b>	
MIN	0,545-0,676
PROM	0,583-0,723
MÁX	0,621-0,771

Analizando los datos obtenidos, se decidió tomar como valores representativos los obtenidos con la correlación de Zoback teniendo en cuenta el error relativo porcentual respecto al Estado de Esfuerzo del Campo Principal, pues se ha demostrado que la cuenca donde se encuentra el Campo de Estudio es de

carácter pasivo, es decir, que los esfuerzos tectónicos no son muy significativos y no alteran de gran manera la distribución de los esfuerzos. El error relativo porcentual para cada correlación se resume en la Tabla 29.

Tabla 29. Error Relativo Porcentual en el Cálculo del Esfuerzo Horizontal Mínimo.

%Er		
CORRELACIÓN	RESPECTO A MIN	RESPECTO A MAX
$\alpha = \phi_D$	63,200	32,457
$\alpha = 1$	11,059	31,623
ZOBACK	2,965	19,061

**6.1.3.3 Cálculo del Esfuerzo Horizontal Máximo ( $\sigma_H$ ).** Haciendo la revisión de los antecedentes y siguiendo con la consideración de que se trata de una cuenca pasiva, se encontró que la relación entre Esfuerzos Horizontales es: 1,15-1,4  $\sigma_h$ . A partir de esta relación y con los valores obtenidos en el numeral anterior con la correlación de Zoback, se calculó el *Esfuerzo Horizontal Máximo*, así:

Tabla 30. Cálculo del Esfuerzo Horizontal Máximo.

ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO (SH/Sv)	
MIN	0,627-0,777
PROM	0,743-0,922
MÁX	0,869-1,078

**6.1.4 Régimen de Falla.** Teniendo en cuenta los datos obtenidos al completar el Estado de Esfuerzo para el Campo de Estudio se obtuvo que el régimen de falla para la unidad de arena M2 es Normal, es decir, ( $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ ) hallándose concordancia entre los cálculos realizados y la conclusión del Modelo Mecánico de la zona.

**6.1.5 Cálculo del Gradiente de Fractura.** Una vez completado el Estado de Esfuerzo y caracterizado el régimen de falla del Campo de Estudio, se procedió a seleccionar cuidadosamente las correlaciones para el cálculo del *Gradiente de Fractura* en la unidad de arena M2 donde se hace la inyección del agua de disposición. Los resultados se describen a manera de error relativo porcentual respecto al valor tomado como real obtenido con pruebas de fracturamiento en el Pozo 02.

**6.1.5.1 Hubbert & Willis.** El Campo de Estudio cumple con las siguientes condiciones para aplicar esta correlación:

- Régimen de Falla Normal (a partir de los cálculos para completar el Estado de Esfuerzo)
- Profundidades mayores a 3.000 ft: La profundidad media donde se inyecta el agua de disposición supera los 9.000 ft-TVD
- El valor promedio de la Relación de Poisson está dentro del rango  $0,25 < \nu < 0,33$
- Se considera una zona tectónicamente inactiva

Los resultados del cálculo se muestran a continuación:

Tabla 31. Gradiente de Fractura a partir de Hubbert & Willis

%ER	
MIN	2,919
PROM	3,507
MAX	1,815

El error relativo porcentual respecto al valor tomado como real puede deberse a que la relación entre esfuerzos horizontales y verticales ( $\sigma_h / \sigma_v$ ) supera el valor considerado en la correlación. Esta relación está alrededor de 0,545-0,770.

De igual manera cabe resaltar que no se puede considerar la pared del pozo intacta e impermeable ya que si se trata de una formación candidata para inyección, sus propiedades petrofísicas que permiten el flujo (permeabilidad) son idóneas para la disposición del agua.

**6.1.5.2 Matthews & Kelly.** Se resalta de igual forma el valor de la relación entre esfuerzos horizontales y verticales ( $\sigma_h / \sigma_v$ ):0,545-0,770 y los resultados se muestran en la Tabla 33.

Tabla 32. Gradiente de Fractura a partir de Matthews & Kelly

%ER	
MIN	18,820
PROM	22,686
MAX	38,115

**6.1.5.3 Haimson & Fairhurst.** La asunción hecha en el cálculo del gradiente de fractura con esta correlación fue la de tomar como 0 el valor de Esfuerzo Tensil ( $T_o$ ) atendiendo a las sugerencias realizadas en el análisis geomecánico para los pozos 40 y 03R.

La zona donde se realiza la inyección cumple con las condiciones de pared de pozo permeable y Estado de Esfuerzo No Hidrostático, pues la magnitud de los esfuerzos establece que:  $\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$ .

Se realizó el cálculo de la Constante de Biot a partir de la relación con el registro de densidad y su simplificación a la Relación de Terzaghi (Ecuación 57.). y la asunción hecha para el Campo Principal de  $\alpha = 1$ . Según los resultados obtenidos y a partir del error relativo porcentual mostrado en el cálculo del gradiente de fractura para la formación respecto al valor tomado como real, se determinó que la

Constante de Biot no es igual a la unidad, sino que el comportamiento muestra que se asemeja más a la Relación de Terzaghi. Los resultados de los cálculos se muestran en la Tabla 33.

Tabla 33. Gradiente de Fractura a partir de Haimson & Fairhurst

%ER	
MIN	33,254
PROM	18,020
MAX	1,560

El error presentado respecto al valor tomado como real puede deberse a los siguientes factores:

- La formación de interés no tiene características isotrópicas, ya que como se enunció en la caracterización de la columna estratigráfica de la Cuenca, presenta intercalaciones de shales en la unidad de arena M2.
- No se tiene certeza de que el comportamiento del flujo cuando se realiza la inyección es de carácter Darcy.
- No se tiene certeza de que los esfuerzos se distribuyan uniformemente en la roca e incidan en una deformación homogénea, aún así se recalca el carácter pasivo de la cuenca.

**6.1.5.4 Eaton.** A pesar de que el autor rechaza la asunción de que  $\sigma_v = 1 \text{ psi/ft}$ , los cálculos realizados para hallar los Esfuerzo Principales, dan un valor muy cercano a la unidad.

Además, a partir de la revisión de los antecedentes, se establece que la zona de estudio se encuentra en una región de esfuerzos tectónicos no significativos o inactivos. El cálculo del gradiente de fractura a partir de esta correlación fue:

Tabla 34. Gradiente de Fractura a partir de Eaton

%ER	
MIN	5,199
PROM	19,753
MAX	60,674

De manera similar a los cálculos realizados con Haimson & Fairhurst, el error exhibido respecto al valor real puede deberse a que no se tiene certeza de que los esfuerzos se distribuyan uniformemente en la roca y la deformen de forma homogénea, ni tampoco de que la formación esté confinada horizontalmente (consideración principal en las correlaciones dependientes de la Relación de Poisson).

**6.1.5.5 Costa del Golfo.** Esta correlación depende en gran medida del valor de la Constante de Biot, así que se hizo el cálculo de este parámetro con los valores de porosidad a partir del registro de densidad  $\alpha \approx \phi_D$  y  $\alpha = 1$  teniendo en cuenta las asunciones hechas en la revisión de antecedentes. Los resultados mostraron que la Constante de Biot se caracteriza mejor con el valor de porosidad, evidenciado en el error relativo porcentual respecto al gradiente de fractura real de la formación.

Los cálculos obtenidos son los siguientes:

Tabla 35. Gradiente de Fractura a partir de Costa del Golfo

%ER	
MIN	26,253
PROM	89,924
MAX	223,472

**6.1.5.6 Edwards.** Para el uso de esta correlación, se tomó la asunción que hace el mismo autor y la dispuesta en el Análisis Geomecánico para los pozos 40 y 03 acerca del valor del Esfuerzo Tensil ( $T_o = 0$ ).

De manera análoga a los cálculos para la Costa de Golfo, se procedió con los cálculos de la Constante de Biot, obteniéndose que su valor es cercano a la unidad; caso contrario respecto a las correlaciones de Haimson & Fairhurst y Costa del Golfo, de la siguiente manera:

Tabla 36. Gradiente de Fractura a partir de Edwards

%ER	
MIN	35,722
PROM	2,963
MAX	31,591

**6.1.5.7 Cesaroni et al.** Se hizo el cálculo usando las correlaciones para ambos casos; tanto para areniscas plásticas con poco o sin filtrado y para areniscas consolidadas con invasión profunda de comportamiento elástico. Se omitió el comportamiento netamente plástico (Caso 3) ya que el valor obtenido a partir de la Ecuación 61. que describe este caso sobrepasa el valor tomado como real. El cálculo del gradiente de fractura usando esta correlación fue:

Tabla 37. Gradiente de Fractura a partir de Cesaroni et al. Caso 1

%ER	
MIN	11,775
PROM	69,945
MAX	156,158

Tabla 38. Gradiente de Fractura a partir de Cesaroni et al. Caso 2

%ER	
MIN	5,529
PROM	25,165
MAX	59,872

Se evidencia mayor error en el Caso 1. ya que la formación donde se realiza la inyección de agua es permeable y posiblemente (según los estudios de desplazamiento realizados en núcleos) posee una invasión considerable de fluidos de perforación y completamiento.

Se tomarán como datos representativos los arrojados a partir del Caso 2.

**6.1.5.8 Holbrook et al.** Esta correlación es dependiente del valor de la porosidad de la formación y de una evidencia de un mecanismo de compactación activo del cual no se tiene certeza, teniendo en cuenta los cálculos de porosidad a partir de registros. No se exhibe una disminución aparente a medida que se aumenta en profundidad y pueda ser este factor un causal de error en el gradiente de fractura. No obstante, se cumple la condición de que la zona es tectónicamente inactiva.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 39.

Tabla 39. Gradiente de Fractura a partir de Holbrook et al.

%ER	
MIN	41,178
PROM	40,807
MAX	51,958

**6.1.5.9 Golfo de Guinea.** Se debe acotar que es una correlación para aplicaciones costa afuera y se basa en un polinomio dependiente de la profundidad y la presión de poro. El gradiente de fractura calculado fue:

Tabla 40. Gradiente de Fractura a partir de Golfo de Guinea

%ER	
MIN	22,186
PROM	30,452
MAX	32,276

La fuente principal de error es la condición de deformación plástica e irreversible de la correlación, pues de antemano se ha establecido en los antecedentes que la formación presenta un comportamiento descrito por el Modelo Lineal de Mohr-Coulomb.

**6.1.5.10 Transformaciones Óptimas No Paramétricas.** De todas las correlaciones encontradas en la literatura, ésta es la que tiene una aplicación en una zona con características geológicas muy similares al Campo de Estudio. Se hizo el cálculo del gradiente de fractura para cada una de las regiones descritas y se obtuvieron valores representativos para la Ecuación General, Región IV (Formación productora de mayor profundidad) y Región VI (Formación con el menor gradiente de presión de poro). Así:

Tabla 41. Gradiente de Fractura a partir de Transformaciones Óptimas No Paramétricas. Ecuación General

%ER	
MIN	28,426
PROM	22,674
MAX	26,697

Tabla 42. Gradiente de Fractura a partir de Transformaciones Óptimas No Paramétricas. Región IV (Formación productora de mayor profundidad)

%ER	
MIN	70,552
PROM	50,260
MAX	44,281

Tabla 43. Gradiente de Fractura a partir de Transformaciones Óptimas No Paramétricas. Región VI (Formación con el menor gradiente de presión de poro)

%ER	
MIN	17,690
PROM	4,146
MAX	0,439

**6.1.5.11 Delta del Níger.** Es una correlación que es muy dependiente de la zona donde se obtuvieron las pruebas FIT para realizar la regresión lineal que describe el gradiente de fractura, aunque se cumple con los rangos de aplicación en profundidad y el diámetro del casing.

Los valores obtenidos fueron calculados con el Modelo Antiguo y el Nuevo y se muestran en las Tablas 44. y 45.

Tabla 44. Gradiente de Fractura a partir de Delta del Níger. Modelo Antiguo

%ER	
MIN	46,706
PROM	28,741
MAX	23,133

Tabla 45. Gradiente de Fractura a partir de Delta del Níger. Nuevo Modelo

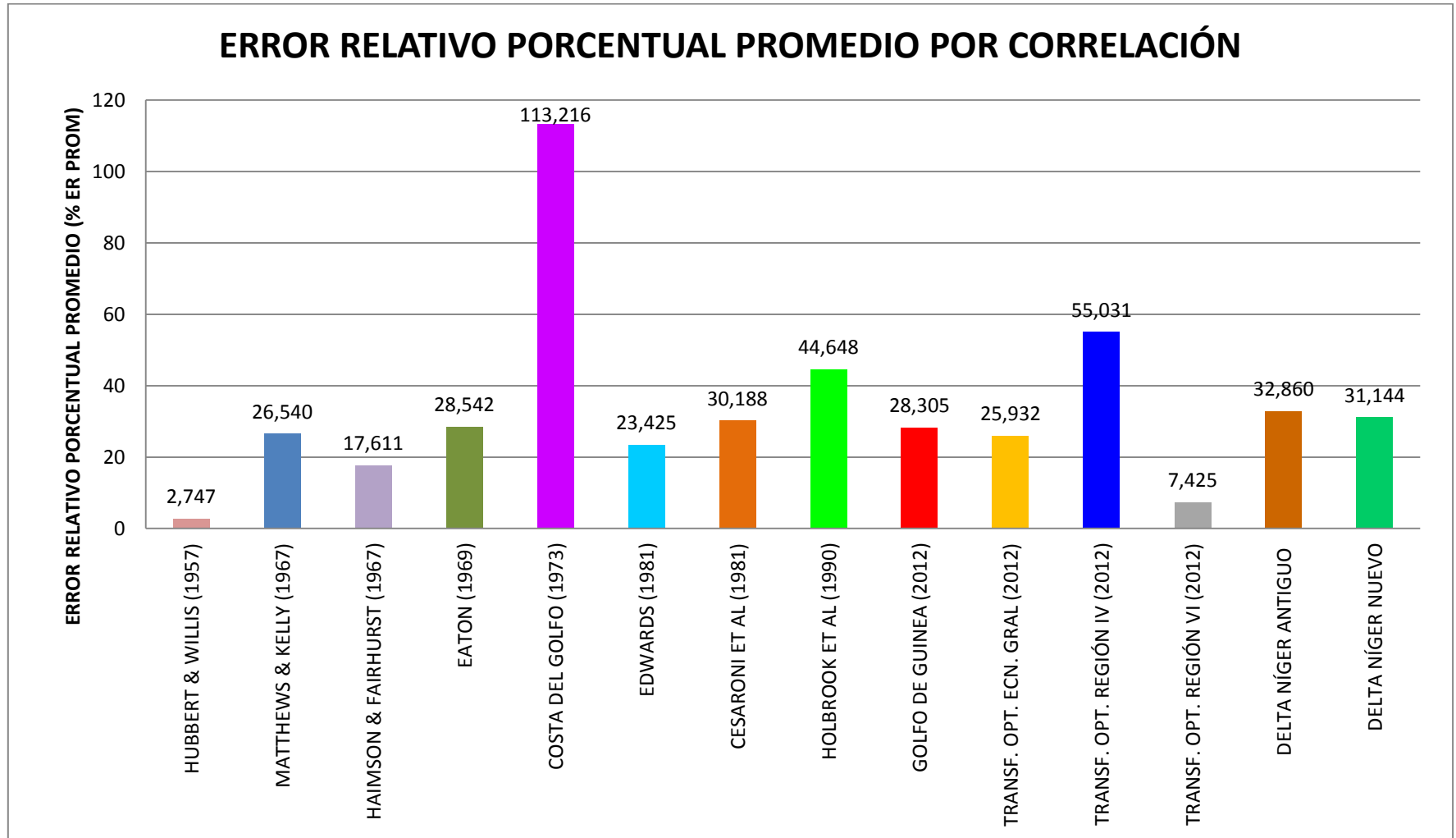
<b>%ER</b>	
MIN	44,823
PROM	27,078
MAX	21,532

A manera de resumen, en la Tabla 46. se muestra el compendio de errores relativos promedio para cada correlación respecto al dato tomado como real. Se ilustra de igual manera en la Figura 13.

Tabla 46. Resumen de Error Relativo Promedio por Correlación

<b>% ER PROMEDIO</b>	
<b>CORRELACIÓN</b>	<b>% ER PROM</b>
HUBBERT & WILLIS (1957)	2,747
MATTHEWS & KELLY (1967)	26,540
HAIMSON & FAIRHURST (1967)	36,152
EATON (1969)	28,542
COSTA DEL GOLFO (1973)	115,798
EDWARDS (1981)	55,116
CESARONI ET AL (1981)	30,188
HOLBROOK ET AL (1990)	44,648
GOLFO DE GUINEA (2012)	28,305
TRANS. OPT. ECUACIÓN. GRAL (2012)	25,932
TRANSF. OPT. REGIÓN IV (2012)	55,031
TRANSF. OPT. REGIÓN VI (2012)	7,425
DELTA NÍGER ANTIGUO	32,860
DELTA NÍGER NUEVO	31,144

Figura 13. Resumen de Error Relativo Promedio por Correlación



A partir de los resultados obtenidos, las correlaciones que mejor describen el comportamiento de la unidad M2 en donde se realiza la inyección, en orden son: Hubbert & Willis (1957), Transformaciones Óptimas No Paramétricas Región VI (2012), Haimson & Fairhurst (1967) con un valor de Constante de Biot cercano a  $\phi_D$  y Edwards (1981) con una Constante de Biot igual a la unidad; debido al error relativo promedio respecto al valor tomado como real.

