

Metodología para evaluar el potencial de Yacimientos Naturalmente Fracturados integrando mediciones estáticas y dinámicas obtenidas con registros eléctricos y modelamiento numérico a nivel de pozo

Marcela Caviedes Galindo

Trabajo de grado para optar por el título de Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

Olga Patricia Ortiz Cancino, PhD.

Doctora en Ingeniería de Procesos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas
Énfasis en Ingeniería de Yacimientos
Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A mis amados padres Luz Elena Galindo Rodriguez y Hevert Caviedes Gutierrez por todo el apoyo que siempre me han brindado. Y al ser superior que me brindo la oportunidad de continuar con mi formación profesional y académica.

Agradecimientos

Considero que una formación profesional integral se construye mediante un proceso de aprendizaje basado entre otros factores, en los aportes de personas que día a día nos enseñan y nos ayudan a escalar un peldaño más en el infinito mundo del conocimiento. Quisiera agradecer a todos aquellos que me apoyaron durante el desarrollo de este proyecto, en especial a:

Mi alma mater, la Universidad Industrial de Santander, esta institución me ha brindado las mejores herramientas para formarme académicamente.

Sib, compañía que me ha permitido formarme profesionalmente, y, además, me facilitó las herramientas para la ejecución de este proyecto.

A mi pareja, Ivan Fernando Palacios Mendoza, por brindarme todo su apoyo durante la realización de este hermoso proyecto.

Tabla de contenido

Pág.

INTRODUCCIÓN15

1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS SISTEMAS DE FRACTURAS23

1.1 Yacimientos naturalmente fracturados (YNF).....23

1.2 Porosidad total y efectiva del sistema matriz-fractura28

1.3 Permeabilidad del sistema matriz-fractura34

1.4 Modelo de saturación de agua.....36

1.5 Indicadores de fracturas indirectos y validación.....40

1.6 Orientación y distribución espacial de fracturas en el yacimiento.....44

1.7 Distribución de la densidad de fracturas.....51

2. MEDICIONES ESTÁTICAS Y DINÁMICAS53

2.1 Relación de fracturas y características geológicas53

2.2 Principio de medición y características de fracturas estimadas mediante registros de imágenes de pozos55

2.3 Principio de medición y propiedades estimadas con registro densidad-neutrón61

2.4 Principio de medición y propiedades estimadas con registros sínicos71

2.5 Principio de medición y propiedades estimadas con registros de neutrones pulsados y espectroscopía81

2.6 Principio de medición y propiedades estimadas con registro de resonancia magnética nuclear91

2.7 Principio de medición y propiedades estimadas con probadores dinámicos de formación99

3. MODELO DINÁMICO PARA ESTIMACIÓN DE POTENCIAL111

3.1 Consideraciones modelo estático 111

3.3 Tipo de modelo de simulación de yacimientos 116

3.4 Consideraciones modelo dinámico: ajuste histórico y escenarios de predicción 121

4. METODOLOGÍA PROPUESTA127

4.1 Determinación capacidad de almacenamiento.....129

4.2 Determinación capacidad de flujo.....130

4.3 Estimación del perfil de presiones y muestreo de fluidos – Selección de intervalos a probar146

4.4 Estimación de la permeabilidad mediante pruebas MiniDST151

4.5 Construcción del modelo estático y dinámico del pozo157

5. VALIDACIÓN Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....164

5.1 Capacidad de almacenamiento.....171

5.2 Capacidad de flujo.....172

5.3 Estimación del perfil de presiones178

5.4 Estimación de la permeabilidad mediante pruebas MiniDST179

5.5 Construcción del modelo estático y dinámico181

6. CONCLUSIONES201

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS204

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Lista de atributos de yacimiento positivos en YNF Tipo 1	25
Tabla 2. Lista de atributos de yacimiento positivos en YNF Tipo 2	26
Tabla 3. Lista de atributos de yacimiento positivos en YNF Tipo 3	26
Tabla 4. Lista de problemas asociados a YNF Tipo 1	27
Tabla 5. Lista de problemas asociados a YNF Tipo 2	27
Tabla 6. Lista de problemas asociados a YNF Tipo 3	27
Tabla 7. Lista de problemas asociados a YNF Tipo 4	28
Tabla 8. Parámetros de absorción de neutrones térmicos para elementos seleccionados. Adaptado de Ellis.....	83
Tabla 9. Escenario de predicción.....	194
Tabla 10. Resultados a nivel de producción y acumulados de fluidos.....	197
Tabla 11. Compasión de resultados de simulación vs data real de pozo de la prueba ciega.....	199

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados	24
Figura 2. Redes de fracturas típicas	29
Figura 3. Distribución de la porosidad en rocas con yacimientos fracturados	31
Figura 4. Permeabilidad relativa (K_r) y curvas de presión capilar (P_c), porosidades tipo BI y BII.	33
Figura 5. Índice de resistividad versus saturación de agua para un conjunto de tubos.....	38
Figura 6. Yacimiento de caliza del pozo T-463, campo Tengiz, Republica de Kazajstán.....	41
Figura 7. Gráfico conceptual de una arenisca fracturada	44
Figura 8. Estratos de arenisca y lutita que muestran una sola falla inversa y fracturas, cuenca Delaware, Texas.....	45
Figura 9. Fracturas comunes, sus desplazamientos y orientaciones en relación con las principales orientaciones de esfuerzos comunes en la corteza superior de la tierra.....	45
Figura 10. Meseta de los Apalaches de Pensilvania y Nueva York.....	47
Figura 11. Arenisca Windgate, Parque Nacional Arches, Utah.	47
Figura 12. (a) Diagrama roseta, (b) stereonet, (c) elementos stereonet, y (d) diagrama de bloques	49
Figura 13. (a) Registro tadpole, (b) Planos de fractura	50
Figura 14. (a) Fracturas discretas, (b) Densidad de fractura	52
Figura 15. Esquema UBI TM (Ultrasonic Borehole Imager) de Slb.	56
Figura 16. Ejemplo imagen acústica (UBI TM , Ultrasonic Borehole Imager) de Slb.....	57

Figura 17. FMI™ (Formation MicroImager) de Slb.....58

Figura 18. Ejemplo imagen adquirida con FMI™ (Formation MicroImager) de Slb59

Figura 19. Ejemplo imagen adquirida con la herramienta STAR de Baker.....61

Figura 20. Ejemplo registros de densidad, fotoeléctrico, porosidad neutrón y rayos gamma.....62

Figura 21. Esquema herramienta de densidad de cable (wireline)64

Figura 22. Porosidad a partir de la densidad aparente para varias densidades de matriz de formación y fluido poroso.....65

Figura 23. Esquema de la herramienta de densidad y porosidad neutrón LWD67

Figura 24. Gráfico cruzado de porosidad neutrón con densidad aparente67

Figura 25. Tipo de fluido usando el registro de porosidad neutrón y densidad68

Figura 26. Herramienta de registro porosidad neutrón68

Figura 27. Emisión, viaje y colisiones de un neutrón en una formación70

Figura 28. Potencia de ralentización del hidrógeno, oxígeno y silicio70

Figura 29. Nivel de energía de neutrones vs tiempo después de dejar la fuente70

Figura 30. Datos sínicos adquiridos en tiempo real versus modo memoria.....72

Figura 31. Esquema de ondas de compresión.....72

Figura 32. Sucesión del arribo de ondas a los receptores de la herramienta sínica74

Figura 33. Ondas sínicas en un pozo.....74

Figura 34. Registro sínico monopolar – reflexiones acústicas de pozo76

Figura 35. Ondas generadas por registro sínico dipolar.....77

Figura 36. Esquema medición de porosidad sínica.....79

Figura 37. Vugs (A) y Porosidad Fractura (B)81

Figura 38. Evolución de la población de neutrones térmicos producidos por un PNG85

Figura 39. Modelo saturación de agua87

Figura 40. Espectros inelásticos en un tanque de aceite y agua.88

Figura 41. Conjunto de espectros elementales inelásticos utilizados para extraer señales relativas de C/O89

Figura 42. Espectro de rayos gamma de captura medido en una formación de arenisca.....90

Figura 43. Ilustración teórica básica de resonancia magnética nuclear94

Figura 44. Distribución T₂.....95

Figura 45. Mapas D-T97

Figura 46. Ejemplo registro de resonancia magnética nuclear98

Figura 47. Configuraciones típicas herramienta MDT para pruebas de formación y muestreo..100

Figura 48. Perfil de presión vertical adquirido en un pozo nuevo100

Figura 49. (A) Esquema modulo probeta, (B) Ejemplo pretest y mediciones adquiridas..... 103

Figura 50. Esquema modulo doble empacador..... 104

Figura 51. Esquema del analizador óptico OFA..... 106

Figura 52. Interpretación de una prueba MiniDST 108

Figura 53. Secuencia de eventos en una prueba IPTT 109

Figura 54. Simulación prueba drawdown en fracturas discretas y sistema matriz-fractura..... 110

Figura 55. Aproximación de la realidad modelos 3D 112

Figura 56. Tipos de modelo de doble porosidad..... 114

Figura 57. Modelos de simulación de flujo de fluidos: DFN y doble porosidad 114

Figura 58. Flujo de trabajo para el modelamiento de fracturas en Petrel..... 115

Figura 59. Modelos de fractura explícitos: mallas estructuradas refinadas (superior) y mallas no estructuradas (inferior) 118

Figura 60. Yacimiento fracturado representado como un modelo de medios duales 119

Figura 61. Representación de roca yacimiento, vugs, y fracturas usando modelos de doble y triple porosidad. 120

Figura 62. Diferencia espesor de la fractura y espesor neto productivo 123

Figura 63. Simulación de perfil PLT en una ventana de sección de pozo en petrel 124

Figura 64. Relación entre los datos de fractura y propiedades de simulación..... 125

Figura 65. Mediciones y fuentes de información para caracterizar yacimientos fracturados 127

Figura 66. Metodología propuesta 128

Figura 67. Herramienta UBI..... 131

Figura 68. Ejemplo interpretación imagen de pozo adquirida con UBI 132

Figura 69. Integración registros de imágenes con registros sínicos..... 134

Figura 70. Tipos de formación derivados de las curvas de dispersión..... 138

Figura 71. Esquematización de la propagación de la onda Stoneley 139

Figura 72. Análisis de trenes de onda 140

Figura 73. Perfil radial monopolo, geometría de la herramienta y concepto 143

Figura 74. Flujo de trabajo FracAniso para identificar fracturas potencialmente productivas ... 144

Figura 75. Flujo de trabajo integración datos a huecos abierto, registros de imágenes y acústicos 145

Figura 76. Movilidad a partir de la caída de presión computada de pruebas de presión (pretest) 147

Figura 77. Prueba apretada durante inspección de presión inicial con MDT..... 148

Figura 78. Prueba de ensayo de presión (pretest) válida con probeta de área grande 149

Figura 79. Ejemplo secuencia de operación de muestreo de fluidos 150

Figura 80. Esquema de una prueba MiniDST 152

Figura 81. Prueba MiniDST – Periodo de restauración de presión (Build up) 153

Figura 82. Ejemplo calibración modelo petrofísico de permeabilidad con permeabilidad estimada MiniDST..... 154

Figura 83. Respuesta en la diferencia de presión y su derivada 155

Figura 84. Corredor de fractura (a) y prueba de presión con probador de formación (b)..... 156

Figura 85. Flujo de trabajo construcción modelo estático y dinámico a nivel de pozo 157

Figura 86. Flujo de trabajo para ajuste histórico y predicción 163

Figura 87. Ubicación domo Teapot..... 164

Figura 88. Columna estratigráfica campo Teapot Dome 166

Figura 89. Formación Tensleep 167

Figura 90. Formación Tensleep – Intensidad de fracturas a múltiples escalas..... 168

Figura 91. Fallas formación Tensleep 169

Figura 92. Ubicación del pozo 67-1 X-10 en el campo Teapot..... 170

Figura 93. Curvas de porosidad continua pozo 67-1 X-10..... 172

Figura 94. Registro de imagen FMI pozo 67-1-X-10 e interpretación de fracturas naturales..... 174

Figura 95. Ejemplo ilustrativo de zonas a seleccionar del perfil de alteración radial de cizalla y compresional..... 176

Figura 96. Ejemplo ilustrativo de zonas a seleccionar del perfil de alteración radial de cizalla y compresional..... 177

Figura 97. Gradiente de presión pozo 67-1-X-10 178

Figura 98. Respuesta de matriz (A) y respuesta de fractura (B) durante prueba MiniDST. 179

Figura 99. Permeabilidad de matriz y fractura pozo 67-1-X-10..... 180

Figura 100. Polígono con la ubicación del pozo 67-1-X-10 182

Figura 101. Curvas de porosidad continua pozo 67-1 X-10..... 182

Figura 102. Curvas de permeabilidad relativa para gas 184

Figura 103. Curvas de permeabilidad relativa para petróleo..... 184

Figura 104. Modelo de fluido – Características generales 185

Figura 105. Modelo de fluido – Características gas..... 186

Figura 106. Modelo de fluido – Características petróleo 186

Figura 107. Modelo de fluido – Características agua 187

Figura 108. Modelo de fluido – Características condiciones iniciales 187

Figura 109. Propiedades del modelo de fluido para petróleo 188

Figura 110. Propiedades del modelo de fluido para gas 188

Figura 111. Propiedades acuífero Carter Tracy..... 190

Figura 112. Conexión del acuífero con el modelo a nivel de pozo..... 190

Figura 113. Tipos de roca..... 191

Figura 114. Cálculo volumétrico del petróleo original en sitio. 192

Figura 115. Cálculo del petróleo original en sitio por inicialización por equilibrio. 192

Figura 116. Distribución inicial de fluidos (propiedad saturación de agua). 193

Figura 117. Intervalos por sensibilizar (superior e inferior)..... 194

Figura 118. Resultado curvas pozo tipo para caudal de petróleo. 196

Figura 119. Resultado curvas pozo tipo para caudal de agua..... 196

Figura 120. Ejemplo análisis de curvas de declinación realizado para pozos claves del campo. 197

Figura 121. Resultados de escenarios de producción evaluados para los diferentes intervalos. .198

Resumen

Título: Metodología para evaluar el potencial de yacimientos naturalmente fracturados integrando mediciones estáticas y dinámicas obtenidas con registros eléctricos y modelamiento numérico a nivel de pozo*

Autor: Marcela Caviedes Galindo**

Palabras clave: yacimientos naturalmente fracturados, metodología, potencial, modelamiento a nivel de pozo y simulación.

