

**EVALUACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS Y ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN
DE SISTEMAS DE POZOS CERCANOS A FALLAS CONDUCTIVAS MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**JORGE LUIS ARIAS ALFONSO
JUAN DAVID MORALES GÓMEZ**

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

2012

**EVALUACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS Y ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN
DE SISTEMAS DE POZOS CERCANOS A FALLAS CONDUCTIVAS MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**JORGE LUIS ARIAS ALFONSO
JUAN DAVID MORALES GÓMEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
Esp. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ**

**Codirector:
M. Sc. ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL**

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

2012

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia por haber hecho de este ser humano lo que es hoy en día. A mi madre, mi padre y hermanos por ser mi inspiración para ser mejor día a día, a mi Tío Oscar Marino por su confianza y ser mi ejemplo de vida, a mi abuelita y mi Tía Sonia por ser la gasolina que me llenó de energías.

A la familia Serrano Serrano por recibirme como parte de su familia en esta etapa de construcción profesional. A las chachas por ser mis hermanitas pequeñas. A ti Daniela por ser mi muza de inspiración, la mujer más hermosa que pude conocer, ser un excelente hombre cada día, por hacerme sentir el amar verdaderamente y los más hermosos momentos de mi vida que he de compartir con una mujer, espero que tu vida esté llena de éxitos.

A mis compas del CRES-UIS, el combo de Max y los seguidores del divino rostro por enseñarme a ser un actor político y por soñar en un mundo justo. A mis amigos del DREAM TEAM: Pancha, JhonK, Tripa, Chupi, Fabio, Jaime, Gordo, Alci, Benancho, Tame, Oskr, Godoy, Uribe, Negro, Salla, Nafis por la alegría que nos compartieron, a Jef y Manrique por enseñarme a creer en la lealtad, a Juan David por su intensidad y perfeccionismo si no esta tesis no se hubiera culminado, a Jairo, y Jerson (cata también) por ser mis padres, a mi amigo Nacho por su amistad y confianza. A los que no recordé su nombre los quiero mucho!!.

JORGE LUIS ARIAS ALFONSO

DEDICATORIA

A Dios por estar siempre presente en cada una de mis decisiones y por permitirme alcanzar este logro tan importante en mi vida.

A mis padres y hermanos que son quienes más quiero en este mundo y siempre han estado conmigo en las buenas y en las malas.

A Paola Rangel por compartir grandes experiencias y enseñarme muchas cosas.

Al resto de mi familia que desde el principio me han dado apoyo y ánimos para hacer lo que me gusta.

JUAN DAVID MORALES GÓMEZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo se permiten expresar sus agradecimientos a las siguientes entidades o personas:

A la Universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación profesional.

A los ingenieros Elkin Rodolfo Santafé Rangel y César Augusto Pineda Gómez por su orientación en el planteamiento y la elaboración de este trabajo.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y toda su planta de profesores por la contribución de nuestro crecimiento profesional.

A Kappa Engineering y en especial al ingeniero Diego Molinari, que nos ayudó a establecer un contacto con la empresa y a conseguir la versión de prueba para el simulador utilizado en el trabajo.

A Paola Lizeth Rangel Leal por su ayuda y consejos que mejoraron enormemente nuestra labor.

A nuestros compañeros y amigos, por apoyarnos y estar cuando los necesitamos.

A todos los que de una u otra forma hicieron su aporte a la elaboración de este libro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS FALLADOS	24
1.1 FALLAS GEOLÓGICAS	25
1.2 MECÁNICA DE LAS FALLAS	26
1.2.1 Esfuerzos	27
1.2.2 Deformación	27
1.2.3 Esfuerzos vs Deformación.....	27
1.2.4 Teoría de fallamiento de Anderson.....	31
1.3 ELEMENTOS GEOMÉTRICOS DE LAS FALLAS	33
1.4 ARQUITECTURA DE LA ZONA DE FALLA.....	34
1.4.1 Zonas de daño (DZs).....	36
1.4.2 Estructuras de Elementos Individuales Presentes	37
1.4.3 Rampas de Relevamiento	40
1.4.4 Fallas Sub-sísmicas	41
1.5 SELLO DE FALLA.....	42
1.5.1 Yuxtaposición	43
1.5.2 Roca de falla sellante	43
1.5.3 Estado de esfuerzos in-situ	45
1.6 REACTIVACIÓN DE FALLA.....	45
1.6.2 Reactivación por sismicidad inducida	47
1.6.3 Reactivación por compactación.....	47
1.7 ESTRUCTURAS PERMEABLES	48
1.8 CLASIFICACIÓN HIDRODINÁMICA DE LAS FALLAS	50
1.8.1 Fallas semipermeables.....	52
1.8.2 Fallas conductivas	53
2. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO Y CARACTERIZACIÓN DE FALLAS	57
2.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	59
2.2 ANÁLISIS DE NÚCLEOS	61
2.3 REGISTROS DE PERFORACIÓN Y ELÉCTRICOS	62
2.4 PRUEBAS DE PRESIÓN	65
2.4.1 Modelo de Yaxley	66
2.4.2 Modelo de Abbazadeh y Cinco-Ley.....	67
2.5 ANÁLISIS DE REGISTROS HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN	69

2.6 TRAZADORES RADIACTIVOS	73
2.7 ESTUDIOS CON SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	74
2.7.1 <i>Multiplicadores de Transmisibilidad de la Falla (FMT)</i>	75
2.7.2 <i>Modelo de Facies de Falla (FFM)</i>	77
2.8 TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE FALLAS.....	80
3. MODELO DE SIMULACIÓN	82
3.1 METODOLOGÍA	82
3.2 ANÁLISIS DE LA LITERATURA.....	83
3.3 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	84
3.4 PREPARACIÓN Y VALIDACIÓN DE DATOS	88
3.4.1 <i>Selección de datos</i>	90
3.4.2 <i>Análisis de resultados del Modelo validación FCF</i>	92
3.4.3 <i>Sensibilidad de parámetros de la prueba de presión</i>	94
3.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	104
3.5.1 <i>Condiciones Iniciales</i>	106
3.5.2 <i>Propiedades petrofísicas y de los fluidos</i>	106
3.5.3 <i>Características del pozo</i>	107
3.5.4 <i>Propiedades de la zona de falla</i>	108
3.5.5 <i>Interacción Roca-Fluido</i>	109
3.5.6 <i>Dimensiones y enmallado</i>	112
3.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES	121
3.7.1 <i>Conductividad Adimensional FCD</i>	121
3.7.2 <i>Ancho de falla (wf)</i>	123
3.7.3 <i>Longitud de la falla (Lf)</i>	124
3.7.4 <i>Distancia del pozo a la falla (d)</i>	124
4. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN	126
4.1 ESCENARIOS PROPUESTOS.....	126
4.1.1 <i>Posicionamiento de Pozos</i>	127
4.1.2 <i>Caudal Óptimo</i>	128
4.1.3 <i>Inyección De Agua</i>	128
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	130
4.2.1 <i>Orientación respecto a la falla</i>	130
4.2.2 <i>Caudal Óptimo</i>	133
4.2.3 <i>Inyección de agua</i>	134
CONCLUSIONES	138

RECOMENDACIONES 139

BIBLIOGRAFÍA 140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación del comportamiento de esfuerzos vs deformación	30
Figura 2. Régimen de esfuerzos relacionado con la clasificación hecha por Anderson y características principales.....	31
Figura 3. Tipos Fallas no previstos en la teoría de Anderson	32
Figura 4. Partes principales de una falla.	34
Figura 5. Ilustración esquemática de la complejidad de elementos y la gran variedad de rumbos y buzamientos presentes en una zona de falla	35
Figura 6. Volúmenes de daño internos y externos asociados con las fallas geológicas.....	37
Figura 7. Esquema de las estructuras características presentes en las zonas de fallas en yacimientos de arenisca y de carbonatos.....	38
Figura 8. Esquema del conjunto de estructuras discretas en base a la teoría Riedel.....	39
Figura 9. Esquema de la estructura y la comunicación de fluidos que puede provocar las <i>relay ramps</i>	41
Figura 10. Factores críticos para generación de sello en la falla	43
Figura 11. Análisis grafico de la Reactivación con las curvas de Mohr.....	46
Figura 12. Clasificación de fallas según los estilos arquitectónicos asociados con estructuras permeables.....	49
Figura 13. Estructuras de falla idealizadas y respuesta de permeabilidad correspondiente (arriba). Estructuras asociadas en la arquitectura interna de una falla en carbonatos(abajo).....	51
Figura 14. Clasificación de sistemas fallados de acuerdo a sus características hidráulicas.....	52
Figura 15. Esquema del flujo y modelo físico característicos de las fallas semipermeables.....	53

Figura 16. Estado actual de esfuerzos, estructura geológica y propiedades petrofísicas características de zona falladas conductivas.....	54
Figura 17. Generalidades de los datos más representativos para la caracterización de sistemas fallados	58
Figura 18. Flujo de trabajo en la interpretación Sísmica de fallas y la construcción del modelo estructural.....	60
Figura 19. Ejemplos de experiencias en la integración de técnicas de análisis a partir de datos de registros y pozos, para definir estructuralmente las zonas falladas.....	64
Figura 20. Comportamiento de las respuestas de presión en los gráficos logarítmicos y semi-logarítmicos de una falla semipermeable para diferentes factores de α	67
Figura 21. Esquema y Nomenclatura utilizada en el modelo de Abbaszadeh y Cinco-Ley.....	68
Figura 22. Análisis en el gráfico de derivada de los regímenes de flujo de un PBU hecha a un pozo cercano a una falla conductiva en un yacimiento del gigante Ghawar	69
Figura 23. Respuestas típicas de producción en el gráfico de historia de producción y RAP vs tiempo	71
Figura 24. Grafica a escala log-log de resultados de caudal y tiempo adimensional para dos y tres diferentes valores de conductividad y difusividad, respectivamente	72
Figura 25. Representación esquemática del flujo de fluidos en el modelo de trazadores supuesto (Izq.) y el comportamiento de las respuestas dinámicas del pulso para diferentes tiempos (Der.).....	74
Figura 26. Ajuste histórico para el cálculo por prueba y error del multiplicador de transmisibilidad	76
Figura 27. Flujo de trabajo de la aplicación del método determinístico para el cálculo de multiplicadores de transmisibilidad	77

Figura 28. Flujo de trabajo en la aplicación del método de facies de falla en los simuladores.....	79
Figura 29. Metodología empleada para la investigación	83
Figura 30. Plataforma del simulador Ecrim Herramienta Rubis.....	88
Figura 31. Geometría del yacimiento para los dos modelos de validación.....	91
Figura 32. Malla de simulación del Modelo Validación FCF de 726 celdas y 2616 vértices.....	93
Figura 33. Reducción de la presión a lo largo de la falla.....	93
Figura 34. Prueba de presión típica de un pozo cercano a una falla conductiva (incluyendo límites). Se muestran los regímenes de flujo que se presentan, de izquierda a derecha: Radial infinito, Bi-lineal, lineal y sistema cerrado.....	94
Figura 35. Cambios en los regímenes de flujo al aumentar la longitud de la falla.	96
Figura 36. Sensibilización de la distancia del pozo (d).....	97
Figura 37. Sensibilización de la conductividad adimensional (FCD).....	98
Figura 38. Sensibilización del daño a través de la falla (Sf).....	99
Figura 39. Sensibilización de la Movilidad de los yacimientos aledaños a la falla (M).....	100
Figura 40. Esquema de la discretización volumétrica del cuerpo de falla y nomenclatura usada	101
Figura 41. Malla de simulación (Izquierda) y Estructura de la falla (Derecha)	102
Figura 42. Ajuste de presión del modelo validación zona discreta respecto al modelo validación FCF	104
Figura 43. Esquema propuesto del modelo de simulación.....	105
Figura 44. Curva de Permeabilidad Relativa típica de un yacimiento mojado por aceite	109
Figura 45. Curvas de presión capilar de la roca huésped (yacimiento).....	110

Figura 46. Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar de las zonas de daño (Zona de fracturas).....	111
Figura 47. Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar del zona del núcleo de falla.....	112
Figura 48. Dimensiones del yacimiento para el modelo de simulación	113
Figura 49. Malla del modelo de simulación. (a); Zona de falla y subdivisiones verticales (b)	113
Figura 50. Tasas de producción junto al comportamiento de presión del modelo de simulación.....	115
Figura 51. Sección transversal mostrando el perfil de saturación de agua del modelo de simulación. Al tiempo inicial(a) y tiempo final (b).....	116
Figura 52. Producción acumulativa, fluidos en sitio y factor de recobro del modelo de simulación.....	117
Figura 53. Comparación de la tasa y producción acumulativa entre el caso de falla conductiva y el modelo de simulación.....	119
Figura 54. Factor de recobro a diferentes valores de conductividad adimensional	122
Figura 55. Factor de recobro a diferentes valores de ancho de falla	123
Figura 56. Factor de recobro a diferentes valores de longitud de falla.....	124
Figura 57. Factor de recobro a diferentes distancias del pozo a la falla.....	125
Figura 58. Diferentes orientaciones de pozos respecto a la falla	127
Figura 59. Dimensiones de los pozos horizontales utilizados en los posibles escenarios de explotación.....	128
Figura 60. Arreglos de inyección: Pareja Productor/Inyector	129
Figura 61. Patrones de 5 puntos	129
Figura 62. Factor de recobro a diferentes orientaciones de pozos	131

Figura 63. Corte de agua a diferentes orientaciones de pozos	132
Figura 64. Factor de recobro para diferentes caudales de aceite	133
Figura 65. Tasa de producción del agua para diferentes caudales de aceite	134
Figura 66. Caudal de aceite para diferentes arreglos de Productor/Inyector	135
Figura 67. Factor de recobro para diferentes arreglos de Productor/Inyector	136
Figura 68. Factor de recobro para patrones de inyección de 5 puntos	137
Figura 69. Producción de agua acumulativa para patrones de inyección de 5 puntos	137

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de los factores que afectan la deformación de las rocas.....	28
Tabla 2. Resumen de los mecanismos que afectan la deformación de las rocas .	29
Tabla 3. Características de flujo a diferentes tiempos en pozo cercano a una falla conductiva.....	56
Tabla 4. Capacidades y limitaciones de las técnicas de identificación y caracterización de las fallas en general	81
Tabla 5. Resumen de los paquetes de simulación considerados	86
Tabla 6. Propiedades y condiciones iniciales de los modelos de validación	91
Tabla 7. Sensibilidad de parámetros de la prueba de presión.....	95
Tabla 8. Propiedades de la zona de falla para los modelos de validación FCF y zona discreta.....	103
Tabla 9. Condiciones iniciales del modelo de simulación	106
Tabla 10. Propiedades petrofísicas y de los fluidos del modelo de simulación ...	107
Tabla 11. Características del pozo para el modelo de simulación.....	108
Tabla 12. Características del pozo para el modelo de simulación.....	108
Tabla 13. Sensibilidades realizadas al modelo de simulación	121
Tabla 14. Caudales en los pozos presentes en los Patrones de 5 puntos	130

TITULO: EVALUACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS Y ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN DE SISTEMAS DE POZOS CERCANOS A FALLAS CONDUCTIVAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTORES: JORGE LUIS ARIAS ALFONSO
JUAN DAVID MORALES GÓMEZ**

PALABRAS CLAVES: Falla conductiva, Caracterización, Flujo de Fluidos, Simulación Numérica.

La naturaleza de las fallas puede ser sellantes o comunicante, generando un profundo efecto en la etapa de entrapamiento y en la explotación del yacimiento. Las fallas conductivas son fallas comunicantes que permiten la transferencia de fluidos en la zona de falla. Su influencia sobre el flujo de fluidos constituye una problemática, e históricamente ha generado un impacto negativo en la explotación de hidrocarburos. El presente trabajo pretende representar de manera realística el flujo de fluidos característico de estos sistemas mediante un modelo de simulación numérica, para así poder evaluar su comportamiento y proponer escenarios que posibiliten maximizar su producción.

Este estudio parte con una descripción global de los sistemas fallados con el fin de comprender sus elementos constitutivos, el comportamiento del flujo de fluidos y establecer las técnicas para determinar los parámetros requeridos en modelaje numérico de las fallas conductivas. Posteriormente, se construyó un modelo base sintético, a escala “*sector model*”, con el fin de analizar las variables globales que inciden más en su comportamiento y los efectos que ocasionan en la producción de pozos cercanos. Las respuestas obtenidas lograron dar validez a los datos establecidos en el modelo base comparándose con los casos históricos identificados. En la etapa final del estudio, el esfuerzo se concentró en generar diferentes escenarios que provean una visión panorámica de posibles alternativas de producción aplicables al desarrollo de un campo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Esp. César Augusto Pineda Gómez. Codirector: M. Sc. Elkin Rodolfo Santafé Rangel

TITLE: FLUID FLOW EVALUATION AND EXPLOITATION SCHEMES OF RESERVOIRS WITH WELLS NEAR CONDUCTIVE FAULTS THROUGH NUMERICAL SIMULATION*

AUTHORS: JORGE LUIS ARIAS ALFONSO
JUAN DAVID MORALES GÓMEZ**

Keywords: Conductive Fault, Characterization, Fluid Flow, Numerical Simulation.

The nature of faults could be sealing or communicating, and it has a deep effect on the entrapment stage and the future reservoir exploitation. Conductive fault is a communicating fault that allows fluid transference in the fault zone. Its influence on fluid flow is a complex problem and historically has a negative impact in hydrocarbon exploitation. This work aims to represent a realistic flow of fluids characteristic of this systems using a numerical simulation model, in order to assess its behavior and propose scenarios that allow maximizing production.

This study begins with a global description of fault systems to enhance the understanding of its constituent, fluid flow behavior and establish techniques to determine the parameters needed in numerical modeling of conductive fault. Subsequently, a base synthetic model was constructed, in “sector model” scale, to analyze global variables that affect its behavior and the effects in nearby well production. The base model is validated by the comparison between results obtained and case histories. In the final stage of this study, different scenarios were generated to provide an overview of possible production alternatives applied to the development of field.

* Degree project

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Esp. César Augusto Pineda Gómez. Codirector: M. Sc. Elkin Rodolfo Santafé Rangel.

INTRODUCCIÓN

En el transcurso de las últimas décadas, países como México, Noruega y Arabia Saudita, entre otros, han realizado importantes investigaciones con el ánimo de desarrollar tecnologías que permitan la identificación, caracterización y modelaje de fallas, principalmente en lo que compete a su comportamiento comunicante^{1,2,3}. Varios de sus campos han reportado la presencia de fallas con naturaleza conductiva, cuya influencia, históricamente ha impactado en la recuperación y tratamiento de los hidrocarburos ocasionando serios problemas operacionales y económicos a las compañías que los operan.

Las fallas son una de las formas más comunes de heterogeneidades en un yacimiento de petróleo. Su naturaleza cumplen dos roles generales, pueden ser sellantes o comunicantes, teniendo un profundo efecto en su entrapamiento y en la producción futura de sus fluidos.

En la ingeniería de yacimientos, las fallas convencionalmente son consideradas como “sellantes”, es decir, que bloquean la comunicación del fluido y la presión con otras regiones, generando compartimentos y estableciéndose como un elemento constitutivo de la trampa de hidrocarburos. Sin embargo, estas fallas pueden perder su calidad de sello a través del tiempo, reactivándose, por ejemplo, debido a procesos como el aumento en la presión inicial del yacimiento por la inyección de agua. Las fallas comunicantes permiten la transferencia de fluidos en el yacimiento con otras unidades hidráulicas no previstas, actuando como fuentes

¹ BYBERG, Andreas. “Importance of Fault Communication for Predicted Snorre Performance”. Master Thesis. Reservoir Technology. Universitetet i Stavanger. Faculty of Science and Technology. 2009.

² RUIZ GARCÍA, Saul. “Flujo Anormal de Fluidos (Agua y Gas) en Pozos Productores Localizados en la Vecindad de una Falla Conductiva”. Tesis de Grado. Magister en Ingeniería. Ciudad de México. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.

³ TREJO MARTINEZ, Julio Cesar. “Reactivación de Fallas Como Resultado del Cambio en los Esfuerzos Geomecánicos”. Tesis de Grado. Magister en Ingeniería. Ciudad de México. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.

de mantenimiento o caída de presión dependiendo del escenario en que se presenten.

Las fallas de naturaleza conductiva son un tipo de fallas comunicantes encontradas usualmente en yacimientos naturalmente fracturados y que se caracterizan por presentar permeabilidades mucho mayores a las de la formación, debido a que forman redes interconectadas de fracturas y zonas de brechas muy permeables que se asocian a su constitución misma, permitiendo la transferencia de fluidos a través y a lo largo de la zona de fallas y exhibiendo comportamientos dominantes de flujo muy complejos en el yacimiento, que deben ser concebidos en su posterior caracterización y modelamiento.

En Colombia ocasionalmente se ha propuesto la necesidad de considerar este tipo de sistemas, sin embargo, deja un alto grado de incertidumbre el conocimiento real de algunos campos, en lo que respecta al comportamiento dinámico de los fluidos en sus yacimientos y a la caracterización de sus límites. Las fallas generalmente son modeladas con una cantidad *limitada* de datos, haciendo que los resultados de sus predicciones tengan un alto grado de incertidumbre. La comprensión de este mecanismo permitiría reducir a tiempo los problemas futuros que se podrían presentar en el desarrollo de estos. Se espera que con este trabajo se establezca un punto de referencia para considerar estos sistemas en futuras investigaciones.

En este trabajo se empleó la simulación numérica como herramienta para establecer una cantidad amplia de escenarios y *determinante* para evaluar la incidencia en el comportamiento del flujo de fluidos sobre los pozos cercanos a un sistema que presente fallas conductivas.

Se construyó un modelo numérico, que reprodujera de manera adecuada el complejo flujo de fluidos en las fallas conductivas, comprendiendo sus

capacidades y limitaciones para ser simulado. En él se consignaron los principales elementos constitutivos del sistema, manejando la simplicidad del caso y permitiendo que los resultados obtenidos fuesen confiables, representativos y adaptables a la realidad del sistema físico.

El trabajo se organiza de la siguiente manera: en sus dos primeros capítulos se describe las generalidades de las fallas, las diferentes técnicas y metodologías con las que se cuenta para la caracterización y evaluación de los parámetros más importantes utilizados para la simulación de este tipo de sistemas. El tercer capítulo reseña la construcción del modelo de simulación asegurando que sus características sean similares a los casos históricos identificados y que representara de manera adecuada sus regímenes de flujo característicos. Posteriormente, se analizaron los resultados obtenidos de la sensibilidad de parámetros propios del sistema. En la etapa final del estudio, el esfuerzo se concentró en generar diferentes escenarios que provean una visión panorámica de las alternativas productivas posibles aplicables al desarrollo del yacimiento.

1. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS FALLADOS

Las heterogeneidades del yacimiento están relacionadas con características geológicas, tanto a pequeña como a gran escala y su impacto en el flujo sobre los yacimientos es proporcional al grado de importancia que presenten. Los yacimientos en general son heterogéneos y dicha heterogeneidad se debe a su litología, textura, presencia de fracturas, fallas, efectos diagenéticos, etc. Estas están asociadas a diferentes *escalas* de magnitud y pueden ser de origen estratigráfico, estructural y/o diagenético principalmente⁴.

Las heterogeneidades de pequeña escala se pueden reconocer en núcleos. Por lo regular, se asocian con la laminación, estratificación cruzada y demás características *microscópicas* del medio poroso. Las heterogeneidades a *grande* escala son los tipos más importantes de discontinuidades internas del yacimiento, las cuales representan trayectorias favorables a los fluidos, barreras y zonas con contrastes bien marcados de permeabilidad. Su *impacto* en la dinámica del yacimiento puede ser muy fuerte⁵.

Las fallas son una de las formas más comunes de heterogeneidades en un yacimiento de petróleo. Pueden comportarse como *restricciones* o *transmisores* en el flujo de fluidos, así como dividir el yacimiento en *compartimentos* con diferentes regímenes de presión y propiedades de los fluidos⁶.

En razón del gran impacto que ejercen las fallas geológicas sobre la *recuperación* de hidrocarburos, la *ingeniería de yacimientos* debe motivar su objeto de estudio

⁴ JIMÉNEZ, M., 2005. "Caracterización integral de yacimientos: integración de datos de registros de pozo con atributos sísmicos usando geoestadística". Tesis de Grado. Magister en Ingeniería. Ciudad de México. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. p. 18-19.

⁵ Ibid, p. 19.

⁶ TROCCHIO, J., 1990. "Investigation of Fateh Mishrif Fluid-Conductive Faults". En: SPE Journal of Petroleum Technology. SPE No. 17992, vol. 42 no.8, p. 1..

en la resolución de los problemas asociados a estos no tan simples sistemas; conjugando sus aportes propios con las contribuciones *científicas de la geología* ya que es evidente su divorcio respecto a la comprensión de los sistemas fallados. El presente capítulo busca interrelacionar los conceptos de ambas disciplinas con el objeto de obtener un conocimiento más específico para la construcción de modelos predictivos que se aproximen al comportamiento real de sistemas fallados.

1.1 FALLAS GEOLÓGICAS

Cuando las rocas o las capas de rocas son sometidas a esfuerzos tectónicos, se curvan o se rompen, o experimentan ambos fenómenos al mismo tiempo. En su forma más simple, una falla se define como una discontinuidad laminar, o una superficie de *ruptura* generada en este cuerpo, a través de la cual se produce un desplazamiento o deslizamiento observable. La dirección de los esfuerzos principales determina la *orientación* del plano principal de ruptura o de la falla⁷. En un contexto más realístico, en este caso, a una escala más específica de observación, las fallas representan un *volumen* deformado de rocas sedimentarias, el cual puede subdividirse dentro una superficie principal delgada (o núcleo central) que acomoda el desplazamiento mayor y un cuerpo de zonas de daño a lo largo del plano⁸.

Para efectos de la comprensión futura del presente libro se debe hacer explícita la diferencia entre la terminología para fallas y fracturas. Inicialmente ambas exhiben un origen común que las explica, es decir, liberación de energía de presión por encima del límite plástico de las rocas generando una ruptura. Sin embargo, su

⁷ CERVENY, K., et al. "Menor incertidumbre con el análisis de fallas que actúan como sello". *En: Oilfield Review*. Primavera, 2004. Vol. 16 no. 4, 44 p.

⁸ CAINE, J. ; EVANS, J. y FOSTER, C. "Fault zone architecture and permeability structure". *En: Geology*. 1996. Vol. 24 no.11, p. 1025-1028.

principal diferencia es que en las fallas hay desplazamiento muy importante de masa, cuestión que no es tan dominante respecto a las fracturas.

1.2 MECÁNICA DE LAS FALLAS

La mecánica de las fallas se encarga de estudiar las propiedades y el comportamiento de los materiales de las rocas que son deformadas y las respuestas ante condiciones de esfuerzos en las que son sometidos. Una falla es por definición una fractura frágil a lo largo de la cual ha ocurrido un *desplazamiento visible*. La zona de falla se encuentra compuesta por innumerables superficies de fallas/fracturas frágiles estrechamente espaciadas y que contienen *estructuras* complejas que posteriormente se tratará con mayor precisión.

Independientemente de la escala (desde microscópica a regional), las fallas pueden presentar localmente zonas extensionales (tensión) y compresionales. Esas zonas están relacionadas directamente con las curvaturas (inflexiones) o saltos de las fallas. Unas estructuras importantes son las zonas de cizalla, estas corresponden a una ancha región de deformación generada bajo condiciones dúctiles a dúctiles-frágiles. Desde una escala tectónica las rocas son deformadas frágilmente en los niveles superiores de la corteza terrestre y dúctilmente en los niveles inferiores, esto dependiendo de las condiciones particulares que en cada área se presenten, no obstante, dichos fenómenos no son exclusivos de esos niveles.

1.2.1 Esfuerzos

Puede hablarse de dos principales esfuerzos⁹: los dirigidos (o de superficie) y los de cuerpo. El primero toma importancia a una escala tectónica y regional para el conocimiento de las fallas, principalmente son tres: de tensión, compresión y de cizalladura. La torsión es un caso particular de cizalladura en tres dimensiones que provoca rotación a los bloques. Los esfuerzos de *cuerpo* surgen gracias a la fuerza de gravedad o de volumen, y pueden tratarse de la presión confinante sea litostática o hidrostática; en general, estos esfuerzos se asocian a la gravedad que actúa sobre cada partícula elemental de masa.

1.2.2 Deformación

Las deformaciones de las rocas pueden denominarse según el origen de los esfuerzos o forma de aplicación de las cargas. Los *factores* que influyen el comportamiento mecánico de la roca se basan en el criterio de plasticidad y rigidez¹⁰. Los mecanismos de deformación están asociados a diferentes escalas de observación. La Tabla 1 resume los tipos de mecanismos encontrados.

1.2.3 Esfuerzos vs Deformación

Los conceptos de esfuerzo y deformación deben ser integrados para brindar una forma de caracterizar las condiciones mecánicas de una roca bajo una situación de fallamiento. Esta relación esfuerzo-deformación está influenciada por el tipo de esfuerzo al que es sometida¹¹, y por los factores y mecanismos de deformación

⁹ DUQUE, Gonzalo. "Manual de geología para ingenieros". Libro. En: Cap. 11 Geología Estructural. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2003. 229 p.

¹⁰ Ibid, p. 4.

¹¹ FOSSEN, H., 2010. "Structural Geology Book". New York: Cambridge University Press. 122 p.

descritos en las Tablas 1 y 2. La resistencia de la roca controla la magnitud del esfuerzo de corte necesario para romper la misma.

Tabla 1. Resumen de los factores que afectan la deformación de las rocas

FACTOR	COMPORTAMIENTO
Temperatura	El aumento de temperatura le da plasticidad a la roca mientras que su disminución la hace rígida. La temperatura aumenta con la profundidad.
Presión confinante	Con la profundidad aumenta la presión confinante y las rocas, que en la superficie son rígidas, en la profundidad pueden comportarse plásticamente. Así aumenta el esfuerzo de ruptura y se facilita la deformación dúctil.
Contenido de fluido en la roca	Por analogía la humedad disminuye la rigidez de las rocas y aumenta su plasticidad. La presencia de fluidos aumenta el campo de deformación reduciendo la respuesta elástica y desplazando el límite de ruptura a esfuerzos cada vez mayores.
Velocidad de deformación	Si la velocidad de deformación es alta y por ende el tiempo breve, el material responde con rigidez, en el caso contrario responderá plásticamente. Debe tenerse en cuenta que la unidad de tiempo geológico es el millón de años.
Composición y estructura de la roca	Este factor alude a la isotropía o anisotropía del material. Por la isotropía la roca puede ser competente y tener la capacidad de absorber esfuerzos sin deformarse, por consiguiente es rígida; por la anisotropía es lo contrario pues se deforma expresando su plasticidad.

Fuente: Autores.

Tabla 2. Resumen de los mecanismos que afectan la deformación de las rocas

MECANISMO	CARACTERÍSTICAS
Movimientos inter-granulares	Los desplazamientos entre granos minerales son función del tamaño de los granos, de su forma cristalina, y de su grado de consolidación y cementación.
Movimientos intra-granulares	Se asocian a la deformación interna de la red cristalina, con las que se provocan microfisuras a favor de las cuales se produce el desplazamiento de las caras contiguas de los minerales.
Disolución y recristalización.	Fenómenos diagenéticos debido a los fluidos, presiones y temperaturas elevadas a las cuales se someten los minerales componentes de la roca.
Deformación Elástica	Cuando la relación entre esfuerzo y deformación es constante, y el cuerpo puede recuperar su forma original al cesar el esfuerzo deformante.
Deformación plástica	Son los pliegues producidos en las rocas que han sido sometidas a esfuerzos más allá de la zona elástica y antes del límite plástico.
Deformación frágil o Ruptura	Generación de fallas y fracturas, cuando los esfuerzos en el material superan el límite plástico.

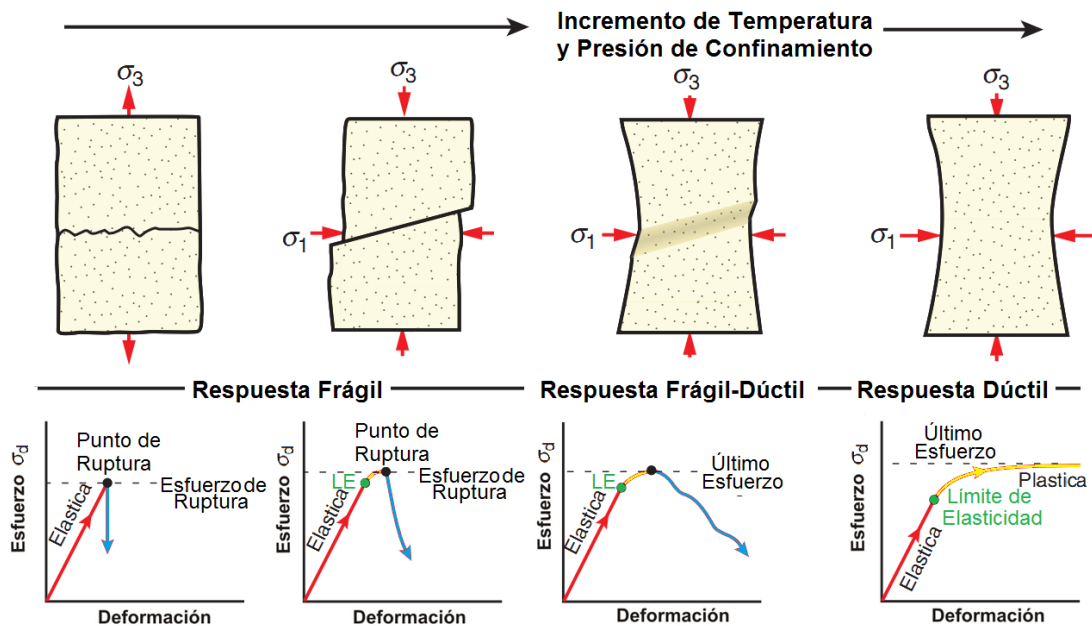
Fuente: Autores.

El comportamiento de las fallas se analiza por criterios de fractura o fallamiento. La compresión y la extensión inducen la ruptura por cizalladura en las rocas. La extensión genera espacios y la compresión los cierra. El comportamiento mecánico de la roca de los yacimientos no está gobernado por el esfuerzo total, sino por el esfuerzo *efectivo*. Este concepto es más realístico, ya que los bloques no son un material sólido continuo sino más bien un medio poroso de roca

saturada de fluidos.¹² Es por eso que la *presión de poro* también debe ser introducida como factor clave en el criterio de falla. Cuando los esfuerzos efectivos son incrementados, la roca se vuelve más resistente. Para la estimación de la presión de poro y esfuerzos, se tiene: geología regional, sísmica, registros eléctricos, parámetros de perforación, entre otros.

El proceso de formación de una falla en rocas no fracturadas y homogéneas puede ser descrito por el *círculo de Mohr* para el esfuerzo interceptando la envolvente de falla, esto constituye un medio gráfico de predicción de los esfuerzos de corte y normal, de la orientación del plano de falla y como herramienta de análisis para el cálculo de las condiciones de falla de la roca o de reactivación. En la Figura 1 se puede observar el comportamiento de los esfuerzos con respecto a la deformación.