## **6.2 CONTROL Y MONITOREO DE LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN Y CÁLCULO DE ÍNDICE DE INYECTIVIDAD, PRESIÓN DE FORMACIÓN ALREDEDOR DEL WELLBORE Y FACTOR SKIN**

Para la construcción y puesta en marcha de las herramientas de control y monitoreo de los parámetros de inyección, se siguió la siguiente metodología:

- Revisión de antecedentes en zonas cercanas y el Campo de Estudio donde se encuentran los pozos de disposición de agua
- Recopilación de la información de antecedentes
- Construcción de las herramientas de monitoreo
- Puesta en marcha de las herramientas
- Cálculo del Índice de Inyectividad, Presión de Formación alrededor del wellbore y Factor Skin
- Revisión y verificación de resultados con datos reales de campo con el comportamiento y estado actual de los pozos
- Determinación del estado actual de los pozos y tendencias

**6.2.1 Revisión de Antecedentes.** Se hizo una revisión exhaustiva acerca de los métodos para el análisis de las condiciones de inyección en los pozos de disposición de agua y se encontró que se realizaban interpretaciones del performance de inyección haciendo uso únicamente del Método de Hall y Análisis

de la Pendiente para la identificación de problemas a partir de los cambios de pendiente y el cálculo de la presión de formación alrededor del wellbore.

Los inconvenientes de utilizar estas metodologías únicamente para determinar las condiciones de inyección son:

- No se puede identificar el inicio de las condiciones de inyección cuando se sobrepasa el gradiente de fractura.
- No se puede determinar el Factor Skin y la evolución del mismo a lo largo del proyecto de inyección.
- Imposibilidad de una actualización continua de la presión de formación alrededor del wellbore.
- No es posible determinar los cambios sutiles en los parámetros de inyección presentados a corto plazo (caracterización del estado cuasi-estable) ya que los métodos usados solamente son aplicables para predicciones y análisis de tendencias a largo plazo.
- No se puede determinar de manera temprana el fracturamiento de la formación o el taponamiento de perforados o de fracturas hidráulicas.
- No se puede determinar las condiciones de inyección que aseguran la inyección de matriz.

Es por esto que es necesaria la implementación de nuevas herramientas para solventar las limitaciones de las actuales. Las nuevas herramientas construidas y puestas en marcha para ayudar al ingeniero de yacimientos en la identificación de problemas y toma de decisiones son:

- Análisis Convencional de Hall
- Análisis de la Pendiente
- Análisis Modificado de Hall
- Análisis de la Gráfica  $P_w$  vs.  $Q$
- Método de la Derivada

**6.2.2 Cálculos para la Construcción de las Herramientas de Monitoreo.** Para la construcción de las herramientas que permitan visualizar el performance de la inyección efectuada en cada pozo, se hace necesaria la siguiente información:

- Propiedades de la formación: Espesor de la unidad de arena donde se realiza la inyección, porosidad promedio, permeabilidades relativas y compresibilidad de la roca.
- Propiedades del fluido inyectado (agua de producción): Densidad (gravedad específica), viscosidad, compresibilidad y factor volumétrico de formación.
- Información del cañoneo donde se efectúa la inyección: Tope y base de perforados y punto medio de perforados (PMP).
- Información del pozo: Radio, inclinación, diámetro interno del casing (ID) y rugosidad de la tubería.
- Información rutinaria del programa de inyección: Presión de inyección (presión de la bomba de superficie) y caudal de inyección diarios.

Esta información es necesaria para realizar los siguientes cálculos:

- Presión hidrostática ejercida por la columna de fluido inyectado
- Pérdidas de presión en tubería
- Presión de fondo ( $P_w$ )
- Asociados al Método de la Derivada

**6.2.2.1 Cálculo de Presión Hidrostática.** Se realiza a partir de la Ecuación 2., que depende de la densidad del fluido inyectado y la profundidad verdadera del cañoneo en donde se realiza la inyección.

**6.2.2.2 Cálculo de Pérdidas de Presión en Tubería.** Las caídas de presión en tubería en flujo monofásico se obtienen a partir de la ecuación de balance de energía mecánica, así:

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{udu}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + \frac{2f_f u^2 dL}{g_c D} + dW_s = 0$$

*Ecuación 110.*

Donde se aprecian las formas diferenciales de las fuentes que ocasionan pérdidas de presión en el transporte del fluido en tubería. En su orden (de izquierda a derecha de la ecuación) son:

- Pérdidas de presión por cambios en la densidad del fluido: El fluido inyectado en la formación es incompresible, por lo tanto, su densidad permanece constante durante todo el proceso. Estas pérdidas se consideran como insignificantes.
- Pérdidas de presión por energía cinética: Resulta del cambio en la velocidad del fluido cuando el área transversal de la tubería cambia. En este caso y tratándose de un fluido Newtoniano y no compresible como el agua, además de que el casing de los pozos conserva su mismo ID, estas pérdidas son consideradas como 0.
- Pérdidas de presión por energía potencial: Debidas al cambio de presión por el peso de la columna de fluido y la dirección del flujo. Es dependiente del grado de inclinación del pozo. Ya que el espesor de la formación y la longitud de la zona cañoneada son en proporción muchísimo menores que la longitud de la tubería, se asume un dz muy pequeño como para ocasionar pérdidas significativas al proceso.
- Pérdidas por fricción dentro de la tubería: Dependen del régimen de flujo, la densidad y la velocidad del fluido inyectado, el diámetro y el factor de fricción de la tubería.
- Pérdidas debido al trabajo realizado en algún dispositivo en la tubería: Ya que la tubería no posee ni bombas, compresores, turbinas, entre otros para asegurar la inyección; estas pérdidas son 0.

De manera tal que la Ecuación 110.se reduce a calcular las pérdidas por fricción, siguiendo la expresión:

$$\Delta P = \Delta P_f$$

*Ecuación 111.*

Donde:

$\Delta P$  Es la Caída de Presión Total, psi

$\Delta P_f$  Son las pérdidas de presión por fricción, psi

Para realizar el cálculo de las pérdidas por fricción, se debe caracterizar el Régimen de Flujo a partir del Número de Reynolds, así:

$$N_{Re} = \frac{1,48Q\rho}{D\mu}$$

*Ecuación 112.*

Donde:

$N_{Re}$  Es el número de Reynolds, adimensional

$Q$  Es el caudal de inyección, bwpd

$\rho$  Es la densidad del fluido inyectado, lb/ft<sup>3</sup>

$D$  Es el diámetro interno de la tubería, in

$\mu$  Es la viscosidad del fluido inyectado, cP

Según los datos obtenidos de cada pozo, se caracteriza el Régimen de Flujo como Turbulento, ya que el  $N_{Re} > 2000$ .

Luego se calcula el factor de Fricción Fanning a partir de la ecuación explícita de Chen para flujo turbulento:

$$\frac{1}{\sqrt{f_f}} = -4 \log \left\{ \frac{\varepsilon}{3,7065} - \frac{5,0452}{N_{Re}} \log \left[ \frac{\varepsilon^{1,1098}}{2,8257} + \left( \frac{7,149}{N_{Re}} \right)^{0,8981} \right] \right\}$$

*Ecuación 113.*

Donde:

$f_f$  Es el factor de fricción Fanning, adimensional

$\varepsilon$  Es la rugosidad relativa de la pared de la tubería, adimensional

$N_{Re}$  Es el número de Reynolds, adimensional

Posteriormente, se calcula la velocidad del fluido atravesando la sección transversal de la tubería:

$$u = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

*Ecuación 114.*

Donde:

$u$  Es la velocidad del fluido, ft/s

$Q$  Es el caudal de inyección, bwpd

$D$  Es el diámetro interno de la tubería, in

Finalmente se calculan las pérdidas por fricción:

$$\Delta P_f = \frac{2 f_f \rho u^2 L}{32,17 D}$$

*Ecuación 115.*

Donde:

$\Delta P_f$  Son las pérdidas de presión por fricción, psi

$f_f$  Es el factor de fricción Fanning, adimensional

$\rho$  Es la densidad del fluido inyectado, lb/ft<sup>3</sup>

$u$  Es la velocidad del fluido, ft/s

$L$  Es la longitud de la tubería, ft

$D$  Es el diámetro de la tubería, in

Las pérdidas por fricción en los pozos de disposición de agua están por el orden de 3 a 83 psi.

**6.2.2.3 Cálculo de Presión de Fondo.** Es el resultado de las presión de inyección y el peso de la columna hidrostática de fluido a punto medio de perforados, después de considerar las pérdidas de presión en la tubería. Así:

$$P_w = P_{inj} + P_{hyd} - \Delta P_f$$

*Ecuación 116.*

### 6.2.3 Herramientas Construidas.

**6.2.3.1 Método Convencional de Hall y Cambios de Inyectividad.** Como se enunció en las Ecuaciones 3 y 4, para realizar este análisis, sólo basta tener la información de presión y caudal de inyección para elaborar la gráfica de la integral de la diferencia de presiones (fondo y formación) contra la inyección acumulada. Los valores para cada eje se calcularon de la siguiente manera:

$$\Pi(t) = \sum_{i=1}^n (P_{w_i} - P_e)(t_i - t_{i-1}) \text{ Eje Y}$$

*Ecuación 117.*

$$V(t) = \sum_{i=1}^n Q_i \text{ Eje X}$$

*Ecuación 118.*

Donde:

$V(t)$  Es la inyección acumulada, BW

$Q_i$  Es el caudal de inyección, BWPD

$\Pi(t)$  Es la integral de la diferencia de presiones, psi\*día

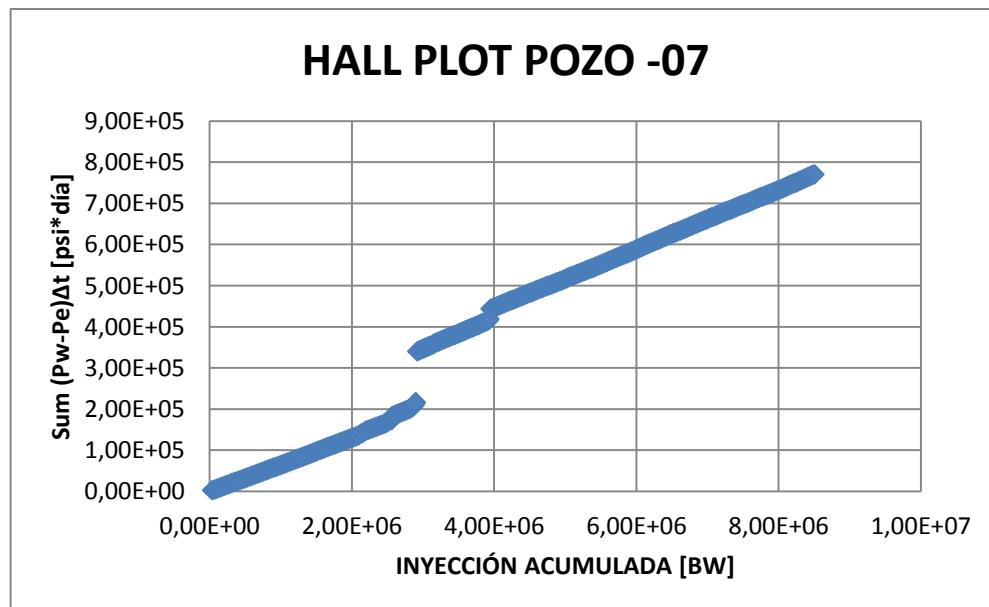
$P_{w_i}$  Es la presión de inyección, psi

$t_i$  Es el tiempo de inyección, días

Al no saber a ciencia cierta el valor de la Presión Promedio alrededor del wellbore ( $P_e$ ), se tomó como punto de partida los registros MDT (MFT, RFT) de los pozos más cercanos donde se aprecia la continuidad de la arena M2. Este dato fue un promedio obtenido a partir de registros de los pozos 06, 014 y 017.

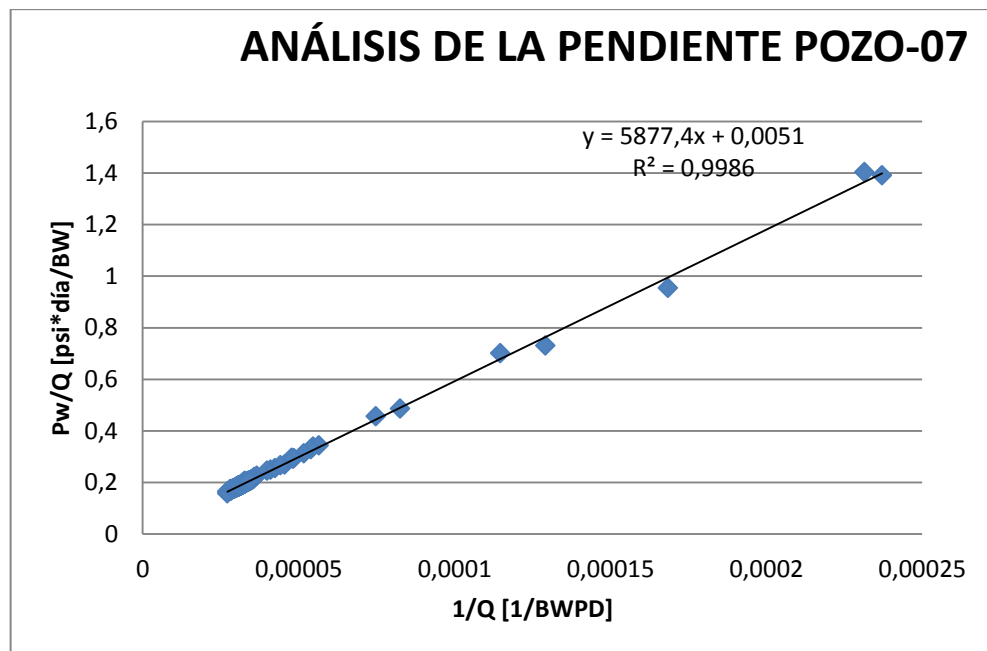
En la Figura 14. se puede apreciar la implementación de esta primera herramienta de análisis para el Pozo de disposición 07, donde se aprecian dos cambios significativos de pendiente a los 3 y 4 MMBW inyectados; aparentemente debido a cambios en el índice de inyectividad. Esta herramienta es el primer acercamiento que se hace al performance de inyección del pozo, da una idea de carácter cualitativo del comportamiento de los parámetros de inyección y las tendencias de llenado.

Figura 14. Método Convencional de Hall para el Pozo-07



**6.2.3.2 Análisis de la Pendiente y Cálculo de la Presión de Formación alrededor del Wellbore.** Como no se tiene certeza del valor de  $P_e$ , sino que se usaron datos a partir de registros de pozos, esta segunda herramienta permite cuantificar este parámetro para corregir el análisis de Hall Convencional. Para ello, es necesaria la gráfica de  $P_w/Q$  contra  $1/Q$ , donde la presión promedio de formación alrededor del wellbore es la pendiente de la línea recta obtenida, tal como se aprecia en la Figura 15.

Figura 15. Análisis de la Pendiente para el Pozo-07

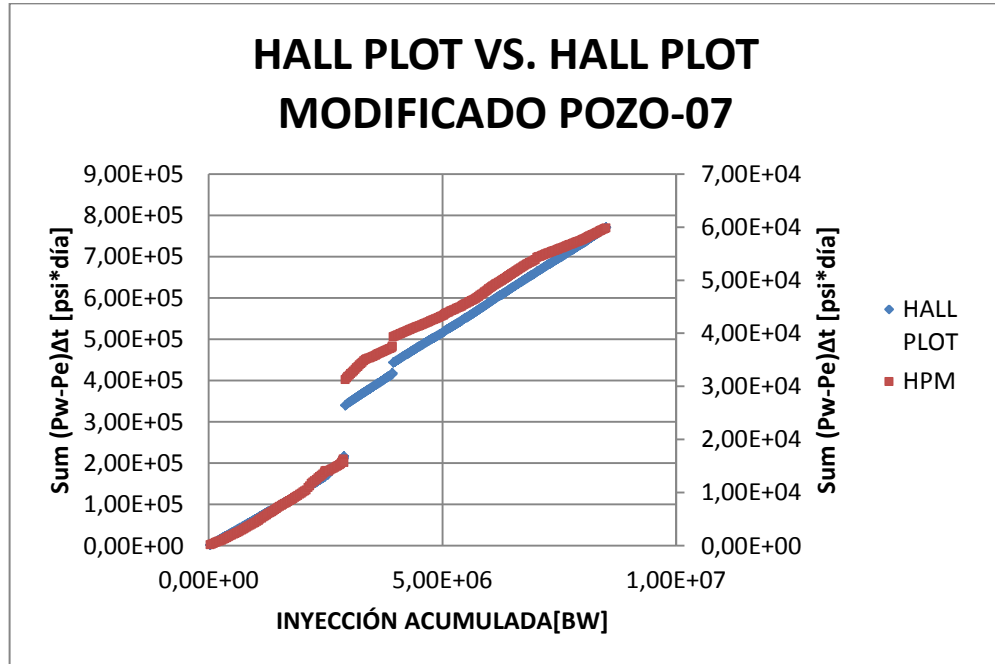


De tal manera que el valor real de  $P_e$  para este pozo es mucho más alto (5877,4 psi) que el tomado a partir de registros MFT; esto se debe que en un proceso de inyección como estos, la zona cercana al pozo se presuriza a medida que se inyecta más cantidad de agua. Este segundo acercamiento a la delimitación de los parámetros de inyección aumenta el grado de certeza en el siguiente análisis cualitativo.