Descripción:

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados se consideran desafiantes debido a su complejidad y heterogeneidad causada por estructuras complejas con un sistema de fracturas naturales. En este trabajo se desarrolla una metodología para predecir de forma precisa el perfil de producción a nivel de pozo en este tipo de yacimientos. La metodología consiste en determinar la capacidad de almacenamiento mediante mediciones e interpretación de registros de imágenes, nucleares, acústicos y de pozo, determinar la capacidad de flujo mediante una caracterización avanzada de fracturas, comprender el impacto de la permeabilidad de las fracturas sobre pruebas de fluidos, y analizar el sistema de fracturas para mejorar la gestión del yacimiento y la productividad de hidrocarburos. Esta información se integra para definir un modelo estático y dinámico para realizar la simulación del perfil de producción del pozo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Olga Patricia Ortiz

Abstract

Title: Methodology to evaluate the potential of Naturally Fractured Reservoirs integrating static and dynamic measurements obtained with electrical well logs and numerical modelling at well level*

Author: Marcela Caviedes Galindo**

Keywords: Naturally Fractured Reservoirs, methodology, potential, single well modelling and simulation.

Description:

Naturally fractured reservoirs are considered extremely challenging due to their complexity and heterogeneity caused by complex structural with a system of natural fractures. In this work, a methodology is developed to accurately predict the production profile at well level in this type of reservoir. The methodology consists of determining storage capacity through measurements and interpretation of imaging, nuclear, acoustic, and well logs, determining flow capacity through advanced fracture characterization, understanding the impact of fracture permeability on fluid testing, and analyze the fracture system to improve reservoir management and hydrocarbon productivity. This information is integrated to define a static and dynamic model to simulate the production profile of the well.

* Master or graduate Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Olga Patricia Ortiz

Introducción

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) presentan desafíos únicos y especializados para la extracción de hidrocarburos. Son yacimientos que se consideran extremadamente desafiantes en términos de predicción de recuperación precisa debido a su complejidad y heterogeneidad. La mayoría de ellos contienen redes de fracturas complejas que se pueden conectar o aislar. Estas fracturas crean caminos complicados para el movimiento de fluidos que impactan la caracterización del yacimiento y, en última instancia, el rendimiento de la producción y la recuperación total.

Una caracterización deficiente de los YNF se ve reflejada en una menor producción en los pozos, frente al perfil de producción definido con los pozos tipos durante la fase de planeación del desarrollo del campo (FDP). Bajo el escenario en el cual los registros adquiridos en condiciones estáticas y dinámicas no son efectivos, existe una gran incertidumbre en definir si estas fracturas aportan o no a la producción del pozo. De igual forma, durante el proceso de caracterización dinámica, la realización de pruebas de pozo mediante el uso de probadores de formación es crucial para el éxito de la evaluación de este tipo de yacimientos, por ende, complicaciones que impidan adquirir datos, contribuirán a una pobre caracterización.

Entre los factores que generan las condiciones previamente mencionadas, se encuentran: interpretación errónea de la apertura o cierre del sistema de fracturas y de la conexión lateral de las mismas a través del yacimiento; diseño inadecuado del completamiento del pozo, conllevando a no obtener la producción esperada; deficiencia en la integración y análisis de los datos adquiridos durante la fase de registros estáticos para establecer la mejor estrategia con probadores de formación; y la ausencia de una estrategia de registros adecuada en función de las condiciones del

yacimiento, esto incluye la selección de las herramientas adecuadas y la estrategia de adquisición e interpretación de registros.

Los inconvenientes mencionados pueden conllevar a una sobre o subestimación de volúmenes recuperables, debido a la asunción errónea de contribución de las fracturas para el cálculo del petróleo original en sitio, (OOIP, Original Oil in Place por sus siglas en inglés). En ese orden de ideas, en la fase de producción se pueden presentar perfiles menores para los pozos y, por ende, factores de recobro inferiores a los esperados. Adicionalmente, un pobre entendimiento del yacimiento generará sobrecostos en todas las fases de desarrollo de este, tales como: caracterización, completamiento y producción.

La metodología aquí propuesta es una herramienta adicional que permite realizar con mayor precisión la estimación del perfil de producción de un pozo en un yacimiento naturalmente fracturado.

Objetivos

Objetivo general

Desarrollar una metodología que permita evaluar el potencial de yacimientos naturalmente fracturados integrando mediciones estáticas y dinámicas adquiridas con registros eléctricos, pruebas de presión, y modelamiento numérico a nivel de pozo.

Objetivos específicos

Describir las propiedades petrofísicas y características físicas de los sistemas de fracturas, haciendo uso de la literatura, para entender su impacto en la productividad de pozo.

Explicar las mediciones estáticas (geológicas y de yacimientos) y dinámicas (flujo de fluidos) detallando su adquisición mediante registros eléctricos determinando la capacidad de almacenamiento y flujo de yacimientos naturalmente fracturados.

Detallar la estimación del potencial de yacimientos naturalmente fracturados a través de modelo dinámico a nivel de pozo reduciendo la incertidumbre del perfil de producción.

Proponer una metodología para evaluar el potencial de yacimientos naturalmente fracturados tomando como base registros eléctricos y pruebas de presión caracterizando la formación en la vecindad del pozo y su posterior simulación.

Validar la metodología propuesta con un caso de estudio publicado y aplicarla a un pozo en un yacimiento naturalmente fracturado donde la estimación de su potencial de producción es inferior al planeado.

Metodología

Tanto el enfoque cuantitativo como el cualitativo, utilizan procesos rigurosos y sistemáticos para la producción de conocimiento. Hernández, Fernández y Baptista (2014,10), afirman que “El enfoque cualitativo busca principalmente la dispersión o expansión de los datos e información, mientras que el enfoque cuantitativo pretende acotar intencionalmente la información (medir con precisión las variables del estudio)”. El estudio cuantitativo se basa en investigaciones previas, mientras que el cualitativo se fundamenta primordialmente en sí mismo.

Tomando como referencia las afirmaciones mencionadas, para el desarrollo del presente trabajo de aplicación se asumió un enfoque cualitativo, dado que la meta de la investigación es describir, comprender e interpretar fenómenos en el sistema roca fluido de yacimientos naturalmente fracturados para establecer una metodología que permita calcular su potencial de producción. La teoría como marco de referencia orienta la realidad en aspectos analizados en torno a las propiedades petrofísicas del yacimiento y características de las fracturas. La finalidad del análisis de los datos es describir variables y explicar cambios en términos de potencial de los pozos. El análisis de datos varía de acuerdo con el modo en que han sido recolectados los datos es simultáneo a la recolección de la información y hace uso moderado de la estadística. La presentación de resultados numéricos se realiza a través de tablas, figuras y modelos.

Las fases metodológicas empleadas en la elaboración de la tesis se dividen en 5, y cada una de ellas corresponden a los capítulos siguientes de este documento, en su respectivo orden.

Fase 1

Descripción de propiedades petrofísicas y características físicas de los sistemas de fracturas:

- ✓ Definir los yacimientos naturalmente fracturados.
- ✓ Describir porosidad total y efectiva del sistema matriz fractura.
- ✓ Explicar la permeabilidad del sistema matriz fractura.
- ✓ Detallar modelo de saturación de agua.
- ✓ Describir la orientación y distribución espacial de fracturas en el yacimiento.
- ✓ Explicar la distribución de la densidad de fracturas.
- ✓ Relacionar indicadores de fracturas indirectos y validación.

Fase 2

Explicación de las mediciones estáticas y dinámicas:

- ✓ Relacionar las fracturas y características geológicas.
- ✓ Explicar principio de medición y las características de fracturas estimadas mediante registros de imágenes de pozo.
- ✓ Describir principio de medición y propiedades estimadas con registro densidad-neutrón.
- ✓ Describir principio de medición y propiedades estimadas con registros sínicos.
- ✓ Explicar principio de medición y propiedades estimadas con registros de neutrones pulsados y espectroscopía.

- ✓ Detallar principio de medición y propiedades estimadas con registro de resonancia magnética nuclear.
- ✓ Explicar principio de medición y propiedades estimadas con probadores dinámicos de formación.

Fase 3

Detalle del modelo dinámico para estimación de potencial:

- ✓ Describir consideraciones del modelo estático.
- ✓ Explicar la clasificación de los tipos de yacimientos naturalmente fracturados.
- ✓ Definir el tipo de modelo de simulación de yacimientos.
- ✓ Describir las consideraciones del modelo dinámico.
- ✓ Detallar el ajuste histórico y el escenario de predicción.

Fase 4

- ✓ Determinar la capacidad de almacenamiento del sistema matriz fractura.
- ✓ Identificar las fracturas.
- ✓ Caracterizar las fracturas.
- ✓ Estimar el perfil de alteración radial del pozo.
- ✓ Estimar el perfil de presiones y muestreo de fluidos.
- ✓ Seleccionar los intervalos a probar.

- ✓ Estimar la permeabilidad mediante pruebas MiniDST.
- ✓ Determinar la capacidad de flujo.
- ✓ Construir el modelo estático de pozo.
- ✓ Construir el modelo dinámico de pozo.

Fase 5

Validación y aplicación de la metodología propuesta:

- ✓ Seleccionar un caso de estudio publicado.
- ✓ Validar la metodología propuesta con el caso de estudio seleccionado.
- ✓ Aplicar la metodología a un pozo donde la estimación de su potencial de producción es inferior al planeado.

1. Propiedades petrofísicas y características físicas de los sistemas de fracturas

1.1 Yacimientos naturalmente fracturados (YNF)

Las fracturas son las características estructurales visibles más importantes en la corteza superior de la tierra. Es probable que la mayoría de los yacimientos tengan en cierta proporción fracturas naturales. Sin embargo, el desafío en la evaluación radica en determinar si la cantidad y extensión de estas fracturas son suficientes para impactar el yacimiento.

Aguilera (1980) afirma:

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fracturas creadas por la madre naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. Las fracturas abiertas no cementadas o parcialmente mineralizadas pueden tener, por ejemplo, un efecto positivo en flujo de aceite, pero un efecto negativo en el flujo de agua o gas debido a los efectos de conificación. Las fracturas naturales totalmente mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad para todo tipo de flujo. Esto, a su vez, podría generar pequeños compartimentos dentro del yacimiento que pueden conducir a recuperaciones antieconómicas o marginales.

Los YNF han sido clasificados según la contribución relativa de la matriz y las fracturas a la producción total de fluidos. El esquema de clasificación propuesto por Nelson (2001), se puede observar en la Figura 1, y su explicación a continuación.