Figura 1. Representación del comportamiento de esfuerzos vs deformación



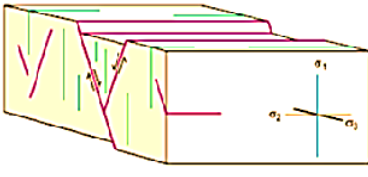
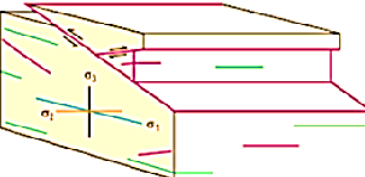
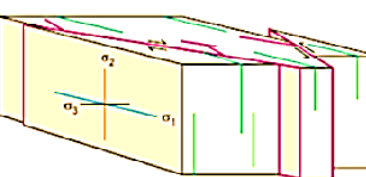
Fuente: Modificado de FOSSEN, Haakon. Op. Cit. 122 p.

¹² Ibid, p 139.

1.2.4 Teoría de fallamiento de Anderson

Anderson¹³ realizó una clasificación dinámica de las fallas basada en el posicionamiento de los tres vectores principales de esfuerzos: mayor (σ_1), medio (σ_2), y mínimo (σ_3), ortogonales entre sí, que cumplen el requisito general de $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$. Dependiendo de las posiciones de los vectores se definen tres tipos de fallas principales tales como: Normales, inversas y transcurrentes (Figura 2).

Figura 2. Régimen de esfuerzos relacionado con la clasificación hecha por Anderson y características principales

		
<p>FALLAS NORMALES</p>	<p>FALLAS INVERSAS</p>	<p>FALLAS TRANSCURRENTES</p>
<p>σ_1 es el vertical. Se generan por tensión. El movimiento es predominantemente vertical respecto al plano de falla, típicamente tienen un Buzamiento de 60 grados. Son las fallas más comunes observadas en los campos de petróleo y gas.</p>	<p>σ_1 es horizontal y σ_3 es vertical. Se generan por compresión. El movimiento es preferentemente horizontal y el plano típicamente tiene un buzamiento de 30°. Reciben el nombre de cabalgamiento cuando tienen un buzamiento <45°.</p>	<p>Tanto σ_1 como σ_3 son horizontales. El movimiento de los bloques es horizontal. Dependiendo del movimiento relativo pueden ser dextrales o sinestras. El plano es vertical. Estas fallas son típicas de límites transformantes de placas tectónicas.</p>

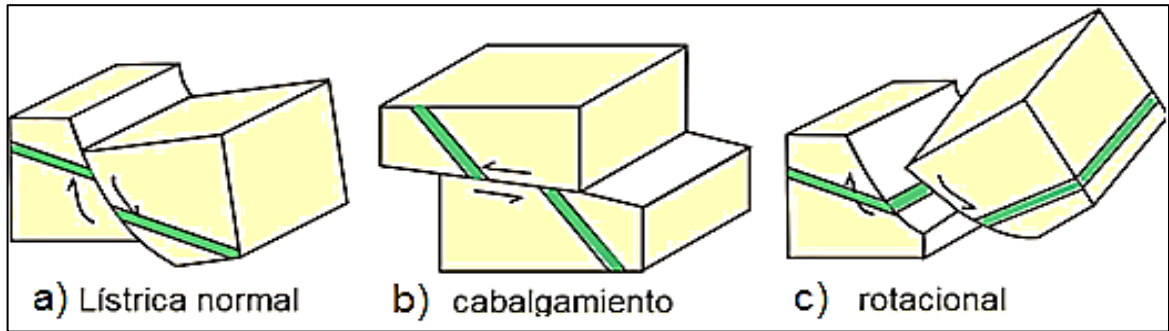
Fuente: Modificado de K. Cervený, et al. Op. Cit. 44 p.

La clasificación de Anderson es muy restringida y presenta problemas para la interpretación de muchos casos. Uno de los aspectos no previstos por Anderson es que las fallas se curvan y de hecho casi nunca son planos sino más bien superficies. Producto de esas curvaturas se generan situaciones asimétricas en la distribución de esfuerzos a ambos lados de la falla o zona de falla, resultando en

¹³ ANDERSON, E., 1963. "The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain". Book. Edinburgh: Oliver and Boyd Press. 2 ed.

zonas de extensión o compresión que forman estructuras más complejas (Figura 3).¹⁴

Figura 3. Tipos Fallas no previstos en la teoría de Anderson



Fuente: CAMARGO, Jose. "Fallas Y Fallamiento". [Diapositivas]. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2007. 8 p.

Las fallas que se curvan, se originan porque los materiales geológicos no son isotrópicos y se les denomina lístricas. Las fallas de cabalgamiento son otro tipo de estructuras que comúnmente se identifican, estas están agrupadas al tipo inversas y se caracterizan por el bajo ángulo de buzamiento de su plano de falla. Otro aspecto a considerar es que en su mayor parte todas las fallas poseen cierto componente de movimiento oblicuo, es decir, un desplazamiento combinado en dirección horizontal y vertical. Las fallas rotacionales son un claro ejemplo, siendo esfuerzos que se asocian a la torsión, y generando que uno de los bloques rote con respecto al otro. Esta clasificación agrupa estructuras como las rampas de relevo que tienen un especial interés en los yacimientos de petróleo y que posteriormente se discutirá.

¹⁴ OYARZUN, R. y DOBLAS, M. "Fallas Y Zonas De Cizalla (Parte I): Aspectos Generales". [Blog-online] Departamento de Cristalografía y Mineralogía, Facultad de Ciencias Geológicas, Madrid : Universidad Complutense. Disponible en Internet : <http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/fallas/Fallas Primera Parte.htm>

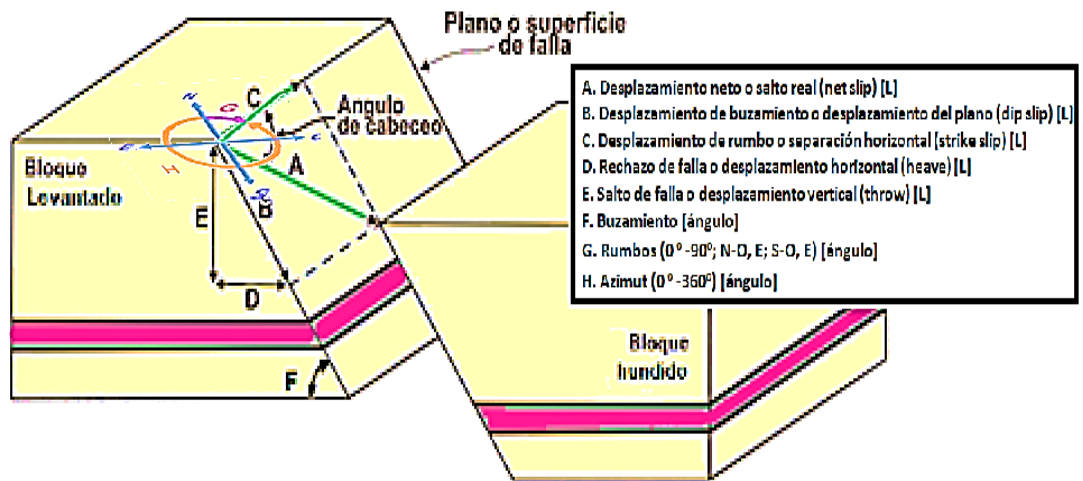
1.3 ELEMENTOS GEOMÉTRICOS DE LAS FALLAS

Las partes de una zona fallada se pueden describir desde un punto de vista cualitativo o cuantitativo. Es importante señalar que las características y atributos que puedan tener estos elementos, se asocian a la escala de observación con que se estudia. Las características mostradas en la Figura 4, permiten describir tridimensionalmente las fallas cuando coexisten desplazamientos horizontales y verticales:

Los elementos más característicos de una falla son vistos a partir de una escala sísmica en donde no se mencionarán estructuras presentes dentro dichos cuerpos principales. El plano de falla es la superficie o banda de deformación frágil o frágil-dúctil, que rompe la continuidad de los estratos y separa los dos bloques. Los dos lados de una falla no-vertical son comúnmente llamados bloque levantado (techo para fallas inversas y piso para fallas normales) y bloque hundido (techo para fallas normales y pisos para fallas inversas). En algunos casos el plano de falla será vertical y no se habla de techo ni de piso¹⁵.

¹⁵ ALVAREZ, Marco. "Fundamentos De Geología Estructural Y Tectónica". [Notas De Clase]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2004. 128 p.

Figura 4. Partes principales de una falla.



Fuente: Modificado de CAMARGO, Jose. "Fallas Y Fallamiento". [Diapositivas]. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2007. 8 p.

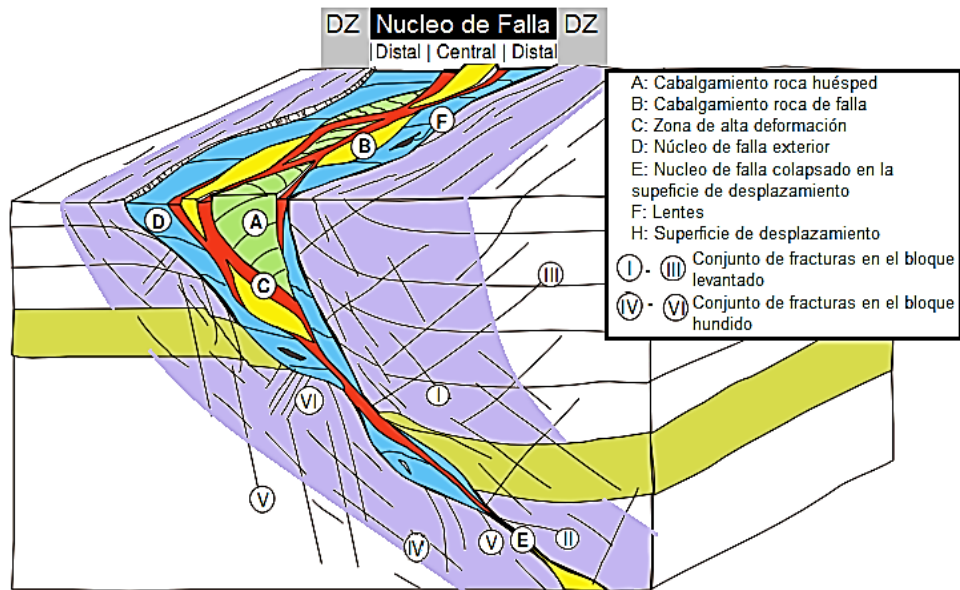
1.4 ARQUITECTURA DE LA ZONA DE FALLA

El estudio de las geometrías de fallas tridimensionales (3D) comprende la anatomía de las fallas a una escala más compleja en el que se mencionan dos zonas en general tales como: Núcleo de Falla y Zona de Daño. Cuando una falla está en movimiento, se crea una zona de deformación llamada *zona de daño* a lo largo su plano. La *zona de núcleo* o del plano de falla contendrá rocas de falla con propiedades que difieren a la de las rocas originales; como consecuencia del rozamiento, estas rocas llegan a sufrir recristalizaciones y precipitaciones de minerales como calcita o cuarzo. La combinación de las dos estructuras que se denomina *zona de falla* también tendrá un ancho medible llamado *ancho de falla* que integra la suma del espesor de la zona del núcleo principal y de daño¹⁶.

¹⁶ GABRIELSEN, R. H., et al. (In prep), 2005. "Fault architecture of extensional faults in sedimentary rocks, and the importance of strain-hardening and strain-softening.". Citado por. Nottveit, H., 2005. "Fault zone modelling: A hierarchical approach for numerical modelling of fault structures, upscaling and flow simulation". Tesis Maestría. Bergen, Norway. Department of Earth Science. University of Bergen. p. 3.

Es posible obtener una apreciación de la complejidad de una zona de daño por fallas a través de un estudio cuidadoso de las fallas en afloramientos. Las exposiciones superficiales (Figura 5) permiten observar la compleja arquitectura de las fallas en detalle y en un contexto de escala espacial 3D no proporcionados por la investigación del subsuelo. Es importante destacar que gran parte de lo que determina las propiedades de sello de las fallas tiene lugar a escala subsísmica y dentro de la zona de daño. En consecuencia, el estudio de las zonas de daño en afloramientos se ha vuelto crucial para el modelado de los sellos por fallas y la predicción de la forma en que afectan el flujo de fluidos en el yacimiento¹⁷.

Figura 5. Ilustración esquemática de la complejidad de elementos y la gran variedad de rumbos y buzamientos presentes en una zona de falla



Fuente: Modificado de Gabrielsen, R. H., et al.

Existe una estrecha relación entre el ancho de las zonas de fallas y el desplazamiento, tanto en yacimientos carbonatados como de arenisca. Resultados de investigaciones con afloramientos sugieren que para un desplazamiento dado,

¹⁷ CERVENY, et al. Op. Cit. p. 46-47.

la mayoría de las fallas revelan grandes variaciones de espesor que por lo general se incrementa linealmente con el aumento de los desplazamientos¹⁸.

1.4.1 Zonas de daño (DZs)

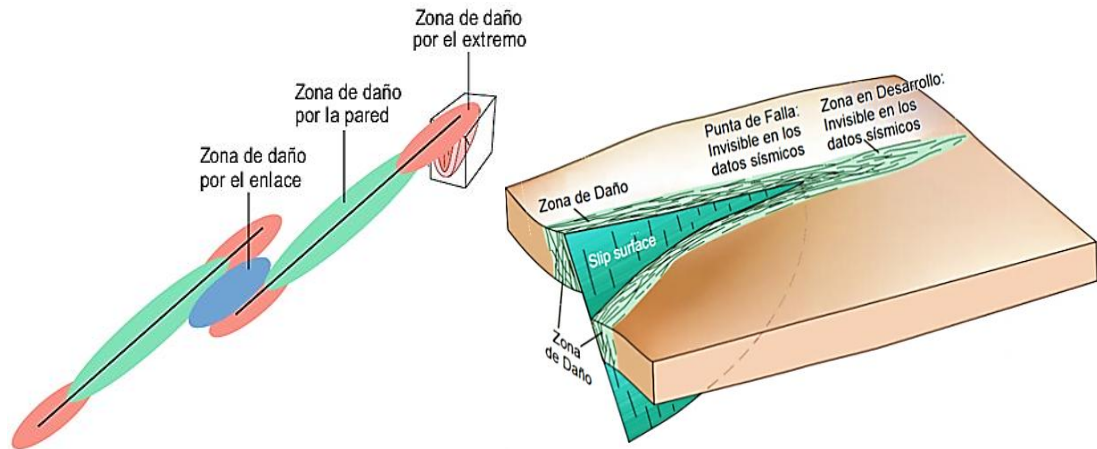
El volumen deformado de una falla principal puede dividirse en una zona de daño interna y una zona de daño externa¹⁹. La zona de daño interna consiste habitualmente de rocas de falla intensamente deformadas que resultan difíciles de mapear en forma discreta, mientras que la zona externa posee una alta densidad de fallas que a menudo mantienen una orientación similar al segmento de falla principal.

Las zonas de daño tienen una clasificación geométrica basada en su localización alrededor de las fallas con tres zonas características (Figura 6). La primera zona se denomina *zona de daño por el extremo* y se asocia con la concentración de esfuerzos en el extremo del segmento de la falla principal, donde el desplazamiento se convierte en cero, también se le conoce como zona en proceso y ha cobrado un gran interés en el estudio de las fallas. La segunda zona se denomina *zona de daño por enlace* y se refiere al volumen afectado por la interacción entre dos segmentos de falla no coplanares subparalelos. La *zona de daño por la pared*, es decir la tercera zona, se ubica a lo largo de la superficie de falla y constituye el resultado del daño producido por el deslizamiento continuo de la falla o del daño ocasionado por los extremos de fallas abandonadas previamente al continuar el proceso de propagación de fallas a través del tiempo. En las tres zonas pueden producirse fallas subsísmicas y/o fracturas con diversas orientaciones.

¹⁸ FAULKNER, D.; LEWIS, A., and RUTTER, E., 2003. "On the internal structure and mechanics of large strike slip fault zones.: field observations from Carboneras fault in southeastern Spain". En: Tectonophysics, vol. 367, no. 3-4, p. 235-251.

¹⁹ BRAATHEN, A., et al., 2009. "Fault facies and its application to sandstone reservoirs". En: AAPG Bulletin, vol. 93, no. 7, p. 891-917.

Figura 6. Volúmenes de daño internos y externos asociados con las fallas geológicas



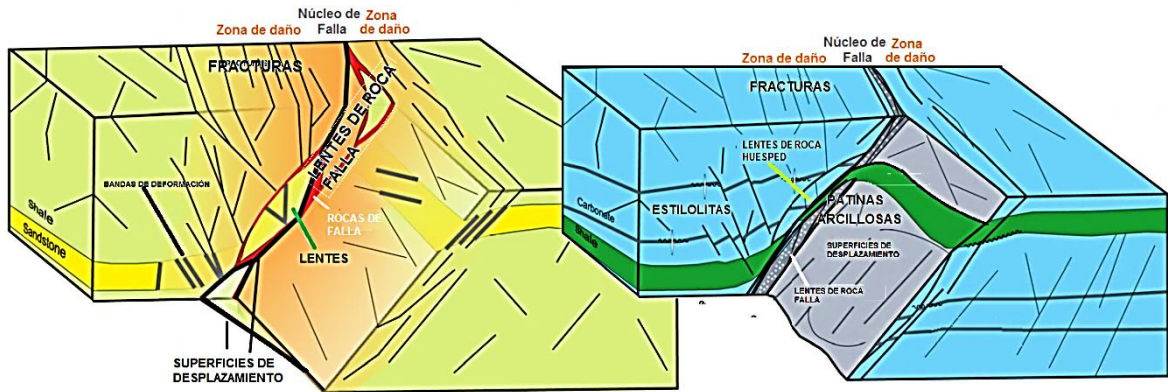
Fuente: K. Cervený et al. (Izquierda) y H. Fossen (Derecha).

1.4.2 Estructuras de Elementos Individuales Presentes

Braathen et al.²⁰, basados en observaciones de afloramientos en fallas en sistemas porosos de areniscas, dividieron los elementos observados dentro de dicha zona en tres grupos principales, de acuerdo con variadas características físicas y su distribución espacial en una escala dada de observación (Figura 7). Este trabajo es útil como una manera de describir y organizar componentes más específicos del sistema de fallas, particularmente, para la aplicación del concepto de “*fault facies*” como nuevo enfoque para la clasificación de fallas adaptado a tres dimensiones.

²⁰ BRAATHEN,,Op. cit., p. 891–917.

Figura 7. Esquema de las estructuras características presentes en las zonas de fallas en yacimientos de arenisca y de carbonatos

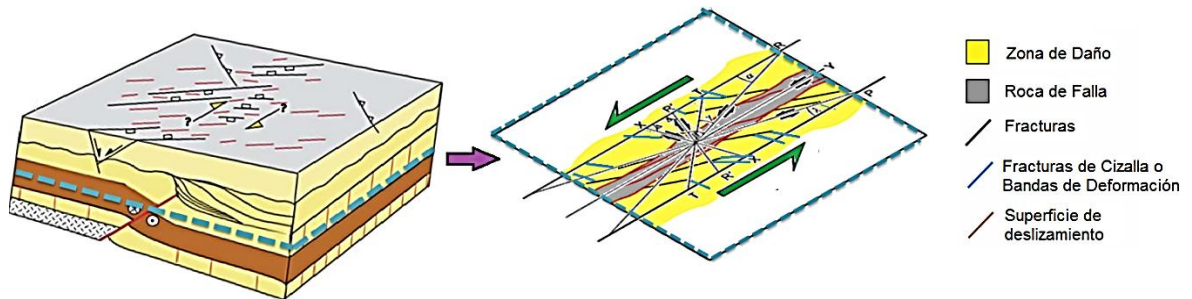


Fuente: E. Bastesen. Op. cit. p. 13.

1.4.2.1 Estructuras discretas. Componen todo el conjunto de superficies de deslizamiento, bandas de deformación, fracturas por cizallamiento y características contraccionales tales como clivaje (orientación preferente de minerales) y estilolita (superficie irregular), (ver Figura 8). La forma de fracturas y bandas de deformación pueden ser analizadas de acuerdo a su orientación con respecto a la estructura principal²¹. El Análisis de la orientación puede seguir las clasificaciones introducida por Riedel (1929) y Katz et al., (2004) así: extensional (R, X), isocóricas (Y), y contraccionales (P, R'), que representan los conjuntos estructurales con la cinemática y orientación establecida.

²¹ BROSCHE, F. and KURZ, W., 2008. "Fault damage zones dominated by high-angle fractures within layer-parallel brittle shear zones: examples from the eastern Alps". En: "The Internal Structure of Fault Zones: Implications for Mechanical and Fluid-Flow Properties". Geological Society, London. Special Edition, vol. 299, p. 75-95

Figura 8. Esquema del conjunto de estructuras discretas en base a la teoría Riedel



Fuente: Modificado de F. Brosch et al, Op. Cit.

1.4.2.2 Membranas. Básicamente, todas las fallas, independientemente del desplazamiento vertical y el tamaño, contienen capas de rocas a lo largo de la falla principal, a éstas se les consideran membranas. Existen varios tipos²², que abarca desde cataclasitas y brechas, a rocas de falla tipo patinas y jaboncillo. Las cataclasitas, brechas, y jaboncillos son rocas de falla que se relacionan con la trituración de rocas; en cambio, las patinas son capas que se giran dúctilmente y se ubican generalmente a lo largo del núcleo de falla.

1.4.2.3 Lentes. Los lentes son cuerpos de roca vinculados en las superficies de deslizamiento y/o zonas de cizallamiento, este último habitualmente contiene la presencia de membranas. Los lentes se generan por una fuerte deformación de la roca origen. Su ubicación puede ser tanto en el núcleo como en la zona dañada. Sin embargo Braathen²³ considera los lentes como cuerpos de falla que no se juxtaponen con su capa de origen, lo que limita su aparición en el núcleo de falla. La mayoría de los lentes muestran deformación interna, y puede ser descrito por una serie de facies. La terminología aplicada a estos cuerpos es el del sistema

²² BASTESEN, E., 2008. "Facies composition and scaling of extensional faults in sedimentary rocks: and its applications to modelling of fault zones". Tesis Doctoral. Bergen, Norway. Department of Earth Science. University of Bergen. p.

²³ BRAATHEN,,Op. cit., p. 891–917.

Riedel (discutido en las estructuras discretas). Son en forma romboédrica mediante la combinación de estas estructuras.

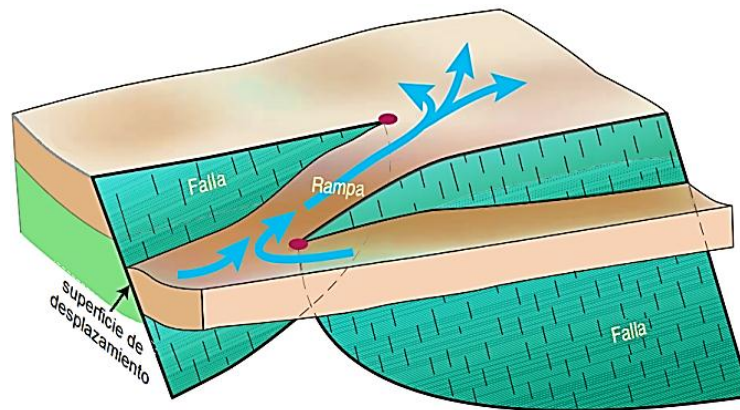
1.4.3 Rampas de Relevó

Son importantes estructuras en un yacimiento de petróleo. En su etapa de entrapamiento, las rampas pueden causar comunicación vertical²⁴ (migración de fluidos) a través de una falla que es en otra zona sellante, (ver Figura 9). Durante la etapa de producción los relevos de falla pueden representar rutas preferentes para que el agua, aceite y/o gas comuniquen presión, siendo de gran interés establecer la constitución actual de este tipo de estructuras con el objeto de establecer modelos predictivos certeros y el grado de certidumbre de la compartimentalización de un yacimiento.

Las rampas de relevó en fallas pueden contener abundantes estructuras subsísmicas dependiendo de su estado de madurez. Ellos están generalmente asociados con las zonas de daño, que pueden causar problemas operacionales a los pozos colocados dentro o cerca de la estructura de relevó de falla. Ambos tipos (con estructuras de daño o casi intactos) son fácilmente interpretados como pliegues bruscos en la traza de falla.

²⁴ FOSSEN, H., Op. cit. p.176

Figura 9. Esquema de la estructura y la comunicación de fluidos que puede provocar las *relay ramps*



Fuente: H. Fossen. Op. cit., 176 p.

1.4.4 Fallas Sub-sísmicas

En casi todos los yacimientos de hidrocarburos existen cierto número de fallas y fracturas que permanecen indetectadas, ya que están por debajo de los niveles de resolución sísmica²⁵, es decir, no pueden visualizarse claramente en los perfiles sísmicos.

Para diferenciar tipológicamente las fracturas y las fallas subsísmicas, se establece que las primeras se encuentren abiertas al flujo y saturadas de fluido, diferenciándose de las fallas subsísmicas que están cementadas y, por consiguiente, cerradas al flujo. En general, entre más pequeñas sean las fallas y fracturas, más numerosas serán, y pueden incrementar o disminuir en gran medida la permeabilidad de las rocas. Cada vez es más importante para la industria petrolera ser capaz de predecir este tipo de fallas a medida que se van desarrollando cada vez más yacimientos complejos.

²⁵ CERVENY, K, et al., Op. Cit. p.54.

Con el propósito de predecir fracturas y fallas subsísmicas se debe analizar la información con que se cuenta principalmente en tres escalas de observación: grande (historia de la deformación, Interpretación estructural de afloramientos), media (atributos sísmicos y registros sísmicos de pozo) y pequeña (núcleos, registro de imágenes y lámina delgada).

1.5 SELLO DE FALLA

El sello es la habilidad que tiene la falla para prevenir que un fluido pase a lo largo y a través de ella. Muchos factores como la arquitectura de la falla, saltos de falla, litologías y distribución de rocas de falla, son influyentes para el sello de ésta. Igualmente el historial de la falla como la historia de enterramiento, “*timing*” de deformación y la carga de hidrocarburos son importantes al momento de predecir la capacidad sellante de una falla. También dependen de otros factores muy dependientes de eventos diagenéticos tales como el contenido de arcilla, cementación y cataclasis.

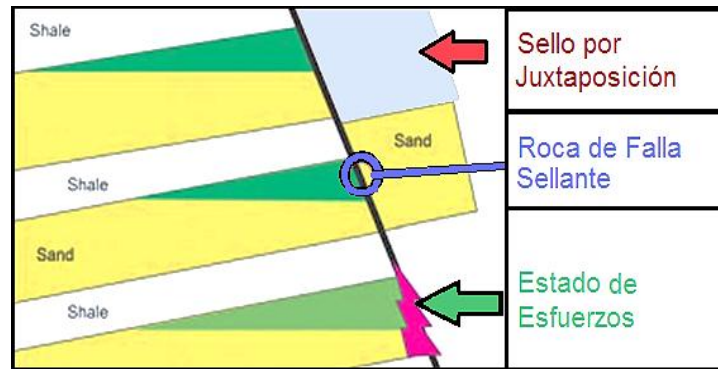
Las estrategias de desarrollo de yacimientos exitosas deben incorporar la historia de fallamiento y sepultamiento, para predecir en forma más exacta el riesgo que plantean los sellos por fallas²⁶. Por ejemplo, los eventos tectónicos independientes crean fallas nuevas y reactivan las fallas existentes, las fracturas pueden propagarse modificando potencialmente las características de permeabilidad del yacimiento.

Tres mecanismos principales se han identificado como los tipos más comunes de sello en fallas, estos son: Sello por yuxtaposición, roca de falla sellante y estado de esfuerzos in situ. La figura 10 presenta un esquema que resume los tres

²⁶ YIELDING, G.; BRETAN, P. and FREEM, B., 2010. “Fault Seal Calibration: A Brief Review”. En: Geological Society, London, Special Publications, vol. 347, p. 243-255.

principales factores para establecer la naturaleza sellante de las fallas en los yacimientos.

Figura 10. Factores críticos para generación de sello en la falla



Fuente: FREEMAN, B., 2009. "TrapTester : TT6-Update2009". [Diapositivas]. Badleys Co.UK. p. 35.

1.5.1 Yuxtaposición

Este tipo de sello ocurre cuando se sobrepone o se une una formación porosa del yacimiento contra una litología sellante (por ejemplo shale) en el lado opuesto de la zona de falla. También puede ocurrir que se yuxtapone con la misma litología del yacimiento, pero con diferentes propiedades que hacen que actúe como sello²⁷ o que también están siendo afectados por otros factores.

1.5.2 Roca de falla sellante

Adicionalmente o independiente de si hay o no yuxtaposición, cuando se crea una falla, se origina una zona compleja a lo largo del plano de falla y en sus vecindades, generando una variedad de estructuras individuales en el que se

²⁷ ALLAN, U.S., 1989. "Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures". En: AAPG Bulletin, vol. 73, no. 3, p. 803-811.

pueden incorporar material impermeable²⁸. En estas zonas se contienen rocas de falla con propiedades diferentes a las rocas del medio poroso original, que típicamente reducen propiedades petrofísicas, como la permeabilidad y porosidad, en comparación de las rocas originales. Su identificación permite la evaluación del impacto de la historia geológica y de la secuencia cronológica de las fallas.

Las diferentes rocas de falla se desarrollan bajo diferentes condiciones de deformación y factores litológicos tales como el contenido de arcilla, relacionándose explícitamente con las propiedades de sello del sistema. Las capas de shales son arrastradas y deformadas a lo largo del plano de falla formando una barrera de baja permeabilidad para el flujo de fluidos. También puede producirse cementación a lo largo del plano de falla, producto de estados diagénéticos, formando barreras casi impermeables para el flujo.

La deposición de arcilla o shale dentro de la zona de falla es una de las formas más comunes de generación de sello y en los yacimientos típicamente superponen a formaciones porosas que componen el almacén. La arcilla contiene gargantas de poro muy pequeñas y forman un gran sello capilar considerándose barreras de flujo de muy baja permeabilidad. La arcilla se puede depositar en el núcleo de falla cuando el desplazamiento vertical (salto de falla) es lo suficientemente grande para alcanzar un espesor de shale, arrastrando y deformando fragmentos de arcilla.

Es muy difícil estimar la presencia y la distribución de la arcilla a lo largo de la falla y su estimación está asociada a alta incertidumbre. Estos fragmentos están por debajo de la resolución sísmica, y los registros y análisis de núcleos de pozos que atraviesan fallas son generalmente de calidad limitada. Típicamente las fallas con

²⁸ DAVIES, R. and HANDSCHY, J., 2003. "Introduction to AAPG Bulletin Thematic Issue on Fault Seals," En: AAPG Bulletin, vol. 87, no. 3, p. 377–380.

un desplazamiento vertical mayor que el espesor del yacimiento (principalmente para areniscas), serán fallas sellantes.

1.5.3 Estado de esfuerzos in-situ

El sello está dominado por la orientación, el campo de esfuerzos actual de la zona de falla, la presión de poro y la carga de fluidos de la zona de falla (Sello de membrana o capilar). Barton²⁹ et al., concluyó que las fallas sólo son permeables cuando el esfuerzo crítico está cercano al rompimiento. Por lo tanto, si ese esfuerzo crítico es superado, puede actuar como zona semipermeable o conductiva a través de las capas que están por encima del yacimiento. Es importante señalar que un estado de esfuerzo crítico es un criterio de fuga vertical (hasta donde le sea posible transportarse), no un criterio de sello.

1.6 REACTIVACIÓN DE FALLA

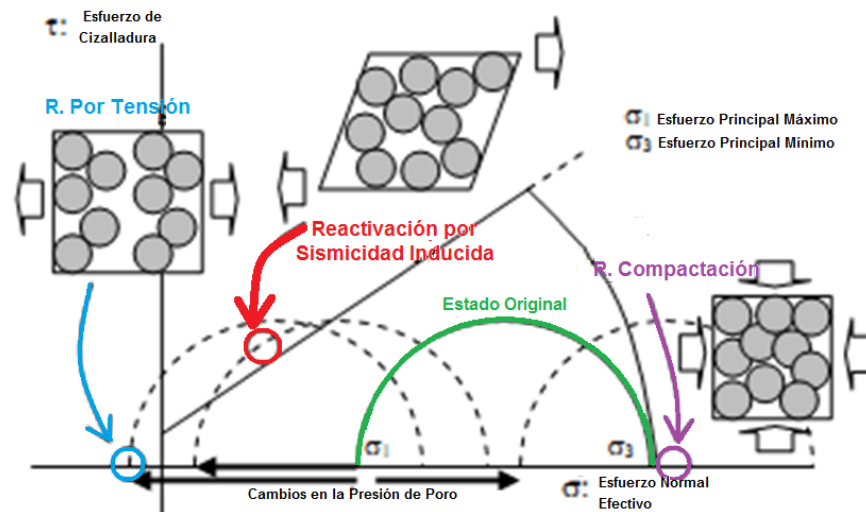
Los cambios producidos en los regímenes de esfuerzos regionales (de superficie) y locales (hidrostático y litoestático) a través del tiempo geológico, pueden generar dos estados: activación o sellamiento de una falla³⁰. El primero ocurre en cuando se abren trayectorias que no existían previamente, actuando la falla como una ruta de migración posible de flujo de hidrocarburos desde la roca madre al almacén. Luego es posible que estos eventos se reviertan a eventos de entrampamiento, haciendo que la falla selle y actuando como parte de los límites del yacimiento. Las fracturas y fallas pre-existentes son muy importantes ya que controlan la permeabilidad en muchos yacimientos.

²⁹ BARTON, C.; ZOBACK M. and MOOS, D., 1995. " Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock". En: *Geology*, vol. 3, no. 8, p. 683-686.

³⁰ WIPRUT D., and ZOBACK, M., 2001. "Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea". En: *Geology*, vol.28, no. 7, p. 595-598.

A escala de tiempo de explotación del yacimiento, los cambios producidos en los regímenes de presión de poro como resultado de la producción o la inyección en los sistemas de fallas y sus adyacencias, pueden iniciar la reactivación de las fallas y causar la pérdida del sello³¹. Cuando los esfuerzos efectivos son disminuidos, la roca se vuelve más frágil. Si la presión de poro es incrementada dentro de la roca, el esfuerzo efectivo es reducido, y de esta forma la resistencia de la roca es reducida hasta el punto de llegar a su fallamiento. Como se mencionó anteriormente el estudio estos estados pueden ser analizados gráficamente en el círculo de Mohr y el criterio de falla de Mohr-Coulomb la reactivación ocurre cuando la región segura supera la curva de umbral de fallamiento (Figura 11).

Figura 11. Análisis gráfico de la Reactivación con las curvas de Mohr



Fuente: OSORIO, G., 2008. “Geomecánica de Yacimientos: El círculo de Mohr”. [Diapositivas]. Medellín: Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia.

Se establecen tres tipos de reactivación relacionados con los esfuerzos que permiten dicho estado: sismicidad, sismicidad inducida y compactación.

³¹ CERVENY, K., et al. Slb Oilfield Review, Op. ci.t, p.49.

1.6.1 Reactivación por sismicidad

Se define como un cambio natural abrupto en la magnitud de los esfuerzos efectivos asociado a esfuerzos tectónicos cuando el sistema es activo, produciendo una nueva orientación de los esfuerzos locales de la falla conduciendo a una ruptura del sello.

1.6.2 Reactivación por sismicidad inducida

Es la “incitación” de una nueva condición de ruptura en una zona de debilidad (falla o fractura) ya existente, debido a los incrementos de la presión de poro como resultado de la inyección del lodo (en la perforación) o el agua (recuperación secundaria). De tal manera que pueden actuar cerca o dentro de la zona de falla reduciendo el esfuerzo normal efectivo y provocando la generación de nuevas fracturas principalmente en la zona de daño o la disminución de las propiedades sellantes de la roca de falla (aumento en la trituración de los granos) en la zona del núcleo de falla. En general provocan un incremento considerable de la permeabilidad “a lo largo” de la zona de falla, siendo posible asociarse a la formación de fallas conductivas.