### 6.2.3.3 Método de Hall Modificado y Cálculo de Índice de Inyectividad Real.

Con la corrección hecha para  $P_e$ , se tiene mayor certidumbre sobre los cambios de pendiente (y por tanto de inyectividad) en el pozo como respuesta a los cambios en las condiciones de inyección y no respecto a fluctuaciones instantáneas en los datos de presión y caudal. En la Figura 16. se aprecia una comparación del Método de Hall antes de la corrección de la presión (a partir de registros MFT en pozos cercanos) y el Método de Hall Modificado.

Figura 16. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-07



Como se pudo observar, los cambios en la pendiente de ambas gráficas se dan efectivamente a los 3 y 4 MMBW inyectados, ahora bien, se puede dar una evaluación de carácter cualitativo a partir de la visualización y fijar una línea de tendencia. Previamente conocidas las condiciones operacionales del pozo en cuestión y de los pozos en el área, el ingeniero de yacimientos debe preguntarse

si este aumento en la pendiente (disminución en el índice de inyectividad) puede deberse a:

- Re-presurización del yacimiento
- Posible taponamiento de perforados
- Posible taponamiento de las fracturas hidráulicas
- Posible taponamiento de las gargantas de poro de la roca
- Obstrucciones al flujo en fondo
- Cambio negativo de los parámetros de inyección

Del conocimiento del proyecto de inyección y de la caracterización de la formación, dependerá el éxito en la identificación de los problemas que presentan los pozos.

Ya conociendo el valor real de la presión de formación alrededor del wellbore, se puede también corregir el cálculo de Índice de Inyectividad usando la Ecuación 1. En la Figura 17. se observa la evolución de la inyectividad del Pozo-07 sin haber hecho la corrección para  $P_e$  resultando en un valor mucho menor que el corregido con Análisis de la Pendiente mostrado en la Figura 18.

Nuevamente, se evidencia la reducción de la inyección a los 3 y 4MMBW inyectados; afianzando los resultados cualitativos con el Método de Hall. Cabe resaltar que esta reducción es de la cuarta parte respecto al valor promedio de Índice de Inyectividad que presentaba el pozo.

Figura 17. Evolución del Índice de Inyectividad para el Pozo-07 Sin la corrección de Pe

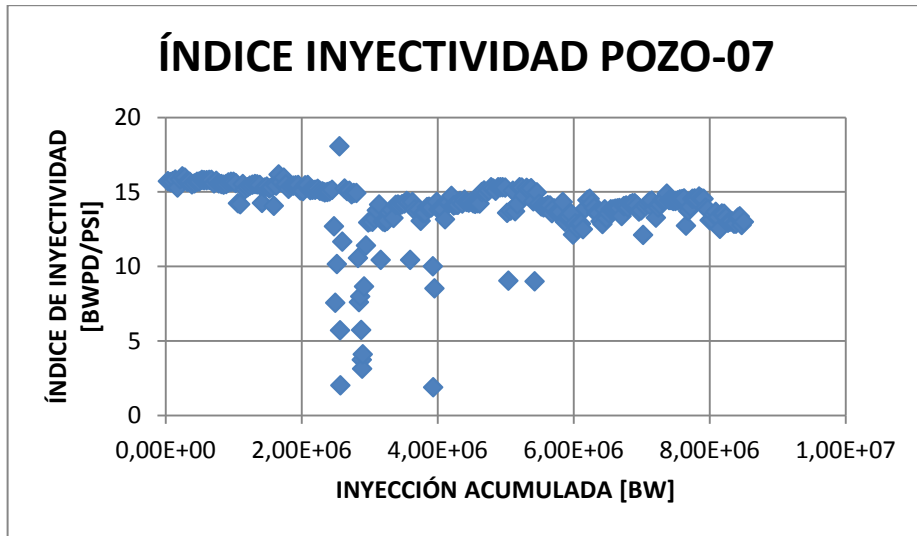
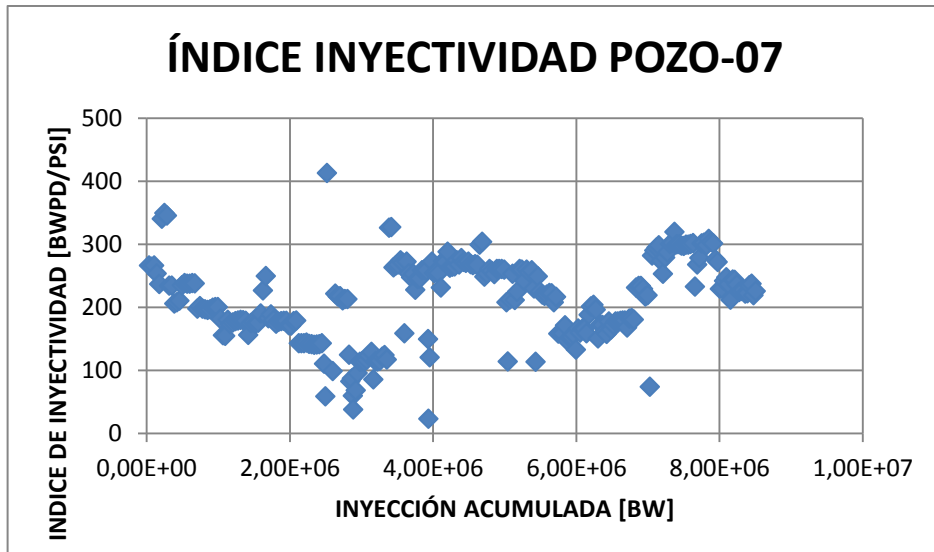


Figura 18. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-07

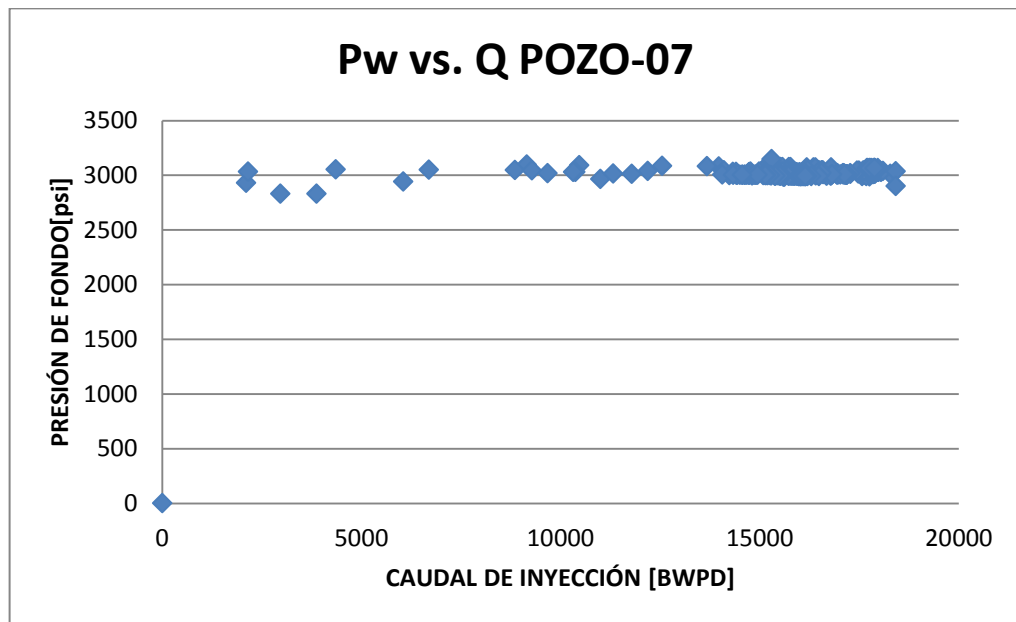


**6.2.3.4 Gráfica de Pw vs. Q y Régimen de Inyección.** Esta herramienta permite determinar si la inyección se está realizando a condiciones en matriz o la formación ha sido fracturada debido a la presión de fondo superando la presión de fractura.

En el caso en que se conoce que la inyección se da con fractura, se puede calcular la Presión de Propagación de Fractura como se ilustró en la Figura 5.

Este gráfico también da una idea acerca de los inconvenientes (taponamiento) que se presentan en el pozo. En la Figura 19. se muestra el comportamiento de Presión de Fondo ( $P_w$ ) contra Caudal de Inyección ( $Q$ ) para el Pozo-07.

Figura 19. Comportamiento de la Gráfica  $P_w$  vs.  $Q$  para el Pozo-07.



Como se pudo visualizar, ya se puede tener una idea más clara acerca de la reducción de inyectividad en este pozo. Esta herramienta nos proporcionó la información de que el pozo está presentando un *Taponamiento Gradual* cuya cuantificación está determinada mediante la implementación de la siguiente herramienta desarrollada.

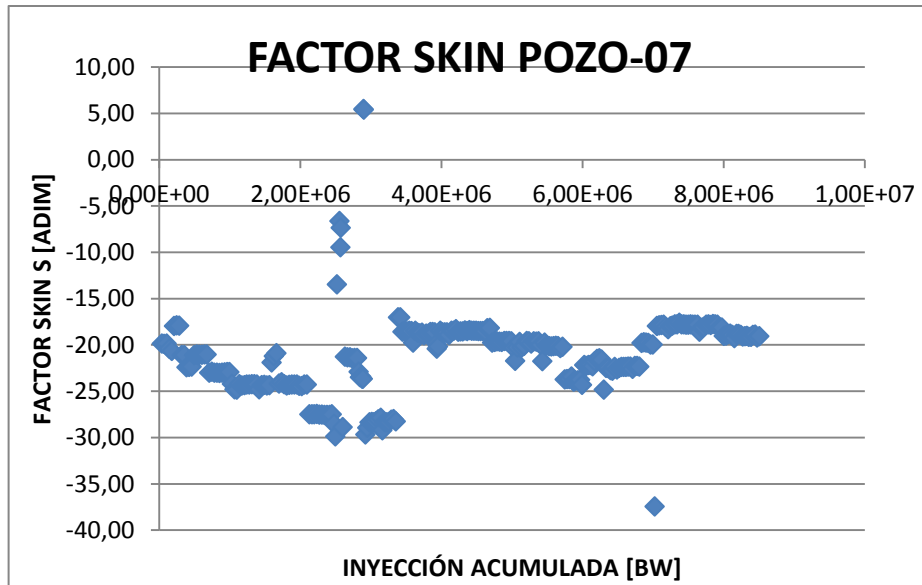
**6.2.3.5 Método de la Derivada y Cálculo del Factor Skin Instantáneo.** Esta herramienta permite cuantificar el Factor Skin que está experimentando un pozo a medida que se va inyectando el volumen de fluido. Es de gran ayuda en el momento de identificar las posibles causas de pérdida de inyectividad y da una idea de la evolución del daño presentado.

Con esta cuantificación se pueden determinar las condiciones actuales (dañado o estimulado), mirar las tendencias de comportamiento en los parámetros de inyección y como se determinó en las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3, establecer el régimen de inyección.

En la Figura 20. se observa la evolución del daño para el Pozo-07 y se confirma que para 3MMBW inyectados, el pozo presentó un Factor Skin positivo (indicando daño) debido a un taponamiento en fondo.

A manera de recapitulación, el Pozo-07 está inyectando a condiciones de matriz con un índice de inyectividad de 213,68 (BWPD/psi) y una presión de formación de 5877.4 (psi) en promedio, se encuentra estimulado debido a su Factor Skin negativo de -21.09 y presenta tendencias a taponamiento gradual.

Figura 20. Evolución del Factor Skin para el Pozo-07



En la Tabla 47. se resumen los estados actuales, regímenes de inyección, presión de formación, índices de inyectividad y factor skin promedios de los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio. En los Anexos se encontrará la implementación de las herramientas de monitoreo para cada uno de los pozos.

Tabla 47. Tabla de Resumen de Resultados para los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio

POZO	Pe [psi]	II [BWPD/psi]	S [adim]	RÉGIMEN DE INYECCIÓN	ESTADO ACTUAL
POZO-02	6020	36,56	-46,50	Inyección con fractura (fracturamiento hidráulico)	Pozo estimulado con tendencias de taponamiento gradual, incidiendo en disminución de II
POZO-03	5695	26,63	-76,62	Inyección con fractura natural	Pozo estimulado con llenado normal evidenciado en las pocas fluctuaciones de II

<b>POZO</b>	<b>Pe [psi]</b>	<b>II [BWPD/psi]</b>	<b>S [adim]</b>	<b>RÉGIMEN DE INYECCIÓN</b>	<b>ESTADO ACTUAL</b>
POZO-04(2009)	6275	-1,50	1859,57	Inyección en matriz	Pozo gravemente dañado con tendencias negativas a la inyección y alta tendencia de taponamiento
POZO-05	6038	1030,44	-12,31	Inyección en matriz	Pozo estimulado con llenado normal evidenciado en las pocas fluctuaciones de II
POZO-06	5617	43,03	-30,87	Inyección en matriz	Pozo estimulado con tendencias a taponamiento ligero (pocas fluctuaciones de II)
POZO-07	5877	213,68	-21,09	Inyección en matriz	Pozo estimulado con tendencias a taponamiento gradual
POZO-08	5772	220,76	-5,90	Inyección en matriz	Pozo estimulado con llenado normal

## 7. RESULTADOS

A partir de la implementación de las herramientas creadas para el control y monitoreo de los pozos de disposición de agua del Campo de Estudio, se pudo determinar el estado actual y las tendencias de cada uno a lo largo del proceso de inyección de agua, así mismo, el cálculo de las variables que completan el esquema de inyección (presión de formación alrededor del wellbore, índice de inyectividad, gradiente de fractura y factor skin) permitieron determinar que estos pozos podrían (teóricamente hablando) llevarse a un potencial de inyección, teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas de formación, la respuesta de la formación al llenado y la cantidad de agua inyectada.

En la Tabla 49. se muestra la inyección promedio de estos pozos en lo corrido del año 2014. Es de resaltar que no se muestran datos para el Pozo-04 debido a que la última información disponible para el estudio, antes que se pasara de Pozo Inyector a Inactivo por su fuerte tendencia a taponamiento y un Factor Skin indicando daño fue en el año 2009.

Tabla 48. Inyección Promedio para el año 2014 de los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio

<b>POZO</b>	<b>INYECCIÓN PROMEDIO [BWPD]</b>
POZO-02	3327
POZO-03	7356
POZO-05	17861
POZO-06	12117
POZO-07	15750
POZO-08	44210

Debido a la restricción en las facilidades del Campo de Estudio, actualmente se encuentran apagados pozos productores de aceite con muy buena producción,

pero con cantidades considerables de agua. Los pozos apagados por capacidad de facilidades y suspotenciales de producción de fluidos, aceite y agua son:

Tabla 49. Pozos productores apagados por capacidad en las facilidades del Campo de Estudio

<b>POZO</b>	<b>POTENCIAL FLUIDOS [BFPD]</b>	<b>POTENCIAL ACEITE [BOPD]</b>	<b>PRODUCCIÓN AGUA [BWPD]</b>
POZO-016	1719	34	1685
POZO-02Y	6817	333	6484
POZO-07Y	4159	123	4036
POZO-10Y	3293	85	3208
POZO-09R	1232	72	1160
POZO-06M	2623	46	2577
POZO-OB	3871	77	3794
<b>TOTAL</b>	<b>23712</b>	<b>768</b>	<b>22942</b>

Es decir, que se están dejando de producir 768 BOPD debido a la limitación en capacidad de las facilidades, pudiendo inyectar el agua de producción a los pozos de Disposición de Agua.

Para sobrellevar este inconveniente, se procedió a determinar un potencial de inyección (teórico) de estos pozos a partir de la presión de fractura y el índice de inyectividad, así:

$$POT = II * P_{wm\acute{a}x}$$

*Ecuación 119.*

Cumplíendose que:  $P_{wm\acute{a}x} < P_{fract}$ , ya que de esta manera se asegura la integridad de la formación, se evita la propagación no deseada de fracturas y se inyecta en la formación de interés cumpliendo la reglamentación ambiental.