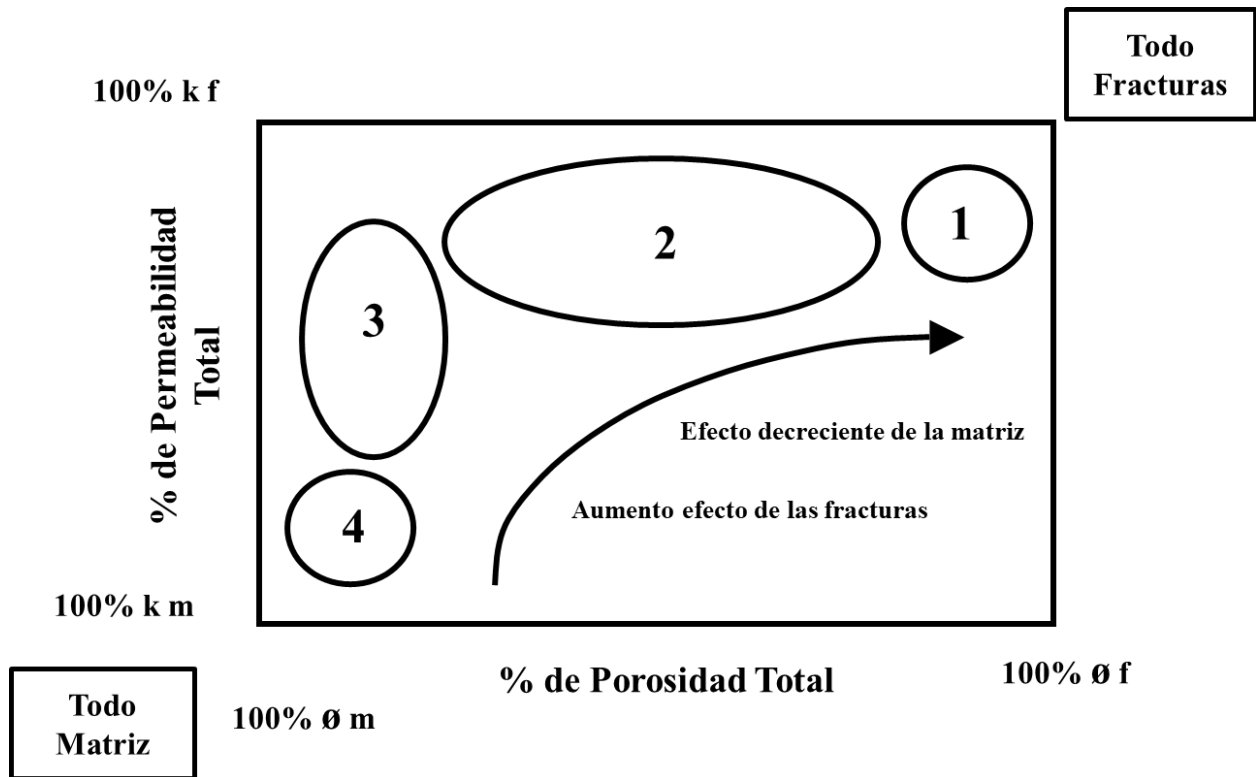


Figura 1. Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados

Nota. Tomado de Nelson (2001)

Tipo 1: las fracturas proporcionan la porosidad y la permeabilidad esenciales del yacimiento.

Tipo 2: las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial del yacimiento.

Tipo 3: las fracturas contribuyen a la permeabilidad en un yacimiento ya producible.

Tipo 4: las fracturas no proporcionan porosidad o permeabilidad adicionales, pero crean una anisotropía significativa (barreras) en el yacimiento.

En el yacimiento tipo 1 es primordial determinar la porosidad o el volumen de fractura alcanzable por pozo. Estas propiedades permitirán evaluar las reservas totales que se pueden

obtener por pozo y así predecir si las tasas de flujo inicialmente altas se mantendrán o disminuirán rápidamente con el tiempo. En estas estimaciones, el ancho de fractura y espaciamiento de fractura son críticos.

En los yacimientos tipo 2 y 3 los cálculos precisos de porosidad son menos importantes dado que el sistema de fractura proporciona solo permeabilidad: la matriz proporciona cualquier porosidad o volumen de almacenamiento significativo. El volumen de poro de la matriz (generalmente varias órdenes de magnitud mayor que el volumen de la fractura) eclipsa tanto el volumen de la fractura, que no es importante realizar un cálculo preciso y temprano de la porosidad de la fractura. Sin embargo, el conocimiento temprano de la interacción sistema matriz-fractura es importante para determinar si la porosidad de la matriz puede ser drenada por el sistema de fractura.

Nelson (2001) refiere que los primeros 3 tipos de YNF tienen algunos atributos positivos del yacimiento inherentes debido al sistema de fractura. La Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3 destacan algunos de estos atributos por tipo de yacimiento.

Tabla 1.

Lista de atributos de yacimiento positivos en YNF Tipo 1

Las fracturas proporcionan la porosidad y la permeabilidad esenciales del yacimiento	
1	Las áreas de drenaje por pozo son grandes
2	Se necesitan pocos pozos para el desarrollo (in-fill solo para aceleración de tasa)
3	Buena correlación entre la tasa de los pozos y el yacimiento
4	Los mejores pozos son a menudo temprano
5	Potenciales iniciales generalmente altos (Índices de productividad, IPs)
6	Pueden producir de rocas de calidad no estándar y no yacimiento

Nota. Información tomada de Nelson (2001)

Tabla 2.

Lista de atributos de yacimiento positivos en YNF Tipo 2

Las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial del yacimiento	
1	Puede desarrollar rocas de baja permeabilidad
2	Tasas de pozo a menudo más altas que las anticipadas
3	Carga de hidrocarburos a menudo facilitada por fracturas
Nota. Información tomada de Nelson (2001)	

Tabla 3.

Lista de atributos de yacimiento positivos en YNF Tipo 3

Las fracturas contribuyen a la permeabilidad en un yacimiento ya producible	
1	Reservas dominadas por las propiedades de la matriz
2	Distribución de reservas bastante homogéneas
3	Altas tasas de pozo sostenidas
4	Buena continuidad del yacimiento
Nota. Información tomada de Nelson (2001)	

De igual forma, utilizando esta clasificación se pueden predecir posibles problemas de evaluación y producción por tipo de yacimiento (Tabla 4 , Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7). En general, los problemas asociados al yacimiento Tipo 1 giran en torno a la delimitación de la intensidad y extensión del sistema de fracturas, así como al volumen del yacimiento. Por otro lado, los asociados al tipo 2 implican conocimiento de la interacción de la matriz y la fractura y los patrones de desarrollo óptimo. Finalmente, los problemas del yacimiento tipo 3 se relacionan con la falta de reconocimiento del sistema de fracturas.

Tabla 4.

Lista de problemas asociados a YNF Tipo 1

Las fracturas proporcionan la porosidad y la permeabilidad esenciales del yacimiento

- 1 Frecuentemente, curva de declinación rápida
- 2 Posible invasión temprana de agua
- 3 El tamaño y la forma del área de drenaje son difíciles de determinar
- 4 Cálculos de reservas difíciles de restringir
- 5 Muchos pozos de desarrollo agregan tasa, pero no reservas adicionales

Nota. Información tomada de Nelson (2001)

Tabla 5.

Lista de problemas asociados a YNF Tipo 2

Las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial del yacimiento

- 1 Comunicación deficiente entre la porosidad de la matriz y la fractura conduce a una recuperación deficiente de la matriz y una recuperación secundaria desastrosa.
- 2 Posible invasión temprana de agua (las tasas de producción necesitan ser controladas)
- 3 Intensidad de fractura y buzamiento crítico
- 4 El patrón de desarrollo debe adaptarse al yacimiento
- 5 Factor de recuperación difícil de determinar y bastante variable
- 6 Puede ocurrir cierre de fracturas en yacimientos sobre presionados

Nota. Información tomada de Nelson (2001)

Tabla 6.

Lista de problemas asociados a YNF Tipo 3

Las fracturas contribuyen a la permeabilidad en un yacimiento ya producible

- 1 Permeabilidad altamente anisotrópica
- 2 Respuesta a menudo inusual en la recuperación secundaria
- 3 Áreas de drenaje a menudo muy elípticas
- 4 Yacimientos a menudo interconectados
- 5 La correlación entre el análisis de registro/núcleo y la prueba de pozo/desempeño a menudo es deficiente

Nota. Información tomada de Nelson (2001)

Tabla 7.*Lista de problemas asociados a YNF Tipo 4*

Las fracturas crean barreras de flujo	
1	Compartimentalización del yacimiento
2	Pozos tienen un rendimiento inferior al de las capacidades de la matriz
4	Factor de recuperación altamente variable en todo el campo La correlación entre el análisis de registro/núcleo y la prueba de pozo/desempeño a
5	menudo es deficiente

Nota. Información tomada de Nelson (2001)

1.2 Porosidad total y efectiva del sistema matriz-fractura

La porosidad se clasifica en porosidad primaria y secundaria.

1.2.1 Porosidad primaria.

La porosidad primaria se establece cuando el sedimento se deposita por primera vez, por lo cual es una característica original de la roca. Muchos factores afectan el valor de la porosidad, entre ellos: la distribución, cementación y el grado de interconexión. Por lo tanto, por definición la porosidad total hace referencia a la relación entre los espacios vacíos de la porosidad primaria total y el volumen aparente de la roca. Por otro lado, la porosidad efectiva se refiere a la relación entre el espacio poroso interconectado y el volumen aparente de la roca (Aguilera 1980).

1.2.1 Porosidad secundaria.

Conocida como porosidad inducida. Aguilera (1980) la define como el resultado de procesos geológicos después de la depositación de roca sedimentaria y no tiene relación directa con la forma de las partículas sedimentarias. La mayoría de los yacimientos con porosidad secundaria son

calizas o dolomitas. Sin embargo, los YNF se encuentran a veces en otros tipos de litologías que incluyen areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas metamórficas y vetas de carbón. En general, esta porosidad es debida a la solución, recristalización, dolomitización y fracturas.

Dado que la porosidad es igual al espacio vacío dividido por el volumen aparente, la porosidad de fractura se puede ligar a propiedades en un solo punto o a propiedades aparentes totales. Como tal, la porosidad de fractura depende en gran medida de la escala.

La porosidad de fractura (ϕ_1), ligada a las propiedades en un solo punto, es igual al espacio vacío dentro de las fracturas dividido por el volumen total de la fractura. Como tal, la porosidad es un numero grande, a veces cercano a 100%.

La porosidad de la fractura (ϕ_2), ligada a las propiedades aparentes, es igual al espacio vacío dentro de las fracturas dividido por el volumen aparente total. Como tal, suele ser un número pequeño, en muchos casos inferior al 1%. Esta porosidad es altamente dependiente de la escala. Por ejemplo, si se perfora 1ft, el valor de la (ϕ_2) en ese lugar en particular dentro de ese solo pie es 100%. Sin embargo, el valor de la de la (ϕ_2) para todo el yacimiento puede ser inferior al 1%. La Figura 2 muestra redes de fracturas típicas consideradas por Reiss (1980), donde las flechas indican la posible dirección de flujo.

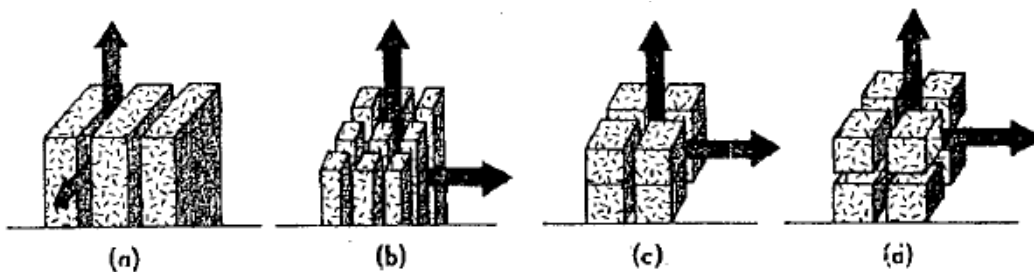


Figura 2. Redes de fracturas típicas

Nota. Tomado de Reiss (1980)

Aguilera (1980). En el desarrollo de YNF usualmente se hacen 2 asunciones, la primera de ellas que las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento despreciable y que son solo canales de alta permeabilidad que permiten el flujo de fluidos; la segunda, que la matriz tiene una capacidad de almacenamiento importante, pero muy baja permeabilidad. La primera asunción ha generado graves problemas en el desarrollo de YNF. De hecho, muchos yacimientos que producen a altas tasas iniciales declinan drásticamente después de un corto periodo de tiempo. Esto ocurre porque el aceite producible ha sido almacenado en el sistema de fractura. Por lo tanto, es importante estimar el aceite en sitio (OOIP) con exactitud razonable dentro del sistema de fractura.

La segunda asunción debe ser considerada cuidadosamente. Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, entonces el escape de petróleo desde la matriz hacia las fracturas puede ser muy lento y solo se producirá el petróleo que originalmente se encuentra dentro de las fracturas en un periodo de tiempo considerable. Si la matriz tiene una permeabilidad razonable, entonces la capacidad de almacenamiento de la matriz se vuelve de suma importancia.

Otros parámetros que impactan en qué tan rápido el aceite se mueve desde la matriz hacia las fracturas incluyen la porosidad de la matriz, la compresibilidad total de la matriz, el espaciado de la fractura o distancia entre fracturas y la viscosidad del aceite. Debido a su baja viscosidad, el movimiento del gas desde la matriz hacia las fracturas es más rápido que el del aceite.

La capacidad de almacenamiento de un YNF varía extensamente, depende del grado de fractura en la formación y el valor de la porosidad primaria. Entre mayor sea la porosidad primaria, mayores son las posibilidades de éxito de un YNF.

La Figura 3 muestra bocetos esquemáticos de la distribución de la porosidad en rocas con yacimientos fracturados. La capacidad de almacenamiento en la porosidad de la matriz de la

(Figura 3-A) es grande comparada con la capacidad de almacenamiento en las fracturas. Si la matriz tiene alguna permeabilidad como para permitir el flujo dentro del pozo, los yacimientos tipo A pueden ser considerados equivalentes a lo que Nelson (2001) ha clasificado como yacimientos donde las fracturas contribuyen a la permeabilidad en un yacimiento ya producible.