1.6.3 Reactivación por compactación

La disminución en la presión de poro se asocia a la depleción del yacimiento, produciendo cambios en las rocas adyacentes a las fallas y generando disminución en el tamaño de los poros por compactación, aumento en la presión capilar de la zona de falla alterando el sello de membrana y aumento de los esfuerzos locales que actúan sobre las zonas de fallas y que mantienen su sello.

En resumen, la reactivación de las fallas que limitaban antes el yacimiento no solamente compromete su capacidad sellante (traducida en la recuperación de

hidrocarburos), sino que puede provocar problemas muy graves como la ruptura de las tuberías de revestimiento de los pozos y generar compactación y subsidencia poniendo mucho en juego la productividad de los pozos. La evaluación del riesgo de reactivación de fallas debe ser un criterio necesario para el desarrollo de planes de explotación y debe ser tomada en cuenta para predicciones del desempeño del yacimiento, por lo que debe ser casi una obligación contar con un buen modelo geomecánico y de fracturas para la comprensión detallada de este fenómeno y su evaluación.

1.7 ESTRUCTURAS PERMEABLES

Caine et al.³², desde un enfoque geológico investigó un amplio rango de arquitecturas de zonas falladas en afloramientos; propone que el comportamiento de la permeabilidad total de la zona de falla tiene una dependencia con el espesor relativo de los dos componentes arquitectónicos de la falla (FC, DZ). La densidad de fracturas en el núcleo de falla es significativamente más baja que en la zona de daño. Entonces la permeabilidad del núcleo de falla puede estar dominada por la permeabilidad a escala de grano de las rocas de fallas, mientras que la permeabilidad de la zona de daño está dominada por las propiedades hidráulicas de la red de fracturas y/o fallas sub-sísmicas, que dependen de la densidad, orientación, características hidráulicas y mecánicas de las fracturas induciendo en una anisotropía de permeabilidades.³³

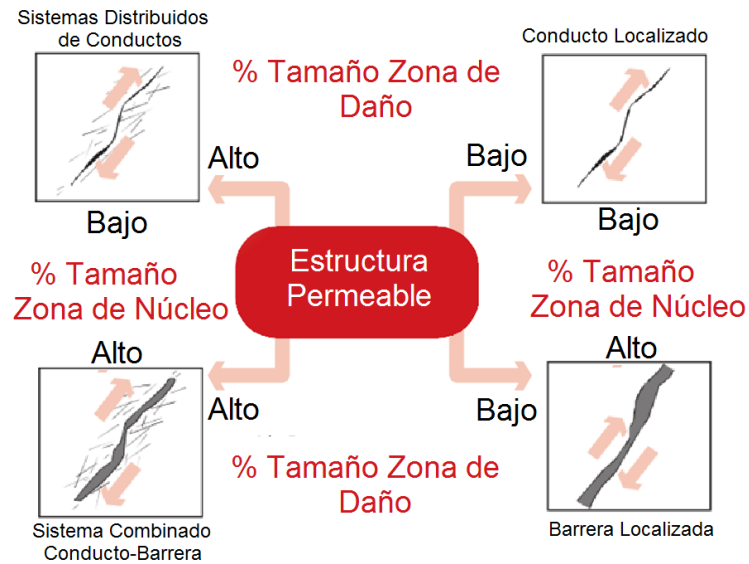
La figura 12 presenta una clasificación de estilos arquitectónicos asociados con estructuras de permeabilidades características, en el que agrupa las zonas falladas que pueden actuar como conductos, barreras o como un sistema combinado conducto-barrera que facilita o impide el flujo de fluidos y jugando un

³² CAINE, J., et al. op. cit. p.1.

³³ BILLI, A., 2010. "Microtectonics of low-P low-T Carbonate Fault Rocks". En: Journal of Structural Geology, vol. 32, no.9, p. 1392–1402.

papel importante para el comportamiento del flujo de fluidos y la naturaleza conductiva del sistema.

Figura 12. Clasificación de fallas según los estilos arquitectónicos asociados con estructuras permeables



Fuente: CAINE, J., et al. op. cit. p.1.

Aydin³⁴ extendió estas investigaciones realizando medidas de laboratorio en muestras idealizadas de fallas obtenidas de afloramientos. Buscó formaciones con similitudes a los tipos yacimientos de hidrocarburos comúnmente encontrados (litologías clásticas y de carbonatos) y asociados a procesos de fallamiento característicos. Comparando con la permeabilidad de la formación, reportó disminuciones promedio en la permeabilidad de uno a cuatro órdenes de magnitud en el núcleo de falla y aumentos de uno a dos órdenes de magnitud en zonas de daño bien desarrolladas.

³⁴AYDIN, A., 2000. "Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow". En: Marine and Petroleum Geology, vol. 17, no. 7, p. 797-814.

Concluyó que es más posible la presencia de fallas con comportamiento de barrera o semipermeable en los yacimientos asociados a areniscas (relacionándolos con la dominancia de generación de bandas de deformación) y comportamientos conducto-barrera o conducto en los yacimientos naturalmente fracturados asociados a carbonatos, (relacionados con el desarrollo de fracturas y cuerpos de brechas en las zonas de falla que aumentan significativamente la permeabilidad del sistema).

1.8 CLASIFICACIÓN HIDRODINÁMICA DE LAS FALLAS

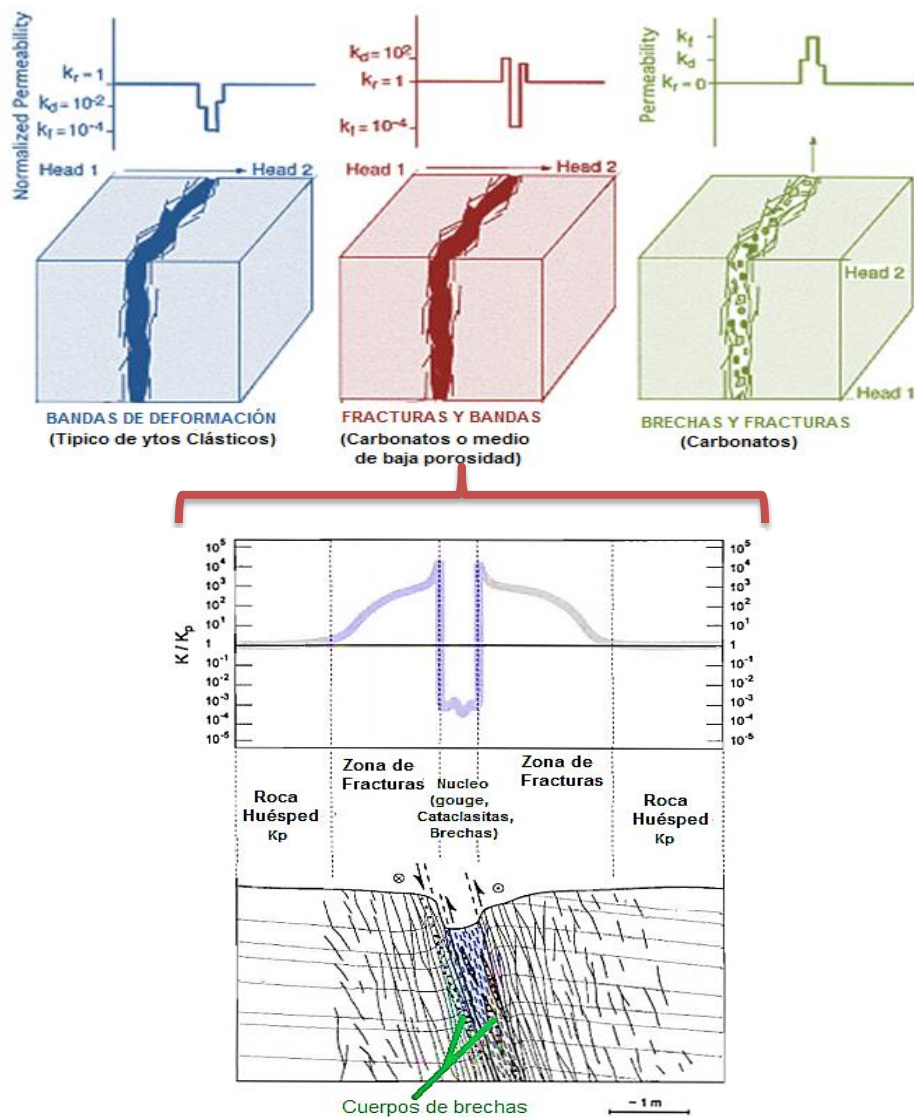
Las fallas y estructuras asociadas (Figura 13) cumplen dos roles principales en la formación de yacimientos: actúan como canales de migración de los fluidos y generan sellos para su almacenamiento. Esto da la idea de que debe haber claridad sobre cuáles pueden ser las barreras tanto internas como externas de cada yacimiento³⁵ y por lo que es crucial, ver si las fallas actualmente tienen o no capacidad comunicante.

El comportamiento dinámico de los fluidos se analiza respecto a los diferentes regímenes de flujo que se desarrollarían en el sistema poroso, permitiendo conocer la capacidad actual de sello de las fallas. Bourdet³⁶, basado en los diferentes modelos de fallas que se han desarrollado en el análisis del comportamiento de presión, estableció una clasificación más general considerando dos casos principales: Fallas sellantes y comunicantes (Figura 14). Desde el enfoque característico de comunicantes fijó dos clases: las fallas semipermeables y las fallas conductivas.

³⁵SANTAFÉ, E., 2010. "Metodología Basada En Simulación Numérica De Yacimientos Para Reactivación De Campos Maduros". Tesis de Grado. Maestría en ingeniería de Sistemas. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Universidad Industrial de Santander.

³⁶BOURDET, D., 2002. "Well Test Analysis: The Use Of Advanced Interpretation Models". Handbook of petroleum exploration and production, No. 3. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science D. V., p. 243-252.

Figura 13. Estructuras de falla idealizadas y respuesta de permeabilidad correspondiente (arriba). Estructuras asociadas en la arquitectura interna de una falla en carbonatos(abajo)³⁷



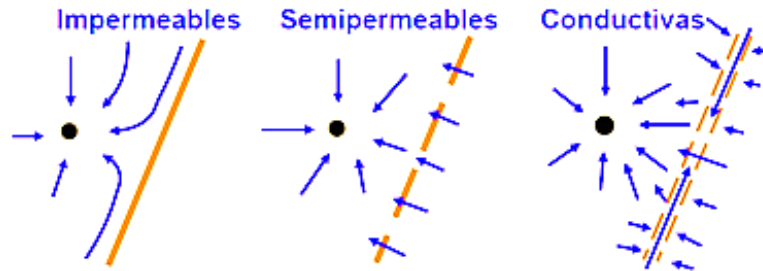
Fuente: Aydin, A., Op cit. 804 p. ; S. Rafini, Op cit. 16 p.

Además de la existencia de dos características intermedias (fallas semipermeables y conductivas), son de especial interés para esta investigación ya que ambas permiten la comunicación de presión con otros compartimentos, pero

³⁷ RAFINI, S., 2008. "Comportement hydraulique des milieux failles". Tesis Doctoral., Universidad De Quebec, p. 388

exhiben comportamientos y geometrías de flujo muy diferentes y complejas para su modelaje.

Figura 14. Clasificación de sistemas fallados de acuerdo a sus características hidráulicas³⁸



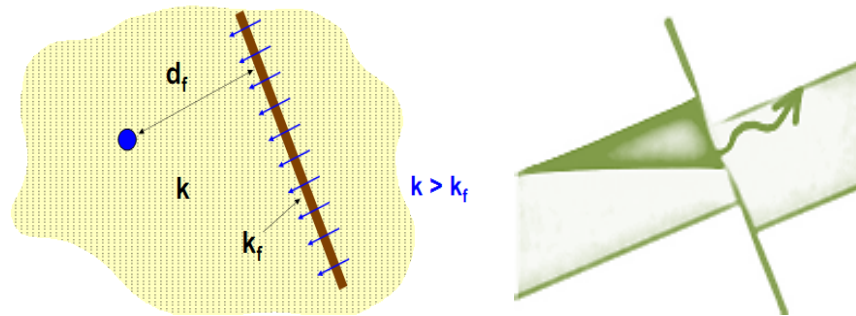
Fuente: H. Cinco-Ley.

Como se discutió en secciones anteriores las fallas sellantes son en sí el producto de la generación y existencia actual de mecanismos de sello por procesos como yuxtaposición, roca de falla y estado actual de esfuerzo.

1.8.1 Fallas semipermeables

También se conocen como parcialmente comunicantes. La falla exhibe resistencia al flujo debido a que su permeabilidad (k_f) es inferior que la permeabilidad de la formación (k). La comunicación se debe a que es insuficiente un mecanismo de sello (típicamente por no existir un completo sello por yuxtaposición), para alcanzar una completa separación entre dos regiones permeables. (Figura 15).

Figura 15. Esquema del flujo y modelo físico característicos de las fallas semipermeables



Fuente: Autores.

1.8.2 Fallas conductivas

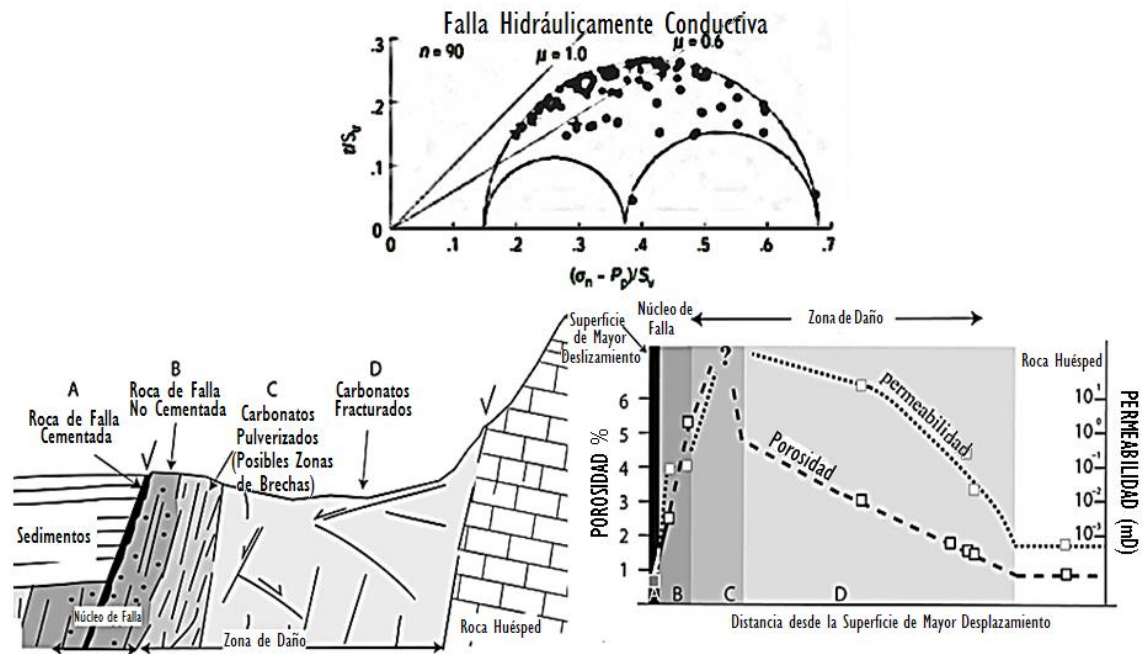
Típicamente este tipo de estructuras se presentan en yacimientos con alto grado de fracturas naturales, asociados a litologías de carbonatados con un alto estado de madurez en su zona de daño³⁹. Sin embargo, esta última no es una generalidad por la gran cantidad de tipos de estructuras encontradas en la literatura y porque el comportamiento en las respuestas de presiones puede dar la apariencia de un yacimiento naturalmente fracturado (Figura 16).

El flujo es permitido a través y a lo largo de la zona de falla. El flujo a lo largo se asocia con la formación de redes de estructuras como fracturas en la zona de daño, provocando que actúe como un canal en el yacimiento y permitiendo que la permeabilidad de la zona fallada pueda ser mucho más grande que la permeabilidad de las formaciones comunicadas⁴⁰.

³⁹ AGOSTA, F.; PRASAD, M. and AYDIN A., 2007. "Rock Physical and hydraulic properties of carbonate fault rocks, Fucino basin, central Italy". *Geofluids*. vol.7, no.1, p. 19–32.

⁴⁰ BOURDET, D., Op. cit. p. 243.

Figura 16. Estado actual de esfuerzos, estructura geológica y propiedades petrofísicas características de zona falladas conductivas



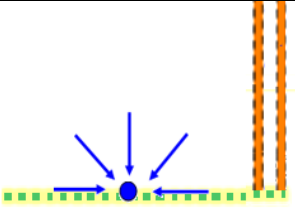
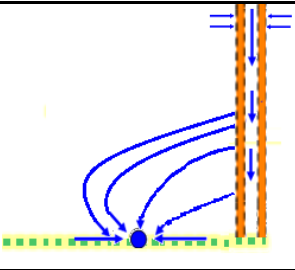
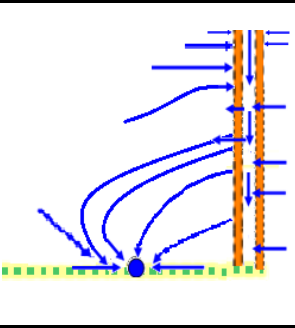
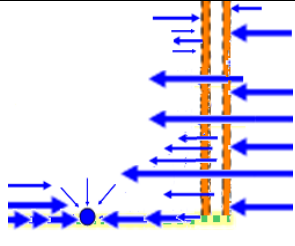
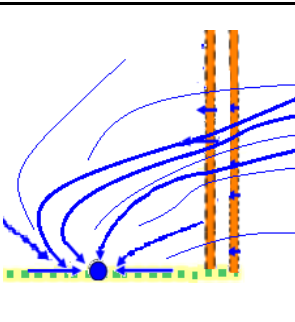
Fuente: Zoback et al; F. Agosta et al.

Aunque en algunos casos estas fallas ayudan al mantenimiento de la presión también ocasionan serios problemas operacionales. Los campos que contienen fallas conductivas presentan eventos como los que se comentan a continuación: Al perforar pozos horizontales o al completar pozos verticales que intercepten fallas conductivas lleva a pérdidas de circulación considerables, conllevando a pérdidas económicas por tiempos no productivos e incluso conducir al abandono de los pozos. Al implementar esquemas de inyección de agua o gas, ocurren pérdidas del fluido inyectado y por ello no se realiza el barrido deseado. Se presenta invasión temprana de agua, afectando severamente la producción de hidrocarburos⁴¹, entre otros casos.

⁴¹ TROCCHIO, J., Op. cit. p. 1

El comportamiento de los regímenes de flujo en un yacimiento que contiene una falla conductiva es complejo y dependiente del tiempo, la falla transmite fluido a lo largo y a través de su plano presentando un estado intermedio muy característico: el flujo bilineal. Se presentan cuatro flujos principales cuyas características se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Características de flujo a diferentes tiempos en pozo cercano a una falla conductiva

Estado Tiempo (Régimen de Flujo)	Esquema del Flujo	Características
Tiempos Tempranos (Flujo Radial Infinito)		<p>A tiempos tempranos, se presenta el comportamiento de flujo radial alrededor del pozo activo, antes de que se sienta el efecto de la falla.</p>
Tiempo Temprano-Intermedio (Límite de Presión Const.)		<p>El flujo se propaga a lo largo de la falla y sus alrededores, y se produce un patrón de flujo complejo. A este tiempo, la zona de falla actuará como un límite de presión constante.</p>
Tiempos Intermedios (Flujo Bilineal)		<p>Se puede observar un comportamiento de flujo bilineal debido a que hay flujo dominante tanto a través como a lo largo de falla. Cuando se tiene una conductividad infinita este flujo no se alcanza a observar ya que se hace dominante el flujo lineal.</p>
Tiempos Intermedios Tardíos (Flujo Lineal)		<p>El flujo a lo largo de la falla es despreciable o no incide dentro de las respuestas de presión. Solo se observa el flujo lineal dominante en la formación.</p>
Tiempos Tardíos (Estado Pseudo estable o Pseudo-radial)		<p>A tiempos tardíos el flujo prácticamente se ha distribuido por la falla y propagado al lado contrario. Teóricamente se presenta un régimen de flujo pseudo-radial (yacimiento Infinito) o un flujo pseudo-estable (yacimiento Finito) si se han tocado los demás límites.</p>









Fuente: Autores.

2. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO Y CARACTERIZACIÓN DE FALLAS

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos de ingeniería, geología, entre otras disciplinas, para así interpretar lógicamente todos los datos y características obtenidos del yacimiento, estos pueden adquirirse mediante herramientas y técnicas modernas. En otras palabras, es el conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros; jugando un papel clave en la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos⁴². Los datos obtenidos de diferentes pruebas en un yacimiento, pueden clasificarse como dinámicos y estáticos, dependiendo de su comportamiento con el tiempo. (Figura 17)

⁴²GONZÁLEZ, E., 2007. "Ponencia: Estudios Integrados De Yacimientos". [Diapositivas] Pdvsa Eyp- División Centro Sur. Unellez. p. 1-55.

Figura 17. Generalidades de los datos más representativos para la caracterización de sistemas fallados

DATOS DINÁMICOS	DATOS ESTÁTICOS
<div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="background-color: #add8e6; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Pruebas de Presión </div> <div style="background-color: #90ee90; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Registros de producción </div> <div style="background-color: #ffcc99; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Trazadores radiactivos. </div> </div> <p>Permiten detectar evaluar los parámetros que afectan el comportamiento del flujo de fluidos en yacimientos bajo condiciones de explotación.</p>	<div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="background-color: #add8e6; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Interpretación sísmica. </div> <div style="background-color: #90ee90; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Analogías en afloramientos y del subsuelo. </div> <div style="background-color: #90ee90; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Registros eléctricos. </div> <div style="background-color: #ffff99; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Análisis de núcleos. </div> <div style="background-color: #ffcc99; padding: 5px; border: 1px solid #ccc;">  Registros de Perforación </div> </div> <p>Permiten detectar y evaluar los elementos que constituyen el yacimiento, permitiendo definir la geometría y poblar sus características petrofísicas.</p>

Fuente: Autores.

Lo cierto es que las fallas son a menudo caracterizadas con una cantidad limitada de datos⁴³, haciendo que los resultados de sus modelos predictivos tengan un alto grado de incertidumbre por las suposiciones con las que se establecieron. El aumento del nivel de determinación de sus parámetros necesita prever de tecnologías y métodos alternativos que permitan mejorar, completar y obtener la información faltante requerida, en miras de asegurar el éxito en el modelaje de estos sistemas y de permitir una evaluación más fundamentada del comportamiento real del yacimiento.

⁴³ CERVENY, K., et al., 2004. "Menor incertidumbre con el análisis de fallas que actúan como sello". En: Oilfield Review. Primavera, vol. 16, no. 4, p. 57.

2.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Bajo cierta escala la sísmica puede definir un amplio rango de fallas. También los datos sísmicos permiten determinar la *existencia, dimensión y orientación* espacial de la zona de falla⁴⁴. La identificación inicia con la ubicación de reflectores sísmicos mapeables determinando los horizontes de estructuras geológicas que compone el área en estudio. Luego se trazan eventos sísmicos identificables y se realizan mapas de ellos a partir del reconocimiento de trazas sucesivas. Las reflexiones discontinuas (cut-offs) indican localización de las fallas; se puede hacer medición del *salto de falla* y el *ángulo de separación* que es estimado por correlación de reflectores sísmicos a través de la falla. (Figura 18).

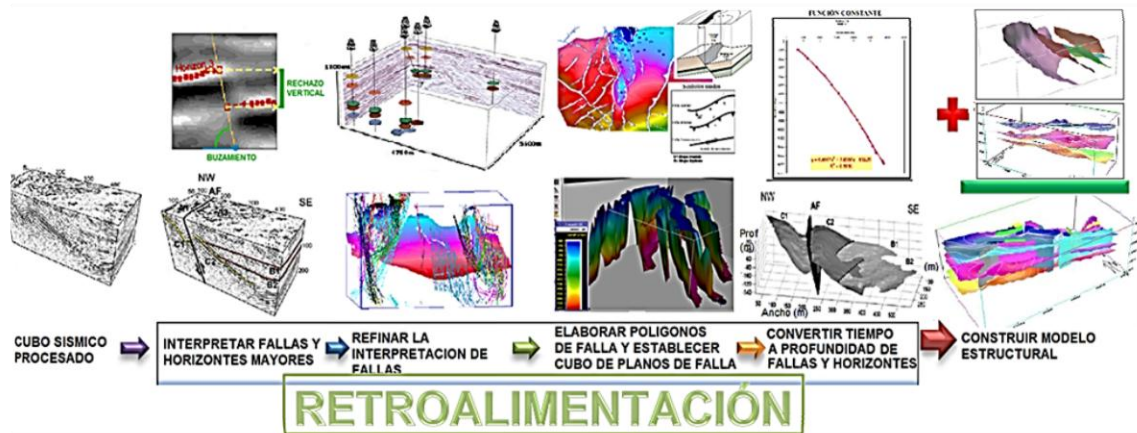
El error de procesamiento, especialmente en las áreas de poca imagen, puede ocultar la geometría de fallas y dar lugar a modelos de falla geológica poco realistas. Un sofisticado procesamiento de datos de alta calidad en sísmica 3D, acompañado de técnicas avanzadas para el análisis de atributos sísmicos permiten visualizar sistemas con mayor resolución a las restricciones previstas por sísmica convencional, sin embargo, se exige que la comprensión de las características de fallas subsísmicas no puede basarse únicamente en los datos sísmicos, ya que también debe incluir las consideraciones basadas en la información de los pozos y los análogos de afloramiento, para que posteriormente se realice un amarre que permita una interpretación sísmica lo más realística posible.

Un conjunto de datos sísmicos 3D representa un cubo donde las fallas y los reflectores pueden ser estudiados e interpretados en cualquier dirección, incluyendo secciones horizontales; por lo que es posible dimensionar la extensión y profundidad de la estructura, cuando sea mapeable. Los datos sísmicos 3D han

⁴⁴ FOSSEN, H., 2010. Op. cit. p. 162-163.

tenido un importante impacto en la integración de tecnologías debido a que todas las disciplinas, por ejemplo, geología, geofísica e ingeniería de yacimientos están usando levantamientos sísmicos 3D como una base para modelar los yacimientos durante el tiempo de vida de cada campo.

Figura 18. Flujo de trabajo en la interpretación sísmica de fallas y la construcción del modelo estructural



Fuente: Autores.

Con la interpretación de atributos sísmicos post-track se correlacionan patrones o forma de las trazas (amplitud, fases etc.) geológicamente consistentes, con interpretaciones estructurales y estratigráficas características. Con los atributos de impedancia acústica (IA) combinando con otros indicadores, es posible el mapeo de poblaciones de fracturas y fallas subsísmicas asociadas a la zona de falla, lo que permite un mejor dimensionamiento del sistema. Esta técnica aplica un filtro en el que se asumen las fracturas como conductos y están correlacionados con saturaciones dominantes de una fase presente, y las fallas subsísmicas consideradas como barreras⁴⁵. También a través del análisis de los “*FLAT SPOTS*” (indicadores directos de hidrocarburos) es válido poder hacer una apreciación cualitativa de fallas comunicantes; analizando la continuidad del

⁴⁵ AIT-MESSAOUD, M., et al. 2006. “Nuevas Dimensiones En Tecnología Sísmica Terrestre” OilField Review Primavera, Vol. 17 no. 3, p.48-59.

contacto gas-agua o la presenta de dicha fase de interés orientada en el sistema de falla.

2.2 ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Un pozo vertical tiene muy poca probabilidad de interceptar una falla en comparación con un pozo horizontal, ya que en la mayoría de los casos estas son verticales o casi verticales. Sólo un pequeño porcentaje de secciones perforadas en un yacimiento serian coincidencias, y en raras ocasiones el material de las fallas es obtenido en los núcleos de perforación. Sin embargo, los núcleos de zonas de falla recuperadas con éxito permiten obtener una valiosa información de dichas muestras.

Los núcleos previamente rotados y orientados permiten caracterizar los parámetros estructurales de las fracturas y fallas en el subsuelo (orientación, ancho, abundancia, etc.) y ayudan en la calibración de los lineamientos interpretados a escala media en los cubos sísmicos y en el estudio de las características petrográficas de las fracturas identificadas a escala pequeña en lámina delgada.

La presión umbral y la permeabilidad medidas a través de fallas pequeñas en núcleos, ayudan a predecir la capacidad de sello y las propiedades de flujo de la distribución de rocas de falla y demás estructuras presentes en la zona de falla. El análisis en núcleos también define la gama de tipos de rocas de falla creadas por procesos tales como la cataclasis (trituration de granos) y desagregación (movimientos inter-granulares); permitiendo la evaluación del impacto de la historia geológica, la secuencia cronológica de las fallas y la dirección de los esfuerzos principales. Estos últimos son importantes ya que si se conocen las direcciones de los esfuerzos principales es posible la construcción de modelos geomecánicos aplicados para la determinación de las propiedades de reactivación de fallas.

La orientación se puede medir si el núcleo está orientado. Por lo general no lo está, y su orientación debe ser reconstruida sobre la orientación de estratos a partir de datos del registro dipmeter o datos sísmicos. Esto sólo puede hacerse si la estratificación no es horizontal. Los datos de rocas de falla representan una información crucial para la obtención de simulaciones de yacimientos exitosas.

2.3 REGISTROS DE PERFORACIÓN Y ELÉCTRICOS

Las fallas interceptadas por pozos son las más fáciles de identificar mediante indicadores de perforación, recortes y registros eléctricos en las zonas de falla. (Figura 19).

Durante la perforación, algunos indicadores que pueden surgir cuando se interceptan fallas conductivas incluyen las pérdidas excesivas de circulación (lodo de perforación), lecturas irregulares de torque, desviaciones repentinas en la trayectoria e interferencia en la recuperación de ripsos. Este tipo de interpretaciones permiten obtener la ubicación en profundidad en la que se localiza la falla⁴⁶, además, conociendo la tasa de pérdida de circulación se podría establecer un estimativo de la permeabilidad de la zona de la falla⁴⁷.

Las fallas a lo largo del pozo se identifican típicamente por medio de correlaciones estratigráficas. El objetivo de determinar secciones estratigráficas, es establecer las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. En términos de mecánica de fallas, a través de un análisis de estratigrafía secuencial se puede identificar las fallas inversas y normales, porque causan una repetición y omisión de secciones estratigráficas. El conocimiento de

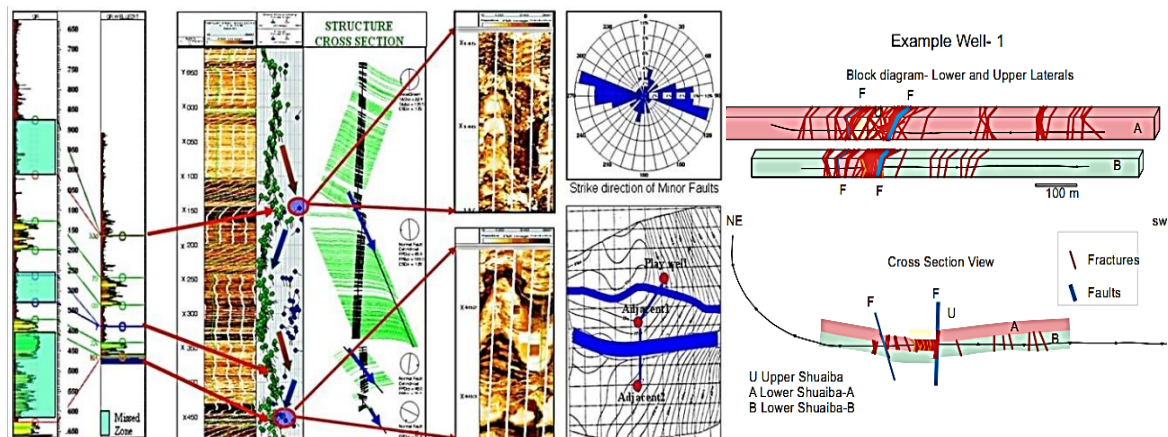
⁴⁶ FOSSEN, H., Op. Cit. p. 163-165

⁴⁷ O'BRIEN W.; STRATTON JR., J. and LANE, R.,1999. "Mechanistic Reservoir Modeling Improves Fissure Treatment Gel Design in Horizontal Injectors, Idd El Shargi North Dome Field, Qatar. ". En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Houston, Texas. SPE No. 56743, vol. 42 no.8, p. 1-13.

la estratigrafía del área desde otros pozos, constituye una base para la identificación del tipo de fallas. El tamaño de las fallas identificadas por este método depende de los indicadores de características estratigráficas, el número de pozos, la distancia a otros pozos de la zona, las variaciones de facies sedimentarias y la orientación del pozo.

Los registros eléctricos estándar, tales como los registros de gamma ray, densidad, neutrón y de resistividad, se utilizan para las correlaciones estratigráficas. Los datos de dipmeter son registros que revelan planos estratificados o de laminación y su posible rumbo y/o Azimut, pero también pueden identificar bandas de deformación y fracturas. Estos pueden ser identificados principalmente de tres diferentes maneras. El primero está representado por los cambios repentinos en el azimut. Otro rasgo característico es la presencia de intervalos locales con cambios rápidos, pero progresivos en el rumbo y/o azimut. La tercera relación es la aparición de orientaciones anómalas que son asociadas a fracturas, fallas sub-sísmicas o bandas de deformación, en la zona de daño o de la superficie de deslizamiento principal en sí.

Figura 19. Ejemplos de experiencias en la integración de técnicas de análisis a partir de datos de registros y pozos, para definir estructuralmente las zonas falladas



Fuente: H. Huijunet et al. y de S. Ozkaya et al.⁴⁸

Ahora es común el uso de registros de imagen micro-resistivos tales como el FMI (Formation Microresistivity Imager), el resultado es una imagen continua de la pared del pozo que permite realizar interpretaciones estratigráficas y estructurales para la obtención cualitativa y/o cuantitativa de datos estáticos de las fallas⁴⁹.

Mediante datos obtenidos de núcleos y dipmeter se puede determinar la inclinación verdadera. Si la diferencia entre el ángulo determinado por núcleos y los datos de dipmeter es significativa, entonces es probable que ocurra el desarrollo de fallas subsísmicas y/o fracturas. Si la inclinación determinada a partir de núcleos coincide con el ángulo obtenido por sísmica se establecería un rumbo verdadero para la falla.

⁴⁸ OZKAYA, S. and RICHARD, P. 2006. "Fractured Reservoir Characterization Using Dynamic Data in a Carbonate Field, Oman". En: SPE Reservoir Evaluation & Engineering. SPE No. 93312, vol. 9 no.3, p. 227-238.

⁴⁹ HUIJUN, H. ; HUAYUN, and Y., YUN, H., 2010. "An Integrated Approach on Carbonate Reservoir Evaluation by Combining Borehole Image and NMR Logs - A Case study in Ordovician carbonate, East China". En: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June , Beijing, China. SPE No.131571, p. 1-11

2.4 PRUEBAS DE PRESIÓN

En general, el análisis de pruebas de presión implica obtener un registro de la presión de fondo como función del tiempo, estas respuestas dependen de las características del yacimiento. El arte del análisis de pruebas de presión comprende dos etapas: La primera es definir el modelo del yacimiento e identificar los diferentes regímenes de flujo encontrados durante la prueba. La segunda está enfocada a la estimación de parámetros aplicando las soluciones a los modelos de flujo desarrollados para la variedad de respuestas que puede implicar la complejidad de un yacimiento real.