El caudal de inyección incremental viene establecido por:

$$Q_{increment} = II * (P_{frac} - P_w)$$

Ecuación 120.

De manera que el Potencial de Inyección Teórico para estos pozos es:

$$POT = Q_{act} + Q_{increment}$$

Ecuación 121.

Donde:

$POT$  Es el potencial de inyección teórico, BWPD

$II$  Es el índice de inyectividad, BWPD/psi

$P_{wmáx}$  Es la presión de fondo máxima permitida, psi

$P_{frac}$  Es la presión de fractura de la formación, psi

$Q_{increment}$  Es el caudal de inyección incremental, psi

$Q_{act}$  Es el caudal de inyección actual promedio, BWPD

A partir de este análisis y haciendo uso de las herramientas creadas para el cálculo de variables, se llegó a los siguientes resultados mostrados en la Tabla 50.

Tabla 50. Potencial de Inyección Teórico para los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio

POZO	Q INCREMENTAL [BWPD]	Q ACTUAL [BWPD]	POTENCIAL DE INYECCIÓN TEÓRICO [BWPD]
POZO-02	0	3333	3333
POZO-03	3438	7335	10773
POZO-05	32713	17914	50627
POZO-06	0	12118	12118
POZO-07	34174	15791	49965
POZO-08	0	44337	44337
<b>TOTAL</b>	<b>70325</b>	<b>100827</b>	<b>171152</b>

De esta manera, se pudo determinar que ningún pozo (excepto el Pozo-08 que está inyectando por encima de potencial) está inyectando a su capacidad máxima, además según datos del equipo de Producción, la capacidad máxima de las facilidades se encuentra alrededor de 103000 BWPD; siendo una limitación para abrir pozos con muy buena producción de aceite.

En la Figura 21. se observa la inyección actual de los pozos de disposición y el potencial teórico calculado total y en la Figura 22. para cada pozo.

Figura 21. Inyección Actual vs. Potencial de Inyección en los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio

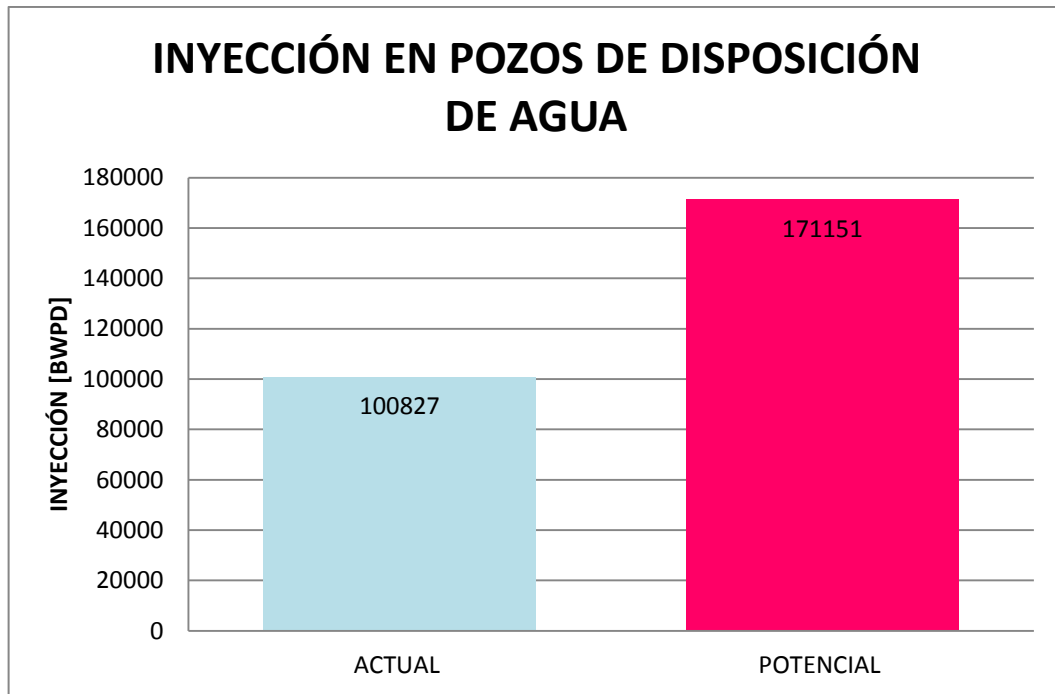
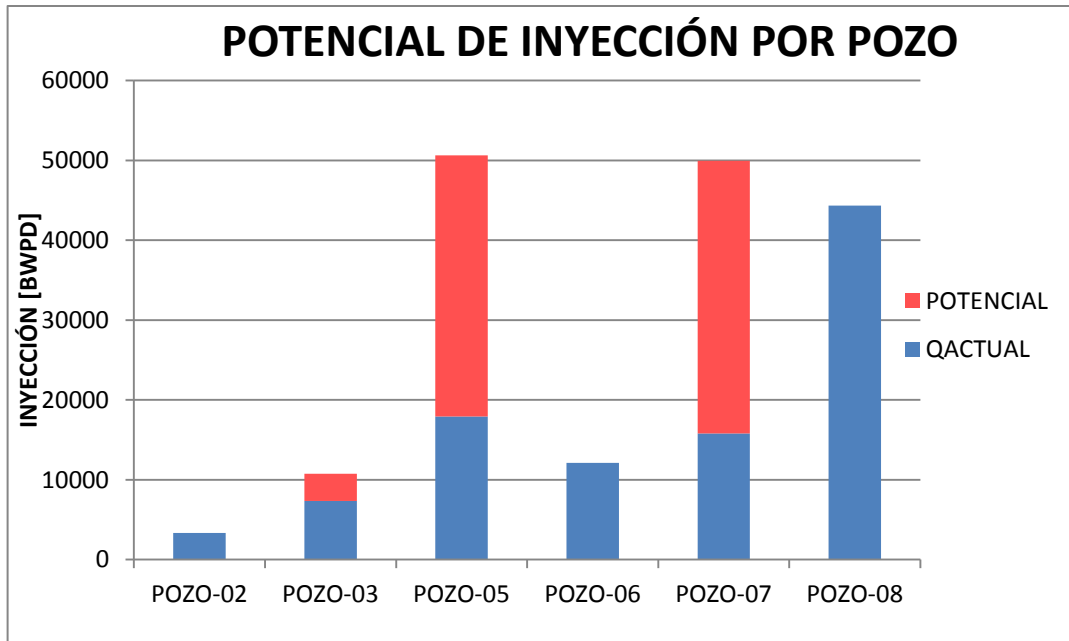


Figura 22. Inyección Actual vs. Potencial de Inyección por Pozo



Como se pudo observar en la distribución de potencial por pozo en la Figura 22., en los pozos 3, 5 y 7 aún existe un gran margen para disponer del agua de producción asociada a los pozos productores de aceite; estamos hablando de un incremento en la capacidad de disposición de 70324 BWP/D, suficientes para manejar los 23712 BWP/D que producen los pozos de aceite apagados.

También cabe resaltar que los pozos 02, 06 y 08 no tienen inyección incremental asociada debido a que ya se encuentran en potencial de inyección (como es el caso del Pozo-08) o el margen de Presión de Fondo ( $P_w$ ) contra Presión de Fractura ( $P_{fract}$ ) es muy pequeño para asegurar una inyección del agua sin fracturar la formación.

## 8. IMPACTO ECONÓMICO

Para estimar la utilidad de la creación y puesta en marcha de estas herramientas y evaluar el impacto económico de aumentar el potencial de inyección de los pozos de disposición de agua del Campo de Estudio, se procedió a estimar los gastos de prender los pozos productores de aceite que están apagados por restricción en las facilidades a través de la evaluación de reservas remanentes y asumiendo que cada pozo requiere de un Servicio (WS) para ponerlo en marcha (ya que al estar mucho tiempo apagados y al ser arrancados, la probabilidad de una falla de los componentes eléctricos del sistema de levantamiento artificial es alta).

La evaluación económica de los Well Services (WS) tiene en cuenta todos los costos asociados OPEX, además de los costos de alquiler de la bomba y la movilización del taladro a la zona.

Esta evaluación económica fue realizada el 17 de Diciembre de 2014 con un precio del barril de 60 USD, definiéndose como opción atractiva según el NPV (Valor Presente Neto) con un costo de oportunidad del 15%. Los resultados por pozo se resumen en la Tabla 51.

Tabla 51. Valor Presente Neto de los WS de los pozos apagados por restricción de facilidades del Campo de Estudio

<b>POZO</b>	<b>NPV (MUSD)</b>
POZO-016	-
POZO-02Y	1477
POZO-07Y	688
POZO-10Y	6
POZO-09R	-
POZO-06M	-
POZO-OB	-
<b>TOTAL</b>	<b>2171</b>

Los pozos que no son económicamente viables, es decir, cuyo NPV es negativo, se muestran con valor (-). Es decir, que de los 768 BOPD iniciales, solamente son económicamente producibles 541 BOPD.

Teniendo en cuenta el desarrollo futuro del Campo de Estudio con la perforación de pozos nuevos y una posible ampliación de las facilidades, se determinó que llevar los pozos de disposición de agua a potencial, significa un ahorro en la perforación de pozos nuevos para la inyección del agua de producción. El análisis se muestra en detalle en la Tabla 52.

Tabla 52. Costos asociados a la perforación, completamiento y estimulaciones de los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio

<b>POZO</b>	<b>PERFORACIÓN [MUSD]</b>	<b>COMPLETAMIENTO [MUSD]</b>	<b>ESTIMULACIONES [MUSD]</b>	<b>COSTOS TOTALES</b>
POZO-02	1813	332		2144
POZO-03	2309			2309
POZO-04	2366	332	350	3047
POZO-05	2882	2050		4932
POZO-06	3093	1554		4647
POZO-07	2774	1340		4114
POZO-08	2393	1340		3732

En promedio, adecuar un pozo nuevo para la disposición del agua de producción cuesta alrededor de 3561 MUSD según lo dispuesto en la Tabla anterior.

Teniendo en cuenta lo anterior, el impacto económico total de estas herramientas de control y monitoreo para el año 2014 se muestra en la Tabla 53.

Tabla 53. Impacto Económico Total de las Herramientas de Control y Monitoreo para los Pozos de Disposición de Agua del Campo de Estudio

<b>CRITERIO</b>	<b>IMPACTO ECONÓMICO [MUSD]</b>
APERTURA POZOS (541 BOPD)	2171
AHORRO PERFORACIÓN POZO NUEVO	3561
<b>IMPACTO TOTAL</b>	<b>5732</b>

Es decir que disponer de estas herramientas que sólo tienen en cuenta parámetros rutinarios del proceso de inyección, como la presión y el caudal de inyección, conlleva a una muy buena producción de aceite y evitan un gasto de un pozo adicional, además de las ventajas adicionales como el conocimiento de las variables involucradas en la disposición.

## 9. IMPACTO INGENIERIL

Además del impacto económico evidenciado en la sección anterior, se pueden enunciar otros impactos desde el punto de vista ingenieril que de una manera u otra, facilitan el trabajo del ingeniero en la evaluación de problemas y en la toma de decisiones, estos son:

- Conocimiento de las propiedades de la formación
- Conocimiento de los parámetros y variables involucrados en la inyección
- Identificación temprana de problemas
- Toma acertada de decisiones

Si el ingeniero de yacimientos conoce de manera detallada las propiedades de la formación a la cual se está inyectando y conoce en detalle el proceso que se está llevando a cabo; puede predecir los posibles inconvenientes que se presentarán en los pozos y podrá determinar de manera acertada una solución para mitigar, evadir o reducir su impacto; significando siempre disminución de tiempos de estudio (con la implementación de las herramientas creadas) y disminución de costos a la compañía (representados en las fallas de los pozos).

## 10. CONCLUSIONES

- Las correlaciones que mejor describen el comportamiento de la formación respecto al valor teórico de gradiente de fractura son en su orden: Hubbert & Willis (2,747%), Transformaciones Óptimas No Paramétricas Región VI (7,425%) y Haimson & Fairhurst (17,611%).
- Los dos primeros modelos que mejor se ajustan al valor del gradiente de fractura real están en íntima relación con el valor de la Presión de Poro y descartan la utilización de parámetros adicionales como los Módulos Elásticos (Relación de Poisson y Constante de Biot) como es el caso Haimson & Fairhurst. Además, las condiciones de aplicación no son excluyentes a las características de la formación donde se realizó el estudio.
- A partir del uso de las herramientas creadas y puestas en marcha con información rutinaria en un proceso de inyección de agua (como lo son los caudales y las presiones de inyección), se logró establecer un potencial teórico de disposición de agua atractivo con fin de aumentar la producción en el campo de estudio.
- Las herramientas creadas son un excelente punto de partida para el estudio de trabajos posteriores a los pozos de disposición de agua o para proyectos futuros tendientes al crecimiento del campo y de la Compañía.
- De la correcta caracterización de la formación (conocimiento de la presión de formación alrededor del wellbore y gradiente de fractura) y del conocimiento de las variables que inciden en el proceso de inyección (índice de inyectividad, daño y régimen), depende la toma acertada de decisiones frente a los posibles inconvenientes que presenten los pozos y se aseguran los parámetros deseados de inyección.

- Estas herramientas pueden ser aplicables a proyectos actuales de inyección de agua con fines de soporte de presión y de producción de aceite en zonas determinadas del Campo Principal.

## 11. RECOMENDACIONES

- Se hace necesaria la verificación de los datos de Índice de Inyectividad Teóricos calculados con las herramientas a partir de pruebas multitasa y de inyectividad.
- Se requiere de pruebas directas en todos los pozos donde se está realizando la disposición del agua de producción, con el fin de calibrar las correlaciones para el cálculo de gradiente de fractura en aras de refinar el modelo de fractura de la formación.
- Es necesaria la implementación de estas herramientas en DSS (Dynamic Surveillance System) con el fin de agilizar la labor del ingeniero encargado en el monitoreo continuo de los parámetros de inyección de los pozos de disposición de agua y trabajos posteriores en la zona.
- Se requiere la actualización de potenciales de inyección de los pozos analizados teniendo en cuenta los datos arrojados con la implementación de las herramientas.

## BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ, Blanca. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2013.145p.

AMEDU, J., & NWOKOLO, C. Improved Well and Reservoir Production Performance in Waterflood Reservoirs-Revolutionizing the Hall Plot. En: Society of Petroleum Engineers. 167602-MS (2013).

ANDERSON, R. A., INGRAM, D. S., & ZANIER, A. M. Determining Fracture Pressure Gradients From Well Logs. En: Society of Petroleum Engineers. 4135-PA (1973).

ARARAT L., MORALES V. Reinyección De Aguas De Producción-Nuevas Experiencias En Pozos Water Disposal En Colombia. Occidental de Colombia LLC.

B. TU YONG.(May 2005). Risk Assessment and Evaluation of the Conductor Setting Depth in Shallow Water, Gulf of Mexico. Trabajo de Grado Master of Science en Ingeniería de Petróleos. Texas: Texas A&M University. 2005. 85p.

BAI, M. Risk And Uncertainties In Determining Fracture Gradient And Closure Pressure. En: American Rock Mechanics Association. ARMA-11-132 (2011).

BARRERO D., PARDO A., VARGAS C., MARTÍNEZ J. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. En: Agencia Nacional de Hidrocarburos (2007).

DRAOU, A., & OSISANYA, S. O. New Methods for Estimating of Formation Pressures and Fracture Gradients from Well Logs. En: Society of Petroleum Engineers. 63263-MS (2000).

ECONOMIDES M., DANIEL A., ECONOMIDES C. Petroleum Production Systems. Segunda Edición. Massachusetts. Prentice Hall. 1994, Vol.

EDWARDS, D. Mechanical Properties Evaluation and its Applications. 1981.

FELSENTHAL, M., & FERRELL, H. H. Fracturing Gradients in Waterfloods of Low-Permeability, Partially Depleted Zones. En: Society of Petroleum Engineers. 2854-PA (1971).

FOX A., SNELLIN P, MCKENNA J., NEALE C., NEUHAUS C., MISKIMMINS J. Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs. MicroSeismic. 2013.

FRAC FOCUS Chemical Disclosure Registry. Water disposal wells. [en línea] (2015). <http://fracfocus.ca/hydraulic-fracturing-how-it-works/casing/water-disposal-wells>. [citado en Marzo de 2015]

GEOMECHANICS INTERNATIONAL. Memorias Curso Oilfield Geomechanics: Application to Drilling, Completions, Reservoir, Production, Geology and Geophysics. 2014.

HAIMSON, B., & FAIRHURST, C. Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks. En: Society of Petroleum Engineers. 1710-PA (1967).

HOLBROOK, P. W., MAGGIORI, D. A., & HENSLEY, R. Real-Time Pore Pressure and Fracture Gradient Evaluation in All Sedimentary Lithologies. En: Society of Petroleum Engineers. 26791-PA (1995).

IZGEC, B., & KABIR, C. S. Real-Time Performance Analysis of Water-Injection Wells. En: Society of Petroleum Engineers. 109876-MS (2007).