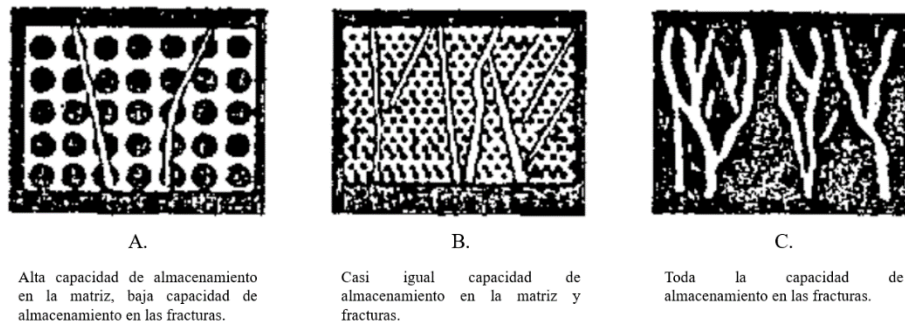


Figura 3. Distribución de la porosidad en rocas con yacimientos fracturados

Nota. Tomado de Aguilera (1980), McNaughton & Garb (1975)

Aguilera (1980). Es conocido que algunos de los yacimientos llamados convencionales de alta porosidad pueden ser naturalmente fracturados, y caerían dentro de la clasificación A en la Figura 3. Esto se descubrió accidentalmente en algunos yacimientos de areniscas con buena correlación pozo a pozo cuando ha ocurrido un avance de agua casi instantáneo después del inicio de un proyecto de inyección de agua. La (Figura 3-B) muestra un esquema de la roca con aproximadamente la misma capacidad de almacenamiento en la fractura y porosidad de la matriz. En este caso, la matriz tiene porosidades bastante bajas y las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial.

Los yacimientos tipo B (Figura 3-B) han sido subdivididos en BI y BII basados en las características del sistema matriz. Si la matriz tiene una porosidad baja pero efectiva, si muestra permeabilidad al aceite o gas, si las presiones capilares sugieren buena geometría de poro, entonces

la matriz contribuirá efectivamente a la capacidad de almacenamiento del yacimiento. El tipo BI es una combinación ideal de porosidades y permeabilidades las cuales facilitan la producción. La Figura 4 (Figura 4-A) muestra bocetos esquemáticos de la permeabilidad relativa y curvas de presión capilar para yacimientos tipo BI, donde los subíndices o, w, m y f son para aceite, agua, matriz y fracturas respectivamente. Las curvas de permeabilidad relativa para las fracturas son mostradas como líneas rectas con ángulos de 45 grados. Esto asume que el sistema fractura es aproximadamente equivalente a un paquete de tubos, donde la saturación de agua irreducible y saturación de aceite residual son equivalentes a cero. La curva de permeabilidad relativa de la matriz indica una saturación de agua irreducible cerca de 30% y una saturación de aceite residual de 20%. Las curvas de presión capilar sugieren que la matriz por si sola es una buena roca yacimiento y que la saturación de aceite dentro de las fracturas es cercana al 100%.

La Figura 4-B muestra bocetos esquemáticos de la permeabilidad relativa y presión capilar para los yacimientos tipo BII. En este caso el sistema matriz no es una buena roca yacimiento como se muestra en la curva de presión capilar, incluso si hay algo de porosidad en la matriz. Consecuentemente, las fracturas tienen solo una fracción de la porosidad total, pero ellas tienen cerca al 100% de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo.

La interpretación de registros convencionales en este tipo de rocas conlleva a altos valores de saturación de agua debido a la gran cantidad de agua en la matriz. Esto es peligroso, porque según los cortes de saturación de agua convencionales, los intervalos de fracturas potenciales de hidrocarburos podrían pasarse por alto. Para prevenir este problema, es mejor recurrir a métodos especializados que permitan el cálculo de fractura, matriz y saturación total de agua utilizando valores no convencionales de los parámetros petrofísicos m y n.

La Figura 3-C muestra el esquemático de una roca donde la porosidad de la matriz es cero y toda la capacidad de almacenamiento es debido a las fracturas. En este caso, las fracturas proporcionan la porosidad y permeabilidad esencial. Yacimientos de este tipo son generalmente caracterizados por altas tasas de producción inicialmente que declinan a límites no económicos en cortos periodos de tiempo.

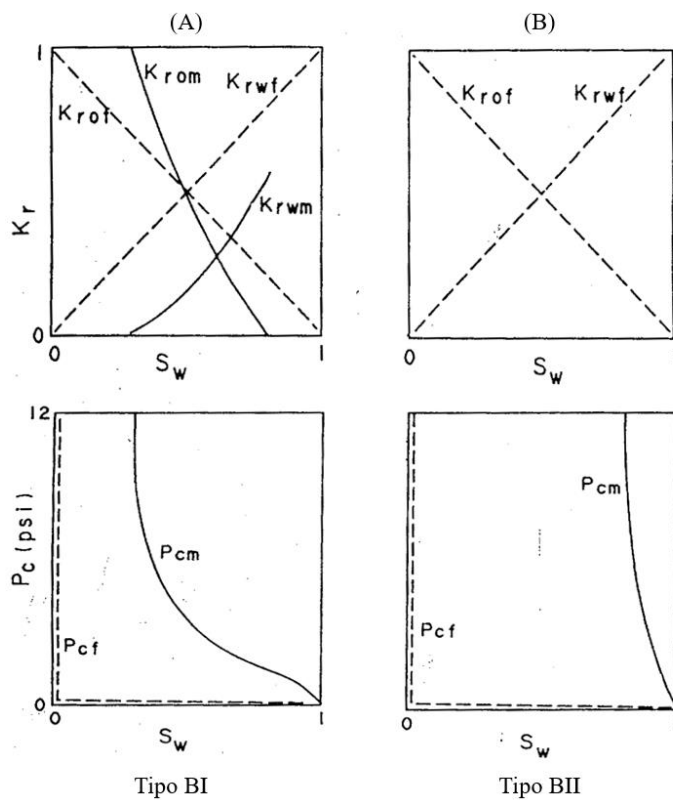


Figura 4. Permeabilidad relativa (K_r) y curvas de presión capilar (P_c), porosidades tipo BI y BII.

Nota. Tomado de Aguilera (1980)

En resumen, probablemente hay suficiente evidencia para desterrar la suposición generalizada que la capacidad de almacenamiento de un sistema de fracturas es despreciable comparado con la capacidad de almacenamiento de la matriz.

1.3 Permeabilidad del sistema matriz-fractura

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La primaria se refiere a la permeabilidad de la matriz y la secundaria puede ser por fracturas o vugs en solución.

1.3.1 Permeabilidad de la matriz. Aguilera (1980) indica que se puede evaluar usando la ley de Darcy, ecuación 1, la cual aplica bajo las siguientes condiciones: flujo en estado estable, flujo lineal y horizontal, flujo laminar, condiciones isotérmicas, viscosidad constante, y espacio poroso saturado 100% con el fluido que fluye. La ley de Darcy expresada en unidades de campo se puede observar a continuación.

$$q = \frac{0.001127KA\Delta P}{\mu L}$$

Donde:

q = tasa de flujo, b/d

k = permeabilidad, md

A= área, ft²

ΔP = diferencial de presión, psi

μ= viscosidad, cp

L= distancia, ft

1.3.2 Permeabilidad de la fractura. Aguilera (180) indica que la presencia de fracturas abiertas no cementadas aumenta en gran medida la permeabilidad de una roca. Es posible estimar la permeabilidad de la fractura y tasas de flujo a través de fracturas abiertas. Si se tiene una fractura con un ancho igual a w_o y una longitud igual a L , y una extensión lateral de fractura igual a h , el área de la sección transversal abierta a flujo es igual $w_o h$. La fuerza impulsora en la fractura es el diferencial de presión $(p_1 - p_2)$ actuando en el área wh . Las fuerzas viscosas se definen como:

$$F = \mu A \frac{dv}{dw}$$

Donde A es el área igual a hL . Si el líquido no acelera, la fuerza impulsora más la fuerza viscosa debe ser igual a cero, o:

$$(p_1 - p_2)wh + \mu hL \frac{dv}{dw} = 0$$

Después de un tratamiento matemático de la anterior asunción y combinándola con la ecuación de Darcy, se obtiene la relación para la permeabilidad de la fractura ligada a las propiedades en un solo punto (k_f) como se describe a continuación:

$$K_f = \frac{w_o^2 A (p_1 - p_2)}{12 \mu L} \times \frac{\mu L}{9.86 \times 10^{-9} A (p_1 - p_2)}$$

y,

$$K_f = 8.35 \times 10^6 w_o^2 \text{ darcys, si la unidad de } w_o \text{ son centímetros}$$

$$K_f = 54 \times 10^6 w_o^2 \text{ darcys, si la unidad de } w_o \text{ son pulgadas}$$

El uso de las ecuaciones anteriormente descritas es para determinar la permeabilidad paralela a la dirección de las fracturas. La permeabilidad promedio perpendicular a la dirección de las fracturas, será aproximadamente igual a la permeabilidad de la matriz si la fractura no tiene ningún mineral secundario. La permeabilidad K_f previamente mencionada está ligada a las propiedades en un solo punto. Puede ser extendida a la permeabilidad de la fractura (K_2) ligada a las propiedades aparentes del sistema para un conjunto de fracturas paralelas mediante el uso de la siguiente ecuación, donde D es la distancia entre fracturas:

$$K_2 = \frac{K_f w_o}{D}$$

1.4 Modelo de saturación de agua

La información aquí presentada corresponde a una revisión de la literatura disponible, dado que no es objetivo de la metodología realizar cálculos de saturación de agua.

Exponente de porosidad. El exponente (m) de un sistema matriz-fractura es más pequeño que el exponente de porosidad (m_b) de la matriz si la fractura no está abierta (healed). Teóricamente se puede demostrar que el valor de m para una fractura es igual a 1.0. Aguilera (1980) indica que en su experiencia los yacimientos naturalmente fracturados se caracterizan por valores de m que son más pequeños que lo usual. Cuanto mayor sea el grado de fracturamiento natural, menor será el valor de m del sistema compuesto. Boyeldieu y Winchester (1982) han citado una evaluación estadística que sugiere valores de m para las fracturas (m_f) del orden de 1.3 y llegando hasta 1.5.

Exponente de saturación de agua (n). En la evaluación de formaciones con registros, n se supone muchas veces aproximadamente igual a 2.0 en sistemas mojados por agua. Sin embargo, esta asunción puede conllevar a valores pesimistas de la saturación de agua total en yacimientos naturalmente fracturados. Aguilera (1980) indica que en su experiencia se pueden obtener valores más razonables de saturación de agua (S_w) suponiendo que m es igual a n . Esto implica que los valores de n deben ser menores que los usuales para yacimientos naturalmente fracturados. Esta implicación es razonable si se asume que el sistema fracturado puede asumirse al equivalente a un conjunto de tubos, como es sugerido por Hilchie y Pirson (1961). De hecho, Fatt (1956) muestra que, para un simple conjunto de tubos, un gráfico log-log de índice de resistividad (I) versus S_w resulta en una línea recta con pendiente (n) igual a -1, Figura 5. En consecuencia, para una fractura la igualdad $m=n=1.0$ parece mantenerse, y es razonable especular que, como en el caso del exponente de porosidad, el exponente de saturación de agua puede variar entre 1 y el valor n de la matriz dependiente del grado de fractura. Esto refuerza la suposición de que m es igual a n , especialmente cuando el análisis de laboratorio indica que, en núcleos no fracturados, el exponente de porosidad de la matriz (m_b) es aproximadamente igual al exponente de saturación de agua de la matriz (n_b).

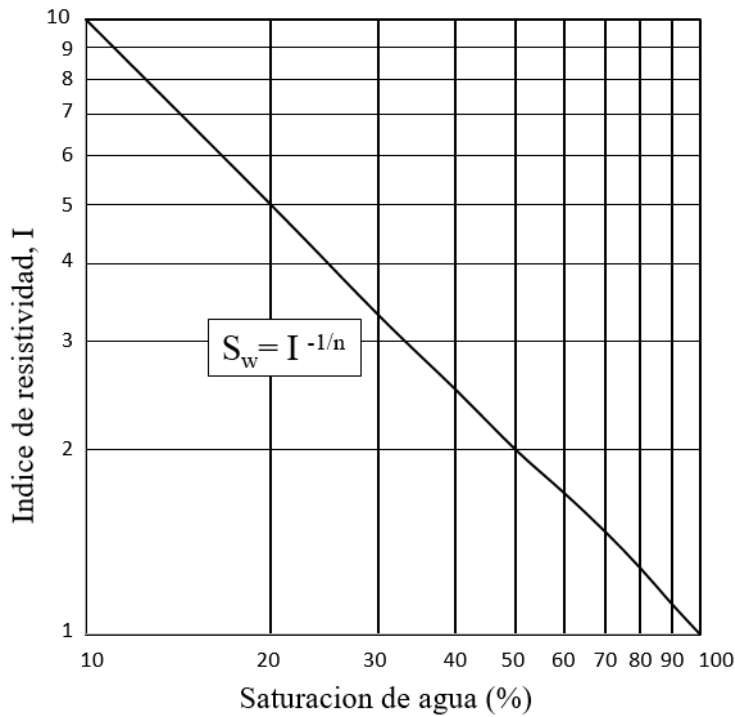


Figura 5. Índice de resistividad versus saturación de agua para un conjunto de tubos

Nota. Tomado de Aguilera (1980)

Estimación de saturación de agua en matriz y fractura. Aguilera (1980), presenta el siguiente procedimiento para estimar la saturación de agua que no es exacto ni perfecto, pero en su experiencia proporciona ordenes de magnitud razonables.