Las pruebas de presión son reconocidas como un medio dinámico de delinear los límites del yacimiento, permitiendo determinar la presencia de fallas y clasificarlas de acuerdo a su comportamiento hidrodinámico. Los regímenes de flujo son una función directa de las características del sistema pozo/yacimiento, por lo que si existe una falla puede identificarse mediante la detección de un flujo particular de dicha zona, por ejemplo, el desarrollo del flujo bilineal en tiempos intermedios de un pozo cercano a una Falla de conductividad finita (FCF).

Para localizar las fallas, determinar características y obtener sus parámetros que la constituyen, se requiere de una prueba lo suficientemente larga para explorar el yacimiento a profundidad, permitiendo ser identificables al aumentar su cercanía con los pozos y estableciendo su ocurrencia sobre el flujo.

En el presente trabajo se estudiará a fondo los modelos desarrollados para el estudio de las fallas con naturaleza comunicante; se presentan los modelos de Yaxley y de Abbazadeh & Cinco-Ley. El primero explica el modelo para fallas semipermeables y el segundo fallas de conductividad finita (FCF). Ambos presentan una solución analítica que permite la identificación de flujos característicos y la determinación de parámetros generalizados de dichas zonas

por medio del análisis de pruebas de presión. Las dos soluciones fueron hechas aplicando el método de pozos imagen⁵⁰. Sin embargo la geometría, no puede hallarse por pruebas de presión únicamente.

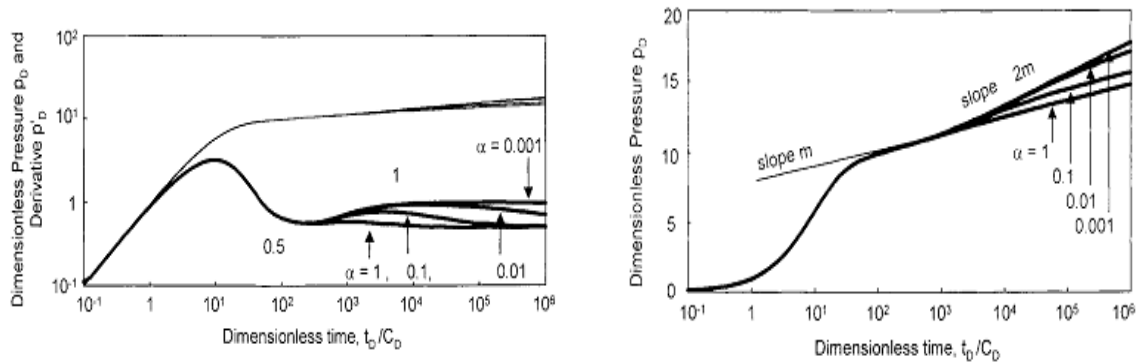
2.4.1 Modelo de Yaxley

Yaxley⁵¹ derivó una solución para fallas parcialmente comunicantes y sus respuestas fueron analizadas como una restricción al flujo en las pruebas, (ver Figura 20). Consideró este modelo expresándolo por medio de la ecuación de difusión en coordenadas cartesianas para cada lado de la falla. El pozo se consideró como una línea fuente y la falla se supuso como una *barrera lineal vertical semi-permeable*. El modelo tomó las siguientes consideraciones: el fluido del yacimiento está en una sola fase, es ligeramente compresible y de viscosidad y compresibilidad constante, el yacimiento es homogéneo en todas las propiedades e isotrópico con respecto a la permeabilidad en cada lado de la falla, el espesor de la formación es constante.

⁵⁰ D. Bourdet. "Well Test Analysis: The Use Of Advanced Interpretation Models". Handbook

⁵¹ RODRÍGUEZ, E. and CINCO LEY, H., 2008. "Método Para La Estimación Del Tiempo De Invasión De Agua En Pozos Cercanos a Fallas Conductivas". Tesis de Grado. Maestría en ingeniería. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

Figura 20. Comportamiento de las respuestas de presión en los gráficos logarítmicos y semi-logarítmicos de una falla semipermeable para diferentes factores de α



Fuente: D. Bourdet, Op. cit. p. 245-246.

Yaxley definió el parámetro adimensional α como la relación de transmisibilidades en la interfase entre los dos yacimientos comunicados. Ambastha en un trabajo posterior consideró el efecto como un daño infinitesimal recíproco al factor α ampliando su aplicación para usar propiedades diferentes en cada lado de la falla.

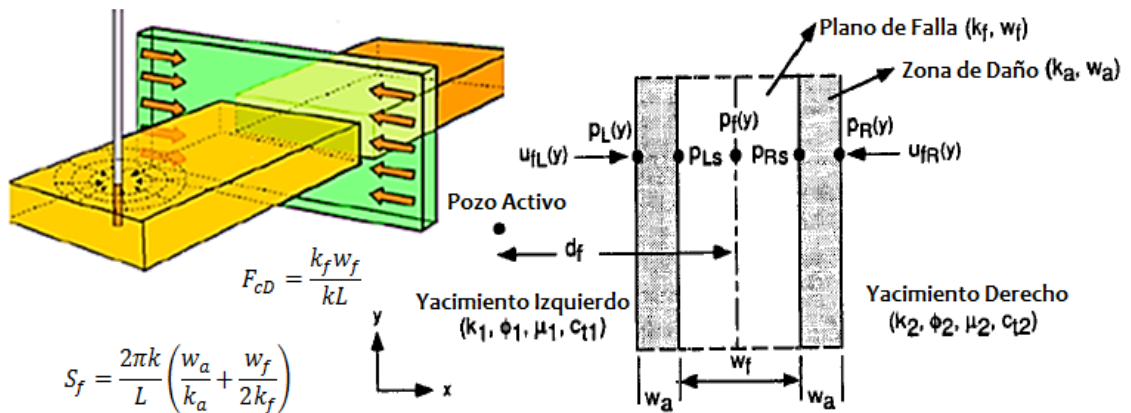
2.4.2 Modelo de Abbazadeh y Cinco-Ley

Los autores desarrollaron una solución analítica para determinar la distribución de presión en el yacimiento causada por la caída de presión de un pozo activo cercano a una falla no-intersectante de conductividad infinita⁵². La solución considera flujo en ambos lados de la falla, a lo largo y a través del plano fallado, (ver Figura 21). Permiten el cálculo de parámetros como espesor y permeabilidad de la falla y de la zona alterada (en el que suponen el parámetro de daño de la falla), así como, la obtención de la distancia del pozo al plano de falla. Establecieron los flujos característicos vistos anteriormente (Tabla 3) con el mismo comportamiento que el de una fractura natural cercana a un pozo.

⁵²ABBASZADEH, M. and CINCO-LEY, H., 1995. "Pressure transient behavior in a reservoir with a finite-conductivity fault". En: SPE Formation Evaluation. SPE No.24704, vol. 10, no. 1, p. 26-32.

La solución es obtenida al dividir el flujo dominante en el yacimiento y el de las fallas conductivas. Estos dos problemas se resuelven separadamente y se acoplan al plano de falla por el requerimiento de continuidad de presión y condiciones de flujo. Para efectos de linealidad del problema aplicaron la técnica de pozos imagen para darle el carácter infinito. Los autores extendieron el modelo para su aplicabilidad en pruebas de interferencia.

Figura 21. Esquema y Nomenclatura utilizada en el modelo de Abbaszadeh y Cinco-Ley



Fuente: Abbaszadeh y Cinco-Ley.

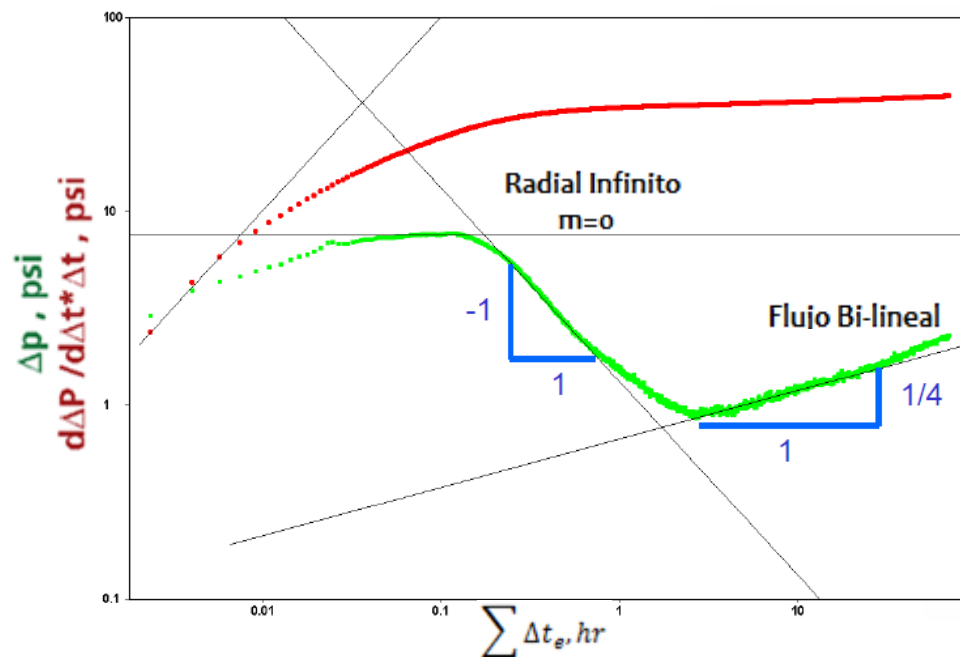
Dos parámetros adimensionales son usados para definir las propiedades físicas de este tipo de falla. La *conductividad adimensional de la falla* describe la habilidad de flujo a lo largo de la zona fallada. El *factor de daño* describe la resistencia del flujo a través de la zona de falla. En este modelo se introdujo una región de permeabilidad alterada, menor a la del yacimiento y con una extensión alrededor de la falla. Es posible relacionar estos dos parámetros que se obtienen de aplicar el modelo propuesto por Abbaszadeh y Cinco-Ley respecto a la clasificación de estructuras permeables presentes en los sistemas fallados propuesta por Caine; en el que las fallas conductivas se caracterizan por ser un sistema combinado de conducto-barrera⁵³, asociando el parámetro F_{cD} a la zona

⁵³ CAINE, J., et al. op. cit. p.1-4.

dañada (zona de conducto) y el S_f a la zona del núcleo de falla (zona barrera). El espesor combinado de todos estos elementos es más grande que los modelos conceptuales previos que han sido supuestos.

En la Figura 22 se puede observar el análisis de prueba de presión utilizando la metodología descrita por Abbazadeh y Cinco-Ley.

Figura 22. Análisis en el gráfico de derivada de los regímenes de flujo de un PBU hecha a un pozo cercano a una falla conductiva en un yacimiento del gigante Ghawar



Fuente: F. Al-thawad et al., 2005. "A Simple Approach to Numerical Analysis Of Complex Well Tests". SAUDI ARAMCO Journal Of Technology Fall. p. 31-38.

2.5 ANÁLISIS DE REGISTROS HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN

Cuando se presentan fallas conductivas se intercomunican formaciones productoras con acuíferos activos o con compartimientos de menor movilidad que generan un gran efecto en el movimiento de los fluidos presentando una invasión

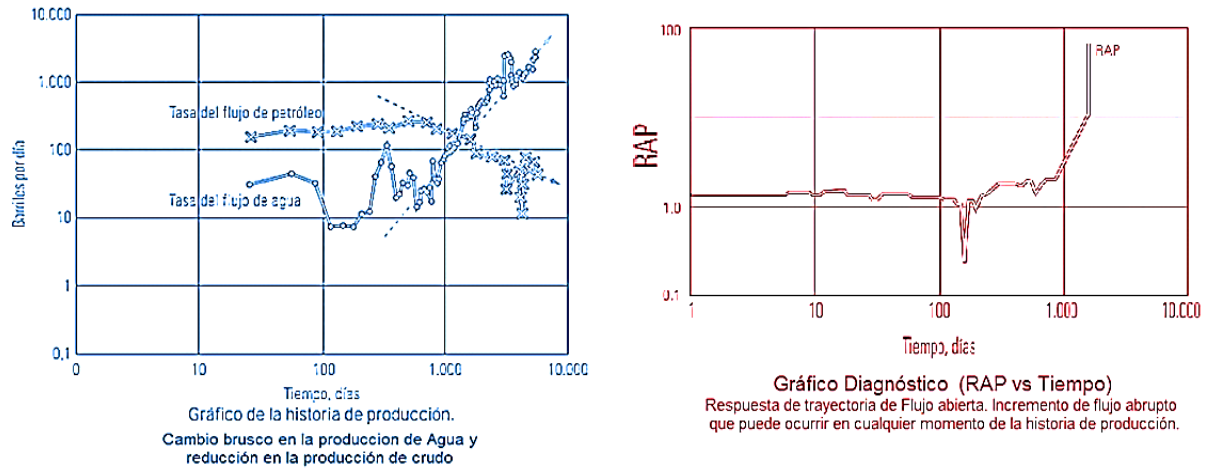
temprana de agua en pozos productores y/o un declive temprano en la producción de hidrocarburos, evitando que el barrido de la formación sea uniforme y, debido a esto, se tienen severos problemas de producción. (Figura 23).

La producción de agua y el análisis de invasión de agua pueden proporcionar información vital con respecto a la presencia o no de fallas conductivas. La forma de los perfiles de cortes de agua con el tiempo, pueden ser un buen indicador del efecto de una falla conductiva sobre la producción de un pozo. De estas historias de producción se obtiene el tiempo que tarda en entrar el agua al pozo. Una falla que provee fluido hacia el pozo productor se considera como una frontera de presión constante similar al de un acuífero⁵⁴.

La irrupción por las fallas se puede presentar cuando la diferencia de presión entre los yacimientos superó el umbral de presión. Estas anomalías de irrupción del agua provocada por las fallas conductivas (observadas en los datos de producción) pueden jugar un papel importante en el proceso de ajuste histórico para elaborar modelos numéricos predictivos más realísticos.

⁵⁴ BAILEY, B., et al., 2000. "Control de Agua". En: Oilfield Review, vol. 12, no. 1, p. 32-53. En: SPE No.24704, vol. 10, no. 1, p. 26-32.

Figura 23. Respuestas típicas de producción en el gráfico de historia de producción y RAP vs tiempo

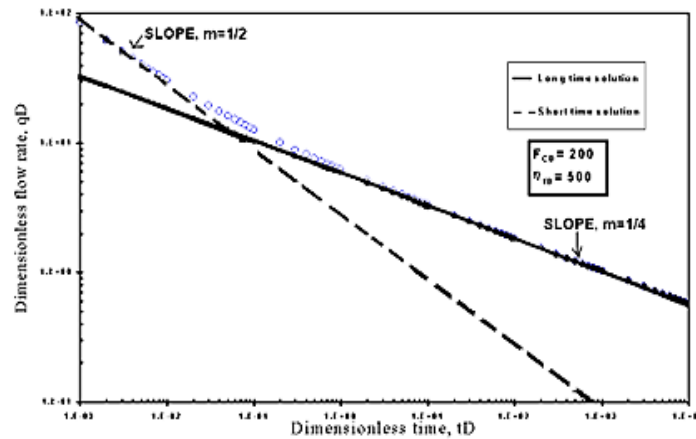


Fuente: B. Bailey et al., Op. cit. p. 39-40.

Complementariamente se ha aplicado el análisis de curvas de declinación, un método práctico para confirmar la presencia de fallas conductivas, para determinar la transmisibilidad de fluidos y el grado de interconectividad de fallas, usando datos históricos de las tasas de producción. H. Pulido⁵⁵ et al., presentaron el desarrollo de una solución analítica para el análisis gráfico en escala logarítmica de tasa de producción y tiempo en términos adimensionales, de un pozo produciendo cercano a una falla conductiva en YNF con condiciones de presión constantes, (Figura 24). Demostraron que en el gráfico logarítmico q_d vs t_d durante largos tiempos de producción se genera una línea recta con pendiente de $-1/4$, que es proporcional a la raíz de la conductividad.

⁵⁵ PULIDO , H., et al., 2003 ,. “Decline Curve Analysis in a Naturally Fractured Reservoir with a Finite-Conductivity Fault”. Ponencia en: XXVII Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University. Geothermal Program. p. 1-11.

Figura 24. Grafica a escala log-log de resultados de caudal y tiempo adimensional para dos valores de conductividad y difusividad, respectivamente.



Fuente: H. Pulido et al., Op. cit. 1 p.

Su solución tomó como base las suposiciones hechas por Abaszadeh y Cinco-ley, considerando el efecto de la zona alterada y de la zona de alta conductividad, evaluaron el comportamiento para diferentes conductividades y difusividades.

En conclusión la producción de estos sistemas desciende debido al depresionamiento del campo y/o la invasión de pozos por el agua proveniente de otro compartimiento que se intercomunica tanto en presión como en el transporte fluidos. Desde un punto de vista de ingeniería y económico la declinación inicial podría ser un factor clave para decidir cuándo hay que intervenir o abandonar un pozo, y desde un punto de vista práctico, dado un valor inicial de tasa, es importante conocer el tiempo requerido para que el sistema inicie su declinación con la presencia de una falla conductiva. La toma de decisiones fundamentada en pronósticos de producción y estimaciones del tamaño no debe basarse solo en la declinación observada convencionalmente. Ignorar la presencia de una falla conductiva puede conducir a un gran error en la estimación de la producción acumulada.

2.6 TRAZADORES RADIATIVOS

En términos generales, una prueba de trazadores consiste en la inyección de una sustancia radioactiva o química disuelta en un fluido de inyección y el monitoreo de su arribo en los pozos productores de análisis. Con los resultados del monitoreo del tiempo de arribo del trazador, se construye una *curva de surgencia* (concentración vs tiempo) en cada pozo de análisis y se prosigue a evaluar e interpretar una tendencia definida de la curva⁵⁶.

A pesar de que las fallas son relativamente comunes en la estructura que conforma los yacimientos, las pruebas de trazadores han sido *ocasionalmente* empleadas en la caracterización de las mismas ya que principalmente estas pruebas se hacen útiles cuando las fallas tienen un comportamiento similar al de un canal de gran escala, característico de las fallas conductivas.

Desde un punto de vista práctico los pozos de inyección y de producción deben estar situados regularmente fuera de la zona de falla, lo cual significa que los marcadores se mueven a través de regiones con propiedades dinámicas claramente diferentes. Los trazadores pueden viajar primero a lo largo de una región de baja permeabilidad relativa situado entre el pozo de inyección y la falla, luego pasan por una zona de daño (muy permeable a lo largo del cuerpo falla) y finalmente, pueden moverse de nuevo a través de una relativa *baja permeabilidad* de la región de la falla al pozo de producción.

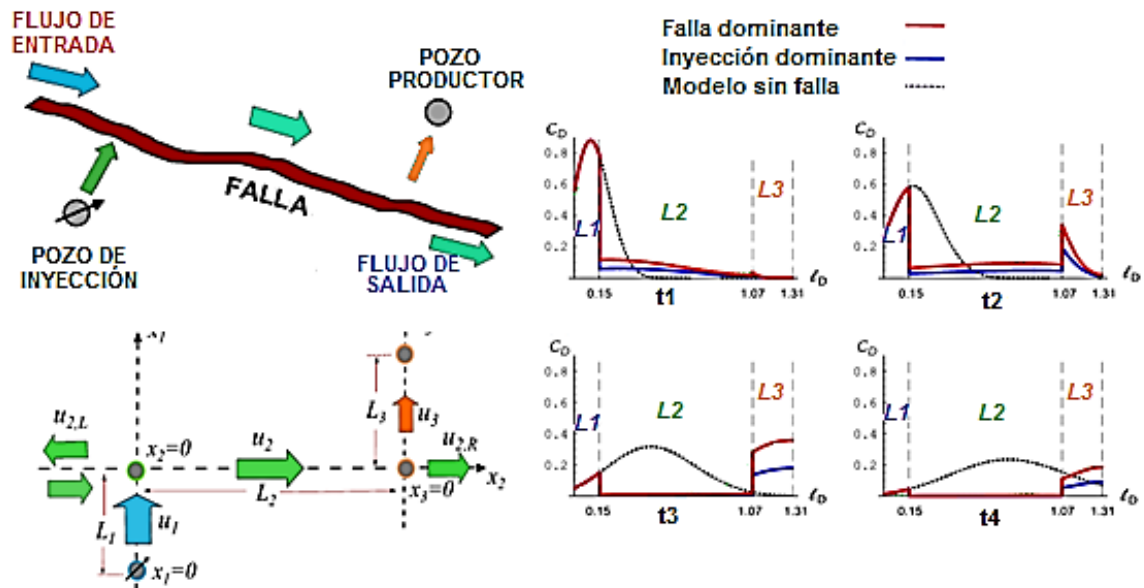
Coronado⁵⁷ et al., desarrollaron un modelo en el que es posible obtener parámetros constitutivos de las fallas conductivas por medio de trazadores (añadiendo información suplementaria) tales como: orientación de la falla,

⁵⁶ RAMÍREZ-SABAG, J., 2008. "Pruebas de trazadores en la recuperación de Hc's" [informe técnico]. Academia de Ingeniería de México. Trabajo de ingreso.

⁵⁷ CORONADO, M.; RAMÍREZ, J. and VALDIVIEZO, O., 2011. "Double-porosity model for tracer transport in reservoirs having open conductive geological faults: Determination of the fault orientation". En: Journal of Petroleum Science and Engineering vol. 78, no. 1, p. 65 –77

distancia de la falla a los pozos de inyección o de producción, ancho efectivo de la falla y determinación de sus propiedades conductivas. El esquema establecido por los autores se presenta en la Figura 25.

Figura 25. Representación esquemática del flujo de fluidos en el modelo de trazadores supuesto (Izq.) y el comportamiento de las respuestas dinámicas del pulso para diferentes tiempos (Der.)



Fuente: M. Coronado et al., Op. cit. p. 66-67, 71.

2.7 ESTUDIOS CON SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

Dos enfoques para la construcción y/o cuantificación de parámetros de fallas en modelos numéricos han sido estudiados en este proyecto; estos son el modelo de Multiplicador de Transmisibilidad de la Falla y el Modelo de Facies de Falla (FMT y FFM por sus siglas en inglés respectivamente). Ambos modelos de fallas han sido *acoplados* por la mayoría de *simuladores convencionales* y tienen una amplia gama de estudios asociados con la interacción y comportamiento dinámico de estos sistemas complejos.

2.7.1 Multiplicadores de Transmisibilidad de la Falla (FMT)

La manera más tradicional de representar las fallas en los modelos numéricos es como una estructura discontinua caracterizada por uno o más parámetros de transmisibilidad, siendo un enfoque muy simplificado del volumen realístico de estas zonas.

El modelo de FMT⁵⁸ genera los multiplicadores de transmisibilidad entre las celdas próximas a las fallas, para ingresarlos al simulador y/o para analizar visualmente la conectividad entre bloques del yacimiento. Los multiplicadores son artificios numéricos que actúan en lugar de las propiedades reales del sistema (tales como la permeabilidad efectiva y el espesor de la zona fallada)⁵⁹.

En este modelo, el flujo fluidos dentro del sistema de fallas no puede ser incluido de manera explícita, y el flujo entre las celdas no-yuxtapuestas pueden únicamente ser incluido en un modo ad-hoc. Esto permite que únicamente el flujo se conecte en la dirección horizontal de las celdas yuxtapuestas, siendo útil para representar el flujo a través del plano, característico de *fallas semipermeables*. Sin embargo, el modelo no permite simular el *efecto de flujo vertical* a lo largo de la zona de falla presente en las *conductivas*, imposibilitando la construcción numérica de este tipo de sistemas a través de este modelo. Principalmente dos técnicas de análisis pueden ser aplicadas para cuantificar el valor o los valores de los multiplicadores, estos son el de *ajuste histórico* y el *determinístico*

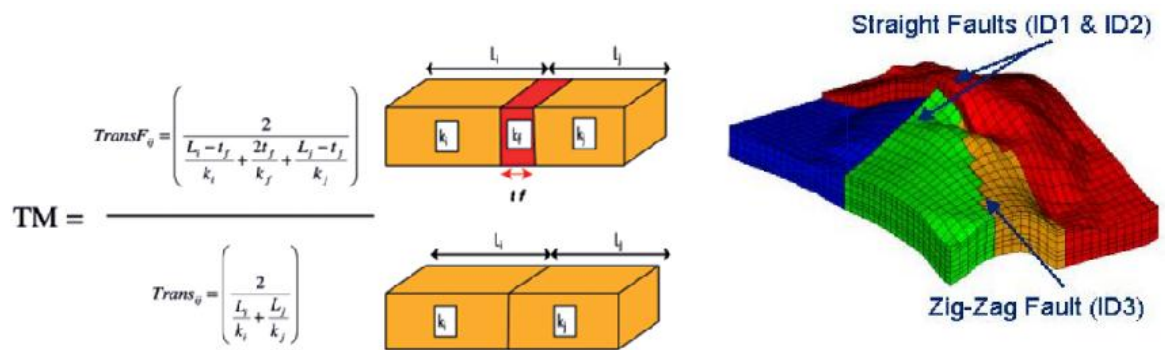
⁵⁸ MANZOCCHI, T., et al., 1999. "Fault transmissibility multipliers for flow simulation models". En: Petroleum Geoscience. Geological Society, London. vol.5, p. 53–63.

⁵⁹ ALMEIDA, S., 2003. "Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica". Tesis de Grado. Maestría en ingeniería. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. UNICAMP..

El proceso de ajuste histórico es tradicionalmente el más utilizado en condiciones donde se cuenta con escasa información de las zonas de falla. Puede ser usado para generar múltiples escenarios probables y en el que se modifica el multiplicador de transmisibilidad de la falla hasta que los resultados del modelo de simulación se aproximen a los datos de presión-producción real o de referencia, es decir, es una manera determinística ad-hoc de cuantificar un valor posible del multiplicador a partir de datos dinámicos de pozo (Figura 26).

Esta es una técnica apropiada y ampliamente aplicada cuando la información con que se dispone no permite la completa caracterización de las fallas para obtener un modelo estático que satisfaga los datos de producción al momento de realizar la simulación numérica, sin embargo, acarrea una gran incertidumbre sobre la estructura física y dinámica real de los límites del yacimiento.

Figura 26. Ajuste histórico para el cálculo por prueba y error del multiplicador de transmisibilidad



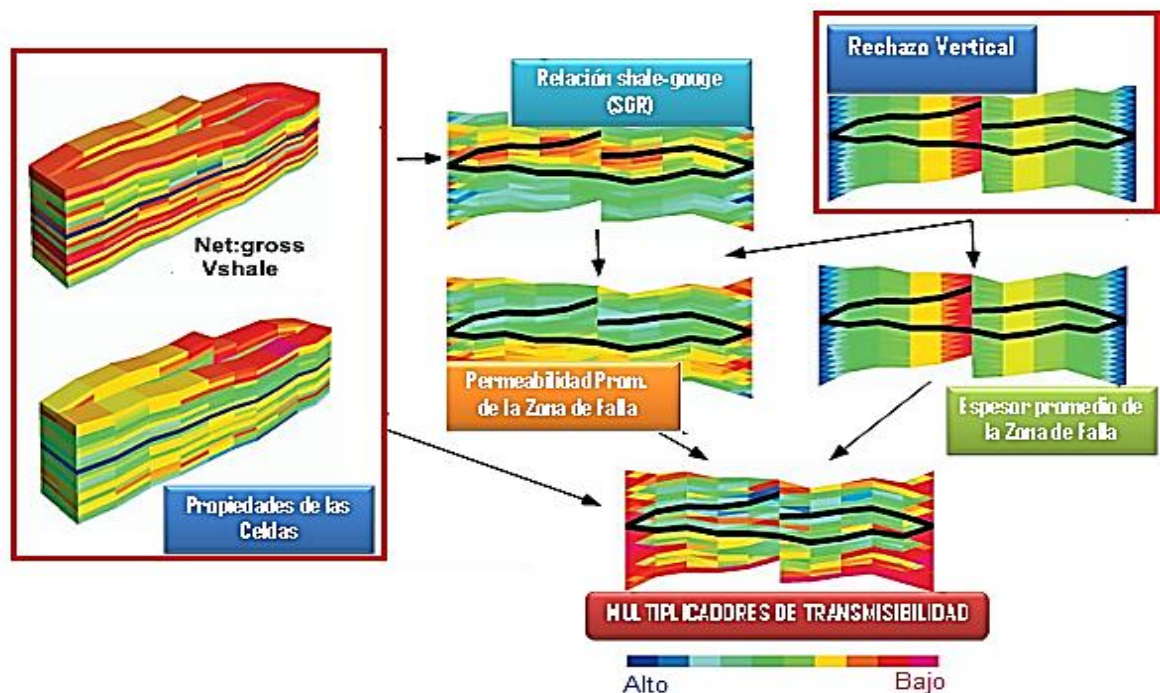
Fuente: Autores.

El método determinístico⁶⁰ es usado cuando se cuenta con una gran cantidad de información dando un solo resultado estimado del multiplicador. Con el análisis de

⁶⁰MANZOCCHI, T., et al, 2002. "The representation of two phase fault-rock properties in flow simulation models". En: Petroleum Geoscience. Geological Society, London. vol. 8, p. 119–132

información disponible (estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica), se puede obtener parámetros como el V_{shale} , espesor de la falla y permeabilidad de la zona de falla, con los que se puede efectuar el cálculo del multiplicador través de un algoritmo del modelo de Manzocchi disponible en la mayoría de herramientas comerciales (Figura 27), sin embargo, convencionalmente este método es útil para yacimientos clásticos, donde es más común que se presenten fallas de tipo semipermeables, no para yacimientos carbonatados.

Figura 27. Flujo de trabajo de la aplicación del método determinístico para el cálculo de multiplicadores de transmisibilidad



Fuente: T. Manzocchi et al, 2002, Op. cit. p. 131.

2.7.2 Modelo de Facies de Falla (FFM)

El concepto de FFM se basa en generar un cuerpo de la zona de falla en el modelo numérico, que le da una representación explícita y más físicamente

correcta a la fallas, (Figura 28). El volumen discreto característico se modela estocásticamente usando condiciones de frontera derivados de estudios empíricos en afloramientos de zonas de falla con litologías comunes de areniscas, lo que permite obtener una variedad de escenarios de facies asumiendo diferentes condiciones de deformación; con base en el análisis de diferentes litologías, desplazamiento y la distribución actual e histórica de esfuerzos⁶¹.

La generación y distribución de estos litotipos son de gran importancia ya que se correlacionan con las propiedades petrofísicas, que reflejan una dinámica más realística del flujo de fluidos en este sistema poroso.

Aunque este método requiere más tiempo de cómputo ya que cuenta con una malla más fina que el modelo convencional, permite el poblamiento de los parámetros asociados a la dimensión, arquitectura, propiedades petrofísicas y distribución espacial de los elementos discretos de falla (capas de rocas de falla, bandas de deformación, lentes, superficies de deslizamiento etc.), evita los errores asociados al análisis tradicional del multiplicador de transmisibilidad permitiendo explícitamente el flujo de fluidos a lo largo de la zona de falla y su comunicación vertical entre las celdas que no se yuxtaponen. Además, conduce a una evaluación más detallada la zona de falla y por lo tanto a una mayor comprensión realística del yacimiento⁶².

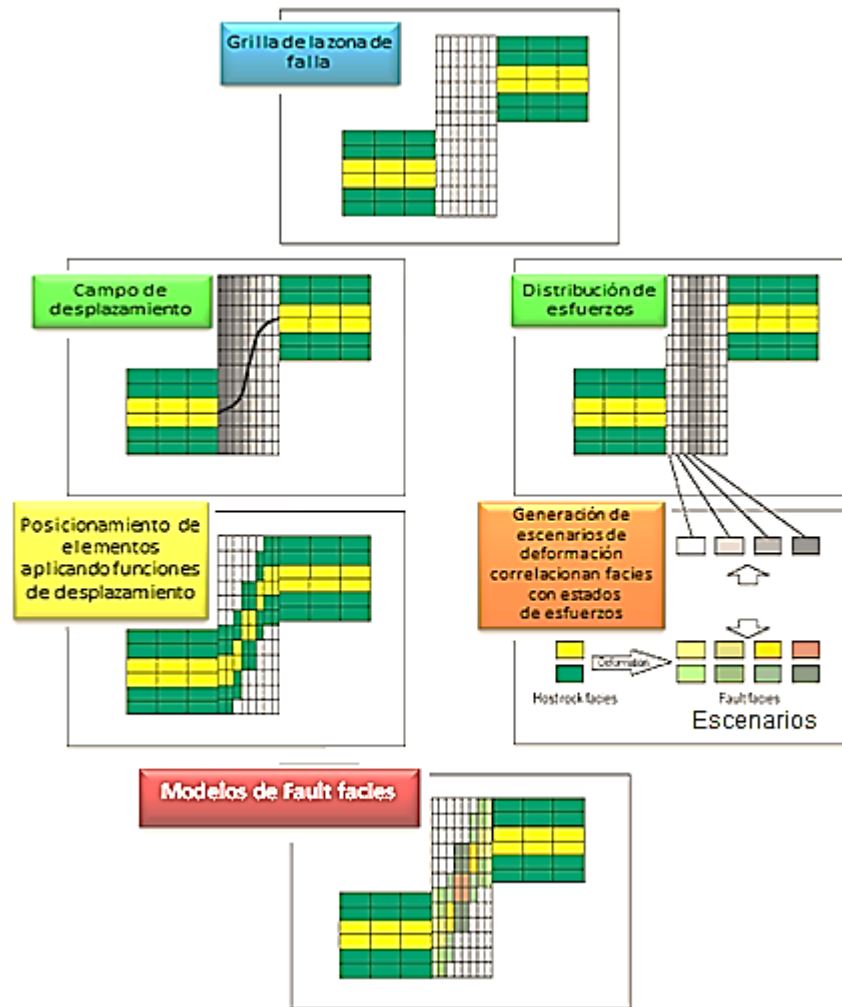
Del mismo modo que en FMT, las herramientas que actualmente aplican el modelo FFM son aplicables para generar escenarios probabilísticos en yacimientos clásticos, se pone en discusión su actual aplicabilidad en los

⁶¹FREDMAN, N., 2007. "Quantification Of Fault Zone Features In Siliciclastic Rocks: Implications For 3d Fault Modelling And Fluid Flow". Tesis Doctoral. Bergen, Norway. Department of Earth Science. University of Bergen.

⁶² FREDMAN, N., 2008. "Assessment of Fault Facies modelling; technique and approach for 3D conditioning and modelling of faulted grids". En: AAPG Bulletin, vol. 92, p. 1-22.

simuladores convencionales para estructuras asociadas a condiciones de deformación de los carbonatados, donde es más común que se presenten fallas de tipo conductivas.

Figura 28. Flujo de trabajo en la aplicación del método de facies de falla en los simuladores



Fuente: N. Fredman, 2008. "Assessment of Fault Facies modelling; technique and approach for 3D conditioning and modelling of faulted grids". En: AAPG Bulletin, vol. 92.

2.8 TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE FALLAS

La información con que se cuenta requiere de un análisis sistemático en el que se integren múltiples disciplinas, pretendiendo realizar una evaluación, calibración y predicción certera de las fallas en yacimientos. Estos datos proporcionan un punto de partida para evaluar el desempeño de la producción de activos que se afecten por estas heterogeneidades, a fin de reducir “a tiempo” los problemas operacionales futuros que se podrían presentar, y guiar las estrategias de desarrollo de este tipo de sistemas.