NASHAWI, I. S., & MALALLAH, A. Predicting the Formation Fracture Gradient of Middle East Reservoirs Using Non-Parametric Optimal Transformations. En: Society of Petroleum Engineers. 92719-MS (2005).

OJUKWU, K. I., & VAN DEN HOEK, P. J. A New Way to Diagnose Injectivity Decline During Fractured Water Injection By Modifying Conventional Hall Analysis. En: Society of Petroleum Engineers. 89376-MS (2004).

ORIJ, A. B., & OGBONNA, J. F. A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Guinea wells. En: Society of Petroleum Engineers. 161209-MS (2012).

PAZMIÑO, Jorge. Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico. 2004.

REGINALD-UGWUADU, O. G., ALABI, T. I., EZE, J. O., & EBISIKE, R. C. Fracture Gradient Estimation in the Niger Delta - A Practical and Statistical Approach. En: Society of Petroleum Engineers. 172481 (2014).

ROCHA, L. A., & BOURGOYNE, A. T. A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient. En: Society of Petroleum Engineers. 28710-PA (1996).

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary, BOTTOMHOLE INJECTION PRESSURE. [en línea] (2015). <http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=bottom+hole+pressure>. [citado en Marzo de 2015]

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. HYDROSTATIC PRESSURE. [en línea] (2015). [http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/h/hydrostatic\\_pressure.aspx](http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx). [citado en Marzo de 2015]

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. INJECTION PRESSURE. [en línea] (2015). <http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=injection+pressure>. [citado en Marzo de 2015]

SILIN, D. B., HOLTZMAN, M. J., PATZEK, T. W., BRINK, J. L., & MINNER, M. Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis. En: Society of Petroleum Engineers. 95685-MS (2005).

SILIN, D. B., HOLTZMAN, R., & PATZEK, T. W. Monitoring Waterflood Operations: Hall Method Revisited. En: Society of Petroleum Engineers. 93879-MS (2005).

SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. FORMATION INTEGRITY TEST. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Formation\\_integrity\\_test](http://petrowiki.org/Formation_integrity_test). [citado en Marzo de 2015]

SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. FRACTURE MECHANICS. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Fracture\\_mechanics](http://petrowiki.org/Fracture_mechanics). [citado en Marzo de 2015]

SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. ROCK FAILURE RELATIONSHIPS. [en línea]. [http://petrowiki.org/Rock\\_failure\\_relationships](http://petrowiki.org/Rock_failure_relationships). [citado en Marzo de 2015]

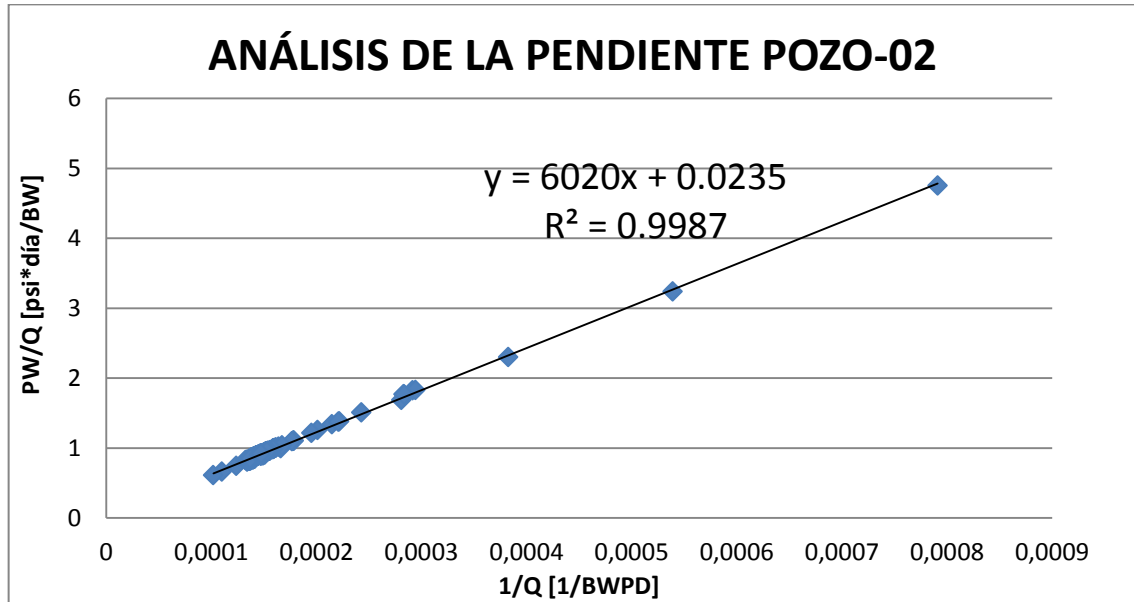
SPE INTERNATIONAL, PETROWIKI. STRESS STRAIN RELATIONSHIPS IN ROCKS. [en línea] (2015). [http://petrowiki.org/Stress\\_strain\\_relationships\\_in\\_rocks](http://petrowiki.org/Stress_strain_relationships_in_rocks). [citado en Marzo de 2015]

VILLAMIL, T. & PINDELL, J. Mesozoic paleogeographic evolution of northern South America: Foundations for sequence stratigraphic studies in passive margin strata deposited during non-glacial times. En: Society of Sedimentary Geology. 1998.

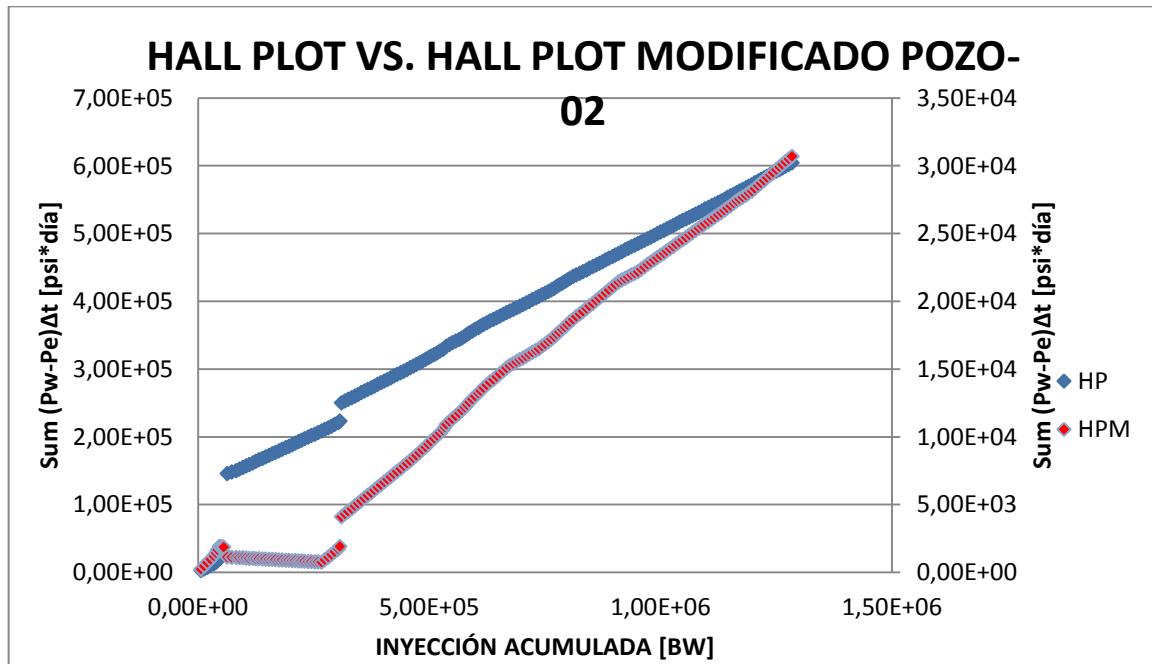
ZOBACK. M. Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University, Cambridge University Press, 2007.

## ANEXOS

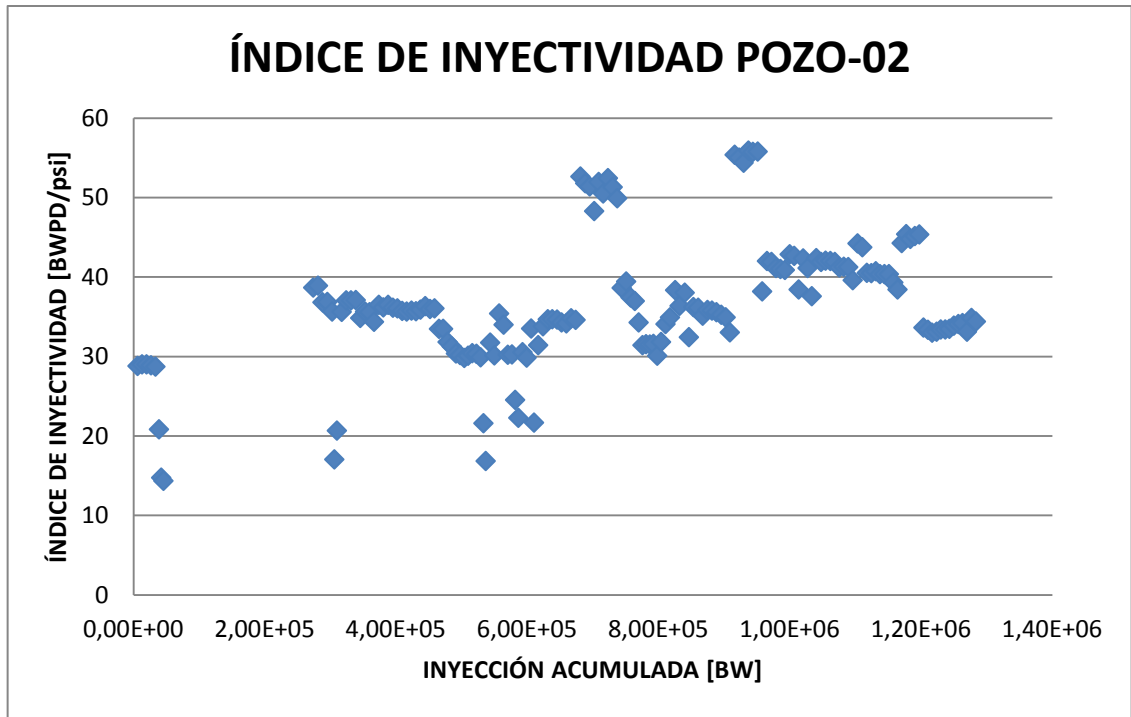
Anexo 1. Análisis de la Pendiente para el Pozo-02



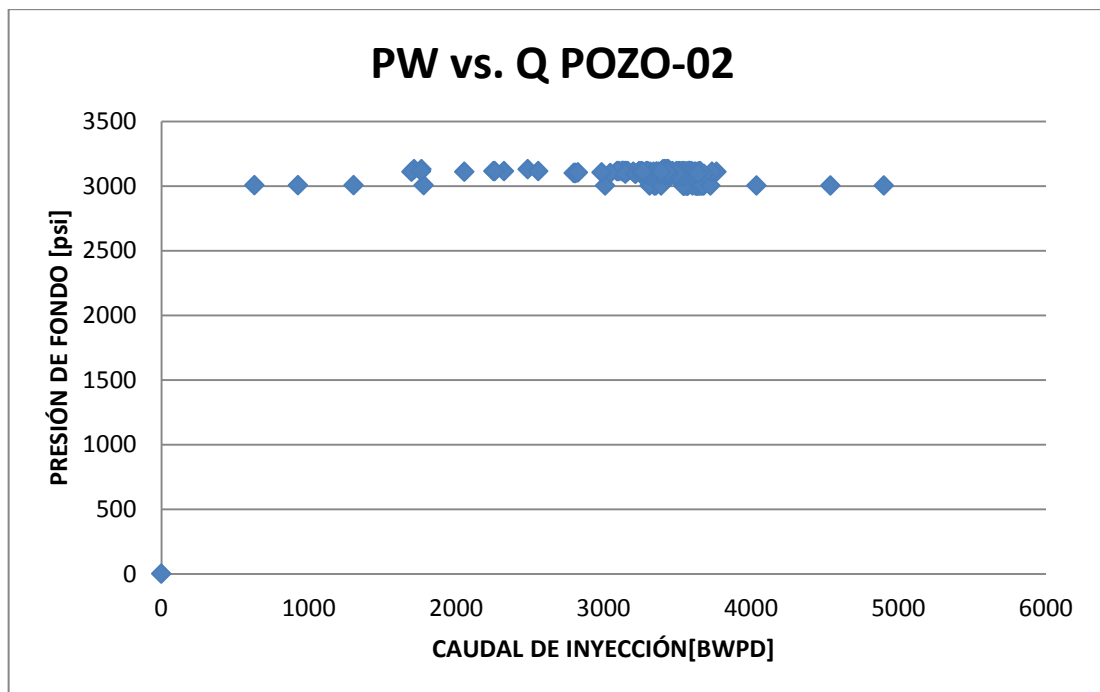
Anexo 2. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-02



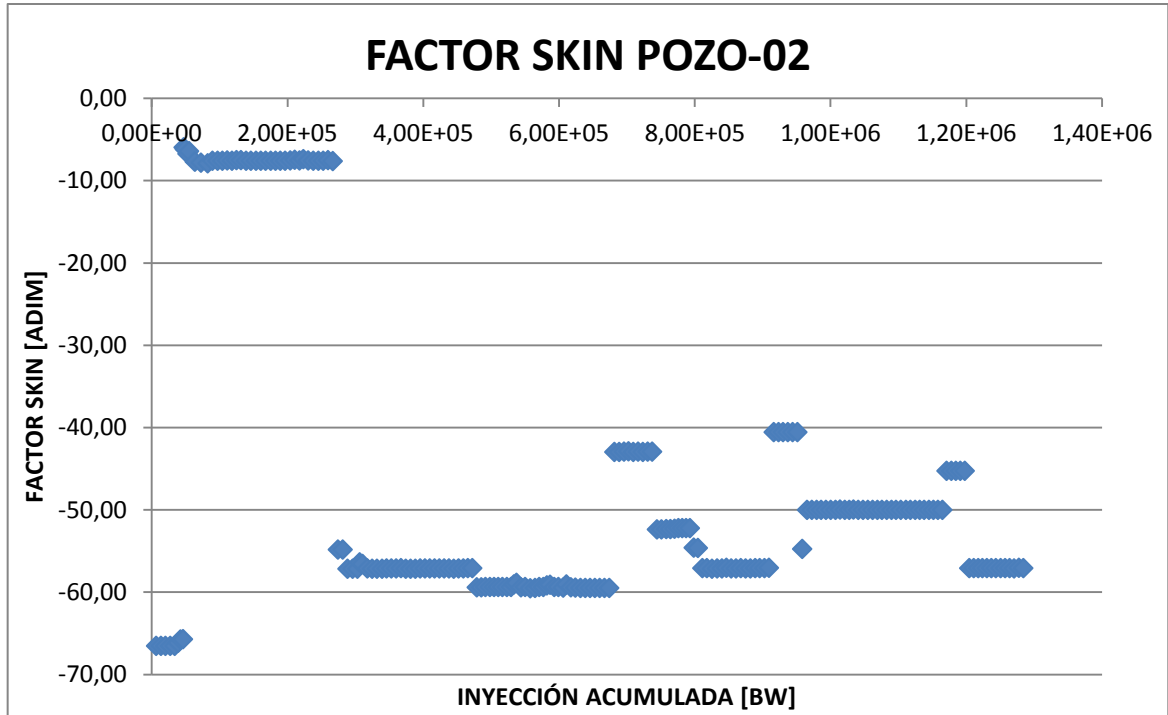
Anexo 3. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-02



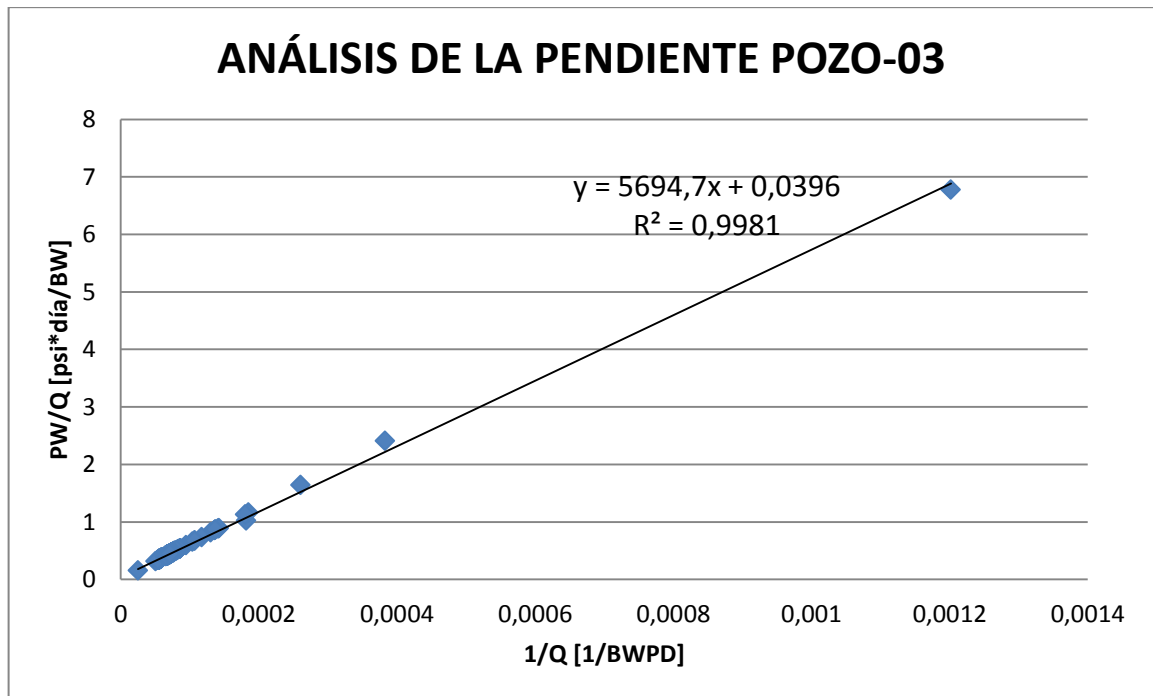
Anexo 4. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-02.