1. Medir cuidadosamente el corte de agua inicial. Asegurarse que sea agua de formación, no agua perdida durante las operaciones de perforación.
2. Determinar las viscosidades de agua y aceite (μ_o y μ_w) y el factor volumétrico de formación del aceite (B_{oi}) a condiciones de yacimiento.

3. Calcular la saturación de agua de la fractura (S_{wf}) con la siguiente ecuación, donde WOR=relación agua aceite.

$$S_{wf} = \frac{\mu_w WOR}{B_o \mu_o + \mu_w WOR}$$

4. Calcular la saturación de agua en la matriz (S_{wm}) con la siguiente ecuación:

$$S_{wm} = \frac{S_w - v S_{wf}}{(1 - v)}$$

Donde S_{wm} es la saturación de agua de la matriz ligada a las propiedades aparentes del sistema compuesto matriz-fractura, S_w es la saturación de agua promedio del sistema compuesto determinado, por ejemplo, de un gráfico Pickett, y v es el coeficiente de partición. La saturación de agua ligada a las propiedades aparentes de la matriz (S_{wb}) está dada por:

$$S_{wb} = \frac{S_w - v S_{wf}}{(1 - v)(1 - v\phi)}$$

Donde ϕ es la porosidad total. S_{wb} se debe comparar con las saturaciones de agua de presiones capilares conducidas en núcleos no fracturados. Si el corte de agua inicial es cero, es razonable especular que la saturación de agua en la fractura es cero. Por el contrario, la saturación de aceite es 100%. Este es usualmente el caso arriba del contacto agua aceite.

1.5 Indicadores de fracturas indirectos y validación

Wayne Narr (2006). Los registros de núcleos e imágenes proporcionan los datos más precisos y detallados sobre la ocurrencia y la geometría de las fracturas, pero a menudo los datos más importantes para la gestión de yacimientos provienen de otras fuentes. Cuando se combinan los datos de las fracturas observadas con información dinámica de otras fuentes, el conocimiento del sistema de fractura acoplado dinámicamente aumenta significativamente. Se pueden plantear 2 preguntas respecto a las fracturas vistas en los registros de imágenes (Beur y Trice 2004): la fractura está abierta?, y la fractura está conectada a una red extensa, hidráulicamente conductora?.

La primera pregunta es relativamente fácil de responder; la respuesta a la segunda generalmente conlleva alto grado de incertidumbre. Las fracturas de interés son las “fracturas efectivas”, que pueden transportar fluido en cantidad suficiente para afectar significativamente el flujo hacia un pozo o dentro de un yacimiento. Las siguientes herramientas ayudan a formar una base para identificar fracturas efectivas a partir de la información del pozo.

Registro de la onda Stoneley. Los datos sínicos de onda completa de una herramienta operada con cable se pueden procesar para obtener la respuesta de reflectividad de onda de Stoneley (o tubo) que tiene una atenuación de amplitud que se relaciona con la apertura de fracturas abiertas (Hornby et al. 1989; Luthi y Souhaite 1990). Dado que está sujeta a falsos positivos en vugs y zonas lavadas, se recomienda usar junto con un registro de imagen o núcleo (Figura 6). Esta figura es un registro de imagen de pozo mostrando un complejo arreglo de fracturas. Otros registros (pista derecha) indican que varias fracturas están abiertas y son efectivas.

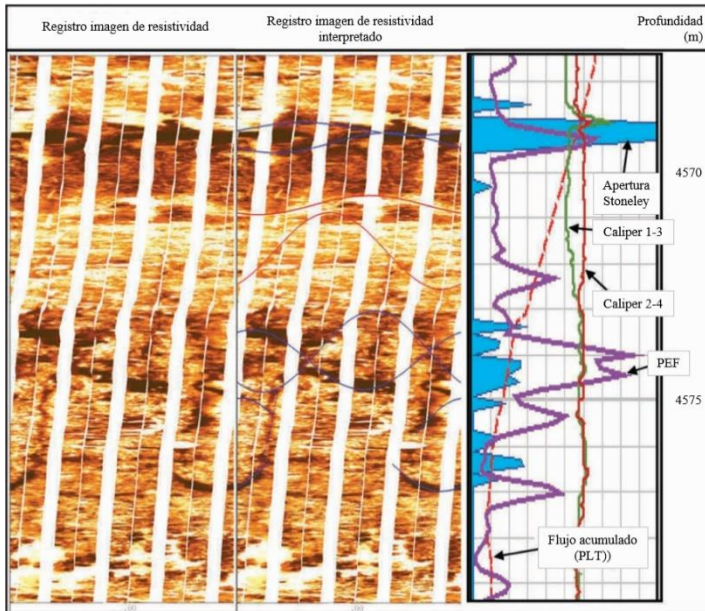


Figura 6. Yacimiento de caliza del pozo T-463, campo Tengiz, Republica de Kazajstán.

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

Registro de efecto fotoeléctrico (PEF). Este registro mide la respuesta fotoeléctrica de los electrones de retrodispersión. Se puede utilizar para reconocer fracturas abiertas en presencia de lodo de barita. Si una fractura está abierta y rellena con lodo de barita, el PEF puede aumentar, mostrando claramente que la fractura está abierta. No se puede determinar extensión de la fractura. La respuesta del PEF es útil en presencia de lodo a base aceite, en el que las fracturas abiertas no pueden identificarse solo a partir de un registro de imágenes de resistividad. Los picos de PEF ocurren en presencia de cavidades y rugosidad del pozo, por lo que el registro PEF se usa mejor solo como confirmación de fracturas identificadas con otros métodos (Figura 6), Wayne Narr (2006).

Registros de porosidad (Sónico o densidad). La porosidad de la fractura en todo el yacimiento suele ser muy baja ($<0.1\%$), pero puede aumentar más cuando las fracturas son adyacentes a la pared del pozo, especialmente si las fracturas tienen aberturas grandes. Los registros de porosidad se utilizan mejor como complemento de otras herramientas, especialmente registros de imágenes, para reconocer fracturas abiertas. Por lo general, no se debe confiar en ellos para determinar la porosidad de la fractura, Wayne Narr (2006).

Herramienta de registros de producción (PLT). Wayne Narr (2006) indica que los registros de producción que se adquieren mientras el pozo está fluyendo le permiten al intérprete identificar positivamente qué fracturas contribuyen al flujo hacia el pozo, así como también la cantidad de fluido que transporta cada fractura, y, por ende, si se extiende una cantidad considerable hacia el interior del yacimiento. Estos registros generalmente tienen dos funciones: como medidor de flujo y como monitor de temperatura. El medidor de flujo muestra un aumento de flujo hacia el pozo a medida que pasa por una fractura que fluye (Figura 6), este a menudo es insensible al punto de entrada exacto del flujo en el pozo. El registro de temperatura muestra donde ingresan los fluidos al pozo en función de su efecto de calentamiento o enfriamiento. En caso de yacimientos de gas el enfriamiento asociado con la expansión del gas en el pozo de menor presión reduce la temperatura local en el punto de entrada.

Pérdidas de circulación. El lodo de perforación puede moverse hacia las fracturas encontradas durante la perforación, a veces drenando rápidamente la mayor parte del fluido en el espacio anular, con resultados desastrosos. Los YNF pueden presentar un delicado equilibrio para los

perforadores; sin embargo, los datos sobre las pérdidas de circulación pueden ayudar en el reconocimiento de fracturas efectivas. El lodo puede obstruir fracturas y afectar negativamente las superficies de fractura, causado graves daños al yacimiento, revertir este daño no es posible, por lo que, a pesar de su utilidad como indicador de fracturas efectivas, no se debe alentar la pérdida de circulación. De hecho, en muchos YNF se prefiere la perforación bajo balance para evitar la pérdida de fluidos en las fracturas.

Muestras de gas en registros de lodo. Los aumentos abruptos en muestras de gas, picos o patadas en el lodo durante la perforación, especialmente si ellos corresponden con una fractura conocida o un intervalo de baja calidad de la matriz, pueden indicar una fractura efectiva.

Indicaciones mecánicas de fracturas. Los registros caliper pueden mostrarse cortos (altura <0.5m), picos abruptos causados cuando una pared de fractura se rompe durante la perforación. La pared del pozo puede fallar en varias direcciones dependiendo de la geometría de la fractura. Cuando una broca encuentra una fractura abierta, la respuesta puede ser evidente como un aumento en la velocidad de penetración o disminución del roque en la broca.

Propiedades sísmicas. La velocidad y atenuación de las ondas sísmicas se pueden usar para detectar fracturas, pero el tamaño y espaciamiento de la fractura son pequeños cuando se compara la longitud de onda sísmica. También se puede clasificar la respuesta sísmica basados en conocimiento previo y usarlo en la detección de fracturas.

1.6 Orientación y distribución espacial de fracturas en el yacimiento

Una fractura es una discontinuidad o separación en un material causada por una falla frágil. Fractura es un término general que incluye varias características naturales e inducidas (Wayne Narr, 2006). La Figura 7 es una ilustración conceptual de una arenisca fracturada mostrando fracturas, conjunto de fracturas y falla.

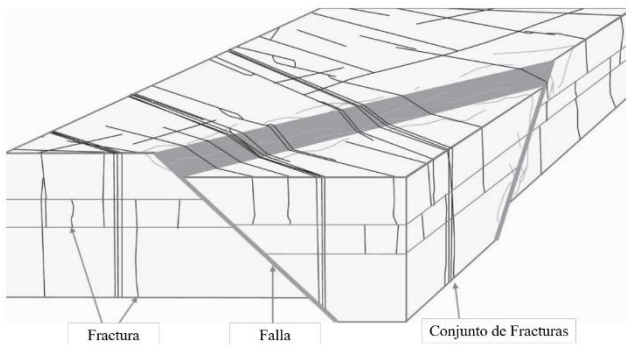


Figura 7. Gráfico conceptual de una arenisca fracturada

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

Wayne Narr (2006) indica que los dos principales tipos de fracturas que ocurren naturalmente son las fracturas o Joints y fallas (Figura 7 y Figura 8). Estas son distintos estilos de fracturas con diferentes orígenes, características, ocurrencias, e impacto en el flujo de fluidos en un yacimiento. Las Joints son fracturas por extensión; ellas se forman en tensión o tensión efectiva. Las opuestas a este tipo de fractura son las que se separan unas de otras durante la formación (Figura 9-a), por lo que no hay desplazamiento de corte (cizalla) paralelo a la superficie de la fractura. Las fallas son fracturas por cizalla, o fracturas por extensión en las cuales se ha producido un desplazamiento por cizalla posterior (Figura 9-b-c-d). El desplazamiento por cizalla es la característica fundamental que discrimina las fallas de las fracturas.

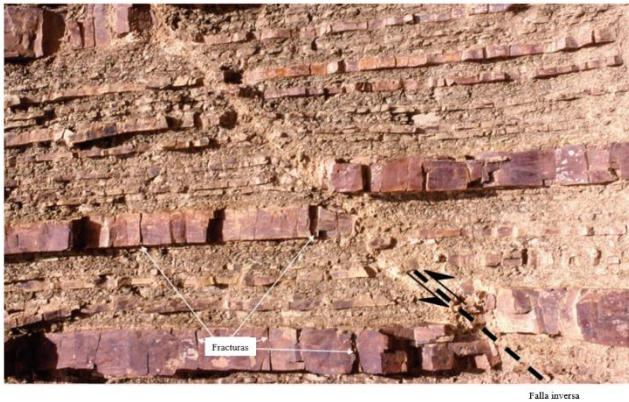


Figura 8. Estratos de arenisca y lutita que muestran una sola falla inversa y fracturas, cuenca Delaware, Texas.

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

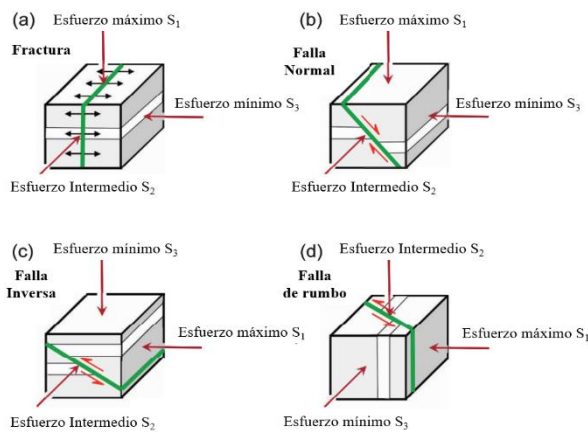


Figura 9. Fracturas comunes, sus desplazamientos y orientaciones en relación con las principales orientaciones de esfuerzos comunes en la corteza superior de la tierra.

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

La orientación de las fallas y fracturas está controlada predominantemente por la orientación del campo de esfuerzos de la tierra, el cual varía en dirección y magnitud con la ubicación. En el entorno donde se encuentran la mayoría de los campos petroleros, la corteza superior, el campo de esfuerzos es anisotrópico y se puede resolver en 3 componentes principales ortogonales. Uno de estos componentes principales es casi vertical; por lo tanto, los otros componentes son horizontales

(Figura 9). Las fallas se pueden formar con diferentes orientaciones relativas a la superficie de la tierra, dependiendo de las magnitudes relativas a los esfuerzos principales. Sin embargo, a pesar de los diferentes nombres y orientaciones relativas de los 3 principales tipos de fallas, mecánicamente son solo fracturas de cortes de diferente orientación, Wayne Narr (2006).