Normalmente se utiliza de manera “directa” la información tomada de interpretaciones sísmicas, información detallada de núcleos, analogías en afloramientos, pruebas de presión y trazadores radioactivos, e “indirectamente” la información tomada de registros de perforación, registros eléctricos o de datos de producción, para la construcción de un modelo consistente, pero que en muchos casos falla en lo que respecta a la predicción precisa del comportamiento; en general, como resultado de las suposiciones incorrectas utilizadas en los modelos. Sin embargo, el modelado es una herramienta necesaria y ciertamente, la industria aún tiene mucho por aprender acerca de las fallas.

En resumen, si bien es posible lograr un buen conocimiento de los sistemas de fallas existentes; la capacidad para identificarlas, determinar su geometría y características hidráulicas es limitada. Para comprender sistemas fallados en yacimientos, se necesitan herramientas confiables de adquisición de datos y mediciones precisas de dichas propiedades a partir de las técnicas presentadas en este capítulo. El presente trabajo cualifica el grado de determinación de las técnicas. (Tabla 4).

Tabla 4. Capacidades y limitaciones de las técnicas de identificación y caracterización de las fallas en general

Grupo	Método de diagnóstico de fallas	Limitaciones Principales	Identificación del tipo de fallas			GEOMETRÍA Y ARQUITECTURA						PROP. HIDRÁULICAS		
			Falla Sellante	Falla Semipermeable	Falla Conductiva	Salto de falla	Longitud	Azimut o Rumbo	Buzamiento	Ancho Zona de Falla	Distancia al pozo de obs.	Conductividad DZ (K* wf)	Conductividad FC (Ka* wa)	
ESCALA DE CAMPO	Interpretación Sísmica 3D y Atributos	Resolución y dimensiones del Mapeo Sísmico. Depende de la corrección del modelo de velocidad para datos certeros de profundidad.	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
ESCALA DE POZO	Análisis de Nucleos	Perdidas de Nucleo. Recuperación de una muestra representativa. La recuperacion deberia ser horizontal para alcanzar a atravesar toda la zona falla. Determinacion global y realistica de sus propiedades.	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Registros de perforación	Requiere calibrarse con otros indicadores para tener un buen nivel certeza.	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Registros de Eléctricos y de Imágenes	Provee información de orientación de la falla solo si el pozo la atraviesa y se toman los registros en hueco abierto.	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
BASADOS EN MODELOS	Pruebas de Presión	Los resultados dependen de las suposiciones del modelo. Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y la presión del yacimiento	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Análisis del Historial de Producción	Los resultados dependen de las suposiciones del modelo. Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y la presión del yacimiento	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Trazadores Radioactivos	La trayectoria del pozo no están alineadas. Los resultados dependen de las suposiciones del modelo. Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y la presión del yacimiento	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

GRADO DE DETERMINACIÓN DE LAS TÉCNICAS	
Determina	■
Puede Determinar	■
Podría Determinar	■
No Determina	■

Fuente: Autores.

3. MODELO DE SIMULACIÓN

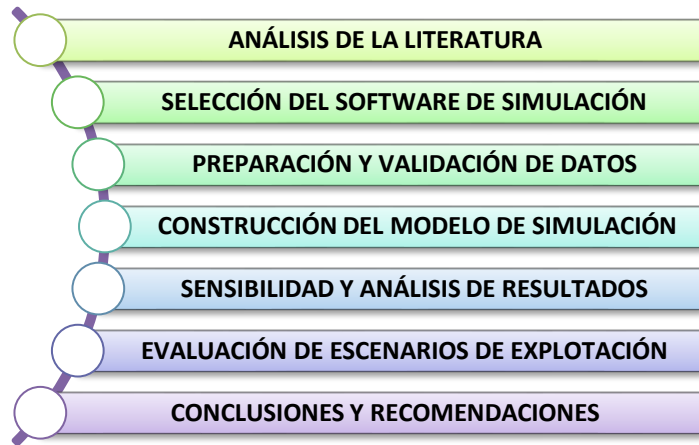
La simulación de yacimientos es el proceso en el que se elabora un modelo numérico buscando representar adecuadamente el comportamiento de un sistema físico. Una vez que se compruebe que el modelo numérico es fiel al caso en estudio, puede ser utilizado para evaluar su desempeño futuro y representar diversos escenarios de explotación. Por ello es considerada una poderosa herramienta en la toma de decisiones de cualquier proyecto de la industria petrolera y es indispensable en cualquier estudio de factibilidad técnica, permitiendo optimizar los procesos de recuperación y disminuir costos operativos.

Cabe recalcar que el objeto principal de este capítulo es construir un modelo numérico lo más realístico posible de un sistema que presente fallas conductivas. En el que contenga los elementos constitutivos pero manejando la simplicidad del caso, permitiendo que los resultados que se obtengan de este modelo sean representativos, confiables y adaptables a la realidad, reproduciendo de manera adecuada el complejo flujo de fluidos en fallas conductivas, comprendiendo sus capacidades y limitaciones.

3.1 METODOLOGÍA

Con la finalidad de llevar a cabo los objetivos propuestos por medio de la simulación numérica, para la evaluación del flujo de fluidos y proponer escenarios posibles de explotación en un sistema de pozos cercano a fallas conductivas, se empleó la metodología indicada en la Figura 29.

Figura 29. Metodología empleada para la investigación



Fuente: Autores.

3.2 ANÁLISIS DE LA LITERATURA

Se comenzó con un estudio de los sistemas fallados con el fin de obtener una mayor comprensión de sus elementos constitutivos, el comportamiento del flujo de fluidos y establecer las técnicas para determinar los parámetros requeridos en modelaje numérico de las fallas conductivas. La literatura consultada con que se realizó este estudio fue obtenida de: artículos técnicos, revistas, páginas de internet, manuales de operación de simuladores comerciales y bancos de libros, informes técnicos, presentaciones y tesis de grado de numerosas universidades.

Todas las fuentes permitieron recopilar una gran cantidad de información relacionada con los sistemas fallados, para establecer los factores que podían incidir y los posibles resultados que se esperan obtener con la simulación del modelo numérico construido.

Existen campos con activos muy importantes en su capacidad productiva y reservas recuperables tales como: *Fateh Mishrif*⁶³, *Ghawar*⁶⁴, *Cantarell*⁶⁵, *Snorre*⁶⁶. Los artículos que son citados, presentan estudios muy completos en los que se han detectado y han propuesto técnicas para la caracterización de fallas conductivas, debido a la necesidad de los autores de establecer posibles causas y soluciones futuras a sus problemas asociados. Estas fuentes consignan información de los parámetros determinados en las zonas de falla y las características principales de dichos yacimientos. Por lo que sirvió de soporte para hacer una mejor valoración de los datos utilizados en el modelo base y servirá como fuente de información para ser guía de referencia en futuras investigaciones.

Por último, cabe resaltar que en Colombia ocasionalmente se ha propuesto la necesidad de considerar estos sistemas, y este trabajo también pretende brindar un estudio completo al estado del arte de los sistemas fallados, específicamente para el caso de fallas comunicantes, desde un enfoque geológico y de ingeniería. Se espera que este material sea un punto de partida y de consulta para futuras investigaciones.

3.3 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

En esta etapa es necesario elegir un software de simulación que permita cumplir con los objetivos planteados. Entre sus características deben de estar:

⁶³ TROCCHIO, J., Op. cit. p. 1038-1045

⁶⁴ AL-GHAMDI, A.; A-BINAKRESH and A-BUBSHAIT, S., 2003. "Characterization of Conductive Faults and Fractures Responsible for Inter-reservoir Communication in the Shedgum Leak Area of the Giant Ghawar Field, Saudi Arabia". En: SPE Middle East Oil Show, 9-12 June, Bahrain. SPE No.81517. p. 1-9.

⁶⁵ VAZQUEZ, A., et al., 2010. "Integrated Fractured Reservoir Characterization and Connectivity Study in the Cantarell Field". Oil and Gas Conf. and Exhibition, 8-10 June, Beijing, China. SPE No. 132241. p. 1-9

⁶⁶ SVERDRUP, E.; HELGESEN, J. and VOLD, J., 2003. "Sealing properties of faults and their influence on water alternating-gas injection efficiency in the Snorre field, northern North Sea". En: AAPG Bulletin, v. 87, no. 9, pp. 1437-1458

- Fácil implementación del modelo.
- Flexible en la edición del enmallado.
- Bajos tiempos de cómputo a comparación de otras herramientas.
- Que proyecte resultados confiables y representativos.
- Correcta caracterización y aplicación de modelos de fallas.
- Acceso a la plataforma

La Tabla 5 resume y compara los paquetes estudiados luego de estudiar los manuales de varios simuladores comerciales de flujo de fluidos en yacimientos y se evaluaron como permitirían simular de manera adecuada el sistema propuesto.

De acuerdo a los requerimientos mencionados anteriormente, se seleccionó Ecrin como el software a usar. Esta herramienta tiene a favor de contar con la solución analítica de Abbaszadeh y Cinco-Ley⁶⁷ implementada en su motor numérico y además realizara pruebas de presión al yacimiento simulado. Por ello puede llegar a ser muy útil al momento de realizar las comparaciones correspondientes y la sensibilidad de los parámetros.

Principalmente el estudio se enfocará en el uso de los módulos de Saphir-NL y Rubis, los cuales se complementan para una mejor interpretación del caso presentado. Saphir es normalmente atribuida como una de las mejores herramientas para el análisis de pruebas de presión en la industria, y Rubis permite realizar modelos numéricos trifásicos en 3-D intuitivamente. La Figura 30 muestra la plataforma del simulador Ecrim.

⁶⁷ ABBASZADEH, M., Op cit.

Tabla 5. Resumen de los paquetes de simulación considerados

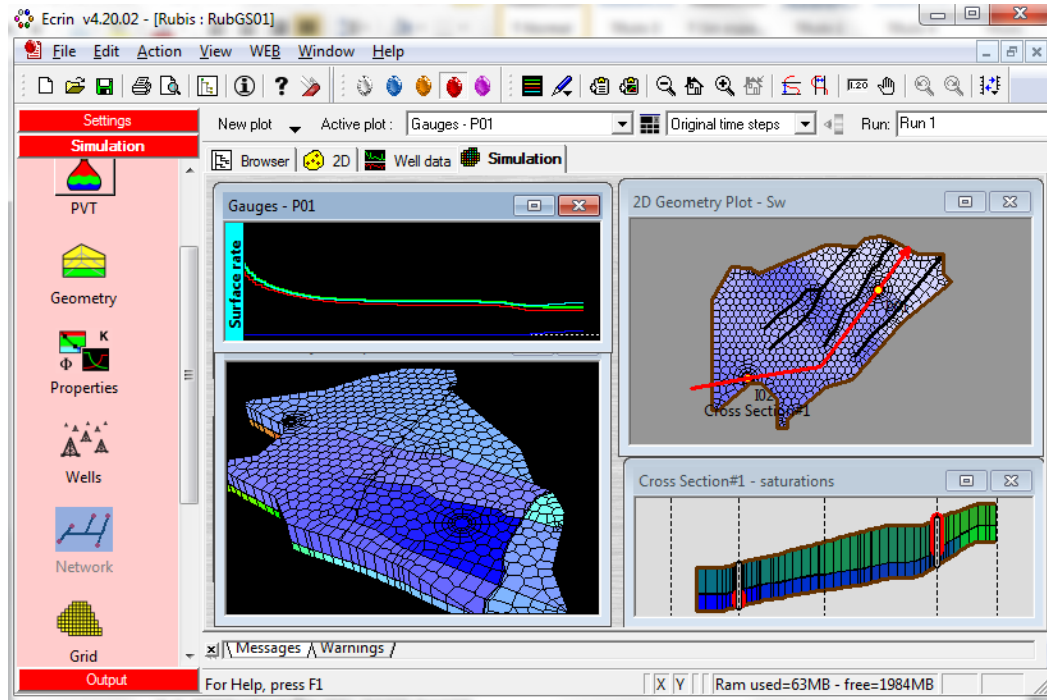
	
CARACTERÍSTICAS	<p>PETREL Y ECLIPSE: Son quizás las más utilizadas y reconocidas Plataformas probada para una variedad de escenarios. Posee un completo y robusto desarrollo numérico haciéndolo muy versátil para solucionar problemas muy complejos.</p>
VENTAJAS	<p>Tiene una plataforma para ser aplicable el modelo FMT por ajuste histórico directamente en la data o el cálculo local de FMT solicitando las propiedades del Vclay, espesor y permeabilidad de la zona de falla. Se empalma con la plataforma PETREL que cuenta con el módulo de <i>Fault Seal Analysis</i> el cual aplica el modelo FMT por el método determinístico y el FFM para la generación de escenarios probabilísticos de deformación y generación del volumen discreto de falla generando un grid característico de la zona de falla.</p>
DESVENTAJAS	<p>La utilidad y limitaciones de los modelos que aplican no son con certeza aplicables directamente para el modelamiento de fallas de naturaleza conductiva.</p>
	
CARACTERÍSTICAS	<p>HAVANA es una herramienta del Norwegian Computing Center para describir fallas. Sirve como complemento para varios simuladores de yacimientos reconocidos, exportando datos en el formato requerido, computando e importando mallas y propiedades para caracterizar fallas.</p>
VENTAJAS	<p>Es aplicable para estudios de arquitectura, geometría y propiedades de flujo en zonas de fallas en todas las escalas. Permiten la construcción de planos estructurales, exportan planos de fallas calculados por el método determinístico. Evalúan y generan modelos geomecánicos predictivos del criterio de reactivación. Permite añadir fallas con volúmenes discretos a las mallas de simulación.</p>
DESVENTAJAS	<p>Los modelos que utiliza no son con certeza aplicables directamente para el modelaje de fallas de naturaleza conductiva.</p>

Tabla 5. (Continuación)

	
CARACTERÍSTICAS	<p>ECRIN es una plataforma integrada de la compañía KAPPA, y es el estándar en la industria para el análisis de datos dinámicos, se centra en construir interactivamente el yacimiento sin requerir para el usuario un entrenamiento especializado</p>
VENTAJAS	<p>Una ventaja demasiado importante es que permite modelar fallas conductivas de manera numérica y analítica sin ninguna complejidad. Los módulos de Saphir NL (PTA) y Rubis (HM) permiten evaluar simultáneamente el análisis de las respuestas de presión y el comportamiento de los escenarios en el modelo simultáneamente.</p>
DESVENTAJAS	<p>El modelo numérico que poseen para su representación no permiten establecer las propiedades de la zona alterada, la inclinación de fallas, ni tampoco el poblamiento de propiedades de interacción roca-fluidos presentes; pero esto a la final no es un limitante para los intereses propuestos.</p>

Fuente: Tomado de sus respectivos manuales y folletos comerciales en sus páginas web.

Figura 30. Plataforma del simulador Ecrim Herramienta Rubis



Fuente: Copyright © KAPPA. All rights reserved.

3.4 PREPARACIÓN Y VALIDACIÓN DE DATOS

En el proceso de preparación de los datos del modelo base de simulación, se analizó y evaluó la disponibilidad bibliográfica de datos reales asociados a sistemas con fallas de características conductivas. Se estableció entonces construir un modelo sintético de carácter conceptual, representando un segmento de yacimiento (*sector model*) donde el nivel de complejidad no es elevado. La elección de que el modelo fuese sintético tiene como finalidad entender el funcionamiento de la herramienta y analizar las variables globales que más inciden en su comportamiento, sin otras características “adicionales” que se pueden presentar en un caso real.

Se asegurará que el proceso mismo cuente con unas pautas decisorias que lo haga relativamente fácil de implementarlo y aplicarlo, además de que posea una alta simplicidad reduciendo tiempo de simulación y costo computacional.

En este caso el proceso de ajuste histórico no es necesario, debido a que en el modelo no se tiene en cuenta el desarrollo real de un campo específico. Sin embargo, sí se comprobará que los datos y demás parámetros aplicados hagan que el modelo tenga una respuesta de presión y regímenes de flujo característicos de este tipo de sistemas. De la misma forma, el comportamiento de las curvas de producción debe presentar irrupción temprana de agua y una declinación debido a ésta.

Para tener certeza que los datos a usar son representativos y corresponden a los comportamientos reales del sistema (descritos en los anteriores capítulos), se estableció analizar la respuesta de presión de un caso simple que sirva para validar la información que se use posteriormente. Por ello se sugirió la creación de dos modelos:

- **Modelo validación FCF:** Utilizar la opción de modelar numéricamente fallas conductivas finitas que ofrece el simulador Rubis. La respuesta de este modelo se considera la real. (FCF: *Finite Conductivity Fault*)
- **Modelo validación zona discreta:** Usar la misma geometría y parámetros del modelo validación FCF, aplicando el concepto de la arquitectura de la zona de falla (descrita anteriormente) y se busca comparar sus resultados.

Para el análisis de las pruebas de presión de los modelos que se crearon, fue necesario respetar las suposiciones teóricas de las soluciones a los modelos de flujo de FCF que se implementaran para la obtención y comparación de parámetros de los sistemas propuestos. Desvirtuar estas suposiciones conllevaría

a producir resultados errados y/o sin fundamentación. Algunas de estas consideraciones fueron:

- Condiciones isotérmicas.
- Despreciar efectos gravitacionales.
- Fluido y flujo monofásico de propiedades constantes.
- Yacimiento homogéneo, isotrópico y de porosidad constante.
- Los gradientes de presión son pequeños.
- Permeabilidad independiente de la presión.

3.4.1 Selección de datos

Los datos a usar corresponden a propiedades de fluido y medio poroso de un yacimiento carbonatado altamente fallado del trabajo presentado por Abbaszadeh & Cinco-Ley⁶⁸. Fuente sobre la cual se sustenta el caso, siguiendo algunas modificaciones, para así conseguir las características más apropiadas para llevar a cabo el estudio. Los valores faltantes o sin especificar se tomaron de datos pre-establecidos por el simulador considerados como representativos de un yacimiento promedio. (Tabla 6)

El sistema está dividido en dos compartimientos hidráulicamente conectados por la falla que se encuentra en la mitad del yacimiento. Tiene una geometría cuadrada de 10.000 *ft* de longitud cada lado y los topes de ambas zonas se encuentran a la misma profundidad (Figura 31), ya que se desea representar con mayor interés el flujo horizontal entre ellas.

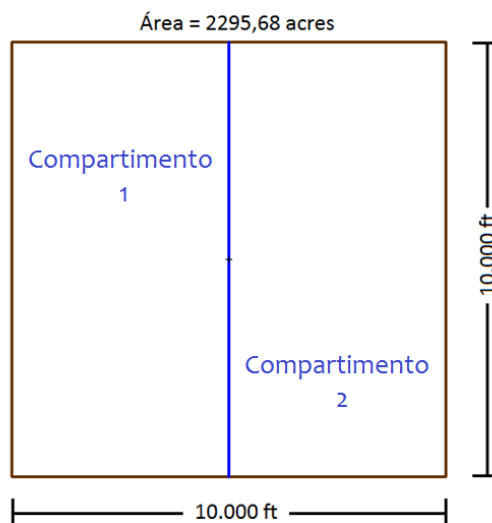
⁶⁸ M. Abbaszadeh, H. Cinco-Ley, Opt. cit.

Tabla 6. Propiedades y condiciones iniciales de los modelos de validación

Propiedades Petrofísicas y de los Fluidos	
Presión inicial (p_i)	3200 <i>psia</i>
Temperatura de la formación (T_y)	212 °F
Profundidad Datum (<i>Prof</i>)	7000 <i>ft</i>
Permeabilidad de la Formación (k)	6,5 <i>mD</i>
Compresibilidad de la formación (c_f)	3,175 E-5 psi^{-1}
Porosidad (ϕ)	0,032
Espesor (h)	130 <i>ft</i>
Gravedad del Petróleo (<i>API</i>)	32 ° <i>API</i>
Viscosidad del petróleo muerto (μ)	0,147 <i>cp</i>
Factor Volumétrico de Formación (B_o)	2,112 <i>RB/STB</i>
Características del pozo	
Radio del Pozo (r_w)	0,208 <i>ft</i>
Almacenamiento (C)	0,001 <i>RB/psia</i>
Tasa de producción de petróleo (q_o)	500 <i>STB/D</i>
Daño del pozo (s)	2
Distancia del pozo a la falla (d)	150 <i>ft</i>
Propiedades Falla Conductiva	
Ancho de la falla (w_f)	50 <i>ft</i>
Conductividad Adimensional (F_{CD})	100

Fuente: Autores.

Figura 31. Geometría del yacimiento para los dos modelos de validación



Fuente: Autores.

El yacimiento únicamente se encuentra saturado por aceite con propiedades constantes, respetando las suposiciones mencionadas, tratándose de un yacimiento homogéneo e isotrópico con las siguientes propiedades:

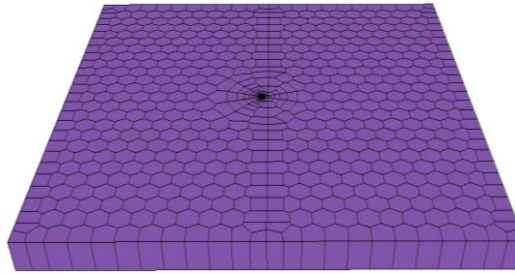
Los modelos constarán de un pozo productor ubicado en el compartimento 1 y cercano a la falla. El pozo está perforado y completado en todo el intervalo y en ningún momento estas condiciones cambian a lo largo de la simulación. Se mantuvo una producción constante con el fin de generar un *drawdown* para la interpretación del comportamiento de presión bajo aquellas circunstancias.

El tiempo de producción del sistema fue de 500 horas, suficiente para ver los diferentes flujos que se desarrollan. Como se mencionó anteriormente, los regímenes de flujo son una función directa de las características del sistema pozo/yacimiento. Por lo que los datos deben ser muy característicos del medio y bajo las condiciones en las que comúnmente se encuentran para que se desarrollen los estados típicos de flujo esperados en el sistema.

3.4.2 Análisis de resultados del Modelo validación FCF

En el modelo se define una malla PEBI (*perpendicular-bisectional*) estableciéndose el mínimo número de celdas y con refinamiento local en los alrededores del pozo, para lograr las mejores respuestas a tiempos de cómputo cortos (Figura 32). Como se dijo anteriormente, se considera una falla de conductividad finita que cruza todo el yacimiento.

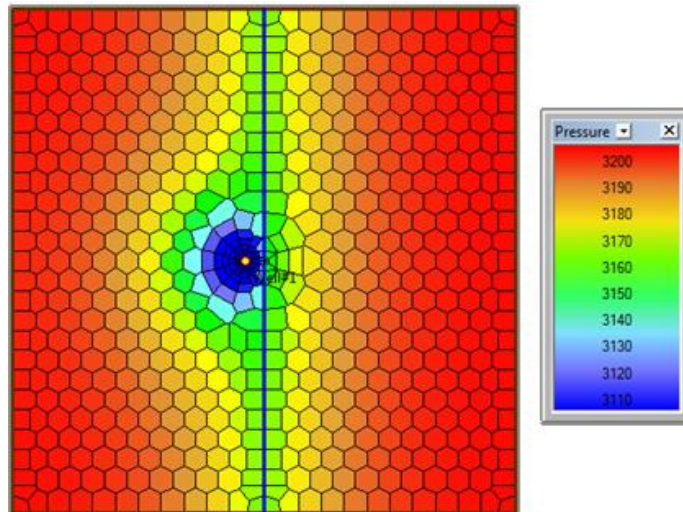
Figura 32. Malla de simulación del Modelo Validación FCF de 726 celdas y 2616 vértices



Fuente: Copyright © KAPPA. All rights reserved.

El pozo mantiene constante la producción durante el tiempo de simulación. Primero se genera una caída de presión radialmente, para luego propagarse a lo largo de la falla como se ve en la Figura 33. Esto es consistente con el comportamiento de falla conductiva, se infiere que ésta contiene una permeabilidad mayor que la formación y se comprueba que existe una comunicación entre las dos zonas.

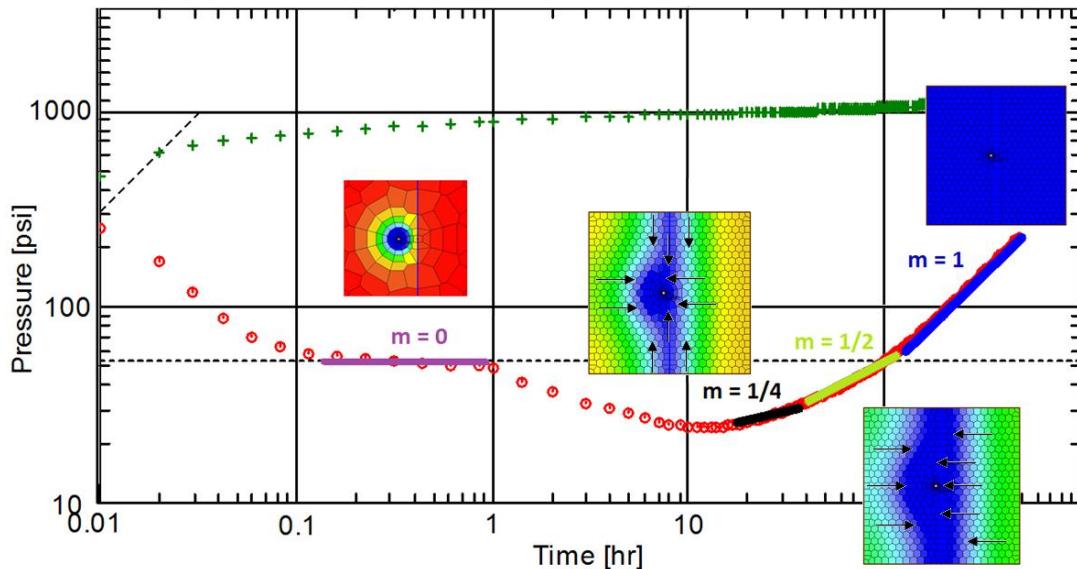
Figura 33. Reducción de la presión a lo largo de la falla



Fuente: Copyright © KAPPA. All rights reserved.

La depleción sufrida en el tiempo de producción es analizada por medio de un gráfico de derivada de presión, mostrando todos los regímenes de flujo esperados para un sistema de pozo cercano a una falla conductiva (Figura 34). De esta manera se comprueba que los parámetros y propiedades usadas son capaces de representar con confianza el flujo de fluidos en estos sistemas y que la opción implementada en el simulador es fiel a la solución analítica de Abbaszadeh & Cinco-Ley.

Figura 34. Prueba de presión típica de un pozo cercano a una falla conductiva (incluyendo límites). Se muestran los regímenes de flujo que se presentan, de izquierda a derecha: Radial infinito, Bi-lineal, lineal y sistema cerrado



Fuente: Autores.

3.4.3 Sensibilidad de parámetros de la prueba de presión

Luego de validar el comportamiento del modelo, se procede a hacer una serie de cambios en los parámetros de la falla, con el fin de evidenciar las diferentes respuestas en las pruebas de presión para cada caso. La Tabla 7 compendia los tipos de sensibilidades que se llevaron a cabo.

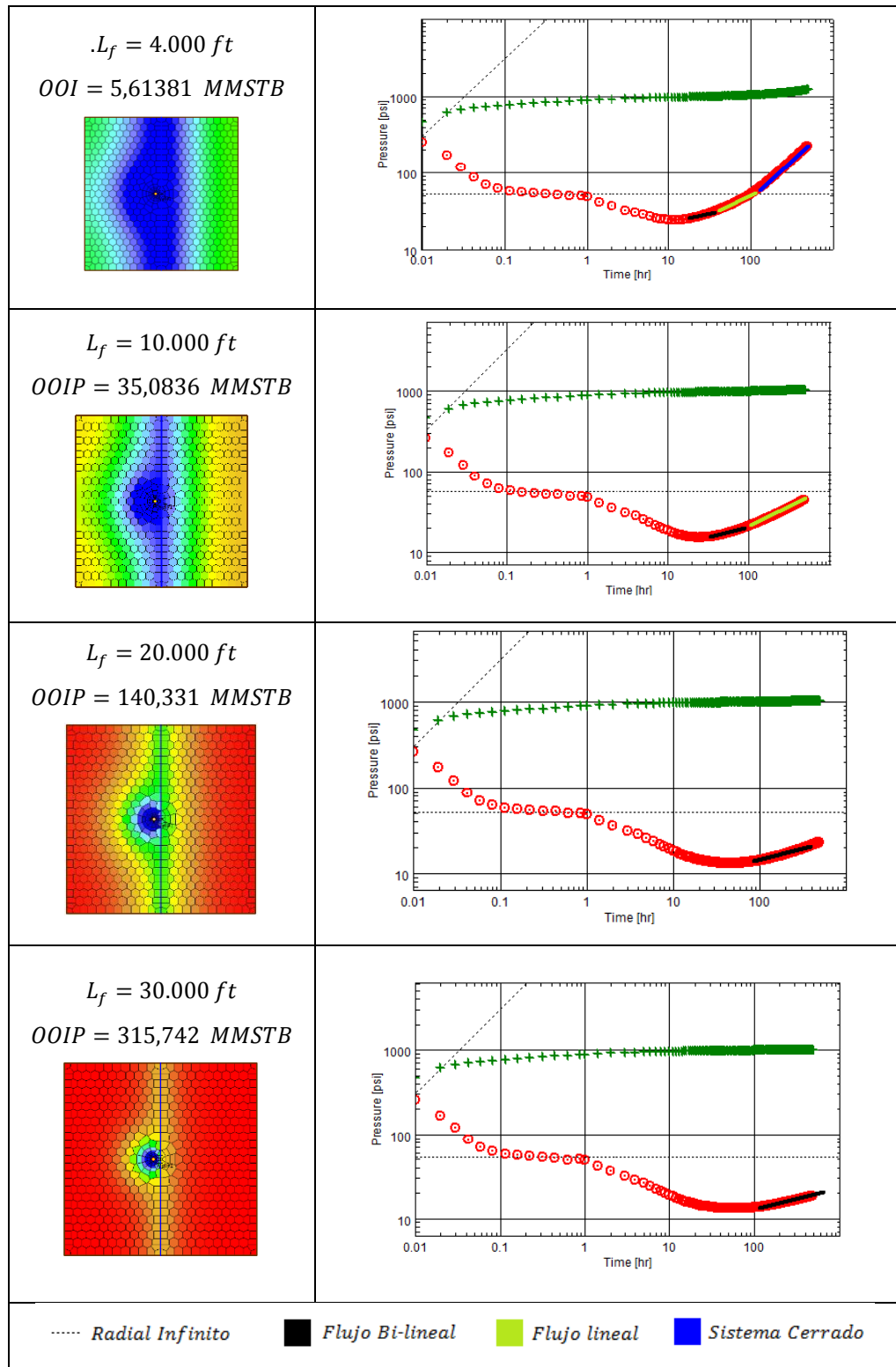
Tabla 7. Sensibilidad de parámetros de la prueba de presión

Parámetros	L_f (ft)	d (ft)	F_{CD}	S_f	M
Valores sensibilizados	4000	100	0.001	0	0.1
	10000	150	100	5	0.5
	20000	300	200	10	1
	30000	500	300	25	2
	----	1000	500	50	10
	----	2000	1000	100	----

Fuente: Autores.

3.4.3.1 Longitud de la falla (L_f). A medida que la longitud aumenta, se puede notar una extensión en los regímenes de flujo ya que se requiere de mayor tiempo para que la presión se estabilice a lo largo de la falla. Esto indica que a longitudes grandes solo se presenciara el comportamiento de presión constante inicial y el desarrollo del primer régimen de flujo, ya sea bilineal (conductividad finita) o lineal (conductividad infinita). Las respuestas obtenidas con las sensibilidades hechas se muestran en la Figura 35.

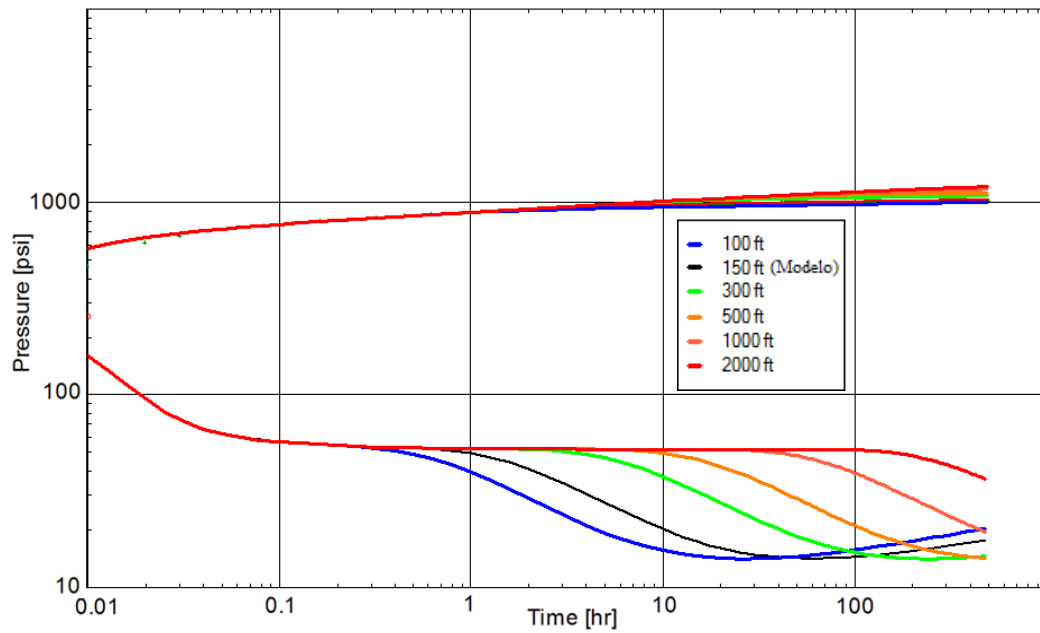
Figura 35. Cambios en los regímenes de flujo al aumentar la longitud de la falla



Fuente: Autores.

3.4.3.2 Distancia del pozo a la falla (d). La distancia afecta principalmente a la duración del flujo radial infinito; a mayor distancia, el pozo tarda en sentir la presencia de la falla y por ende, se requieren tiempos de prueba mayores para poder observar la respuesta característica de fallas conductivas. Esto queda plasmado en la Figura 36.

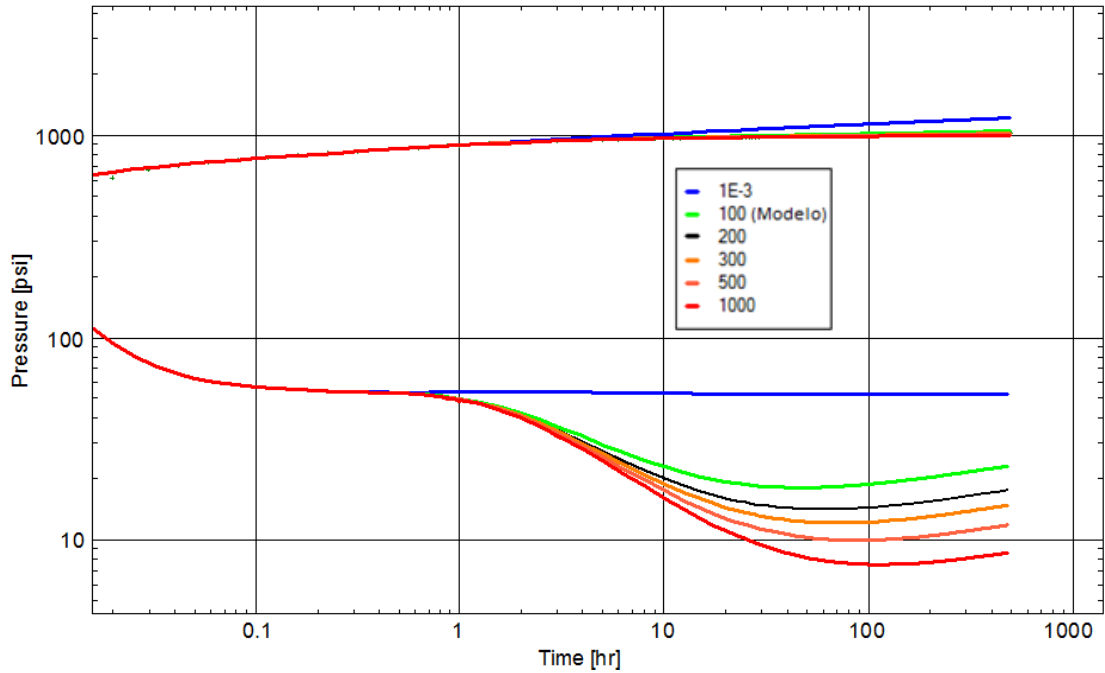
Figura 36. Sensibilización de la distancia del pozo (d)



Fuente: Autores.