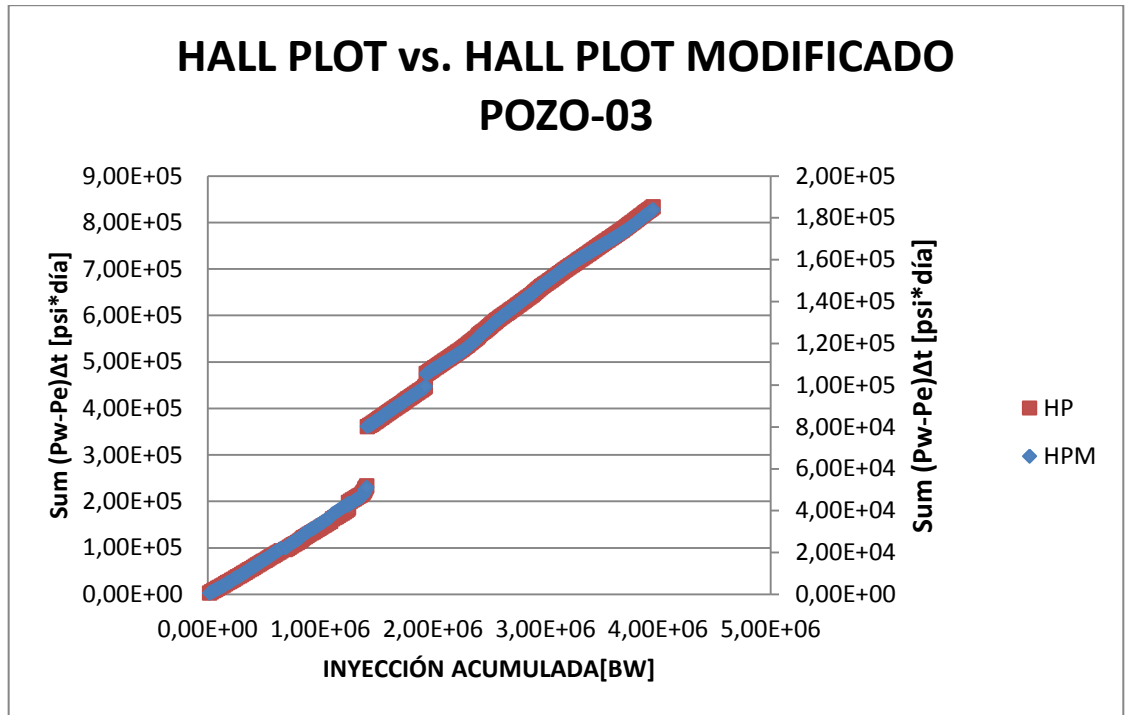
Anexo 5. Evolución del Factor Skin para el Pozo-02



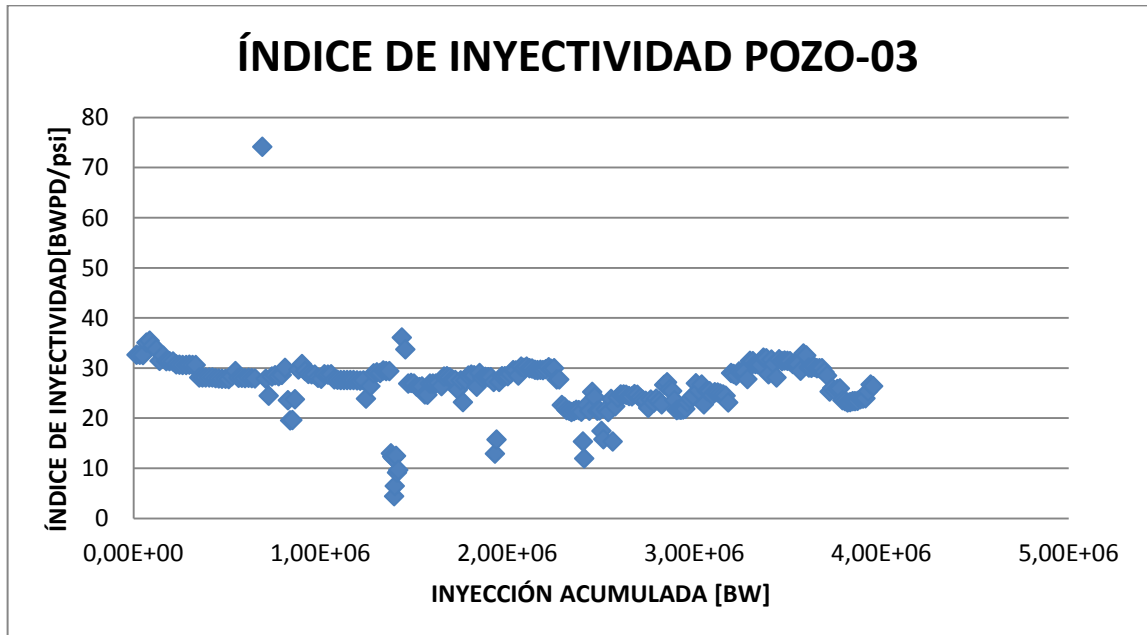
Anexo 6. Análisis de la Pendiente para el Pozo-03



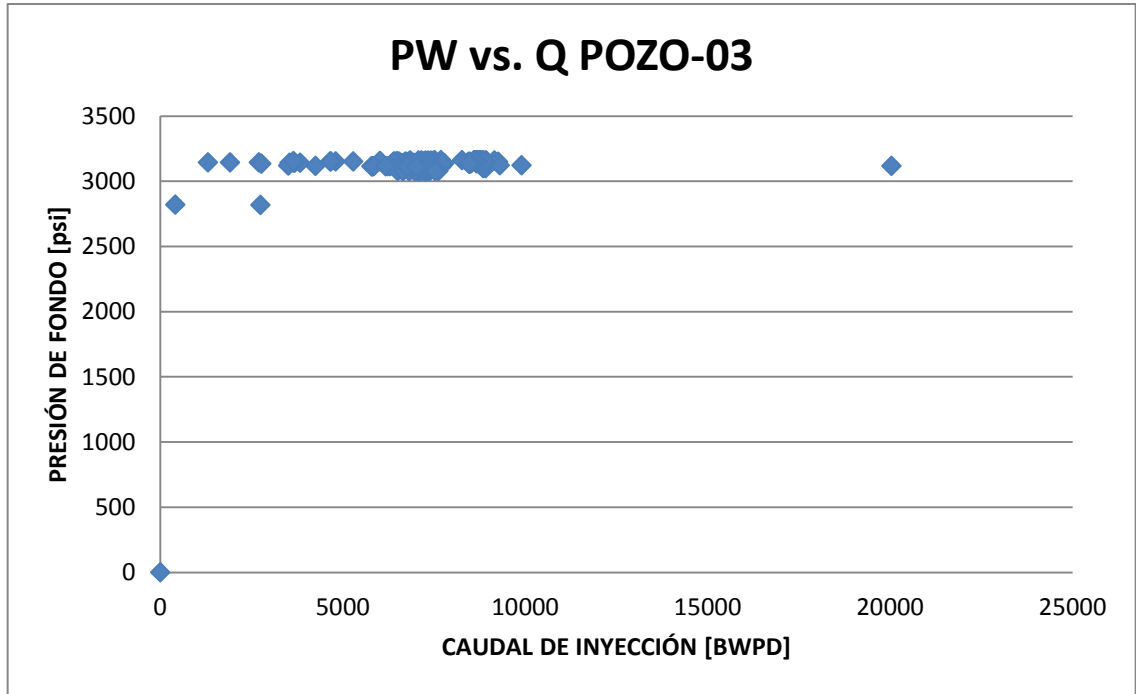
Anexo 7. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-03



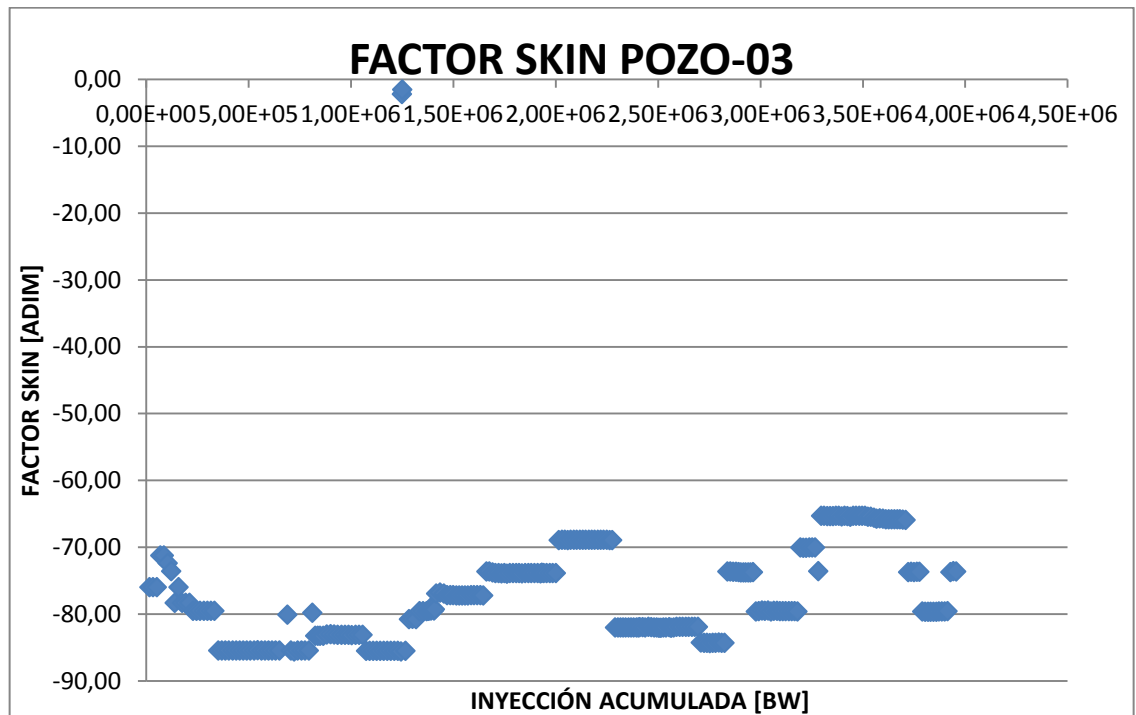
Anexo 8. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-03



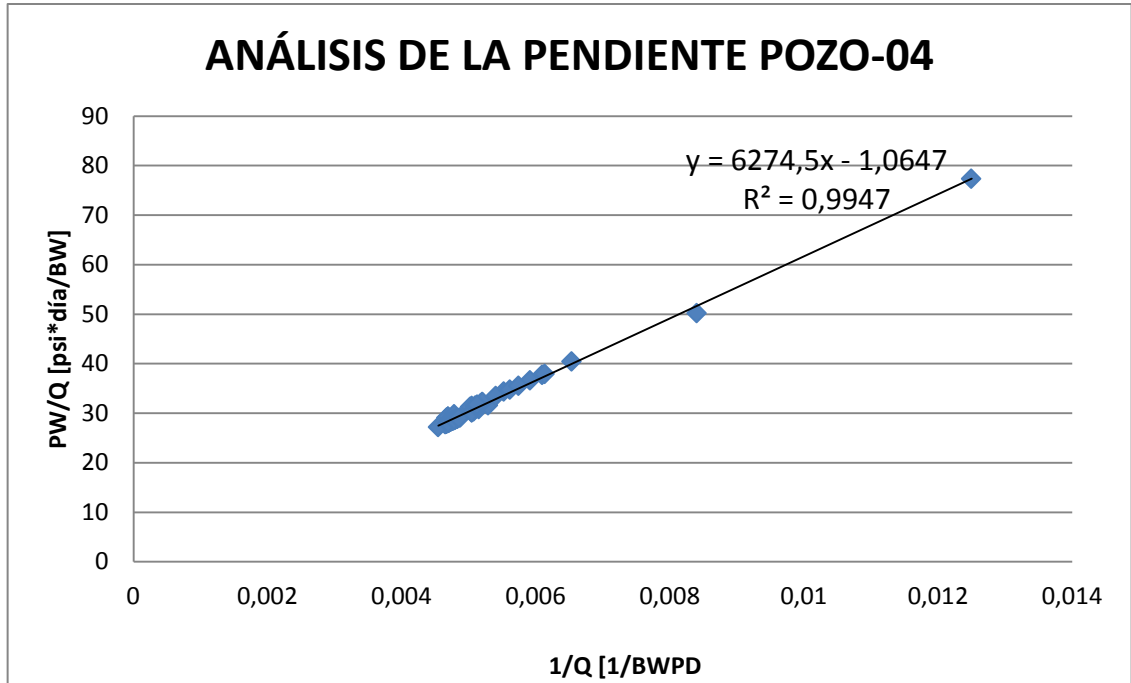
Anexo 9. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-03.



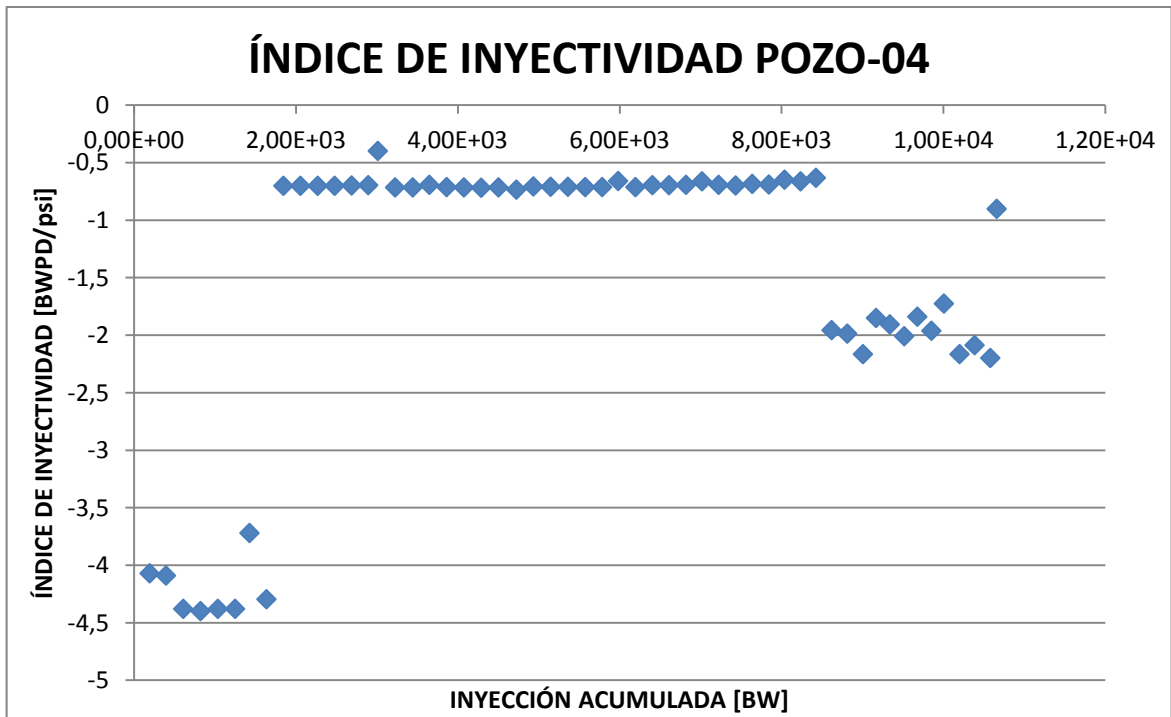
Anexo 10. Evolución del Factor Skin para el Pozo-03