En rocas estratificadas, las fracturas son típicamente de alto ángulo respecto a la estratificación (Figura 7 y Figura 8). Las fracturas comúnmente terminan en discontinuidades en la roca o en los límites entre capas estratificadas. Un conjunto de fracturas es un conjunto de fracturas paralelas y espaciadas. Las fracturas prácticamente siempre ocurren en conjuntos. Un sistema de fracturas se refiere a la ocurrencia de múltiple set de fracturas en un área. Las fracturas son las responsables del mejoramiento en el transporte de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado. Suppe (1985) presenta una excelente descripción general de las fracturas. Las fracturas usualmente muestran orientación consistente sobre grandes áreas hasta extenderse a nivel regional (Figura 10), donde se muestra las tendencias de fracturas dominantes en limolita y esquisto de la meseta de los Apalaches de Pensilvania y Nueva York, pero también pueden variar localmente en distancias del orden de 100 metros. Las fracturas pueden mostrar consistencia en la orientación a través de la estratigrafía a medida que cruzan diferentes tipos de rocas, pero también pueden cambiar de dirección abruptamente en las superficies de los estratos.

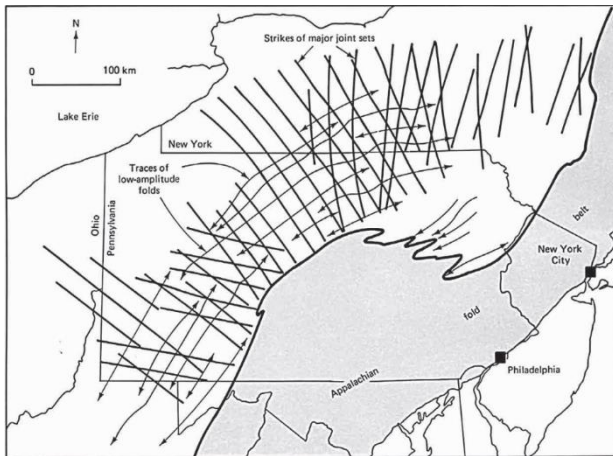


Figura 10. Meseta de los Apalaches de Pensilvania y Nueva York

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

La mayoría de los afloramientos rocosos muestran dos o más conjuntos de fracturas para formar una red interconectada (Figura 11), donde se muestra una fotografía aérea vertical de tres conjuntos de fracturas, y generalmente al menos dos de los conjuntos forman un ángulo alto entre sí (>70° de ángulo diedro). Sin embargo, un único conjunto predominante de fracturas es más común en el subsuelo.

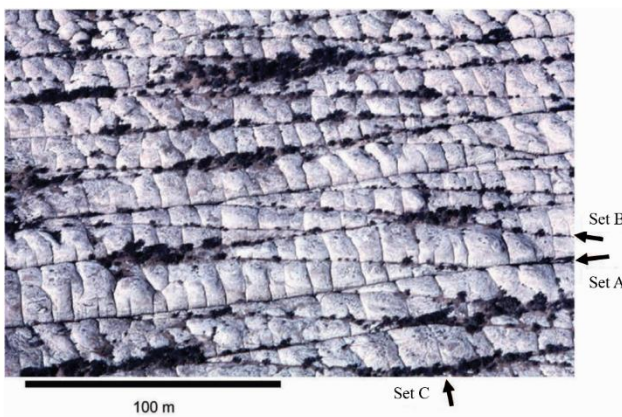


Figura 11. Arenisca Windgate, Parque Nacional Arches, Utah.

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

Es importante comprender la orientación de las fracturas, clasificarlas en conjuntos y determinar su variación de densidad espacialmente y con respecto a la litología u otros controles geológicos. Los datos deben mostrarse en una variedad de gráficos analíticos con el fin de verlos desde diferentes perspectivas, obtener información y comprender las relaciones que pueden no ser evidentes desde un único punto de vista.

Orientación. Wayner Narr (2006) indica que existen varios diagramas que son útiles para definir la orientación y distribución de las poblaciones de fracturas. Un diagrama roseta es un histograma circular radialmente simétrico de frecuencia en función de la dirección de rumbo de la fractura. Por ejemplo, el diagrama roseta en la Figura 12-a muestra un rumbo de fractura predominante que es casi N/S. Una roseta muestra solamente una distribución 2D, no muestra el buzamiento de la fractura.

Un stereonet es un diagrama para representar la orientación 3D completa de características estructurales como fracturas (Figura 12-b Y Figura 12-c). La figura 12-a muestra un diagrama roseta, la Figura 12b es un stereonet contorneado mostrando orientación de las fracturas en un pozo, la figura 12-c es una ilustración esquemática de elementos de la construcción de un stereonet para una sola fractura con buzamiento pronunciado hacia WNW, y la figura 12-d es un diagrama de bloques ilustrando esquemáticamente la data mostrada en (a), (b), y (c). La Figura 12-b muestra que el buzamiento de las fracturas es 70° Oeste, con base en el grupo de puntos cerca del borde Este del círculo. Los puntos en la stereonet son orientaciones de fracturas individuales; han sido contorneados para acentuar los grupos de orientación. La Figura 12-d es un diagrama de bloques que ilustra la estratificación de la fractura. Las fracturas deben asignarse en conjuntos, que se tratan por separado al calcular la densidad de fracturas u otros parámetros. Los conjuntos de fracturas

generalmente se definen en función de la orientación, que se juzga a partir de la inspección de los diagramas de orientación.

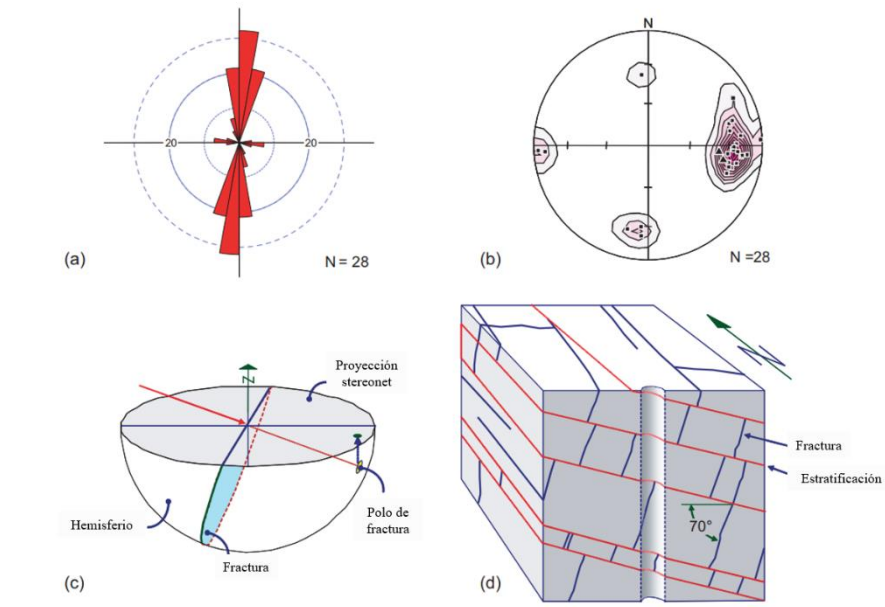


Figura 12. (a) Diagrama roseta, (b) stereonet, (c) elementos stereonet, y (d) diagrama de bloques

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

Organización Espacial. Wayne Narr (2006) indica que existen una serie de herramientas para el análisis de la posición espacial de los planos de fractura. El grafico conocido como tadpole, el cual se usa comúnmente para mostrar la orientación de los registros dipmeter (registros que miden el buzamiento de los estratos en los pozos), también se pueden usar para mostrar datos de fracturas en función de la profundidad (Figura 13-a). En estos gráficos, la cabeza del tadpole muestra la profundidad (eje y) y la magnitud de buzamiento (eje x) de la fractura; la cola muestra la dirección del buzamiento de la fractura (hacia arriba es el norte). En la mayoría de los programas de modelado 3D, las fracturas se pueden mostrar como planos discretos en el espacio a lo largo de la

trayectoria de un pozo (Figura 13-b). Los atributos de las fracturas, como la apertura, la mineralización y efectividad, se pueden mostrar en diferentes colores, por ejemplo, lo que puede conducir a una mejor comprensión espacial de las fracturas dentro del volumen del yacimiento. En la figura 13-a se muestra el registro tadpole que muestra la orientación de la fractura (puntos rellenos) y el estrato (puntos abiertos) con la profundidad medida en un pozo, y en la figura 13-b los planos de fractura mostrado a lo largo de una trayectoria de pozo utilizando software de visualización 3D.

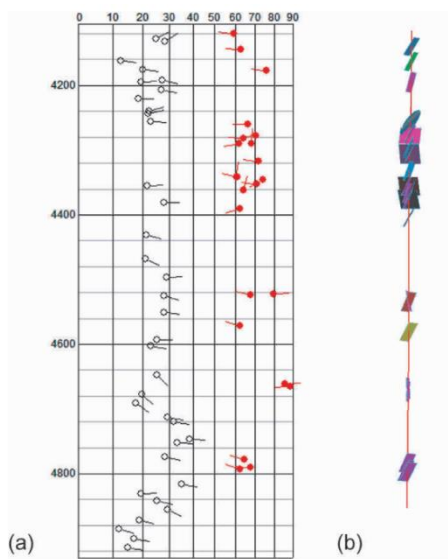


Figura 13. (a) Registro tadpole, (b) Planos de fractura

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

Densidad de fractura. Un método común para homogeneizar la información de fracturas es calcular la densidad de fracturas espacialmente localizada para diferentes conjuntos de fracturas. Incluso si el objetivo final es construir un modelo de fracturas discretas, la base para cuantificar la variación espacial en el grado de desarrollo de fracturas suele ser una distribución de densidad de

fracturas, la cual puede proporcionar una base cuantitativa para interpolar fracturas a lo largo de un volumen. Aunque la densidad de fractura tiene una base física realista, es el área de la superficie de fractura por unidad de volumen de roca, en el volumen no visto del yacimiento, es una generalización estadística; una estimación de un parámetro que tiene alta variabilidad y alta incertidumbre.

El espesor del intervalo del pozo utilizado para el cálculo de la densidad de fracturas debe ser lo suficientemente grueso como para contener una muestra representativa de la ocurrencia de fracturas. El muestreo de fracturas es una función del espaciamiento de las fracturas, la desviación del pozo y el diámetro del pozo (Narr 1996). En la mayoría de los casos, la muestra basada en el pozo está por debajo del volumen elemental representativo del sistema de fractura (Gilman 2003). Aquí radica la raíz de la heterogeneidad que caracteriza el comportamiento de la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados.

1.7 Distribución de la densidad de fracturas

La densidad de fractura o porosidad de fractura, calculadas para intervalos a lo largo de los pozos, se pueden tratar como otras curvas de registro de pozos (Figura 14). La densidad de fractura no es proporcional a la frecuencia de fracturas; la alta magnitud de la densidad de fracturas cerca del fondo del intervalo (L) se basa en solo dos fracturas, mientras que el mayor número de fracturas hacia la parte superior del pozo (U) tiene una menor densidad de fracturas. Esto se debe a que las fracturas en la parte inferior son altas y casi paralelas al pozo; por lo tanto, tiene un área de superficie de fractura alta. En el intervalo superior, las fracturas atraviesan el pozo, por lo que su área de superficie acumulada no es grande. La probabilidad de que se crucen fracturas paralelas al

pozo es menor que la probabilidad de encontrar fracturas que corten transversalmente el pozo. En la figura 14-a se muestra las fracturas discretas mostradas a lo largo de un pozo en un modelo 3D, y la figura 14-b la densidad de fractura calculada a lo largo del pozo. La malla de simulación es la sección transversal de fondo, con la densidad de fractura como sombreado.

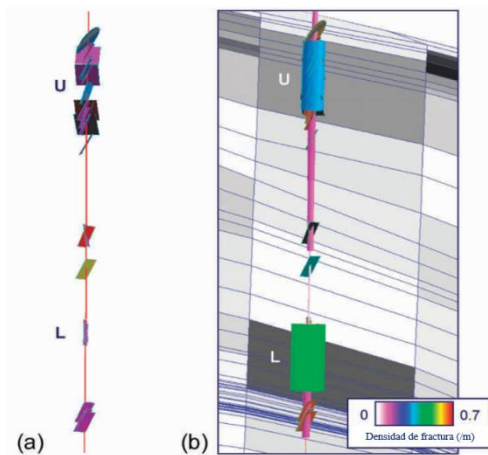


Figura 14. (a) Fracturas discretas, (b) Densidad de fractura

Nota. Tomado de Wayne Narr (2006)

La porosidad de matriz se puede interpolar a lo largo de un volumen de yacimiento utilizando métodos geoestadísticos establecidos. Sin embargo, no se sabe que las distribuciones de fractura se comporten de acuerdo con las geoestadísticas convencionales. Los métodos de regresión múltiple, como las rutinas basadas en redes neuronales y el análisis discriminante, se han utilizado para predecir la densidad de fracturas en un todo un yacimiento en función de las relaciones con variables como la porosidad de la matriz, la litología, contenido de lutitas, curvatura del pliegue y la atenuación sísmica (Ouenes et al. 1995; Gautier et al. 2002).