3.4.3.3 Conductividad Adimensional (F_{CD}). La conductividad es la propiedad que le otorga a la falla su característica comunicante (Comportamiento como conducto o canal). A medida que ésta aumenta, mayor cantidad de fluido será capaz de fluir a lo largo y a través de la falla; permitiendo que el mantenimiento de presión inicial que muestra la prueba (representado por un valle en la gráfica de la derivada) sea más pronunciado. Igualmente se puede observar que a valores muy bajos dificulta la detección de éste comportamiento (Figura 37).

Figura 37. Sensibilización de la conductividad adimensional (F_{CD})



Fuente: Autores.

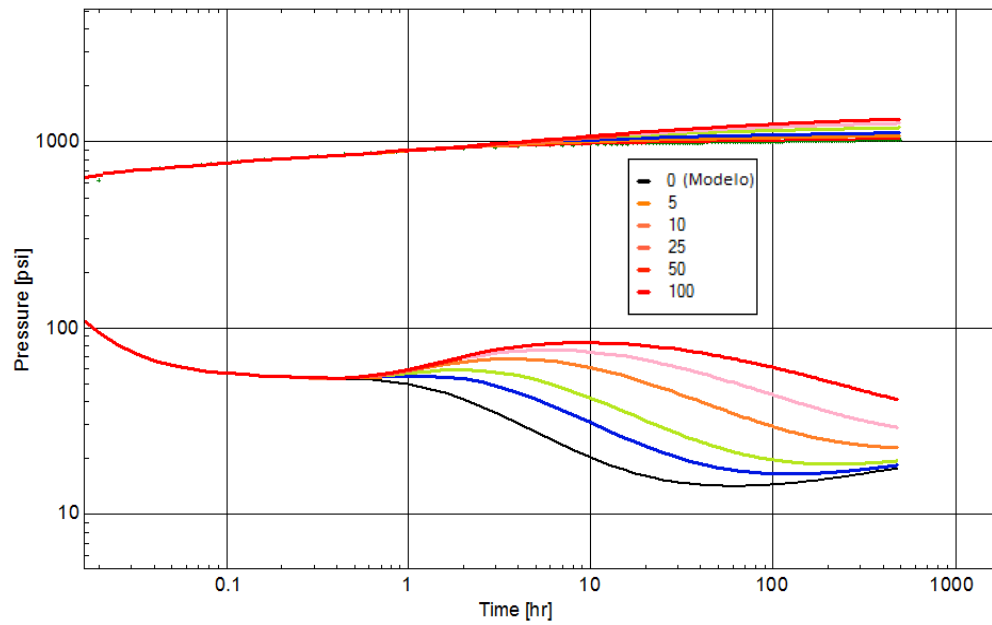
3.4.3.4 Criterio Daño a través de la falla (S_f). Este daño representa la restricción al flujo (zona de barrera semipermeable, es decir, ofrece una permeabilidad menor a la de la formación) a través de la falla, generando una caída de presión adicional (antes del efecto característico) y representándose como una joroba en la gráfica de la derivada; retardando y/o enmascarando la respuesta de la conductividad anteriormente mencionada. Lo anterior se puede evidenciar en la Figura 38.

3.4.3.5 Razón de Movilidad de las zonas aledañas a la falla (M). La razón de movilidad al tratarse de $(K/\mu)_{\text{Compartimiento 1}}/(K/\mu)_{\text{Compartimiento 2}}$, afecta también el comportamiento del valle en la grafica de la derivada de presión. A medida que ésta tiende a infinito, la movilidad de la zona B tiende a cero y el valle se hace menos pronunciado. La razón de movilidades también afecta la segunda

estabilización del radial infinito a tiempos tardíos (esto no se alcanza a presenciar en la Figura 39) siguiendo la siguiente formula:

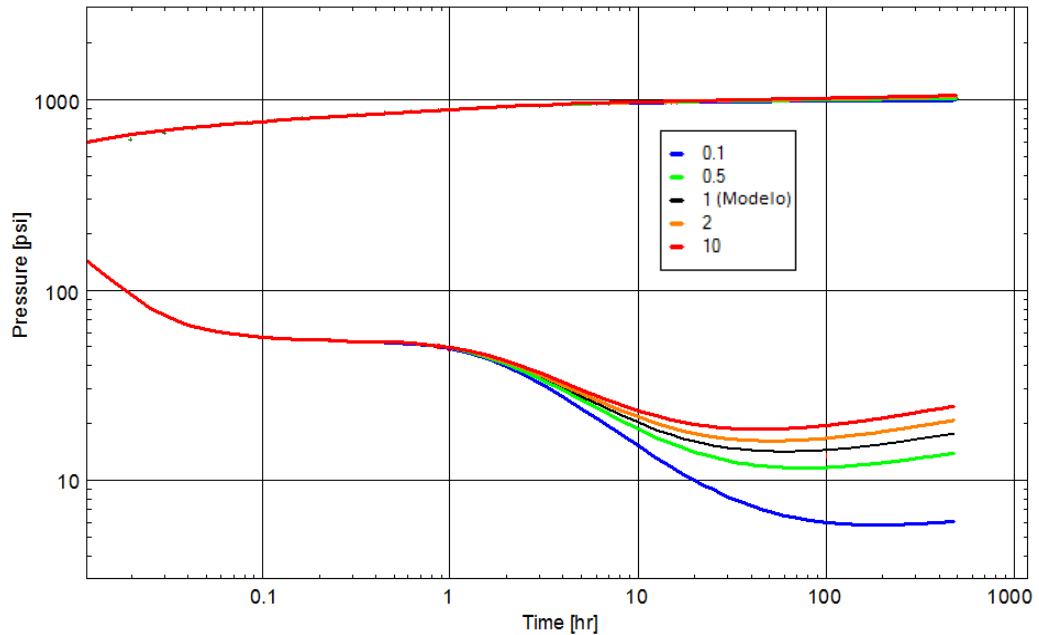
$$Estabilizacion\ Final = \frac{Primera\ Estabilizacion \times 2}{1 + \frac{1}{M}}$$

Figura 38. Sensibilización del daño a través de la falla (S_f)



Fuente: Autores.

Figura 39. Sensibilización de la Movilidad de los yacimientos aledaños a la falla (M)



Fuente: Autores.

3.4.4 Respuestas del Modelo validación zona discreta. Este modelo tiene la misma geometría y propiedades del caso anterior, pero busca representar de una manera más fiel a la arquitectura de la zona de falla mediante la generación de volumétrico discreto y su población con propiedades acordes a su comportamiento conductivo.

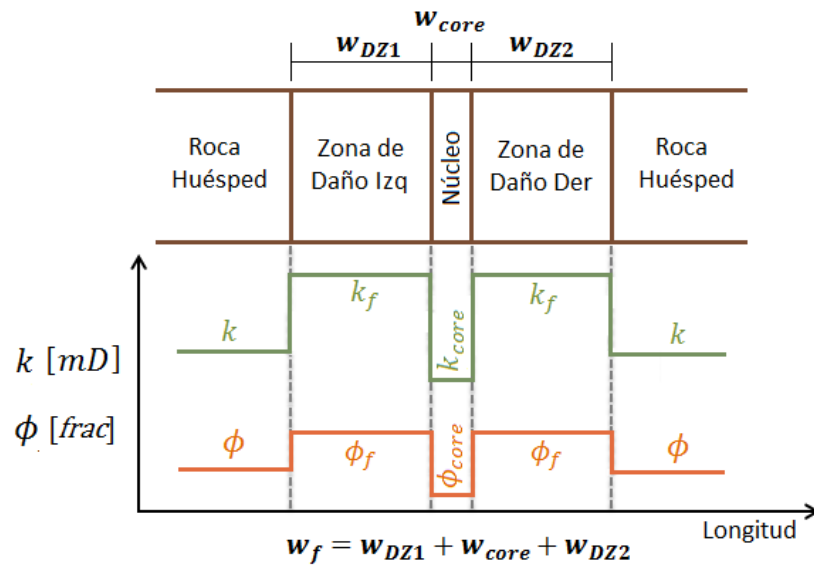
Basándose en la Figura 12 (Capítulo 1), se propone utilizar un esquema como el mostrado en la Figura 40. De esta forma se tienen en cuenta las variaciones petrofísicas a través de la falla y se espera que su comportamiento ajuste con el modelo validación FCF, tanto en presión como en regímenes de flujo.

Estudios indican la existencia de casos en que el ancho de la zona de daño asociada al bloque levantado es mayor que la del bloque hundido⁶⁹, sin embargo, se le asignó el mismo valor para ambas zonas asegurando un medio homogéneo para el desarrollo de los flujos. Los valores se asignaron de la siguiente manera:

$$w_{DZ1} = w_{DZ2} = 20 \text{ ft}$$

$$w_{core} = 10 \text{ ft}$$

Figura 40. Esquema de la discretización volumétrica del cuerpo de falla y nomenclatura usada

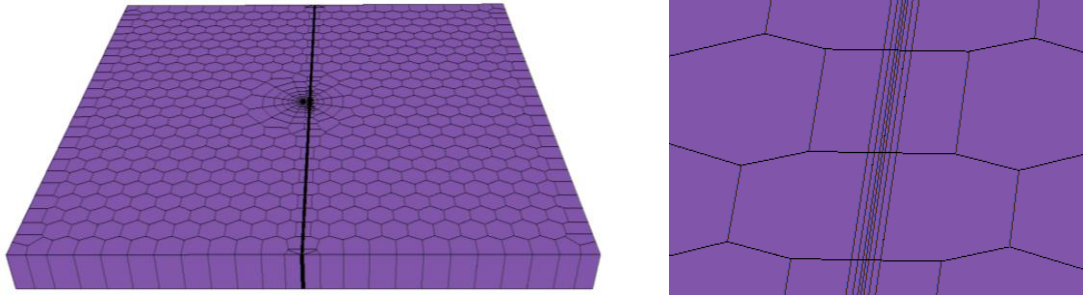


Fuente: Autores.

Se prosiguió a construir la malla de simulación mediante la asignación de regiones para poder darle propiedades independientes a cada una. (Figura 41)

⁶⁹NØTTVEIT, H., 2005. "Fault zone modelling: A hierarchical approach for numerical modelling of fault structures, upscaling and flow simulation". Master thesis. University of Bergen.

Figura 41. Malla de simulación (Izquierda) y Estructura de la falla (Derecha)



Fuente: Copyright © KAPPA. All rights reserved.

Para poblar las propiedades del bloque de falla, se parte de los datos ingresados anteriormente:

$$F_{CD} = \frac{k_f \cdot w_f}{k \cdot d} \quad \text{donde: } w_f = 50 \text{ ft } \quad k = 6,5 \text{ mD } \quad d = 150 \text{ ft } \quad F_{CD} = 100$$

Por lo que se puede determinar la permeabilidad de la falla asociada a la red de fracturas de la zona de daño.

$$k_f = 1950 \text{ mD}$$

Respecto a k_{core} , ϕ_f y ϕ_{core} , no se cuenta con la información de una técnica de diagnóstico y caracterización (comentadas en el capítulo 2) de un campo real para su determinación, y por ello mediante sensibilizaciones se escogieron los valores que mayor se ajustaban al comportamiento del modelo validación FCF (Tabla 8).

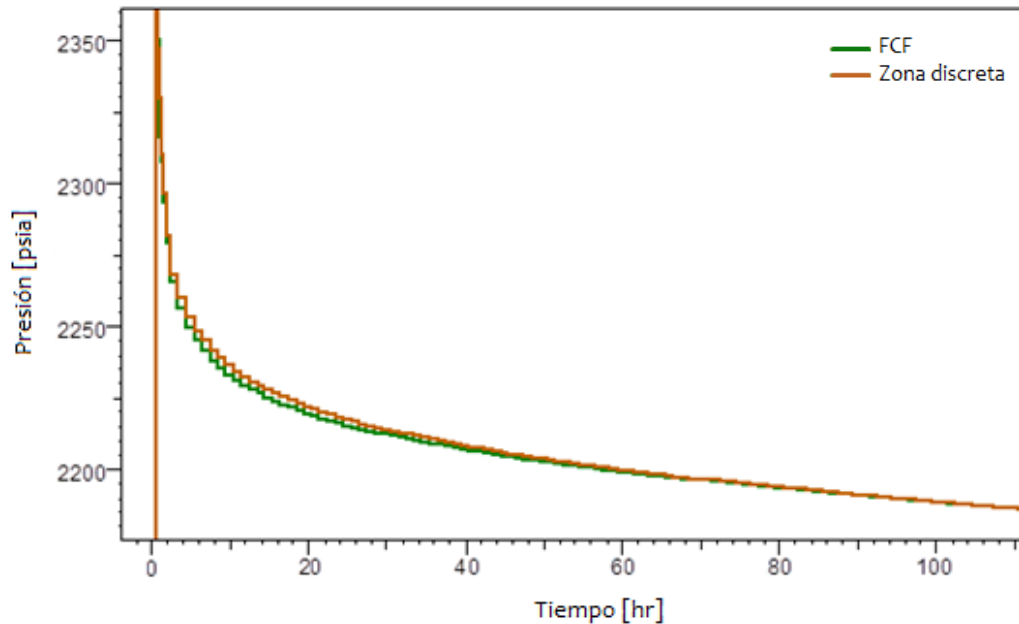
Tabla 8. Propiedades de la zona de falla para los modelos de validación FCF y zona discreta.

Propiedades de la zona de falla	
Permeabilidad de la falla (k_f)	1950 <i>mD</i>
Ancho de falla (w_f)	50 <i>ft</i>
Porosidad de la falla (ϕ_f)	0,1
Ancho zona de daño 1 (w_{DZ1})	20 <i>ft</i>
Ancho zona de daño 2 (w_{DZ2})	20 <i>ft</i>
Permeabilidad del núcleo de falla (k_{core})	0,5 <i>mD</i>
Porosidad del núcleo de falla (ϕ_{core})	0,01
Ancho del núcleo de falla (w_{core})	10 <i>ft</i>

Fuente: Autores.

Se logró un excelente ajuste de presión de los modelos, confirmándose así la validez de la discretización volumétrica de la falla (Figura 42). Este modelo también presenta, el comportamiento y regímenes de flujo mostrados anteriormente

Figura 42. Ajuste de presión del modelo validación zona discreta respecto al modelo validación FCF



Fuente: Autores.

3.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Después de validar propiedades, respuestas de presión y la arquitectura del bloque de falla para el modelaje de estos sistemas, se tiene la confianza de añadirle complejidad al caso en estudio.

Se decidió construir el modelo de simulación de un yacimiento de dos capas, el cual es atravesado por una falla conductiva y genera un desplazamiento vertical, dividiendo el yacimiento en dos zonas hidráulicas: La zona A (conjunto de compartimientos superiores) y zona B (conjunto de compartimientos inferiores). Los compartimientos en ambas zonas se encuentran completamente aislados aparentando una capa de shale intermedia, exceptuando la falla que actúa como único canal de comunicación de las mismas. La Figura 43 muestra el esquema propuesto.

Se asignó un acuífero de fondo, este se define por medio del modelo en estado-estable de *Schilthuis*, el cual es el método más simple y asume un acuífero gigante y altamente permeable para que la presión nunca caiga. El modelo integra la ley de Darcy, y define la tasa de intrusión de agua como:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = C(p_i - p)$$

En donde:

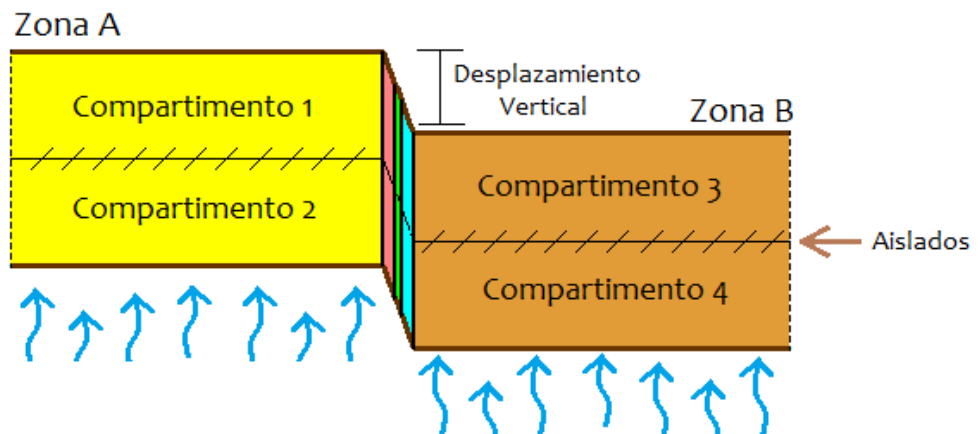
e_w : Tasa de intrusión de agua [bbl/d]

C : Constante de intrusión de agua [bbl/d/psi]

p_i : Presión inicial

p : Presión actual

Figura 43. Esquema propuesto del modelo de simulación



Fuente: Autores.

3.5.1 Condiciones Iniciales

En el modelo se encuentran presentes 2 fases: petróleo y agua; cuenta con las características mostradas en la Tabla 9.

Tabla 9. Condiciones iniciales del modelo de simulación

Condiciones Iniciales del Modelo de Simulación	
Fluidos Presentes	Agua y Aceite
Tiempo simulado [años]	5
Presión Promedio [psia]	3200
Temperatura de la Formación [°F]	212
Profundidad de Datum [ft]	700
Saturación de petróleo [fracción]	0,9
Saturación de agua [fracción]	0,1
Contacto Agua-Petróleo [ft]	7180
Constante de Intrusión de Agua (bbl/d/psi)	205
Fluidos iniciales en sitio	
Agua originalmente en sitio [MMSTB]	2,62183
Petróleo originalmente en sitio [MMSTB]	2,15141

Fuente: Autores.

3.5.2 Propiedades petrofísicas y de los fluidos

Tanto el compartimiento A como el B presentan las mismas características (Tabla 10). El crudo se consideró como muerto, es decir, que no hay cambios composicionales durante todo el tiempo de producción.

Tabla 10. Propiedades petrofísicas y de los fluidos del modelo de simulación

Propiedades Petrofísicas	
Permeabilidad Horizontal [mD]	6,5
Permeabilidad Vertical [mD]	6,5
Compresibilidad de la Roca [1/psia]	3,175 E-5
Porosidad [fracción]	0,032
Espesor de cada capa [ft]	130
Net to Gross [fracción]	1
Area Total [acres]	110,193
Volumen Bruto [MMBls]	222,278
Volumen Poroso [MMBls]	7,23496
Propiedades de los Fluidos	
Gravedad del Petróleo [°API]	32
Viscosidad del crudo muerto [cp]	0,147
Factor Volumétrico de Formación [RB/STB]	2,112
Gravedad específica del Agua de Formación	1,000782
Viscosidad del petróleo muerto [cp]	0,295
Factor Volumétrico [RB/STB]	1,00782

Fuente: Autores.

3.5.3 Características del pozo

Se mantuvo las características que se indicaron en los modelos de validación (Tabla 11). Se decidió seguir usando una tasa constante de producción de aceite, para poder determinar con facilidad el tiempo en que ésta decaía por causa de la irrupción de agua y la depleción de presión del yacimiento.

Tabla 11. Características del pozo para el modelo de simulación

Características del pozo	
Radio del Pozo (r_w)	0,208 <i>ft</i>
Almacenamiento (C)	0,001 <i>RB/psia</i>
Tasa de producción de petróleo (q_o)	500 <i>STB/D</i>
Daño del pozo (s)	2
Distancia del pozo a la falla (d)	150 <i>ft</i>

Fuente: Autores.

3.5.4 Propiedades de la zona de falla

Se utilizó la discretización volumétrica que se validó anteriormente (Figura 41). La cual presenta las propiedades de la Tabla 12.

Tabla 12. Características del pozo para el modelo de simulación

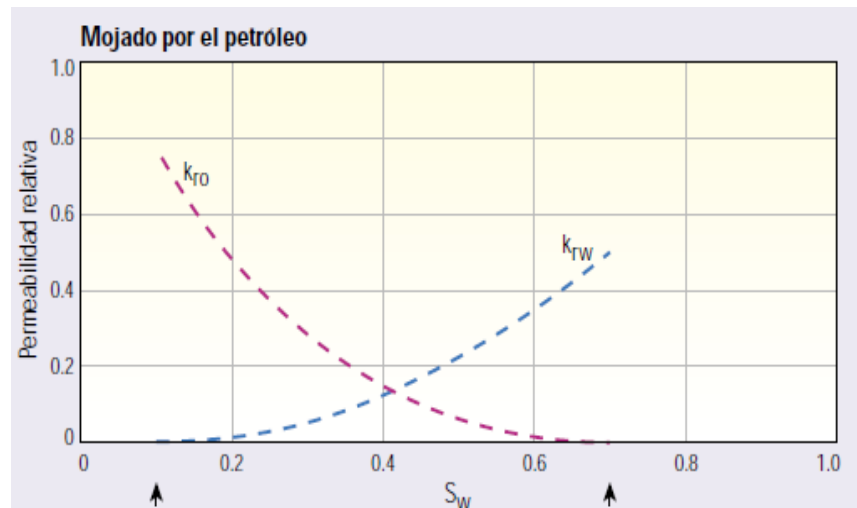
Propiedades de la zona de falla	
Permeabilidad de la falla (k_f)	1950 <i>mD</i>
Ancho de falla (w_f)	50 <i>ft</i>
Porosidad de la falla (ϕ_f)	0,1
Ancho zona de daño 1 (w_{DZ1})	20 <i>ft</i>
Ancho zona de daño 2 (w_{DZ2})	20 <i>ft</i>
Permeabilidad del núcleo de falla (k_{core})	0,5 <i>mD</i>
Porosidad del núcleo de falla (ϕ_{core})	0,01
Ancho del núcleo de falla (w_{core})	10 <i>ft</i>
Desplazamiento vertical ($throw$)	100 <i>ft</i>

Fuente: Autores.

3.5.5 Interacción Roca-Fluido

Para las rocas del yacimiento, se usarán curvas de permeabilidad relativa típicas para un yacimiento mojado por petróleo, ya que son generalmente las asociadas con yacimientos carbonatados⁷⁰ (Figura 44). Igualmente se emplean curvas de presión capilar con las mismas características (Figura 45), siguiendo el estudio de Honarpour et al.⁷¹ y Rivenaes & Dart⁷².

Figura 44. Curva de Permeabilidad Relativa típica de un yacimiento mojado por aceite



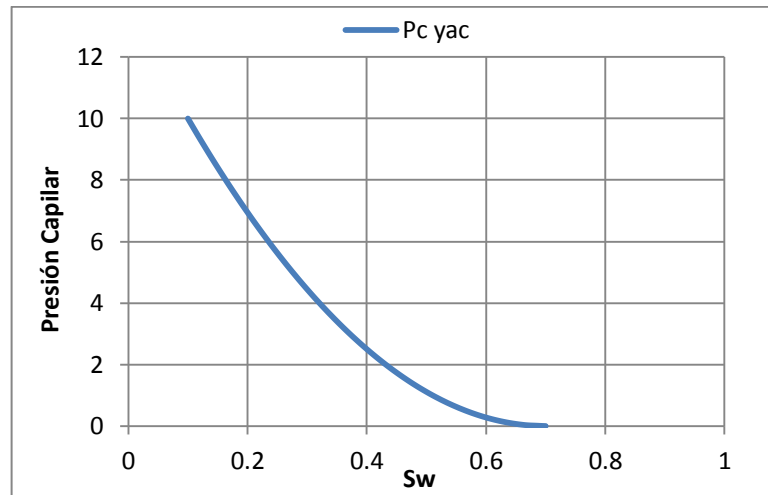
Fuente: C. Ayan et al., 2001. "Characterizing Permeability with Formation Testers". En: Oilfield Review, vol. 13, no. 3, 6 p.

⁷⁰ TREIBER, L.; ARCHER, D., and OWENS, W., 1972. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs", SPE-3527 Journal, vol. 12, no. 6, p. 531-540.

⁷¹ HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L. and HARVEY, A.H., 1986. "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs". CRC Press, Boca Raton, 143 p.

⁷² RIVENAES, C., 2002 "Reservoir compartmentalisation by water-saturated faults — Is evaluation possible with today's tools?". NPF Special Publication 11, p. 173-186.

Figura 45. Curvas de presión capilar de la roca huésped (yacimiento)



Fuente: Autores.

Para las zonas de daño en la falla, al tratarse principalmente de fracturas, se utilizan las curvas de permeabilidad relativas propuestas por Romm⁷³ (1966), las cuales tienen una relación lineal con la saturación (líneas rectas) y usando los mismos *End-points* que la roca huésped. (Figura 46).

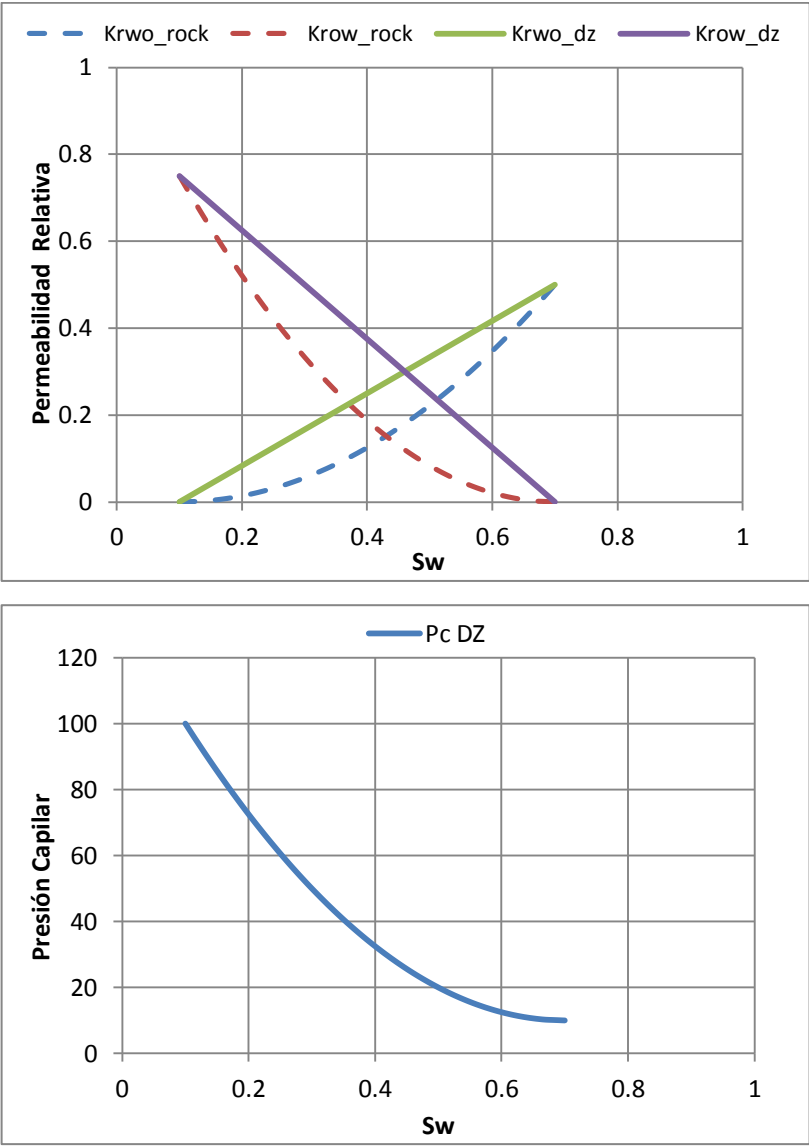
Por último, al núcleo de falla se le asignó unas curvas de permeabilidad relativa desplazadas hacia la derecha (Figura 47, arriba), explicando el hecho de que éste se encuentra por lo general, saturado inicialmente de agua. (Rivenaes & Dart⁷⁴ 2002). Las curvas de presión capilar (Figura 47, abajo) para el núcleo de falla, también son consistentes con las utilizadas por Manzocchi et al⁷⁵. (2002).

⁷³ ROMM, E.S., 1966."Fluid Flow in Fractured Rocks (in Russian)". Nedra Publishing House, Moscow. (English translation, W.R. Blake, Bartlesville, OK, 1972.).

⁷⁴ RIVENAES, C., Op. cit. p. 173-186.

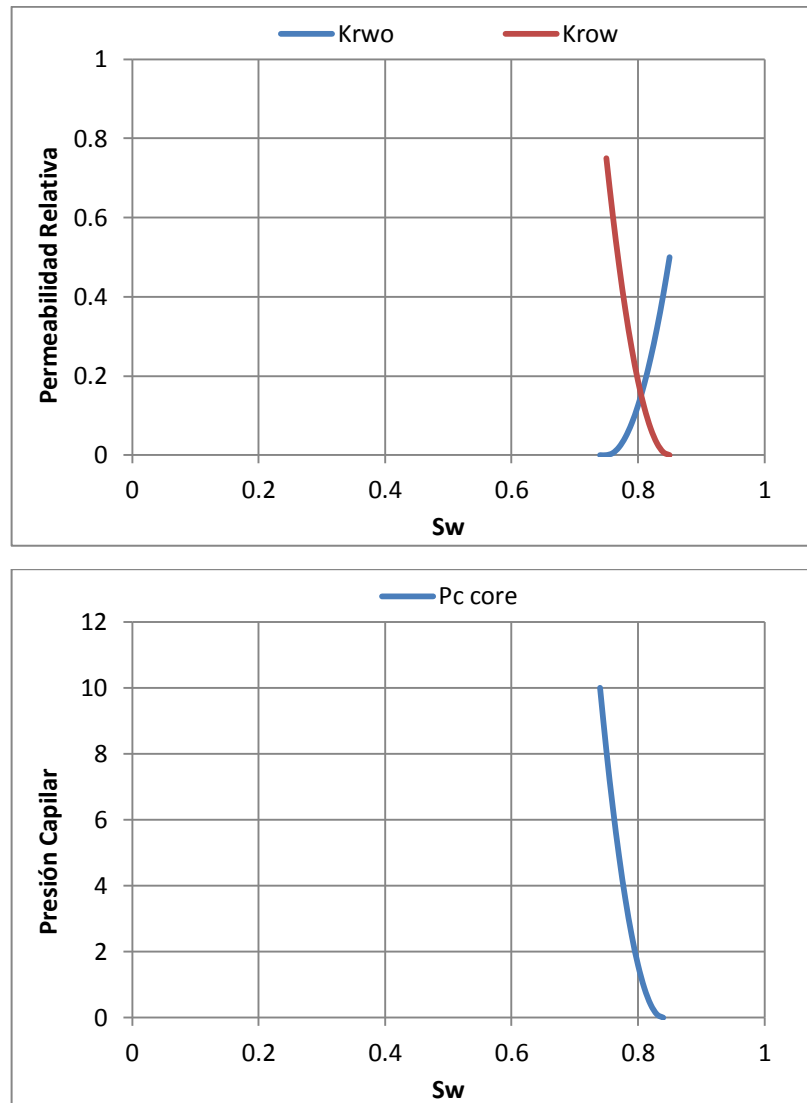
⁷⁵ MANZOCCHI T., et al. Op. cit., pp. 119–132.

Figura 46. Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar de las zonas de daño (Zona de fracturas)



Fuente: Autores.

Figura 47. Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar del zona del núcleo de falla



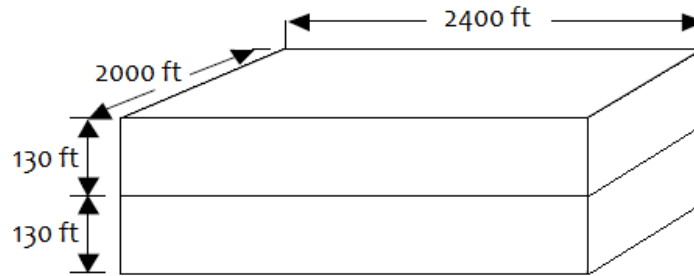
Fuente: Autores.

3.5.6 Dimensiones y enmallado

Nuevamente se emplea una malla PEBI con el mínimo número de celdas y refinamiento local alrededor del pozo para lograr tiempos de cómputo cortos. Las dimensiones del yacimiento se muestran en la Figura 48. Esta vez se consideraron dos capas para poder evidenciar el flujo vertical por la falla y por ende, la

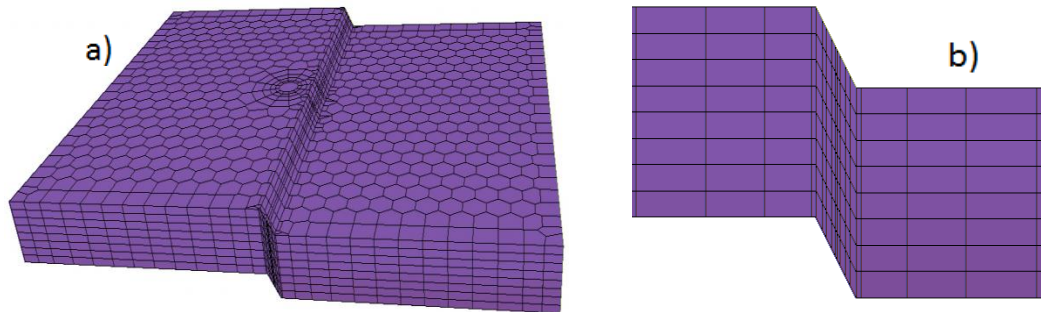
comunicación vertical de compartimentos. El enmallado (Figura 49) consta de 7040 celdas, 13248 vértices y 8 subdivisiones verticales (4 para cada capa). Los topos de la zona A y B son 6935 *ft* y 7035 *ft* respectivamente.

Figura 48. Dimensiones del yacimiento para el modelo de simulación



Fuente: Autores.

Figura 49. Malla del modelo de simulación. (a); Zona de falla y subdivisiones verticales (b)



Fuente: Copyright © KAPPA. All rights reserved.