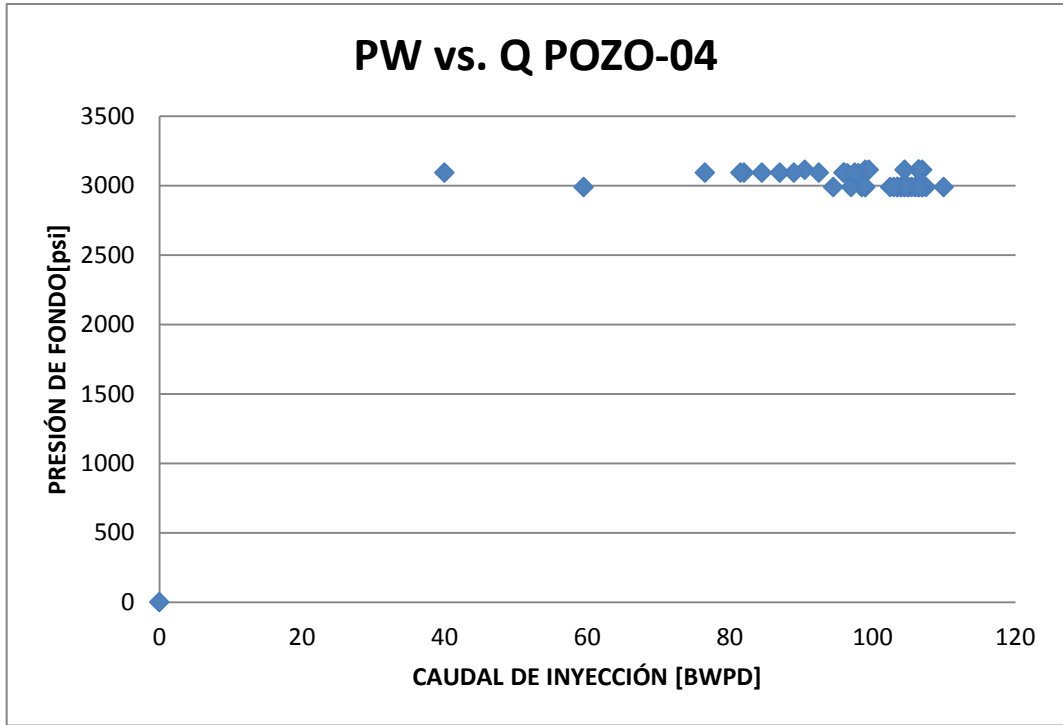
Anexo 11. Análisis de la Pendiente para el Pozo-04



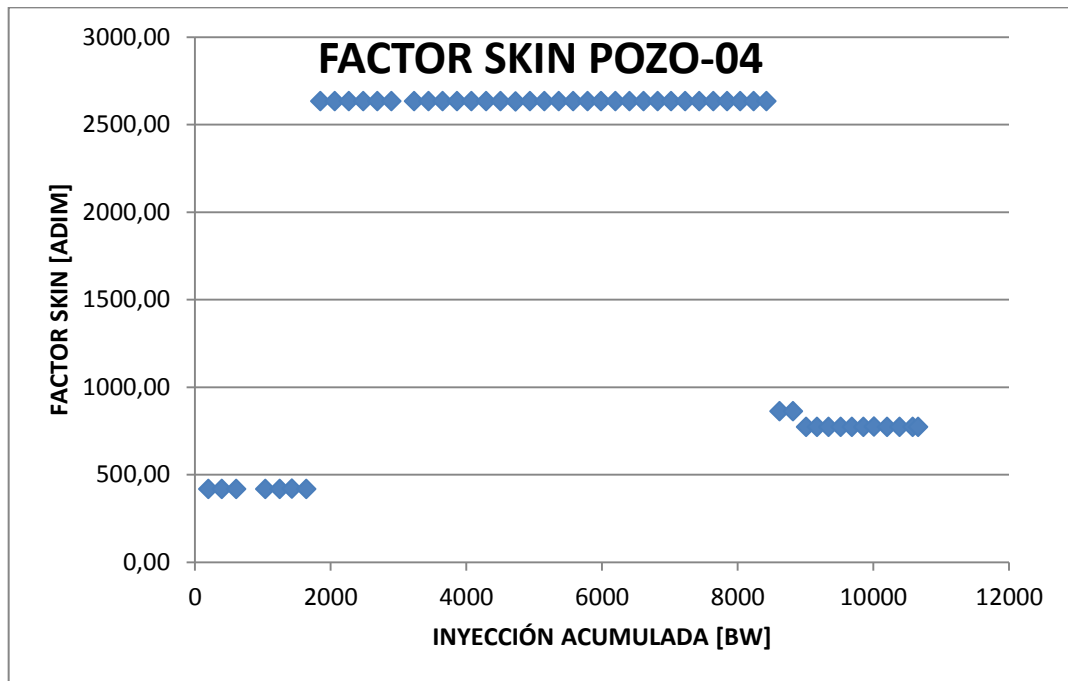
Anexo 12. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-04



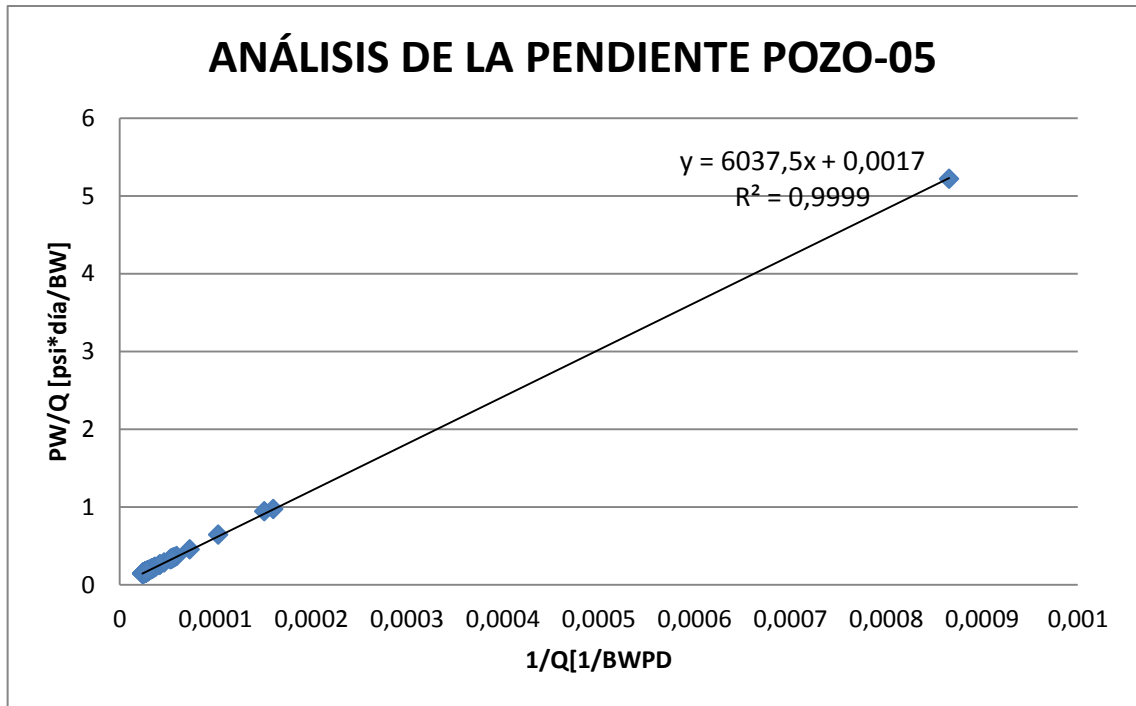
Anexo 13. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-04.



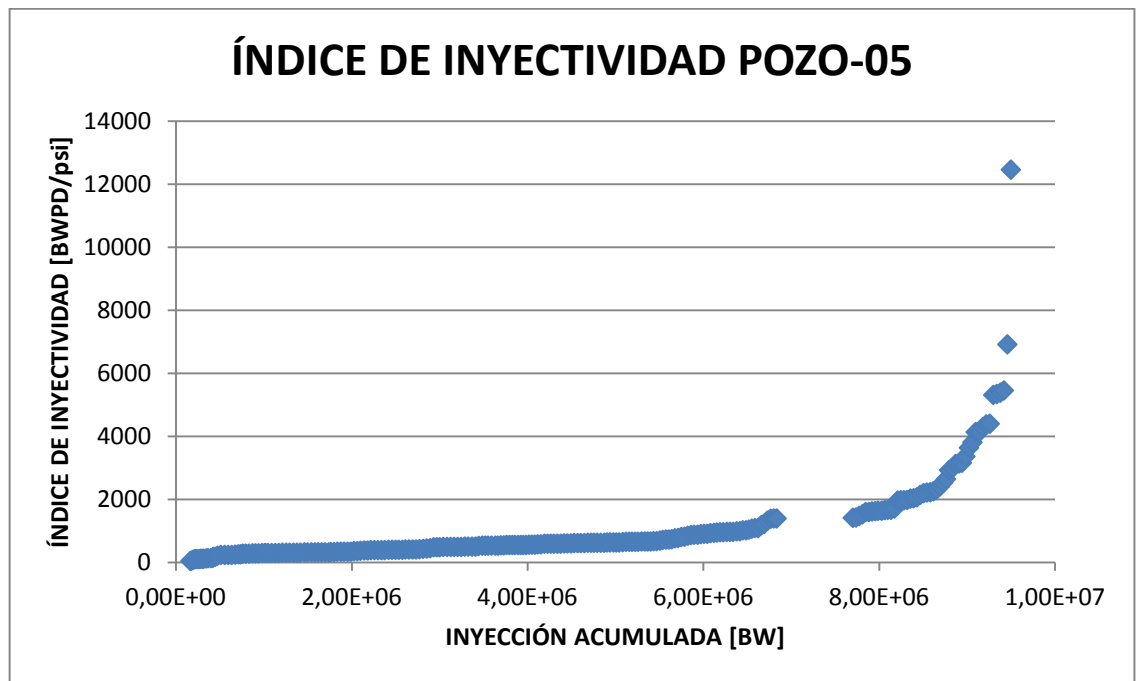
Anexo 14. Evolución del Factor Skin para el Pozo-04



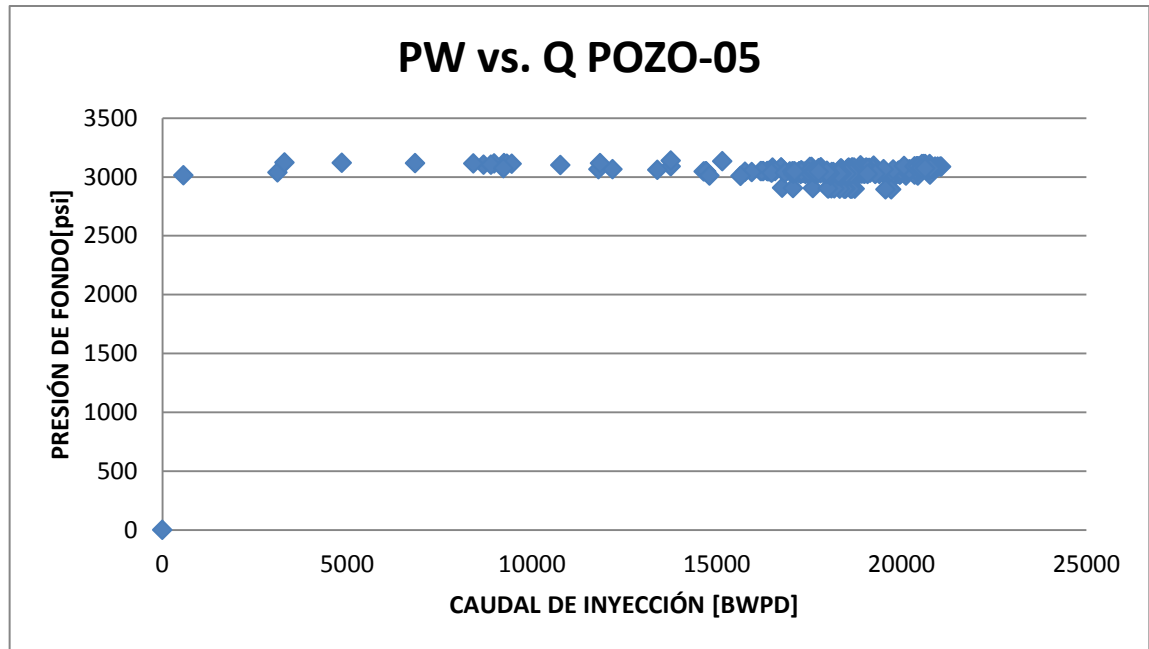
Anexo 15. Análisis de la Pendiente para el Pozo-05



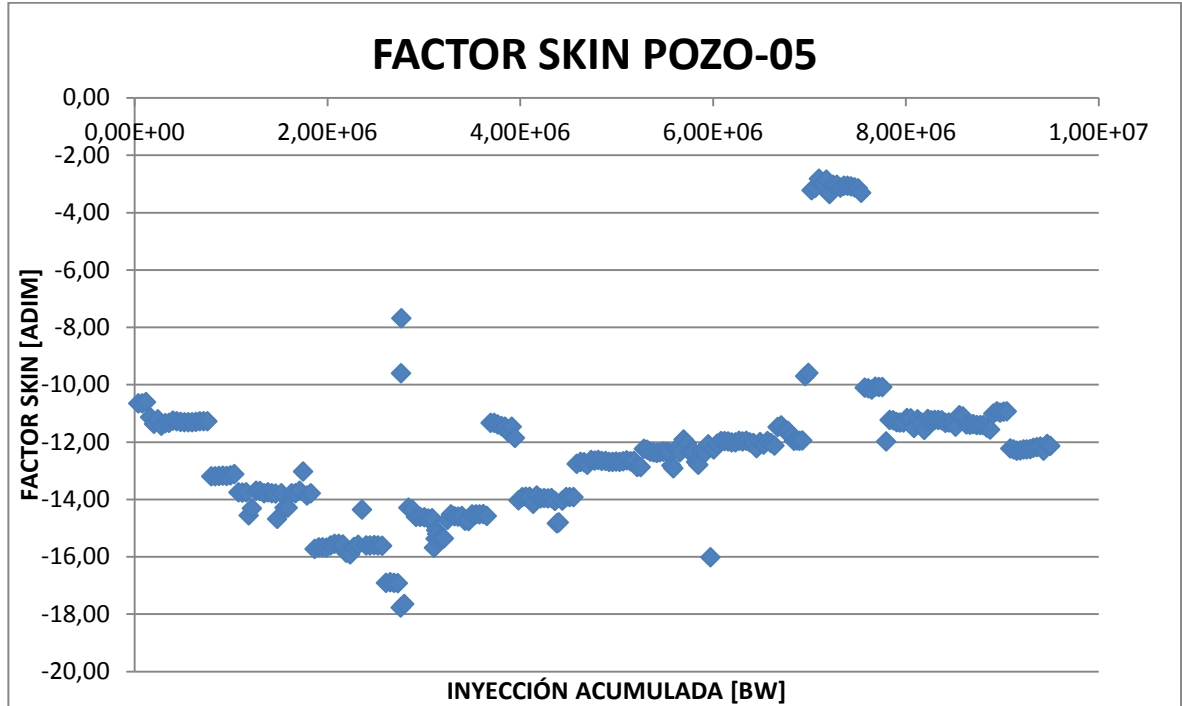
Anexo 16. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-05



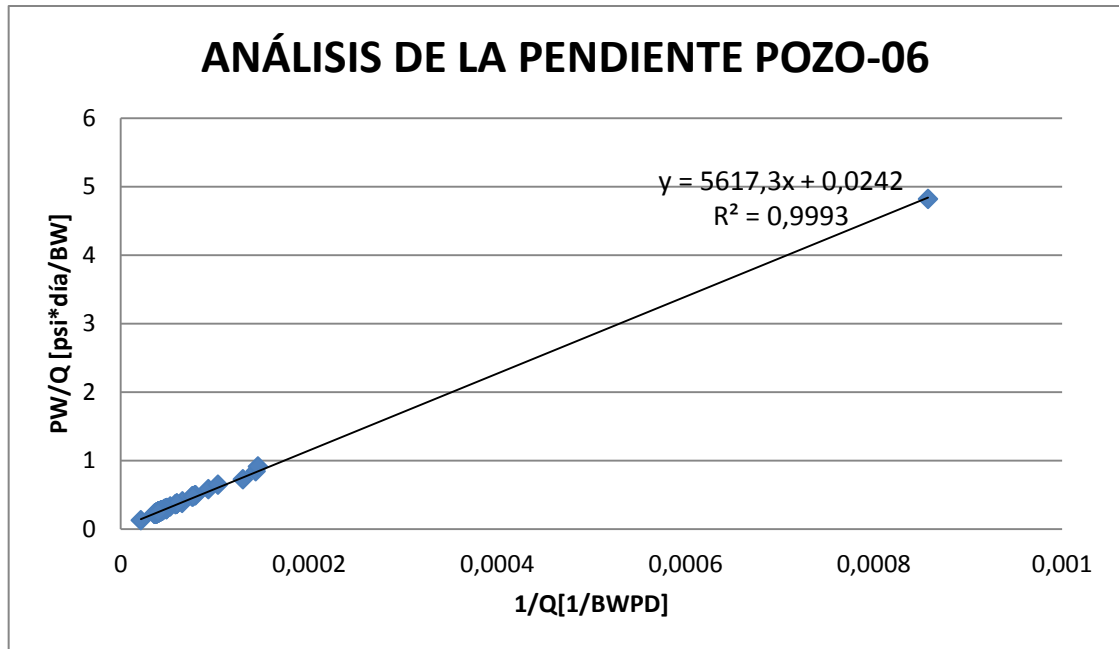
Anexo 17. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-05.