2. Mediciones estáticas y dinámicas

2.1 Relación de fracturas y características geológicas

Fracturas inducidas por fallas. Una expectativa común es que la densidad de fracturas ya sea fracturas de extensión o fracturas secundarias de corte, aumente cerca de las fallas. Sin embargo, esta afirmación es controvertida. El mejoramiento de fracturas relacionadas a fallas en términos de fracturas inductoras de permeabilidad tiene un potencial significativo solo en las inmediaciones de la falla, no más de unos pocos metros. Una falla no plana puede tener una mayor tendencia a crear fracturas cercanas a medida que la roca en los lados opuestos se desliza a través de las irregularidades. La predicción de las distribuciones de fracturas secundarias (inducidas por fallas) y la conductividad hidráulica relacionada con las fallas debe basarse en evidencia empírica de otras fallas similares con las mismas características en la misma formación del yacimiento, Wayne Narr (2006).

Fracturas y pliegues. Comúnmente se anticipa que cuando una roca frágil se pliega, la deformación resultante creará fracturas, y que la densidad de la fractura y/o porosidad de la fractura se desarrollarán en proporción a la cantidad de flexión (Lisle 1994). La orientación de la fractura no se puede predecir con confianza en relación con el plegamiento, esto obedece a si las fracturas se formaron antes o después del pliegue, dado que la orientación del campo de tensión puede haber cambiado entre la formación del pliegue y las fracturas; por tanto, no debe esperarse simetría. El mejor enfoque son relaciones empíricas con estudios análogos locales y regionales.

Sobrepresión de fluido poroso. La presión del fluido intersticial reduce la tensión efectiva de acuerdo con la ley de tensión efectiva (Jaeger y Cook 1979). Aunque se espera que la roca altamente sobrepresionada tenga una mayor tendencia a desarrollar fracturas naturales, no hay demostración basada empíricamente de que esta hipótesis es aplicable.

Controles litológicos sobre la ocurrencia de fracturas. La litología tiene un efecto definido en la ocurrencia de las fracturas. Las rocas fuertes y bien endurecidas son frágiles; por lo tanto, son aptas y capaces de desarrollar fracturas por extensión. Las rocas débiles o relativamente dúctiles tienen más probabilidades de deformarse plásticamente o fallar por corte y, por lo tanto, no mantener fracturas abiertas (Gross 1995). La fragilidad no es una propiedad física precisa, pero es aproximadamente correlativa con el módulo de elasticidad. En un YNF, es más probable que las rocas frágiles contengan fracturas que las litologías menos frágiles (Gross 1995; Narr 1991).

Historial de esfuerzos. Las fracturas son consecuencia del historial total que ha experimentado una roca. Tomada de forma acumulativa, esta historia se puede ver en términos de la historia de los esfuerzos del campo que ha afectado la roca más las propiedades físicas en evolución de la roca a medida que se entierra y endurece. El campo de esfuerzos instantáneos es la culminación de las propiedades del material rocoso, los esfuerzos termales, los esfuerzos tectónicos remotos, el peso de la sobrecarga, la presión del fluido intersticial y los efectos de los esfuerzos locales (como plegamiento o fallas), (Narr y Currie 1982; Engelder 1987).

2.2 Principio de medición y características de fracturas estimadas mediante registros de imágenes de pozos

La tecnología de imágenes de pozo utiliza herramientas de registro especializadas y sistemas de procesamiento de datos para generar gráficos de alta resolución del pozo. Esta tecnología de imágenes juega un papel importante en la mejora de la caracterización de los yacimientos que muestra detalles gráficos sobre las características estructurales, la textura y la porosidad secundaria que solo podrían inferirse mediante conjuntos de registros convencionales. Los métodos de obtención de imágenes de pozos se agrupan en tres categorías generales: cámaras de video de fondo de pozo, generadores de imágenes acústicas (o ultrasónicas), y generadores de imágenes de resistividad o micro eléctricas. Cada método se caracteriza por sus capacidades unidas de obtención de imágenes y sus limitaciones para la evaluación de formaciones en agujeros abiertos. Además de las aplicaciones de evaluación de formaciones, las herramientas acústicas y de video se pueden ejecutar en entornos de pozo entubado y se han utilizado en una serie de aplicaciones de producción y terminación de pozos.

Método de imagen acústica. Este método se basa en la generación de pulsos ultrasónicos a partir de un transductor giratorio como se muestra en la Figura 15. El mismo transductor luego mide los ecos reflejados desde la superficie de la pared del pozo. Los transductores registran dos mediciones: tiempo de tránsito bidireccional del pulso ultrasónico y amplitud de la señal reflejada. Estas mediciones indican irregularidades en la superficie y la geometría del pozo, que pueden atribuirse a una variedad de características geológicas, condiciones de pozo o revestimiento. La herramienta también mide la velocidad sónica y la impedancia acústica de fluido en el pozo. Las

mediciones de la velocidad sónica del fluido son procesadas para proporcionar información del caliper de alta precisión. Este tipo de imágenes trabajan en todos los tipos de fluidos de perforación incluyendo: lodos base agua, base aceite y lodos poliméricos.

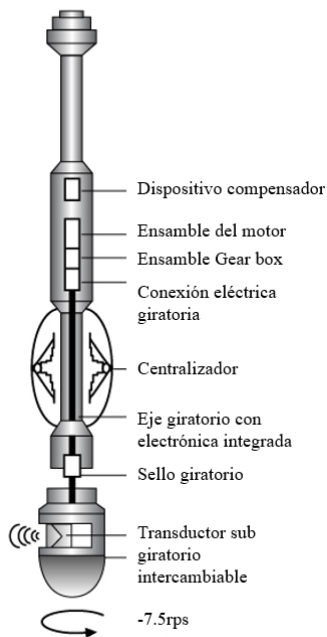


Figura 15. Esquema UBI™ (Ultrasonic Borehole Imager) de Slb.

Nota. Tomado de base de datos Slb

Estas herramientas tienen una resolución más pobre que las herramientas de micro resistividad; sin embargo, brindan mediciones completas de 360 grados alrededor del pozo (a diferencia de la cobertura del 50 al 80 por ciento proporcionada por las imágenes de micro resistividad). Las aplicaciones en hoyo abierto incluyen: identificación y evaluación de fractura, fallas, pliegues, límites de formación, características estructurales, determinación de conteos de arena en secciones sedimentarias de capas delgadas, identificación de porosidad primaria y secundaria, buzamiento estructural, medición de la forma del pozo, entre otros. En la Figura 16 se muestra un ejemplo de una imagen acústica, en el panel izquierdo se muestra hendiduras en la pared del pozo atribuida a

rupturas (breakout) del pozo, causado por el esfuerzo horizontal anisotrópico en la formación. El panel de la derecha muestra como la ruptura del pozo afecta el radio del pozo, este también proporciona información sobre la orientación de la ruptura, que se muestra en dirección noroeste-sureste.

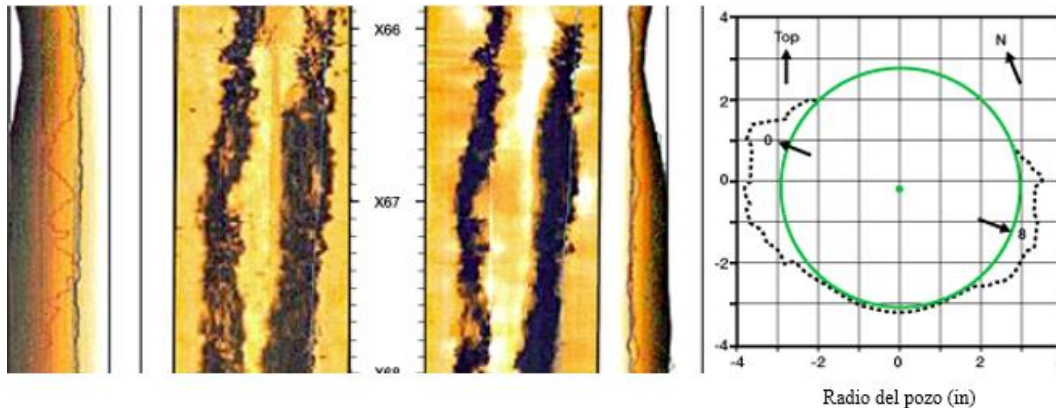


Figura 16. Ejemplo imagen acústica (UBI™, Ultrasonic Borehole Imager) de SIb.

Nota. Tomado de base de datos SIb

Estas herramientas pueden estar algo limitadas por pozos de gran diámetro, centralización de la herramienta, atenuación de la señal en lodos pesados y saltos de ciclo. El peso del lodo es el mayor factor limitante, los lodos pesados tienden a causar problemas de atenuación de la señal cuando su peso es mayor a 15.5 ppg. Estos factores impusieron limitaciones operativas en las primeras versiones de la tecnología; sin embargo, las mejoras en el diseño de transductores y la tecnología de procesamiento han mejorado enormemente las capacidades de las herramientas.

Método imágenes de resistividad. Se introdujeron a mediados de la década de 1980, como consecuencia de la tecnología dipmeter. Estas herramientas se basaban en una serie de electrodos montados en una sola almohadilla o pad que medía la micro conductividad o la micro resistividad

de la formación en la pared del pozo, a partir de la cual se generaba una gráfica de la pared del pozo. Un solo pad proporcionó una cobertura limitada. Las herramientas modernas utilizan de cuatro a seis brazos independientes, cada uno con almohadillas articuladas que contienen múltiples electrodos. Los sensores articulados individuales se ajustan a la pared del pozo para brindar mediciones de alta resolución de la resistividad de la formación y pueden cubrir hasta el 80% de un pozo de 8 pulgadas. Un ejemplo de este tipo de herramientas es el FMI™ (Formation MicroImager) de Schlumberger. Además de un pad con un arreglo micro eléctrico de 24 botones en cada uno de los cuatro brazos, el FMI monta un pad extensible para aumentar la cobertura del pad hasta aproximadamente el 80% de un pozo de 8 pulgadas, Figura 17. La resolución es de 0.2 pulgadas, y las especificaciones indican condiciones hasta 350°F y 20000psi.



Figura 17. FMI™ (Formation MicroImager) de Schlumberger

Nota. Tomado de base de datos Schlumberger

El principio de medición de una herramienta típica es que emite una corriente eléctrica hacia la formación, mientras que otra corriente enfoca y mantiene una medición de alta resolución. Las corrientes medidas por cada electrodo varían según la conductividad de la formación, que refleja

cambios en las propiedades del fluido, la permeabilidad, la porosidad, la composición de la roca y la textura del grano. Estas variaciones se procesan y convierten en imágenes sintéticas en color o en escala de grises, que se interpretan de acuerdo con la siguiente convención: colores claros, reflejan zonas de baja micro conductividad (es decir, baja porosidad, baja permeabilidad, y alta resistividad), los colores oscuros reflejan zonas de alta micro conductividad (es decir, alta porosidad, alta permeabilidad y baja resistividad). La Figura 18 muestra un ejemplo de una imagen adquirida con FMI™ que muestra vugs en una formación dolomítica.

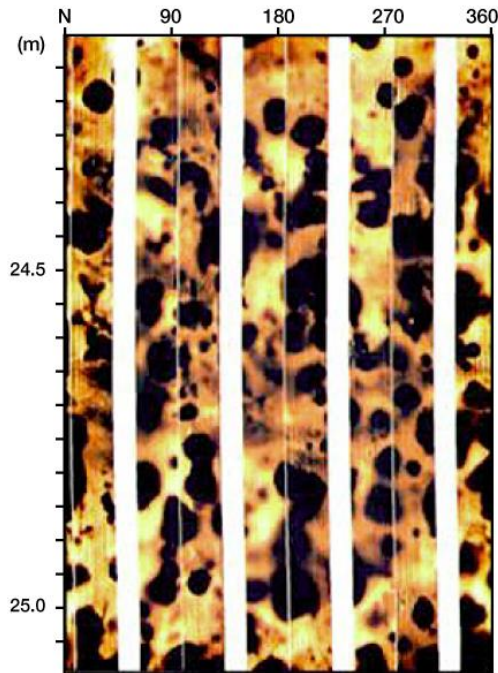


Figura 18. Ejemplo imagen adquirida con FMI™ (Formation MicroImager) de Slb

Nota. Tomado de base de datos Slb

Las aplicaciones de esta herramienta incluyen: identificación de ambientes de depositación, características estructurales y sedimentarias generales, eventos diagenéticos, deformaciones

mecánicas, detección de capas delgadas, localización de porosidad secundaria potencial, análisis de fracturas y mapeo de fallas, y resistividad cuantitativa de alta resolución para una mejor estimación del espesor neto.