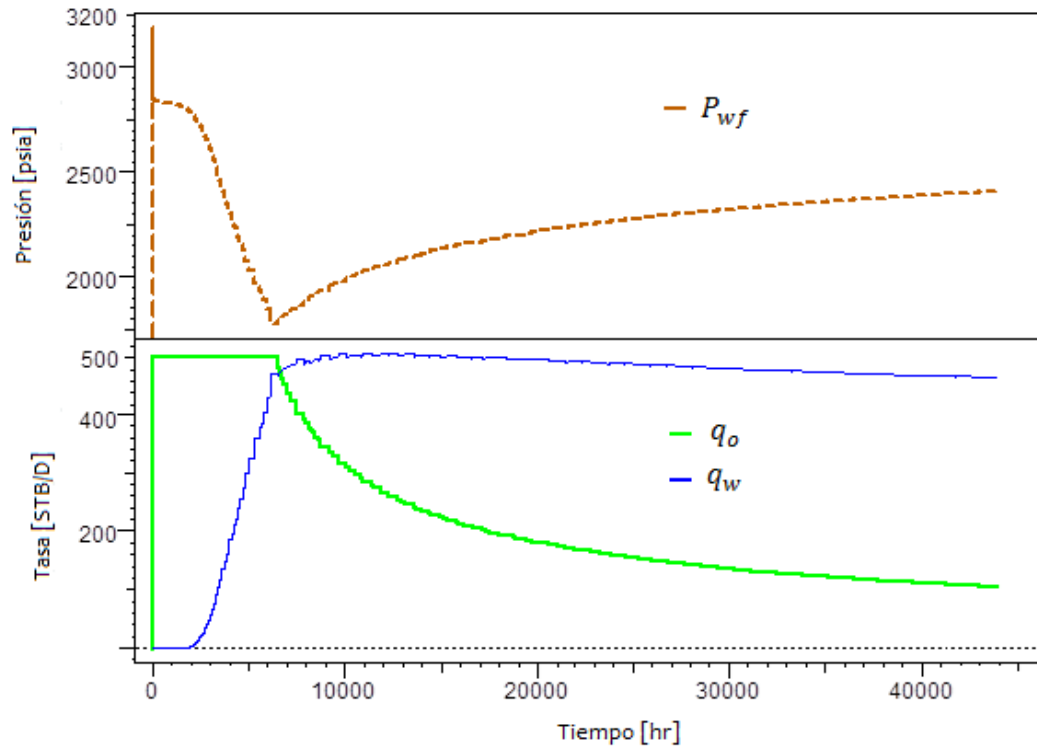
3.5.7 Resultados del modelo de simulación

Tras ingresar todos los parámetros requeridos, se realizó la respectiva simulación del modelo. El comportamiento de la presión y la tasa de producción de agua y aceite se muestran en la Figura 50. Se puede notar una irrupción temprana de agua, característica para este tipo de fallas, tal como la comentada por Bailey et al⁷⁶. El pozo mantiene una tasa de aceite constante por cerca de 6480 horas, luego empieza a declinar a pesar de que existe un mantenimiento/aumento de presión debido a la invasión del agua.

Aparte de que se trata de un yacimiento de carbonatos en donde el agua tiene mayor facilidad de flujo debido a que éste se encuentra mojado por aceite, la falla actúa como un camino preferencial entre el acuífero y el pozo. En la Figura 51 se muestran las variaciones de saturación de agua en la falla, vistas desde una sección transversal del yacimiento. Se muestra que el núcleo de falla se encuentra inicialmente saturado por agua, producto de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar definidas anteriormente. Sin embargo, el agua que irrumpe en el pozo en su mayoría es aportada por la red de fracturas de las zonas de daño, y por ende, del acuífero.

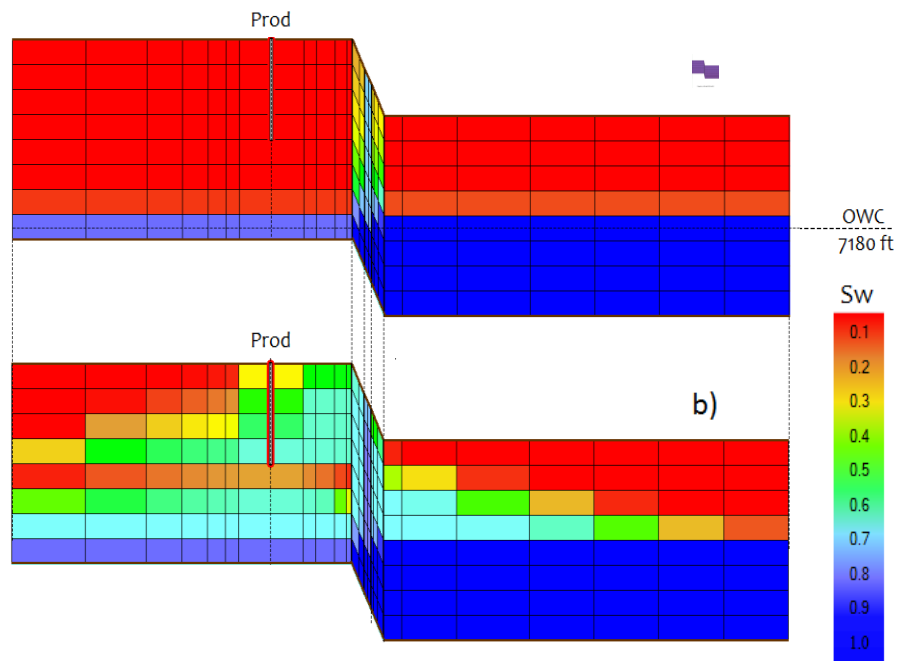
⁷⁶ BAILEY, Op. cit., p. 39

Figura 50. Tasas de producción junto al comportamiento de presión del modelo de simulación



Fuente: Autores.

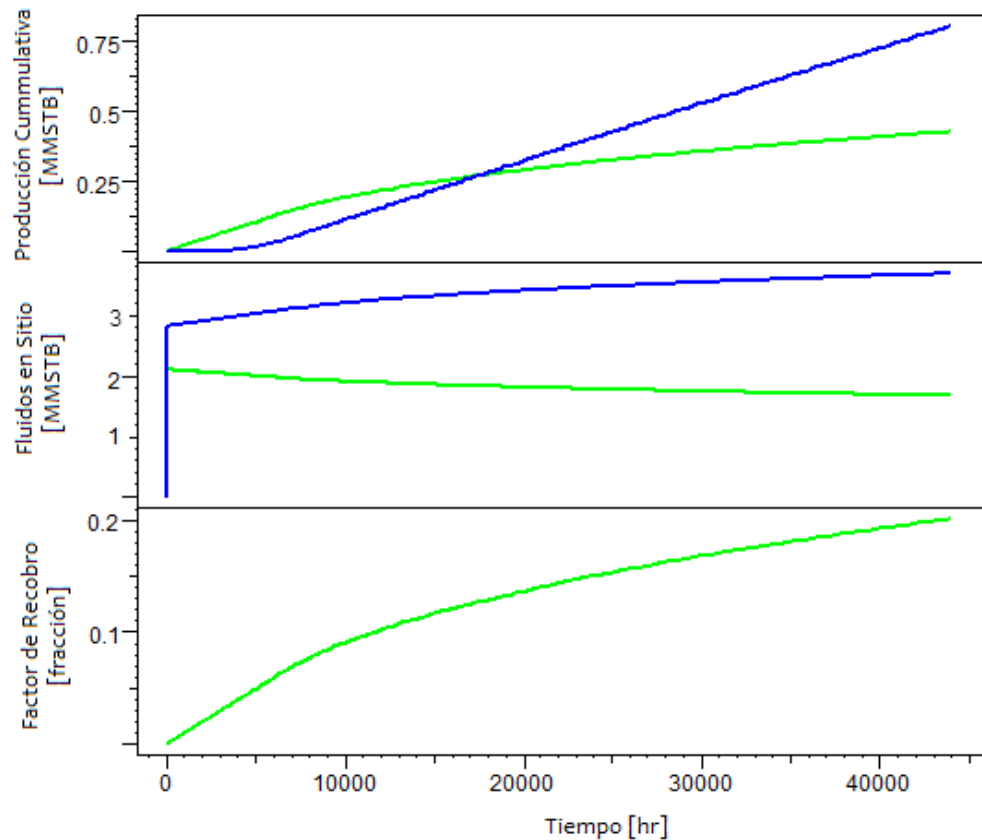
Figura 51. Sección transversal mostrando el perfil de saturación de agua del modelo de simulación. Al tiempo inicial(a) y tiempo final (b)



Fuente: Copyright © KAPPA. All rights reserved.

Entre los resultados (Figura 52) también se indican la producción acumulada, los fluidos en sitio y el factor de recobro. Al final de los 5 años de producción, se han recuperado aproximadamente 0,4243 *MMSTB* (factor de recobro del 20,16 %) de aceite con un volumen de agua asociado de 0,8 *MMSTB*, evidenciando así uno de los mayores problemas relacionados con las fallas conductivas, y generando altos costos por el tratamiento de agua.

Figura 52. Producción acumulada, fluidos en sitio y factor de recobro del modelo de simulación



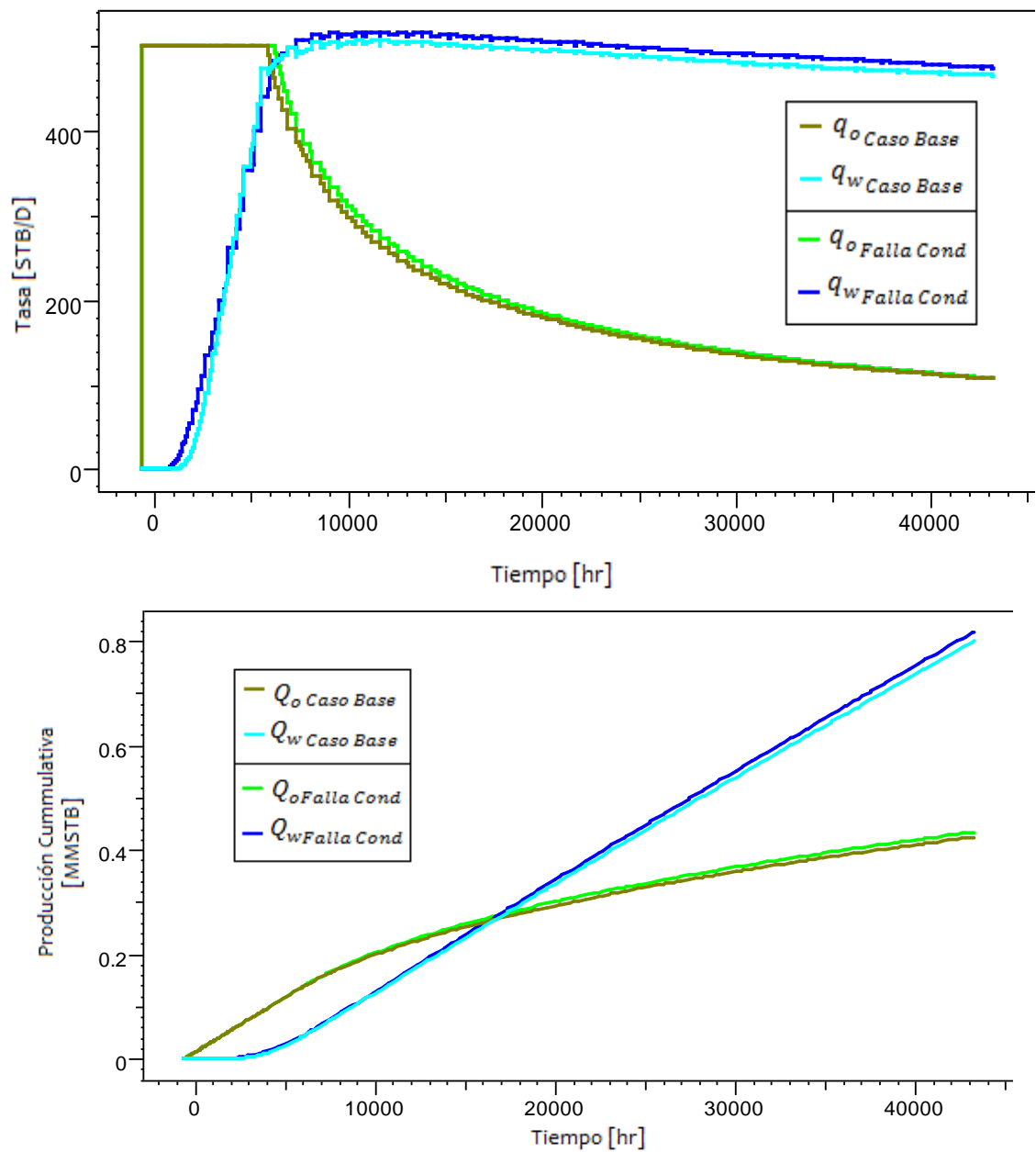
Fuente: Autores.

De manera informativa, se realizó también un caso con las características del modelo de simulación pero conteniendo la opción de falla conductiva del simulador (mismo procedimiento que se usó en la validación de datos). La comparación de caudales y producción acumulada se muestran en la Figura 53. En efecto, se puede ver un buen ajuste en las curvas (con una ligera subestimación de producción), permitiendo el uso del modelo de simulación de manera predictiva para escenarios futuros de explotación. Esta comparación permite comprobar de manera global que se está reproduciendo de manera adecuada el comportamiento deseado.

Aunque el modelo de simulación prácticamente coincide con el caso en que se emplea la opción de falla conductiva contenida en el simulador, éste último no representa un cuerpo volumétrico como tal, para permitir una comparación rigurosa del sistema en estudio, obviando la interacción roca-fluido de estructuras aún más complejas que existen en la zona de falla.

Por ello, los autores sugieren partir del modelo de simulación propuesto (el cual considera las variables de mayor influencia) para realizar las simulaciones asociadas a estos tipos de sistemas en campos reales, y priorizar el proceso de ajuste histórico en la determinación y caracterización de estructuras como lentes, bandas de deformación, superficies de deslizamiento, rampas de relevo, etc; su interacción respecto a los fluidos que saturan la roca de falla e inclusive los efectos geo-mecánicos de reactivación, pueden llegar a afectar en gran medida las respuestas presentadas en este trabajo. Todo esto para lograr una comprensión suficiente del sistema y obtener resultados confiables para desarrollar planes de explotación exitosos.

Figura 53. Comparación de la tasa y producción acumulativa entre el caso de falla conductiva y el modelo de simulación



Fuente: Autores.

3.6 SENSIBILIDADES

Una vez completado el caso base, se procedió a hacer una serie de cambios en los parámetros de la zona de falla discreta, con el fin de observar las variaciones que éstos le causan a la producción de fluidos. En ningún momento se pretende relacionar las variables entre sí, más bien, se quiere mostrar la tendencia de cada una al alterar su valor. Las pautas llevadas a cabo fueron:

- Modificar la conductividad en el bloque de falla del caso base, cambiando directamente la permeabilidad de la zona de daño.
- Reducir y aumentar el ancho de falla, suponiendo que no se producía un cambio en el desplazamiento vertical (ya que estos realmente presentan una relación lineal).
- Reducir la longitud de la falla y al mantener las dimensiones del yacimiento, logrando que la falla no lo cruce por completo y no genere compartimentos.
- Reducir y aumentar la distancia del pozo a la falla, tomándola siempre de la mitad geométrica de la zona de falla.

Las sensibilidades que se llevaron a cabo al caso base, se resumen en la Tabla 13.

Tabla 13. Sensibilidades realizadas al modelo de simulación

Propiedad a Sensibilizar	Alteración del Valor
Conductividad Adimensional F_{CD} (Análoga a k_f)	Reducir por un factor de 0,01
	Reducir por un factor de 0,1
	Aumentar por un factor de 10
Ancho de falla w_f (Manteniendo la relación w_{DZ}/w_{core})	Reducir por un factor de 0,2
	Aumentar por un factor de 2
	Aumentar por un factor de 3
Longitud de falla L_f (Manteniendo la geometría del yacimiento)	Reducir por un factor de 0,05
	Reducir por un factor de 0,2
	Reducir por un factor de 0,5
Distancia del pozo a la falla d	Reducir por un factor de 0,33
	Aumentar por un factor de 3,33
	Aumentar por un factor de 6,67

Fuente: Autores.

3.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES

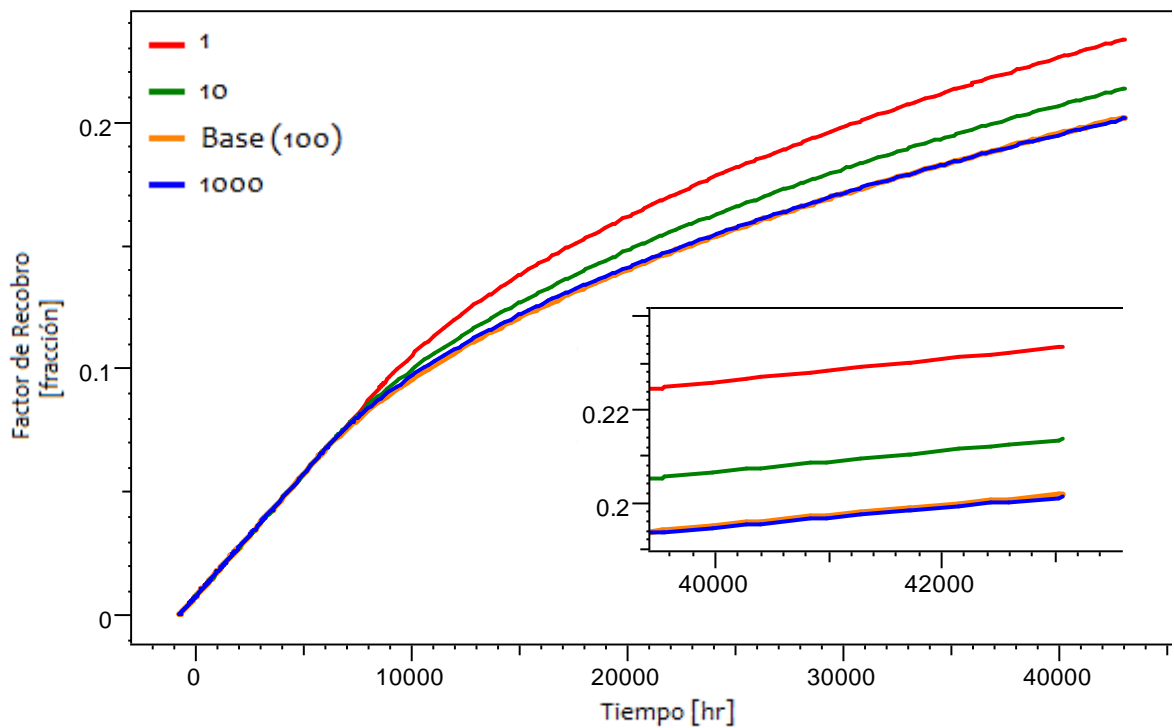
3.7.1 Conductividad Adimensional (F_{CD})

Se puede apreciar que para el caso en que la falla comunica la zona de interés con un acuífero a medida que aumenta la conductividad de la falla el factor de recobro disminuye. La falla al tener mayor permeabilidad permitirá que el agua fluya con más facilidad hacia el pozo, aumentando la saturación de agua en sus alrededores, disminuyendo la permeabilidad relativa del aceite y con ello afectando su producción. Es importante aclarar que este tipo de fallas por su característica conductiva, permiten producir reservas de aceite que no se tenían en cuenta inicialmente, y se esperarían un comportamiento inverso, sin embargo, cuando comunican con una zona que contiene grandes cantidades de agua

sucede el comportamiento descrito. En la Figura 54 se pueden apreciar los resultados.

Mención especial para valores de alta conductividad, que como se muestra con el valor de $F_{CD} = 1000$, no existe una variación marcada por el hecho de que el ascenso del agua y el tiempo de irrupción no cambia mucho cuando la falla no ejerce restricciones en su flujo (alta permeabilidad).

Figura 54. Factor de recobro a diferentes valores de conductividad adimensional



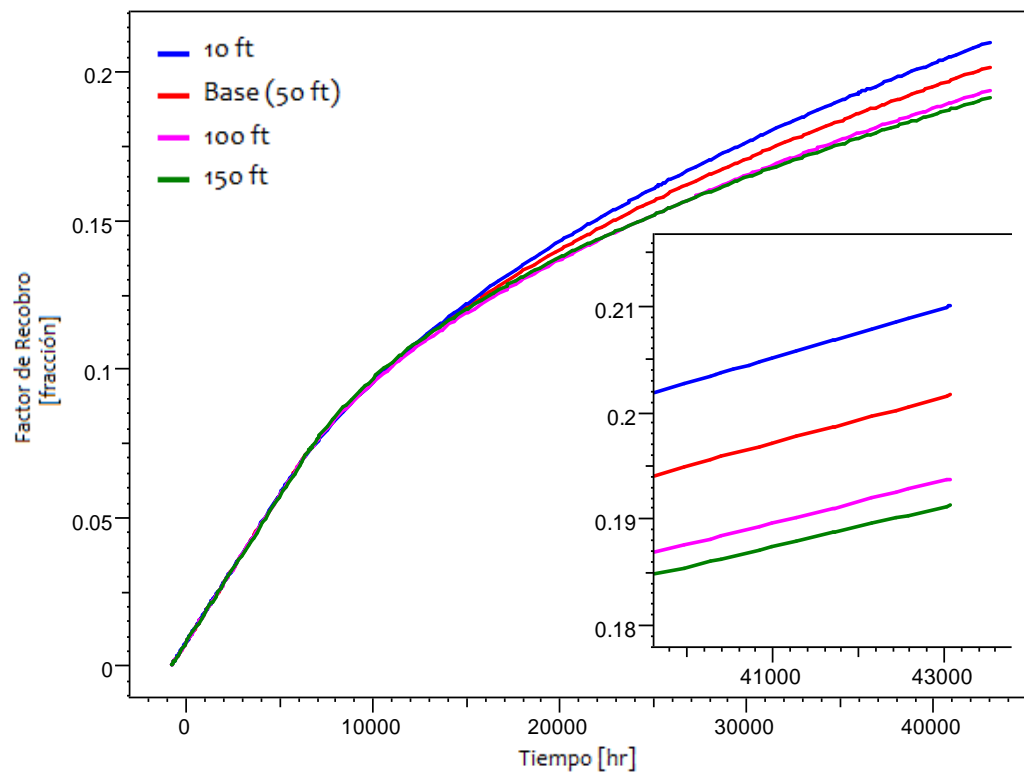
Fuente: Autores.

3.7.2 Ancho de falla (w_f)

Los resultados obtenidos se observan en la figura 55. Se observa claramente una relación inversa, ya que el factor de recobro disminuye a medida que el ancho de falla aumenta.

El comportamiento es similar al explicado en el numeral anterior, en donde la comunicación con zonas de agua más profundas influye en la irrupción de agua al pozo y afectan la producción de aceite. En este caso la zona de falla al ser más ancha permite que mayor volumen de agua fluya y ascienda por ella, y la zona de daño estaría más cercana al pozo fomentando una irrupción prematura a comparación de casos en que el ancho es menor.

Figura 55. Factor de recobro a diferentes valores de ancho de falla

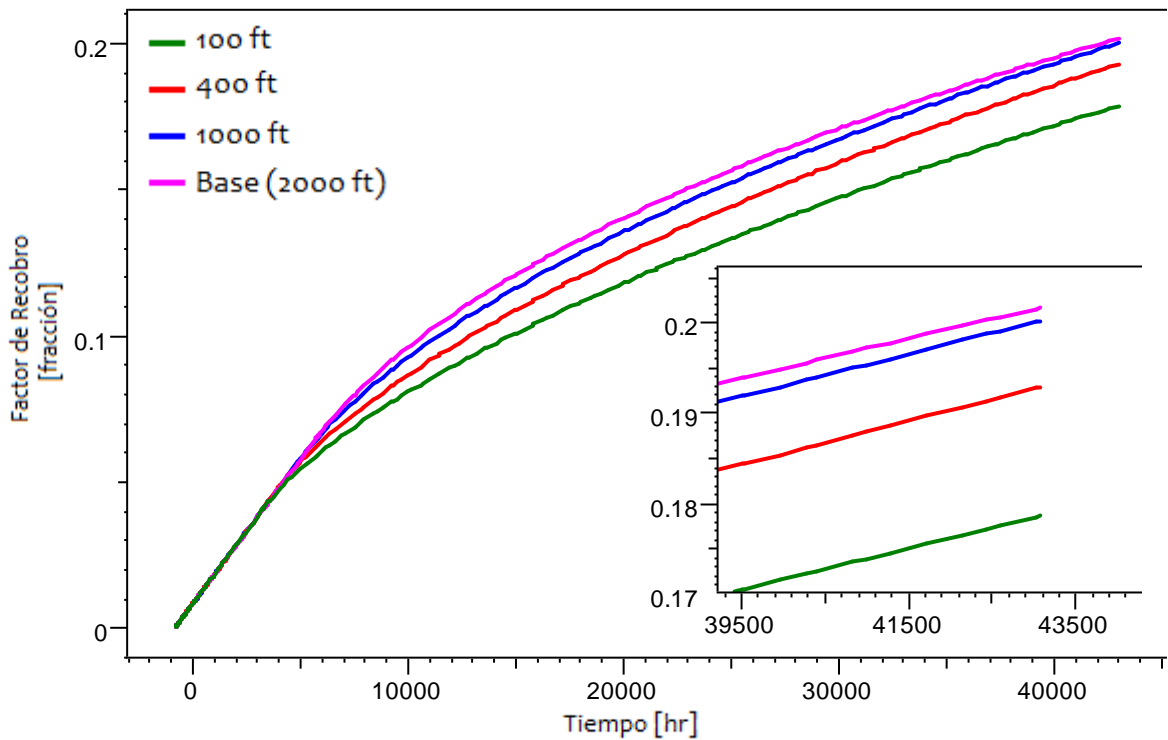


Fuente: Autores.

3.7.3 Longitud de la falla (L_f)

Resulta interesante el comportamiento mostrado en las Figura 56. Se ratifica el aporte y aumento de producción a causa de la comunicación de las fallas conductivas a extensiones mayores del yacimiento, en donde ocurre flujo de aceite a lo largo y a través de la falla y permite que el pozo drene un mayor volumen de hidrocarburos. Esta condición aumenta a medida que la longitud de la falla aumenta, incluso cuando comunica con acuíferos.

Figura 56. Factor de recobro a diferentes valores de longitud de falla



Fuente: Autores.

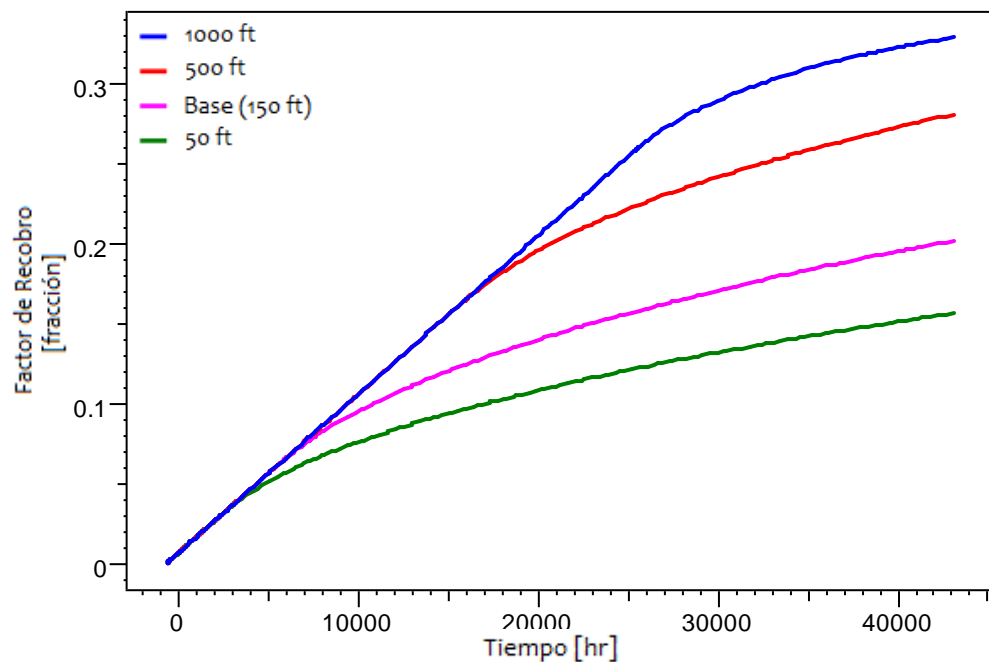
3.7.4 Distancia del pozo a la falla (d)

Se puede notar con facilidad en la Figura 57, que al perforar pozos mas alejados de la falla, estos no sufren sus efectos tan pronto y pueden producir normalmente

hasta que el frente de agua que ascendió por la falla llegue a ellos. Esto se ve reflejado en un aumento del factor de recobro a mayores distancias y un retardo en el tiempo de la irrupción de agua.

Como este caso la falla comunica con un acuífero, perforar pozos lo más lejano posible es la mejor opción. Sin embargo, si la falla comunica con otras zonas productoras, conlleva a un aumento en las reservas y la producción que sería oportuno aprovechar al perforar pozos cercanos a la falla.

Figura 57. Factor de recobro a diferentes distancias del pozo a la falla.



Fuente: Autores

4. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN

Una de las ventajas de realizar una simulación numérica de un yacimiento, es que se puede valorar un amplio número de escenarios, con el fin de observar todos los comportamientos posibles y así encontrar la forma adecuada de llevar a cabo el proceso que se desee implementar.

En esta etapa del estudio, el esfuerzo se concentra en generar diferentes escenarios que provean una visión panorámica de las alternativas productivas propuestas en la literatura para sucumbir los problemas que acarrearán las fallas conductivas cuando se establecen que influyen negativamente en la producción del yacimiento.

4.1 ESCENARIOS PROPUESTOS

Tras establecer razonables y fundamentados los resultados del modelo de simulación, se pautó ponerlo a prueba bajo diversos escenarios físicos de explotación, propuestos como soluciones para yacimientos que presentan fallas conductivas asociándose con dos diferentes etapas de recuperación: Maximizar la vida productiva del pozo afectado y evaluar las alternativas de recuperación mejorada.

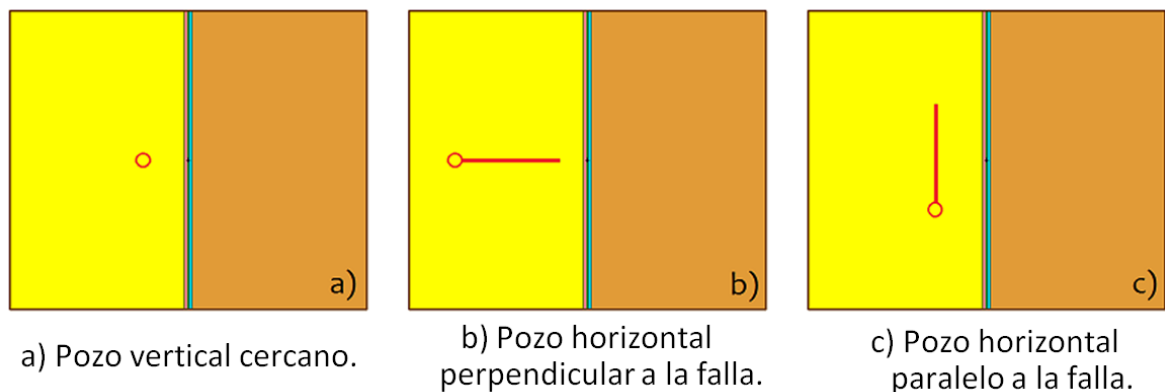
Los casos que se exponen están limitados bajo las condiciones del modelo “sintético” y a criterio de los autores, son los que podrían mejorar su desempeño. A continuación se exponen las características establecidas por los autores.

4.1.1 Posicionamiento de Pozos

Si se desea producir efectivamente en yacimientos que contienen fallas conductivas, se debe asegurar que exista una debida planeación en el posicionamiento de pozos para evitar los problemas asociados a estas. En esta sección se propone perforar pozos, ya sean verticales u horizontales en diferentes arreglos y analizar su desempeño.

Se realiza comparaciones entre un pozo vertical cercano a la falla junto con un pozo horizontal, paralelo y perpendicular al plano de falla. El esquema de los escenarios se presenta en la Figura 58.

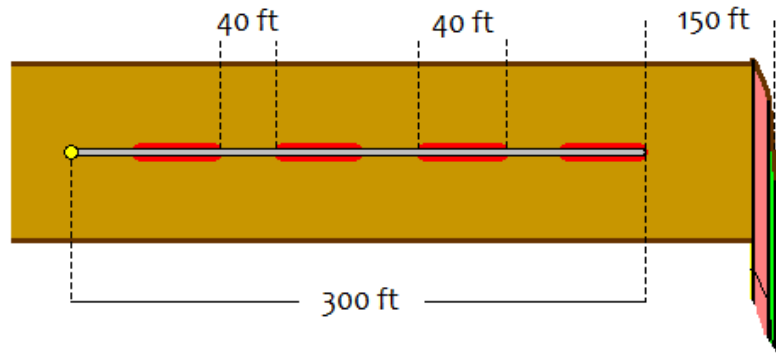
Figura 58. Diferentes orientaciones de pozos respecto a la falla



Fuente: Autores.

Los pozos horizontales que se tratan en esta sección y en todo el capítulo, producen a la misma tasa de 500 *STB/D* y se encuentran perforados a 7000 *ft* de profundidad. Tienen 4 cañoneos como se muestra en la Figura 59.

Figura 59. Dimensiones de los pozos horizontales utilizados en los posibles escenarios de explotación



Fuente: Autores.

4.1.2 Caudal Óptimo

Se intenta predecir el caudal óptimo que permita maximizar la vida productiva del pozo, reduciendo la producción de agua lo máximo posible. Se consideran cuatro tasas de producción de aceite para este propósito (500, 100, 80 y 50 STB/D).

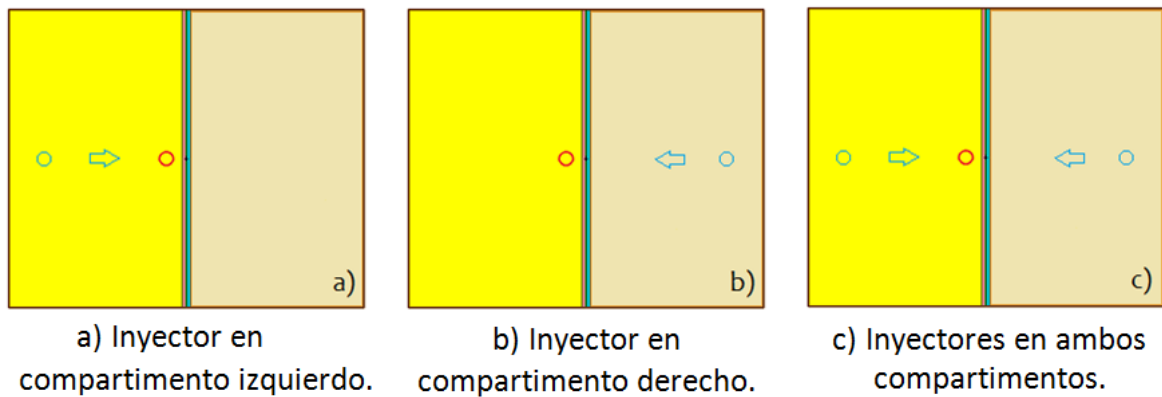
4.1.3 Inyección De Agua

Se busca simular diferentes arreglos de inyección para determinar cuál es el adecuado cuando el yacimiento contiene fallas conductivas. Las fallas conductivas representan un problema para implementar un programa de inyección de agua ya que al presentar una anisotropía tan marcada de permeabilidad se comportan como canales preferenciales por donde el agua inyectada tomará esa dirección.

4.1.3.1 Pareja Productor/Inyector. Los arreglos considerados se muestran en la Figura 60. Se busca determinar la eficiencia de la inyección de agua al aplicarla ya sea en el compartimento izquierdo, derecho o en ambos a la vez. En todas las opciones, los pozos productores tienen una tasa de 500 STB/D de aceite, se

inyecta a la misma tasa a la que se produce, que para el tercer caso se divide el aporte para cada inyector (250 *STB/D* cada uno). El tiempo en que se empezó inyectar agua a la formación fue a los 2 años posteriores a la producción, momento en el cual, la tasa de aceite ya presentaba declinación.