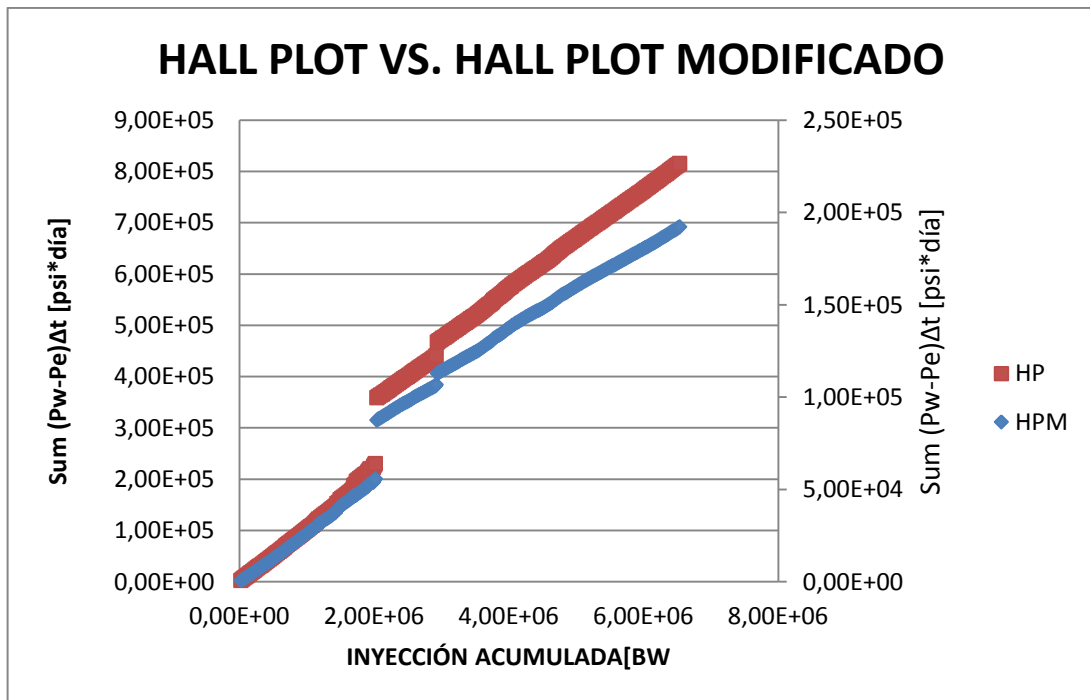
Anexo 18. Evolución del Factor Skin para el Pozo-05



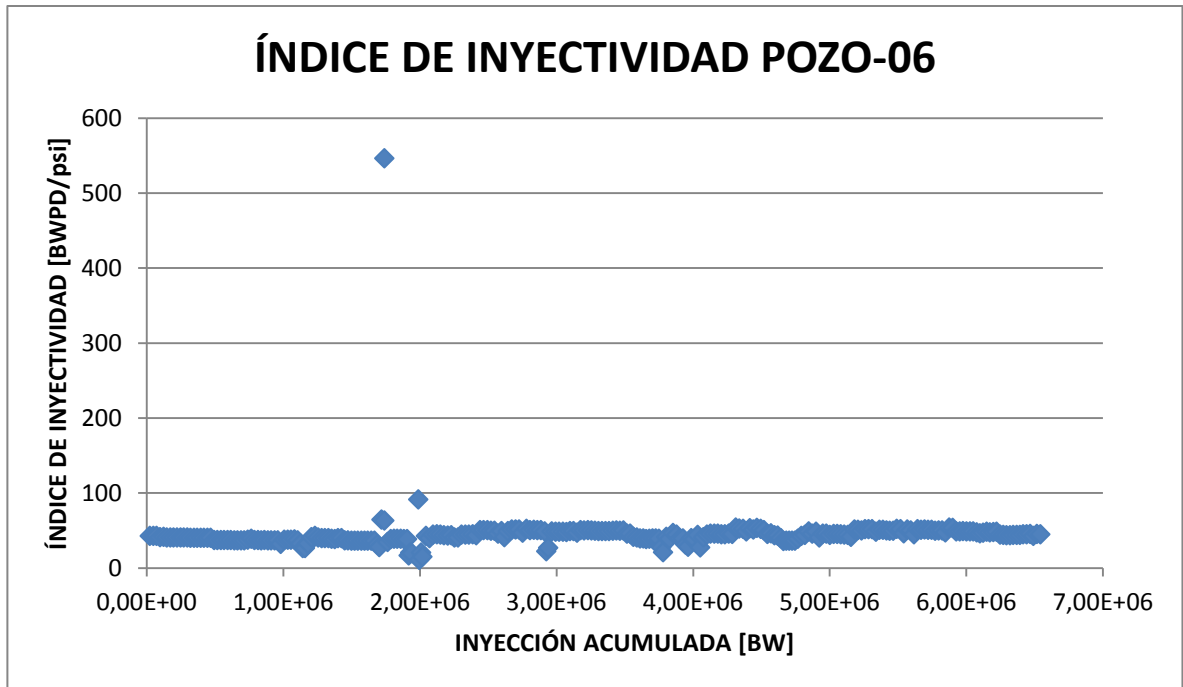
Anexo 19. Análisis de la Pendiente para el Pozo-06



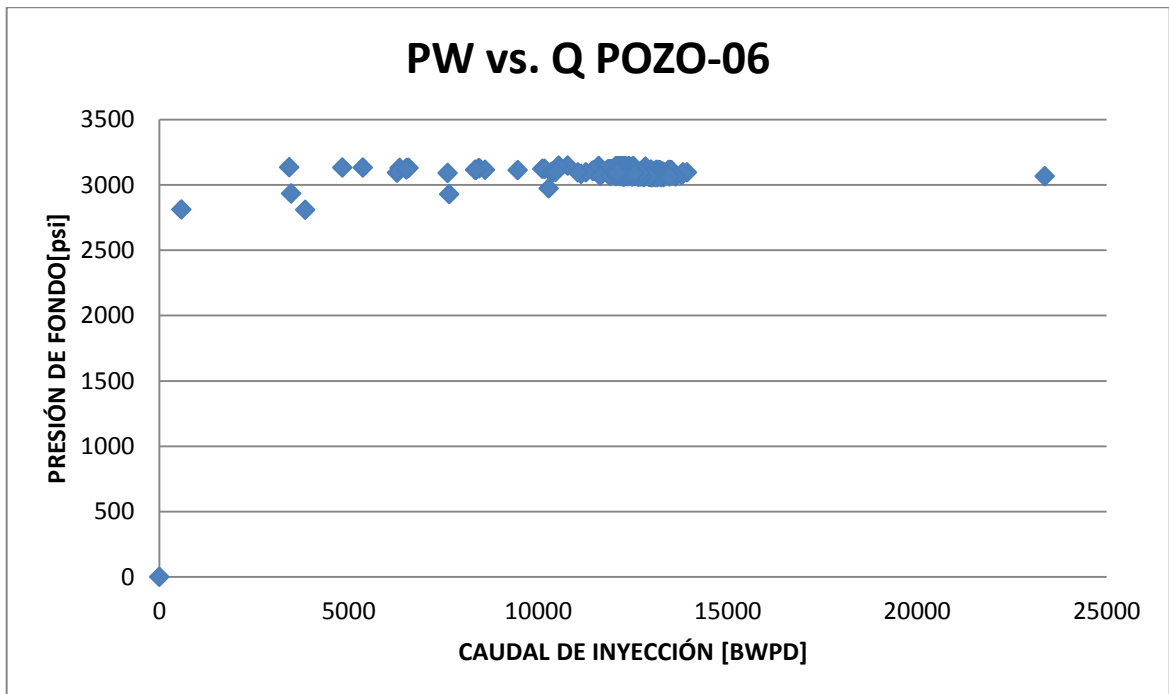
Anexo 20. Comparación entre Método Convencional de Hall y Método Modificado para el Pozo-06



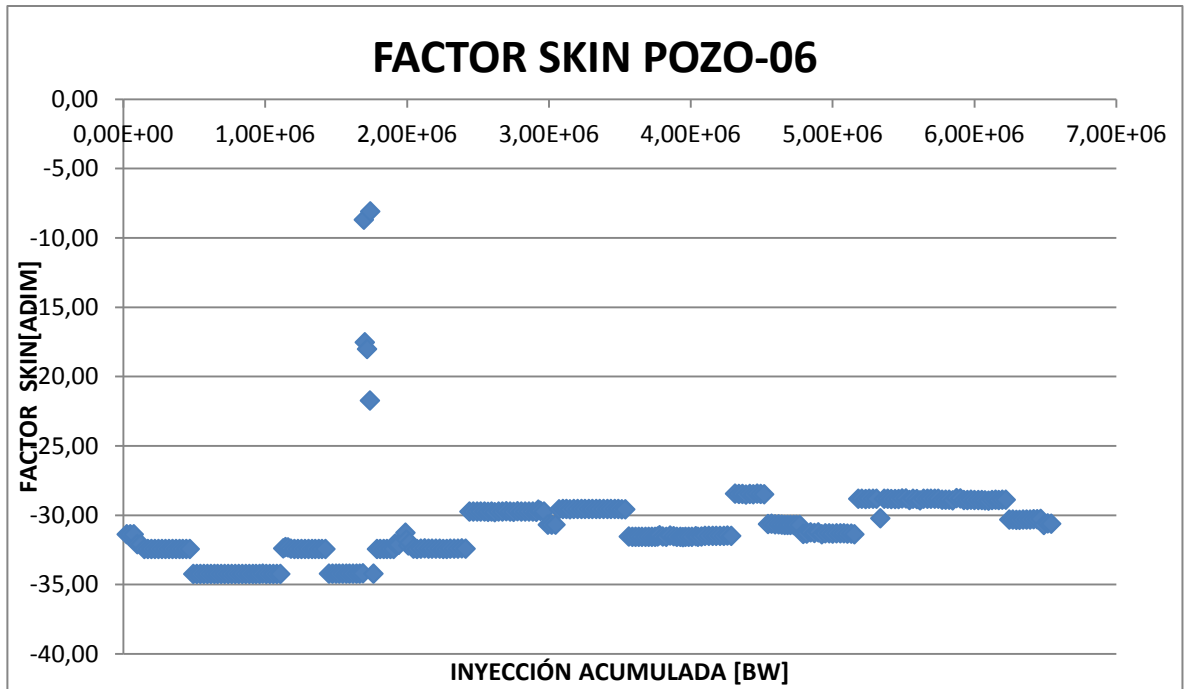
Anexo 21. Evolución del Índice de Inyectividad Real para el Pozo-06



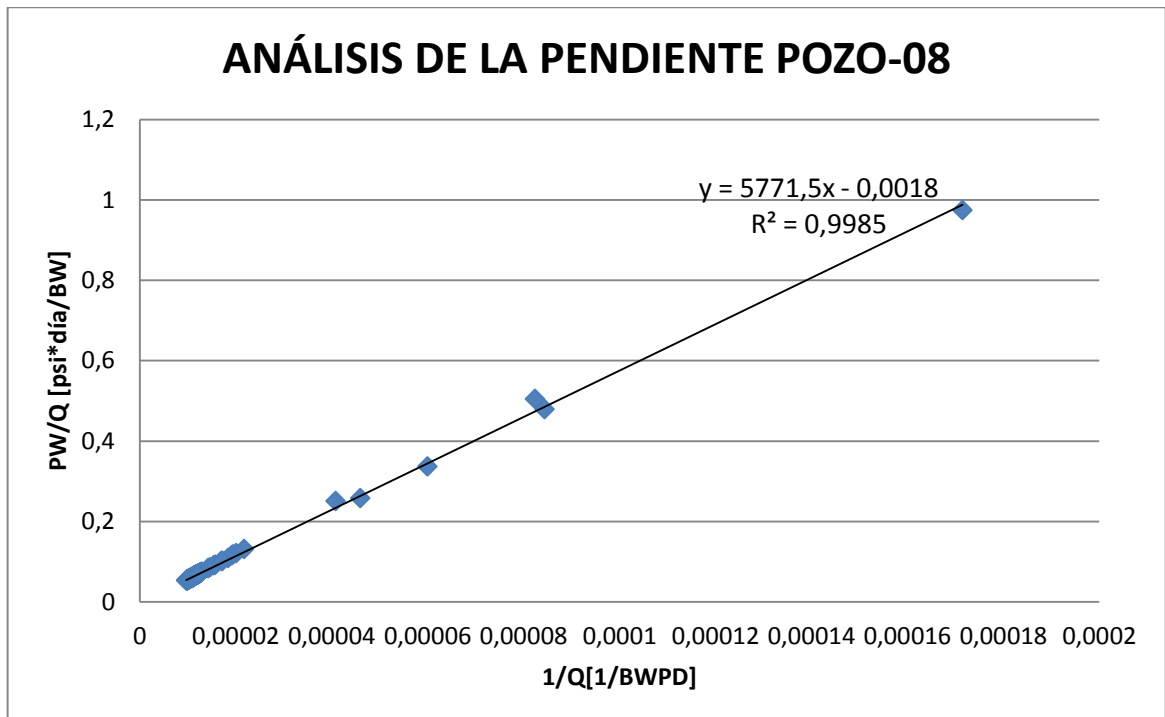
Anexo 22. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-06.



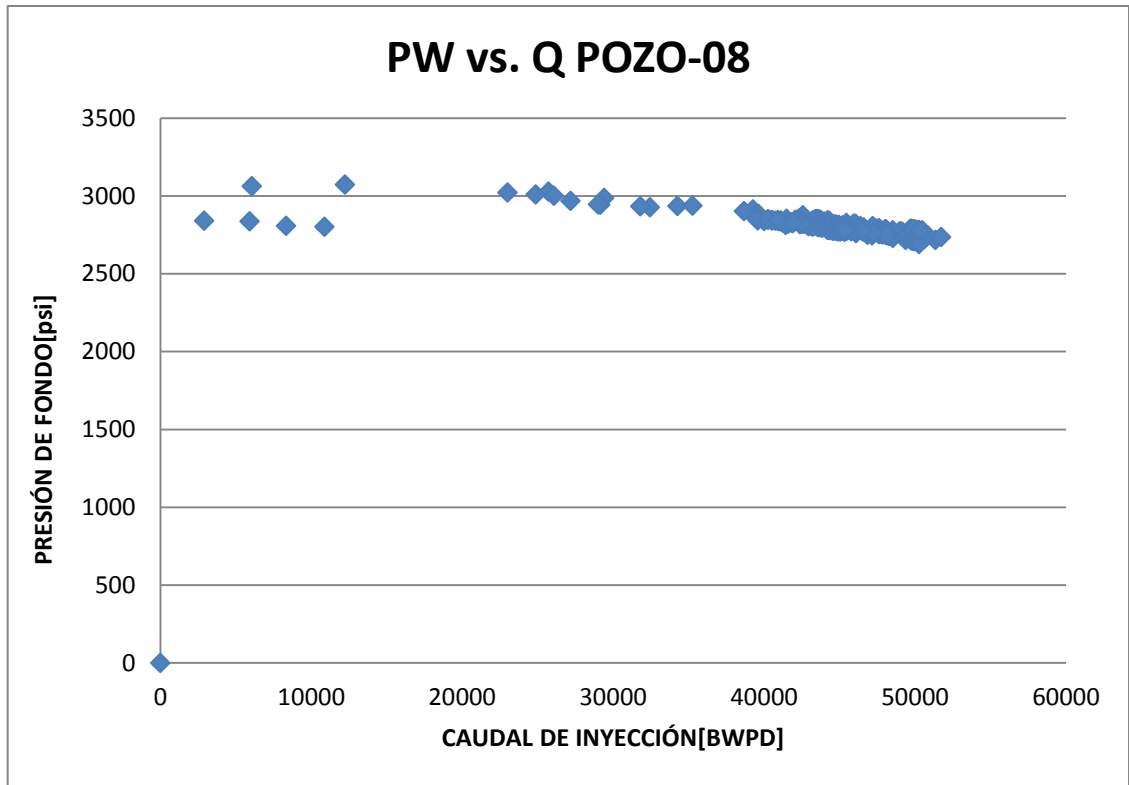
Anexo 23. Evolución del Factor Skin para el Pozo-06



Anexo 24. Análisis de la Pendiente para el Pozo-08



Anexo 25. Comportamiento de la Gráfica Pw vs. Q para el Pozo-08.



Anexo 26. Evolución del Factor Skin para el Pozo-08