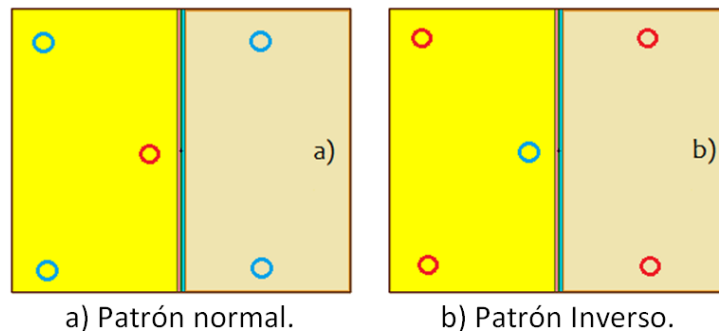
Figura 60. Arreglos de inyección: Pareja Productor/Inyector



Fuente: Autores.

4.1.3.2 Patrón de 5 puntos. Se aplican estos patrones, de manera que pueda haber una eficiencia de barrido alta y un buen drenaje, de manera que se produzca efectivamente el yacimiento. En la Figura 61.

Figura 61. Patrones de 5 puntos



Fuente: Autores.

Las tasas utilizadas para las simulaciones se resumen en la Tabla 14. Se trató de manejar los mismos volúmenes de fluidos para mantener en consistencia los modelos y poder compararlos ($q_{oTotal} = 500 \text{ STB/D}$, $q_{wTotal} = -800 \text{ STB/D}$).

Tabla 14. Caudales en los pozos presentes en los Patrones de 5 puntos

Pozo	Patrón Normal	Patrón Inverso
Superior Izquierdo	$q_w = -200 \text{ STB/D}$	$q_o = 120 \text{ STB/D}$
Superior Derecho	$q_w = -200 \text{ STB/D}$	$q_o = 120 \text{ STB/D}$
Centro	$q_o = 500 \text{ STB/D}$	$q_w = -800 \text{ STB/D}$
Inferior Izquierdo	$q_w = -200 \text{ STB/D}$	$q_o = 130 \text{ STB/D}$
Inferior Derecho	$q_w = -200 \text{ STB/D}$	$q_o = 130 \text{ STB/D}$

Fuente: Autores.

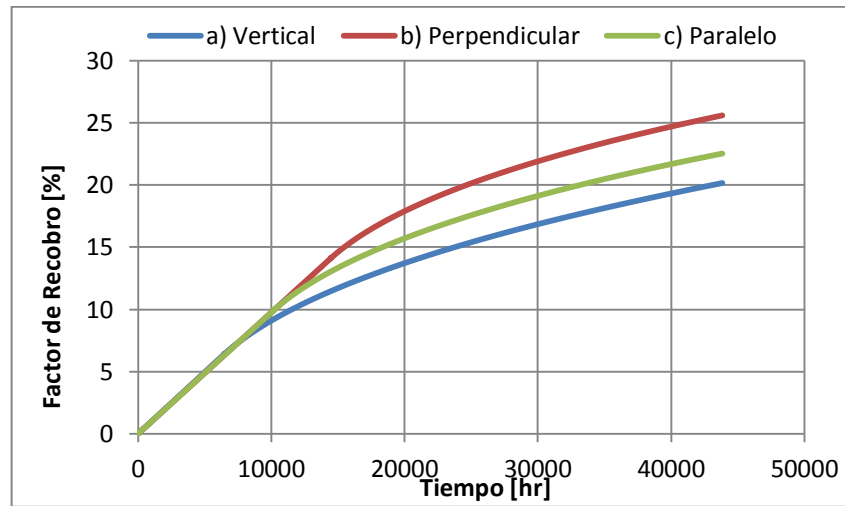
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se muestran los resultados obtenidos de los escenarios propuestos.

4.2.1 Orientación respecto a la falla

Los resultados de las opciones presentadas anteriormente se indican en las Figuras 62 y 63.

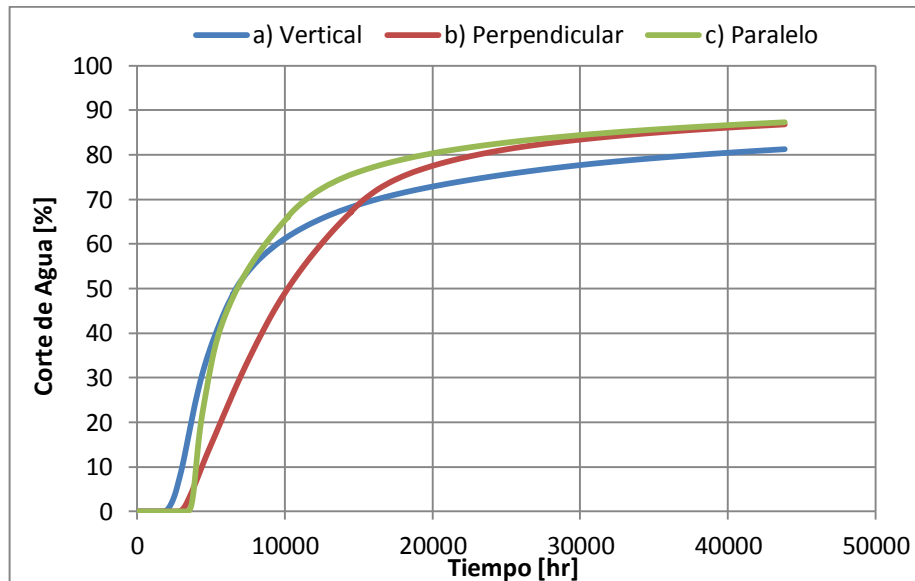
Figura 62. Factor de recobro a diferentes orientaciones de pozos



Fuente: Autores.

Vale la pena primero realizar la típica comparación entre pozo vertical y horizontal. Mediante el factor de recobro se comprueba que aún para estos casos los pozos horizontales logran un mayor drenaje y que se deben tener en cuenta, si es posible aplicarlos. Estos valores se logran ya que los pozos horizontales han sido perforados y están produciendo desde una profundidad menor, y por ende, el agua toma más tiempo en llegar a ellos. Ahí toma importancia saber bajo que orientación se prefiere perforar en un yacimiento que contenga una falla conductiva.

Figura 63. Corte de agua a diferentes orientaciones de pozos



Fuente: Autores.

Según los resultados, posicionar un pozo horizontal perpendicular a la falla es más provechoso que uno paralelo; y esto se debe a que existen cañoneos que se alejan de la falla, logrando un efecto similar al caso del numeral anterior. El pozo horizontal tiene la desventaja de que llega el agua a todos sus intervalos cañoneados al mismo tiempo y reduce su producción de petróleo considerablemente, viéndose marcado por un alto corte agua desde tiempos tempranos.

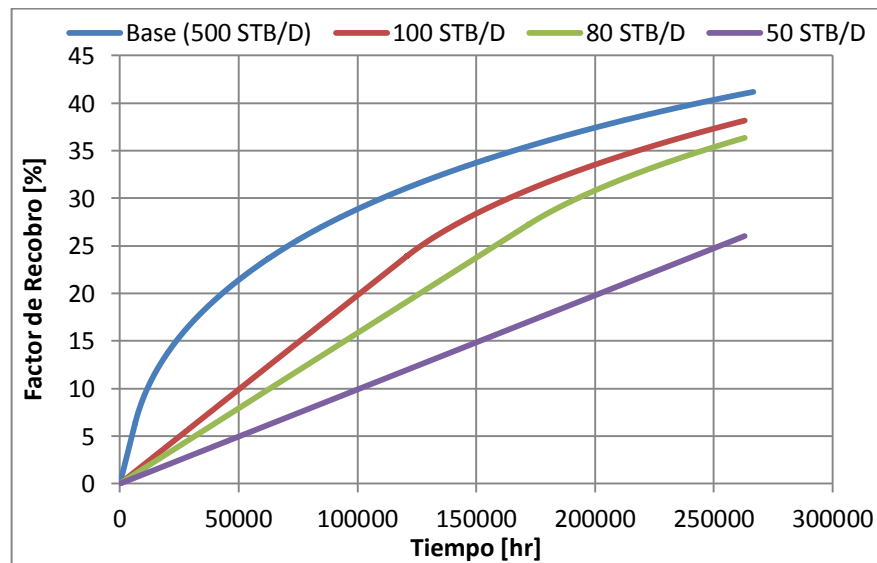
Igualmente la selección de la mejor opción en este caso es relativa, ya que tal como lo demostraron Faisal et al⁷⁷., dependen de la zona que comunica la falla, ya sea “mojada” o “seca” (en términos de agua).

⁷⁷ AL-THAWAD, Faisal, et al. “Opimizing Horizontal Well Placement in the Faulted Ghawar Field by Integrating Pressure Transient and 3D Seismic Data”. Saudi Aramco Journal of Technology. Fall 2001

4.2.2 Caudal Óptimo

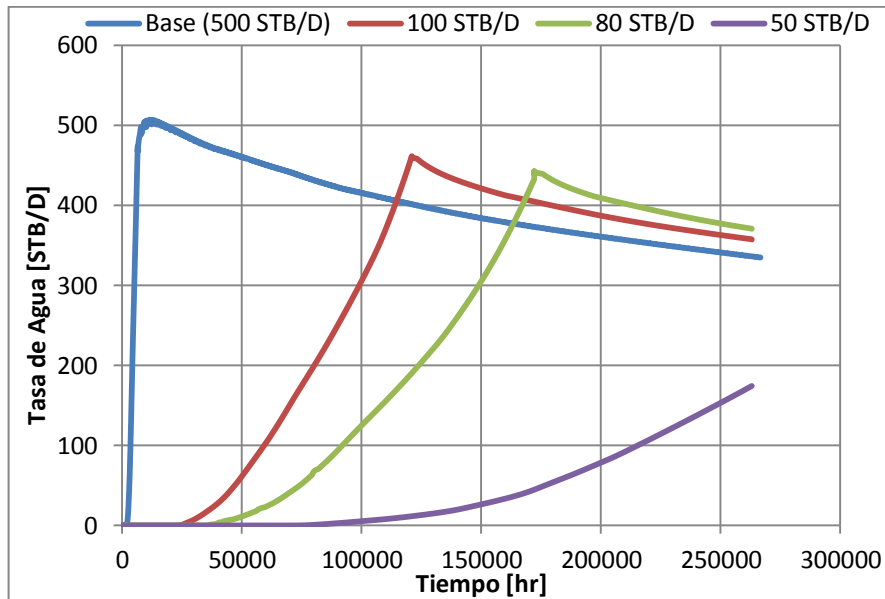
En las Figuras 64 y 65 se muestran los resultados de simulación bajo cuatro tasas de producción de aceite diferentes (500, 100, 80 y 50 STB/D) a 20 años de producción. Estos pretenden ser informativos sobre el comportamiento de la producción bajo estas condiciones. La selección del caudal óptimo queda a discreción y bajo el criterio de la compañía operadora respecto al tiempo que tiene previsto producir cierto volumen de fluidos y al dinero que puede dirigir para el tratamiento del agua.

Figura 64. Factor de recobro para diferentes caudales de aceite



Fuente: Autores.

Figura 65. Tasa de producción del agua para diferentes caudales de aceite



Fuente: Autores.

El caudal óptimo a menudo es demasiado bajo para que resulte económicamente llamativo, pero puede ser considerado cuando producir agua de formación generan otro tipos de problemas que son costosos y complicados de resolver, y se prefiere reducir su producción a toda costa. También aplica cuando no se tienen las facilidades o infraestructura suficiente para el tratamiento de grandes volúmenes de agua y se prefiere producir a bajos caudales mientras permanezca de esa forma.

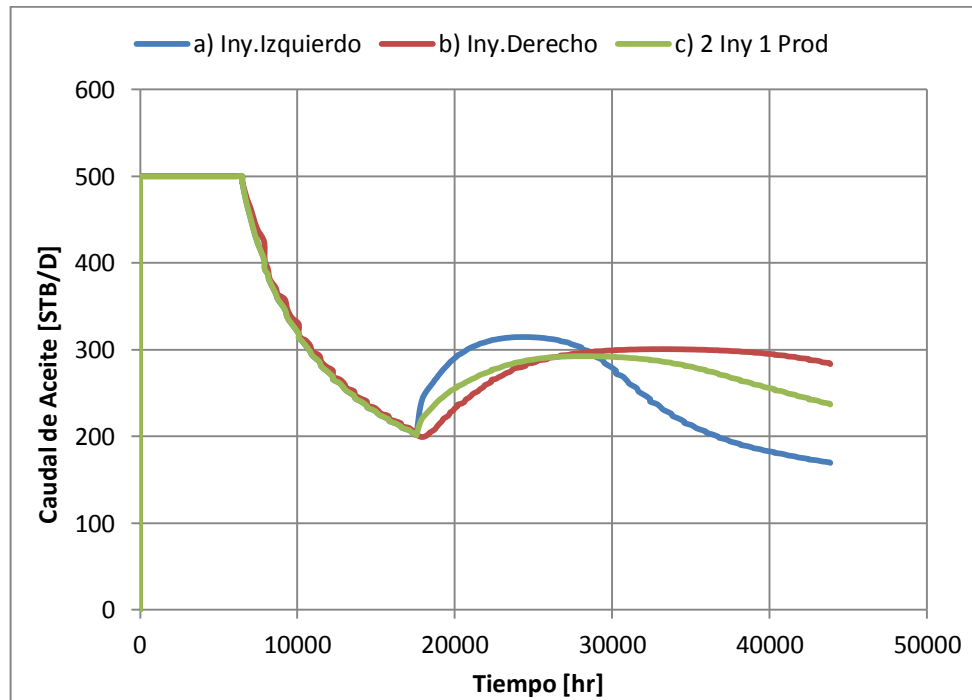
4.2.3 Inyección de agua

4.2.3.1 Pareja Productor/Inyector.

Los resultados de las simulaciones se muestran en la Figura 66. Se aprecia el comportamiento de las tasas de aceite en donde claramente se distingue el tiempo en que empieza la inyección, y por ello aumentan siguiendo la forma mostrada por la Figura 67. Respecto al factor de recobro no se notan muchas diferencias de por

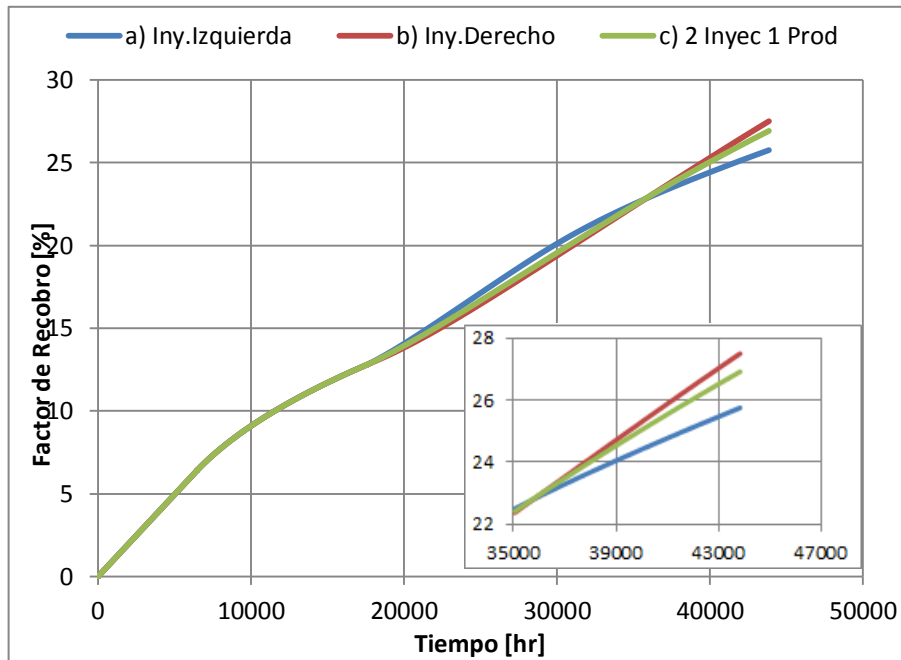
sí, pero es seguro que al inyectar en el compartimento del lado derecho, se logra un mayor drenaje ya que el frente de agua esta desplazando parte de aceite que no se tenia acceso en otras circunstancias. Además, al encontrarse a mayor profundidad y mediante el desplazamiento del aceite y el aumento de presión, logra frenar en cierto grado el ascenso del agua por el plano de falla.

Figura 66. Caudal de aceite para diferentes arreglos de Productor/Inyector



Fuente: Autores.

Figura 67. Factor de recobro para diferentes arreglos de Productor/Inyector

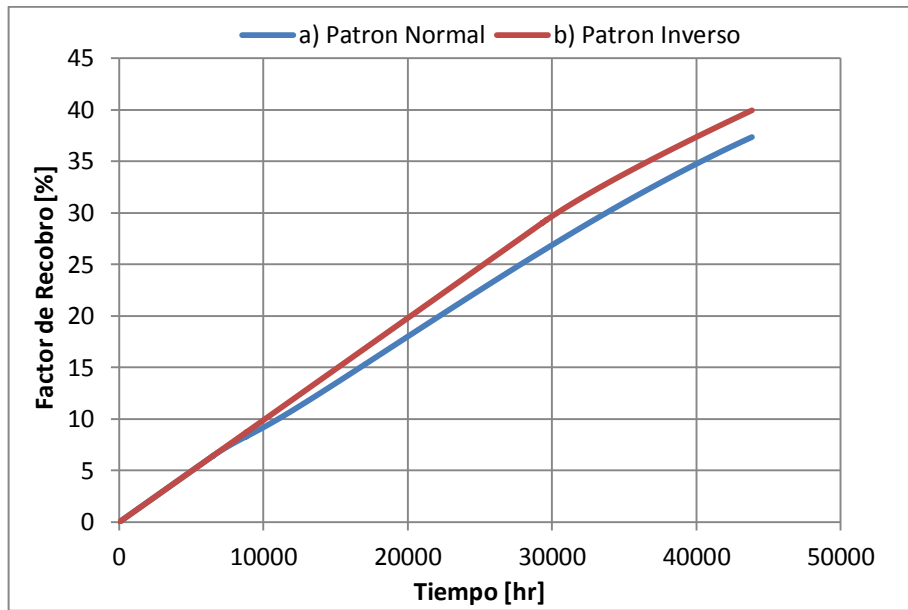


Fuente: Autores.

El comportamiento del tercer caso queda entre el medio de los otros, por la razón de que cada pozo está inyectando a mitad de la tasa que los demás, por lo que el desplazamiento areal es menor. Se espera que a mayores tasas su desempeño aumente considerablemente, pero esto implicaría en costos adicionales que se deben tener en cuenta antes de su aplicación.

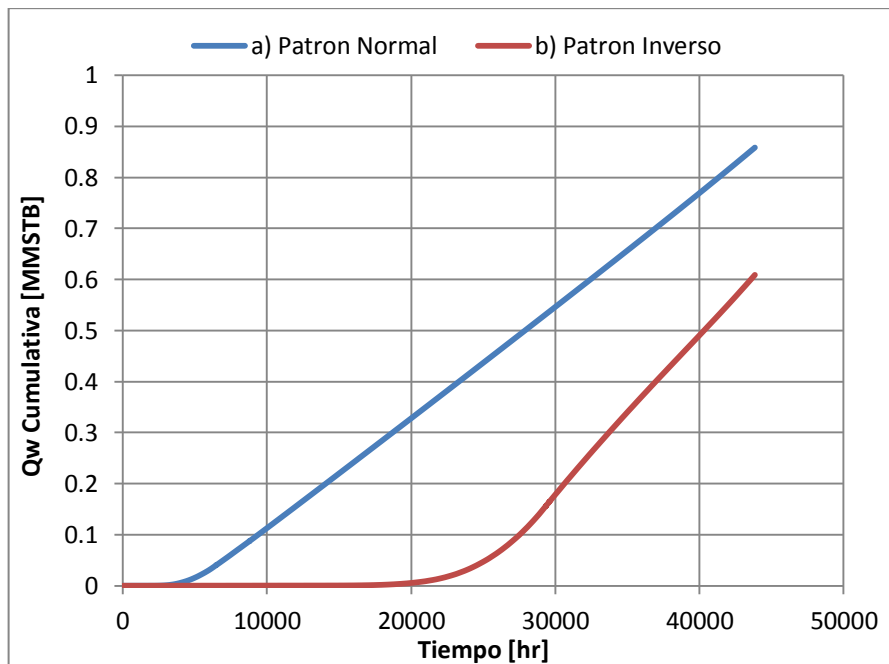
4.2.3.2 Patrón de 5 puntos. Los comportamientos son mostrados en las Figuras 68 y 69. En gran medida, el patrón inverso supera al normal al tener un mayor factor de recobro al final del tiempo simulado y más que todo por la producción de agua acumulativa muy inferior a comparación. Este resultado se debe a que el pozo inyector en el medio junto con el acuífero usan la falla como conducto para atravesar todo el yacimiento uniformemente y desplazando aceite desde el centro a los extremos.

Figura 68. Factor de recobro para patrones de inyección de 5 puntos



Fuente: Autores.

Figura 69. Producción de agua acumulativa para patrones de inyección de 5 puntos



Fuente: Autores.

CONCLUSIONES

- Se construyó un modelo de simulación capaz de representar confiablemente el flujo de fluidos en fallas conductivas, mediante la implementación y discretización de la zona de daño y núcleo de falla.
- Se demostró que para una completa identificación y caracterización de fallas conductivas, se deben integrar diferentes técnicas y métodos de diagnóstico de fallas a diferentes escalas.
- La distancia del pozo a la falla es el parámetro de mayor influencia en el flujo de fluidos de éste tipo de sistemas, ya que el pozo se verá menos afectado por la falla conductiva a medida que se aleje de ésta.
- La aplicación de pozos horizontales en las cercanías de una falla conductiva surge como alternativa para reducir o retardar los problemas causados por irrupción temprana de agua y baja eficiencia en la producción. Sin embargo, son propensos a interceptar fallas o fracturas, generando problemas de pérdidas de circulación durante su perforación.
- Mediante la reducción del caudal de aceite, se puede disminuir el tiempo en que el agua irrumpe al pozo debido a una falla conductiva. No obstante, la selección de un caudal óptimo de producción debe estar respaldada por un análisis económico para determinar su rentabilidad.
- El potencial de producción de un pozo cercano a una falla conductiva depende de la región que comunica la falla. Si ésta comunica con una región seca (sin agua), mejora el drenaje de aceite en el yacimiento; y si comunica con una región mojada, afecta su producción negativamente.

RECOMENDACIONES

- Para este estudio se elaboró un modelo sintético con propiedades promediadas de la literatura. Se debe llevar a cabo un proceso de simulación de un sistema real, con la respectiva variación de los parámetros operativos, el análisis de sensibilidad y el ajuste histórico que le permita involucrar más realismo al problema y predecir el comportamiento de los escenarios favorables con mayor certeza de su incidencia.
- De este mismo modo se deben extender las pruebas a escala “*Full Field Model*” para ver la incidencia de este tipo de fallas sobre la producción global de los pozos en un campo.
- El modelo de simulación que se construyó solo cuenta con la producción de agua y aceite por lo que se propone que este modelo se someta a prueba con gas presente en el yacimiento. Del mismo modo la construcción de zonas de falla con un ángulo, distribución de litotipos y demás elementos que se puedan preveer para darle un significado más realista al sistema.
- Debe llevarse a cabo un análisis económico detallado mediante el cual se pueda respaldar la rentabilidad de los escenarios planteados.
- Ampliar el número de escenarios respecto al número de pozos productores, otros arreglos de inyección de agua, diferentes mecanismos de empuje, heterogeneidad del yacimiento, etc.
- Estudiar más a fondo los aspectos geomecánicos asociados a la reactivación de fallas y la pérdida de sello de éstas.

BIBLIOGRAFÍA

ABBASZADEH, M. and CINCO-LEY, H., 1995. "Pressure transient behavior in a reservoir with a finite-conductivity fault". En: SPE Formation Evaluation. SPE No.24704, vol. 10, no. 1, p. 26-32.

AGOSTA, F.; PRASAD, M. and AYDIN A., 2007. "Rock Physical and hydraulic properties of carbonate fault rocks, Fucino basin, central Italy". Geofluids. vol.7, no.1, p. 19–32,

AIT-MESSAOUD, M., et al., 2006. "Nuevas Dimensiones En Tecnología Sísmica Terrestre" OilField Review vol.17, no.3, p. 48-59

AL-GHAMDI, A.; A-BINAKRESH and A-BUBSHAIT, S., 2003. "Characterization of Conductive Faults and Fractures Responsible for Inter-reservoir Communication in the Shedgum Leak Area of the Giant Ghawar Field, Saudi Arabia". En: SPE Middle East Oil Show, 9-12 June, Bahrain. SPE No. 81517, p. 1-9

ALLAN, U.S., 1989. "Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures". En: AAPG Bulletin, vol. 73, no. 3, p. 803-811.

ALMEIDA, S., 2003. "Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica". Tesis de Grado. Maestría en ingeniería. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. UNICAMP.

AL-THAWAD, Faisal., et al., 2005. "A Simple Approach To Numerical Analysis Of Complex Well Tests". SAUDI ARAMCO Journal Of Technology Fall. p. 31-38.

AL-THAWAD, Faisal, et al. "Optimizing Horizontal Well Placement in the Faulted Ghawar Field by Integrating Pressure Transient and 3D Seismic Data". Saudi Aramco Journal of Technology. Fall 2001

ALVAREZ, M., 2004. "Fundamentos De Geología Estructural Y Tectónica". [Notas De Clase]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. p. 1-244.

ANDERSON, E., 1963. "The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain". Book. Edinburgh: Oliver and Boyd Press. 2 ed.

AYAN, C., et al., 2001. "Characterizing Permeability with Formation Testers". En: Oilfield Review, vol. 13, no. 3, p. 2-23.

AYDIN, A., 2000. "Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow". En: Marine and Petroleum Geology, vol. 17, no. 7, p. 797-814.

BAILEY, B., et al., 2000. "Control de Agua". En: Oilfield Review, vol. 12, no. 1, p. 32-53.

BARTON, C.; ZOBACK M. and MOOS, D., 1995. " Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock". En: Geology, vol. 3, no. 8, p. 683-686.

BASTESEN, E., 2008. "Facies composition and scaling of extensional faults in sedimentary rocks: and its applications to modelling of fault zones". Tesis Doctoral. Bergen, Norway. Department of Earth Science. University of Bergen.

BILLI, A., 2010. "Microtectonics of low-P low-T Carbonate Fault Rocks". En: Journal of Structural Geology, vol. 32, no.9, p. 1392–1402.

BOURDET, D., 2002. "Well Test Analysis: The Use Of Advanced Interpretation Models". Handbook of petroleum exploration and production, No. 3. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science D. V.

BRAATHEN, A., et al., 2009. "Fault facies and its application to sandstone reservoirs". En: AAPG Bulletin, vol. 93, no. 7, p. 891–917.

BROSCH, F. and KURZ, W., 2008. "Fault damage zones dominated by high-angle fractures within layer-parallel brittle shear zones: examples from the eastern Alps". En: "The Internal Structure of Fault Zones: Implications for Mechanical and Fluid-Flow Properties". Geological Society, London. Special Edition, vol. 299, p. 75-95.

BYBERG, Andreas. "Importance of Fault Communication for Predicted Snorre Performance". Master Thesis. Reservoir Technology. Universitetet i Stavanger. Faculty of Science and Technology. 2009.

CAINE, J.; EVANS, J. and FOSTER, C., 1996. "Fault zone architecture and permeability structure". En: Geology, vol. 24, no. 11, p. 1025-1028.

CAMARGO, Jose. "Fallas Y Fallamiento". [Diapositivas]. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2007. 229 p.

CERVENY, K., et al., 2004. "Menor incertidumbre con el análisis de fallas que actúan como sello". En: Oilfield Review. Primavera, Vol. 16 no. 4, 44 p.

CINCO-LEY, H., 2005. "Análisis Moderno De Pruebas De Presión Y Datos De Producción". Presentaciones Cátedra APP. UNAM.

CORONADO, M.; RAMÍREZ, J. and VALDIVIEZO, O., 2011. "Double-porosity model for tracer transport in reservoirs having open conductive geological faults:

Determination of the fault orientation”. En: Journal of Petroleum Science and Engineering vol. 78, no. 1, p. 65 –77

DAVIES, R. and HANDSCHY, J., 2003. “Introduction to AAPG Bulletin Thematic Issue on Fault Seals,” En: AAPG Bulletin, vol. 87, no. 3, p. 377–380. **

DUQUE, G., 2003. “Manual de geología para ingenieros”. En: Cap. 11 Geología Estructural. [Diapositivas]. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.

FAULKNER, D.; LEWIS, A., and RUTTER, E., 2003. “On the internal structure and mechanics of large strike slip fault zones.: field observations from Carboneras fault in southeastern Spain”. En: Tectonophysics, vol. 367, no. 3-4, p. 235-251.

FOSSSEN, H., 2010. “Structural Geology Book”. New York: Cambridge University Press.

FREDMAN, N., 2007. “Quantification Of Fault Zone Features In Siliciclastic Rocks: Implications For 3d Fault Modelling And Fluid Flow”. Tesis Doctoral. Bergen, Norway. Department of Earth Science. University of Bergen.

FREDMAN, N., 2008. “Assessment of Fault Facies modelling; technique and approach for 3D conditioning and modelling of faulted grids”. En: AAPG Bulletin, vol. 92, p.1-22

FREEMAN, B., 2009. “TrapTester : TT6-Update2009”. [Diapositivas]. Badleys Co.UK.

GABRIELSEN, R. H., et al. (In prep), 2005. "Fault architecture of extensional faults in sedimentary rocks, and the importance of strain-hardening and strain-softening.". Citado por. Nottveit, H., 2005. “Fault zone modelling: A hierarchical

approach for numerical modelling of fault structures, upscaling and flow simulation”. Tesis Maestría. Bergen, Norway. Department of Earth Science. University of Bergen.

GONZÁLEZ, E., 2007. “Ponencia: Estudios Integrados De Yacimientos”. [Diapositivas] Pdvsa Eyp- División Centro Sur. Unellez.

HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L. and HARVEY, A.H., 1986. “Relative Permeability of Petroleum Reservoirs”. CRC Press, Boca Raton.

HUIJUN, H. ; HUAYUN, and Y., YUN, H., 2010. “An Integrated Approach on Carbonate Reservoir Evaluation by Combining Borehole Image and NMR Logs - A Case study in Ordovician carbonate, East China”. En: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June , Beijing, China. SPE No.131571, p. 1-11

JIMÉNEZ, M., 2005. “Caracterización integral de yacimientos: integración de datos de registros de pozo con atributos sísmicos usando geoestadística”. Tesis de Grado. Magister en Ingeniería. Ciudad de México. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. p. 18-19.

MANZOCCHI, T., et al., 1999. “Fault transmissibility multipliers for flow simulation models”. En: Petroleum Geoscience. Geological Society, London. vol.5, p. 53–63.

MANZOCCHI, T., et al, 2002. “The representation of two phase fault-rock properties in flow simulation models”. En: Petroleum Geoscience. Geological Society, London. vol. 8, p. 119–132

NØTTVEIT, H., 2005. "Fault zone modelling: A hierarchical approach for numerical modelling of fault structures, upscaling and flow simulation". Master thesis. University of Bergen.

O'BRIEN W.; STRATTON JR., J. and LANE, R., 1999. "Mechanistic Reservoir Modeling Improves Fissure Treatment Gel Design in Horizontal Injectors, Idd El Shargi North Dome Field, Qatar". En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Houston, Texas. SPE No. 56743, vol. 42 no.8, p. 13.

OSORIO, G., 2008. "Geomecánica de Yacimientos: El círculo de Mohr". [Diapositivas]. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas.

OYARZUN, R. y DOBLAS, M. "Fallas Y Zonas De Cizalla (Parte I): Aspectos Generales". [Blog-online] Departamento de Cristalografía y Mineralogía, Facultad de Ciencias Geológicas, Madrid : Universidad Complutense. Disponible en Internet: <http://www.uclm.es/users/higuera/yymm/fallas/Fallas Primera Parte.htm>

OZKAYA, S. and RICHARD, P. 2006. "Fractured Reservoir Characterization Using Dynamic Data in a Carbonate Field, Oman". En: SPE Reservoir Evaluation & Engineering. SPE No. 93312, vol. 9 no.3, p. 227-238.

PULIDO , H., et al., 2003 ,. "Decline Curve Analysis in a Naturally Fractured Reservoir with a Finite-Conductivity Fault". Ponencia en: XXVII Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University. Geothermal Program.

RAFINI, S., 2008. "Comportement hydraulique des milieux failles". Tesis Doctoral., Universidad De Quebec.

RAMÍREZ-SABAG, J., 2008. "Pruebas de trazadores en la recuperación de Hc's" [informe técnico]. Trabajo de ingreso. . Academia de Ingeniería de México.

RIVENAES, C., 2002 “Reservoir compartmentalisation by water-saturated faults — Is evaluation possible with today's tools?”. NPF Special Publication 11, p. 173-186.

RODRÍGUEZ, E. and CINCO LEY, H., 2008. “Método Para La Estimación Del Tiempo De Invasión De Agua En Pozos Cercanos a Fallas Conductivas”. Tesis de Grado. Maestría en ingeniería. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

ROMM, E.S., 1966."Fluid Flow in Fractured Rocks (in Russian)". Nedra Publishing House, Moscow. (English translation, W.R. Blake, Bartlesville, OK, 1972).

RUIZ GARCÍA, Saul. “Flujo Anormal de Fluidos (Agua y Gas) en Pozos Productores Localizados en la Vecindad de una Falla Conductiva”. Tesis de Grado. Magister en Ingeniería. Ciudad de México. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.

SANTAFÉ, Elkin., 2010. “Metodología Basada En Simulación Numérica De Yacimientos Para Reactivación De Campos Maduros”. Tesis de Grado. Maestría en ingeniería de Sistemas. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Universidad Industrial de Santander.

SVERDRUP, E.; HELGESEN, J. and VOLD, J., 2003. “Sealing properties of faults and their influence on water alternating-gas injection efficiency in the Snorre field, northern North Sea”. En: AAPG Bulletin, v. 87, no. 9, p. 1437–1458

TREIBER, L.; ARCHER, D., and OWENS, W., 1972. “A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs”, SPE-3527 Journal, vol. 12, no. 6, p. 531-540.

TREJO MARTINEZ, Julio Cesar. "Reactivación de Fallas Como Resultado del Cambio en los Esfuerzos Geomecánicos". Tesis de Grado. Magister en Ingeniería. Ciudad de México. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.

TROCCHIO, J., 1990. "Investigation of Fateh Mishrif Fluid-Conductive Faults". En: SPE Journal of Petroleum Technology. SPE No. 17992, vol. 42 no.8, p. 1038-1045.

VAZQUEZ, A., et al., 2010. "Integrated Fractured Reservoir Characterization and Connectivity Study in the Cantarell Field". En: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June, Beijing. SPE No. 132241, p. 1-9

WIPRUT D., and ZOBACK, M., 2001. "Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea". En: Geology, vol.28, no. 7, p. 595–598

YIELDING, G.; BRETAN, P.and FREEM, B., 2010. "Fault Seal Calibration: A Brief Review". En: Geological Society, London, Special Publications, vol. 347, p. 243-255.

ZOBACK, Mark. "Reservoir Geomechanics". Cambridge University Press. United States of America. 2007. 443 p. ISBN-978-0-521-77069-9