Estas herramientas no son tan sensibles a las condiciones del pozo como las herramientas acústicas; sin embargo, hay 3 factores que deben ser considerados: están limitadas a ambientes en hueco abierto; debido a que dependen del contraste de resistividad, estas aplicaciones son limitadas a lodos base agua, para una mejor calidad de la imagen el contraste de resistividad entre el lodo y la formación no debe exceder los 10.000 ohm-m; la excentricidad de la herramienta afectará negativamente la calidad de la imagen a medida que disminuya el contacto del pad con el pozo, cuando la desviación del pozo es inferior a 10, la herramienta debe centralizarse para maximizar el contacto con el pad; pobre contacto del pad producirá imágenes borrosas.

Análisis estructural. Como se mencionó una de las aplicaciones de las imágenes de pozo es la identificación y caracterización de fracturas. Las fracturas abiertas que se rellenan con lodo, lutita, o pirita son más conductoras que la formación circundante. Aparecerán como características oscuras ligeramente irregulares que pueden no ser vistas por cada pad. Dado que las fracturas no son superficies perfectamente planas, aparecerán como características verticales o inclinadas que rara vez son rectas y, a menudo, se ven en un intervalo relativamente largo, Serra (1989). Las fracturas que son rellenas por cementación a partir de fluidos de formación ricos en sales producen imágenes que se caracterizan por rasgos finos, verticales u oblicuos. Estas fracturas son resistivas y, por lo tanto, tendrán un color más claro que el medio circundante. El ancho de fractura mínimo detectado está controlado por el ancho del electrodo. En la Figura 19 se muestra una

ilustración de posibles fracturas abiertas (izquierda) y cerradas (derecha). Es importante mencionar que los registros de imágenes por sí solos no permiten establecer si la fractura está abierta o cerrada, debe integrarse con otros registros para llegar a esta conclusión. Técnicas de reconocimiento de patrones pueden usarse para encontrar y medir fracturas, detectar cavidades (vugs) y nódulos.

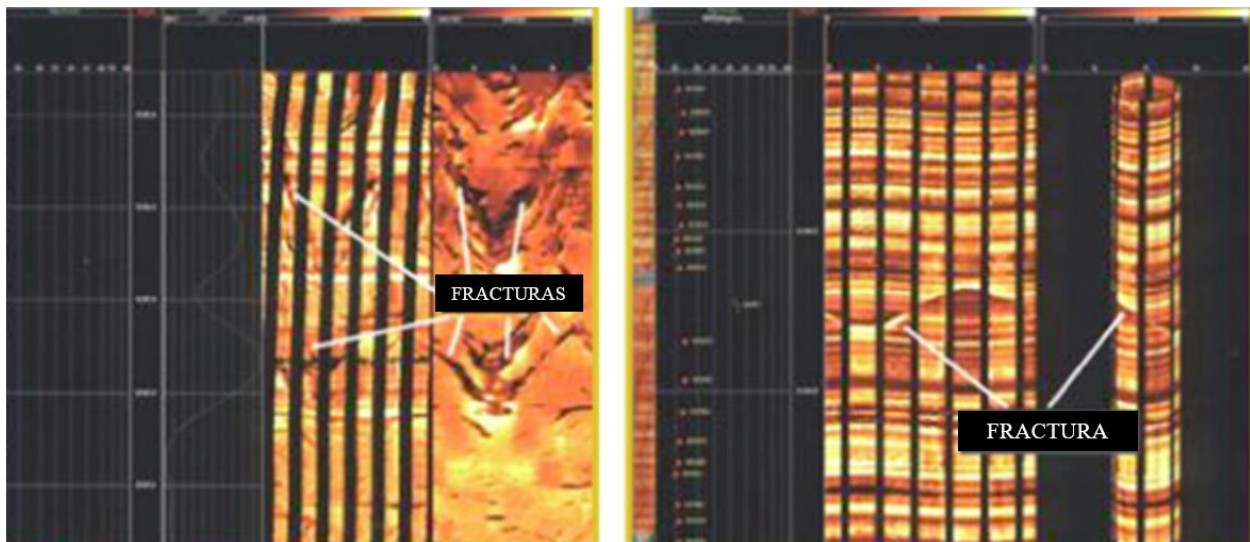


Figura 19. Ejemplo imagen adquirida con la herramienta STAR de Baker

Nota. Tomado de base de datos SIb

2.3 Principio de medición y propiedades estimadas con registro densidad-neutrón

2.3.1 Registro de densidad.

La densidad aparente (bulk) de la roca, definida como la masa de la formación dividida por su volumen total, depende de los minerales sólidos que la componen, su porosidad y la densidad de los fluidos que llenan esa porosidad. Por lo tanto, la herramienta de densidad de formación es útil para determinar la porosidad de la formación, detectar gas en los espacios porosos en la zona de

investigación y como ayuda en la identificación litológica. Los registros de densidad son un indicador principal de la porosidad total de la formación, que es el espacio vacío total. Cuando se utilizan en combinación con otras mediciones de registros de pozos, especialmente registros de porosidad de neutrones, los registros de densidad se convierten en poderosos indicadores de las propiedades clave del yacimiento (especialmente porosidad y litología), así como la fase de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos del yacimiento. En la Figura 20 se muestra un registro de densidad típico, con la densidad de la formación mostrada en escala lineal en los carriles 2 y 3.

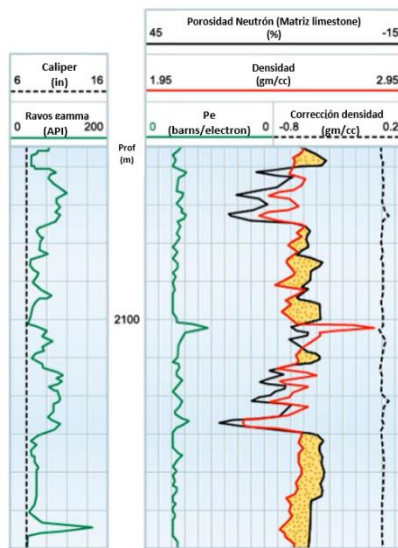


Figura 20. Ejemplo registros de densidad, fotoeléctrico, porosidad neutrón y rayos gamma.

Nota. Tomado de base de datos SIb

La herramienta de patín de densidad de formación que se utiliza cuando se registra con cable (Figura 21), lleva una fuente de rayos gamma y dos detectores, que se denominan detectores de espacio corto (SS) y de espacio largo (LS). La fuente y ambos detectores están fuertemente

protegidos para garantizar que la radiación solo entre en la torta de lodo y la formación, y que los rayos gamma detectados solo provengan de la formación. Esta es una herramienta de contacto, la cual se empuja contra un lado de la pared del pozo con la ayuda del caliper de un brazo. Las herramientas de densidad de formación son herramientas de radiación inducida. Bombardean la formación con radiación y luego miden cuanta radiación regresa a un sensor, la fuente radioactiva emite continuamente rayos gamma de energía media, a menudo en el rango de 0.2 a 2 meV. Esto rayos gamma atraviesan la torta de lodo y entran en la formación, donde pierden energía progresivamente hasta que la matriz de la roca los absorbe por completo o regresan a uno de los dos detectores de rayos gamma de la herramienta. Las formaciones densas absorben muchos rayos gamma, mientras que las formaciones de baja densidad absorben menos rayos gamma. De este modo, tasas de conteo altas en los detectores indican formaciones de baja densidad, mientras que tasas de conteo bajas en los detectores indican formaciones de alta densidad.

Los rayos gamma reaccionan con la materia en una de las tres formas descritas a continuación:

- Con el efecto fotoeléctrico, un rayo gamma choca con un electrón, es absorbido y transfiere toda su energía a ese electrón. En esta situación, el electrón es expulsado del átomo.

- Con la dispersión Compton, un rayo gamma choca con un electrón y obtiene algún núcleo. En esta situación, el electrón es expulsado de su órbita y el rayo gamma incidente pierde energía.

- Con la producción de pares, un rayo gamma interactúa con un átomo para producir un electrón y un positrón. Estos luego se recombinarán para formar otro rayo gamma.

La interacción fotoeléctrica se puede monitorear para encontrar el parámetro relacionado con la litología, Pe. Para la medición de la densidad convencional, sólo es de interés la dispersión

Compton de los rayos gamma. Las fuentes de adquisición de registros convencionales no emiten rayos gamma con energías suficientes para inducir la producción de pares.

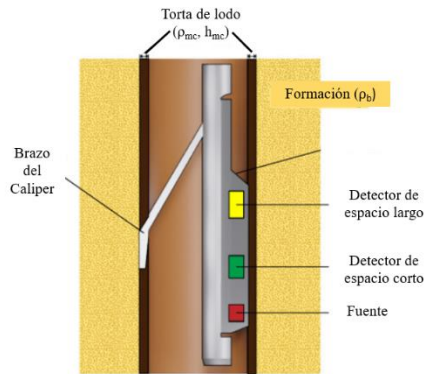


Figura 21. Esquema herramienta de densidad de cable (wireline)

Nota. Tomado de base de datos SIb

Cálculo de porosidad. Debido a que la densidad de una mezcla de componentes es una función lineal de las densidades de sus constituyentes individuales, a menudo es bastante sencillo calcular la porosidad de una roca porosa. Una unidad de volumen de roca limpia, homogénea y porosa consiste en una fracción (ϕ) llena de agua y otra fracción ($1-\phi$) que corresponde a la matriz de roca sólida. La densidad aparente (ρ_b) de la muestra se puede escribir como:

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde:

ρ_{ma} es la densidad de la matriz, y ρ_f es la densidad del fluido.

La densidad de la matriz de las rocas yacimiento comunes generalmente varía de 2.87 g/cc (dolomitas), 2.71 g/cc (Calizas) a 2.65 g/cc (arenisca). La densidad del fluido de la mayoría de las

aguas de formación está en el rango de 1 a 1.1 g/cc. La profundidad de la invasión del filtrado del lodo de perforación es principalmente una función de la presión diferencial entre el pozo y la formación adyacente y la propensión del lodo a formar una torta de lodo, así como la porosidad y permeabilidad de la formación. Esto debe ser considerado para evaluar el efecto de la invasión del filtrado de lodo en las lecturas de los registros de densidad.

La Figura 22 muestra el cálculo de porosidad a partir de la densidad aparente para un rango de densidades de la matriz de formación y del fluido en el espacio poroso.

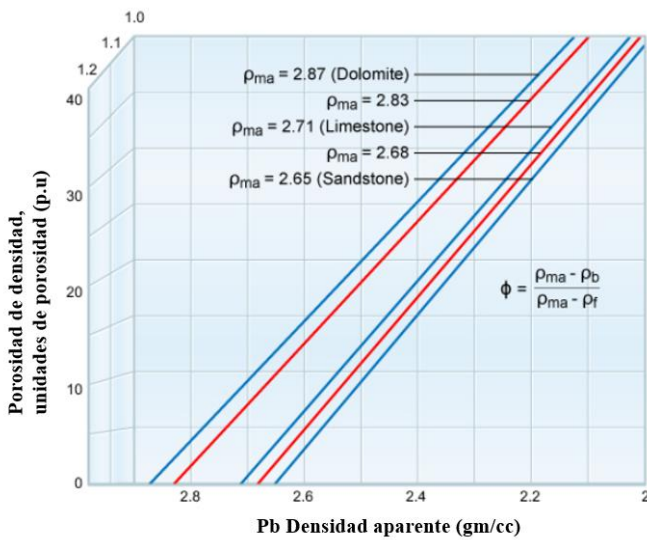


Figura 22. Porosidad a partir de la densidad aparente para varias densidades de matriz de formación y fluido poroso

Nota. Tomado de base de datos SIb

El registro de densidad brinda valores confiables, siempre que el pozo sea uniforme, la formación sea consistentemente homogénea y libre de lutitas y el espacio poroso no contenga gas. Sin embargo, esta situación es poco común en intervalos grandes registrados en un pozo. En formaciones arcillosas y/o zonas gasíferas, es necesario refinar el modelo interpretativo para compensar los efectos de las arcillas y los hidrocarburos ligeros.

2.3.2 Registro neutrón

Las herramientas de porosidad de neutrones fueron los primeros instrumentos de registro de pozos que utilizaron fuentes radiactivas para determinar la porosidad de una formación. Desde la introducción posterior de las herramientas de registro de densidad, las herramientas de registro de porosidad de neutrones (Figura 23) generalmente se ejecutan junto con las herramientas de densidad aparente (Figura 20) tanto en el modo de registro durante la perforación (LWD) como en el modo de adquisición con cable. Esta configuración permite el reconocimiento y la corrección de los efectos tanto de las arcillas como del gas en las formaciones al determinar su porosidad de formación.

La respuesta de la herramienta está dominada por la concentración de átomos de hidrógeno en la formación. En los yacimientos de caliza pura que no contienen lutitas, el registro de porosidad de neutrones proporcionará una medición directa y válida de la porosidad de la formación, solo cuando los espacios porosos llenos de líquido contengan hidrógeno, como cuando los poros están llenos de petróleo y agua. El parámetro índice de hidrógeno de un material se define como la relación entre la concentración de átomos de hidrógeno por centímetro cúbico en el material y la del agua pura a 75 °F. Este es un factor clave en la respuesta de un registro de porosidad de neutrones. Cuando se registran formaciones de lutitas o que contienen gas, areniscas o dolomitas, se requiere una gráfica cruzada de la porosidad de neutrones con las lecturas de densidad aparente para una evaluación precisa de la porosidad (Figura 24).

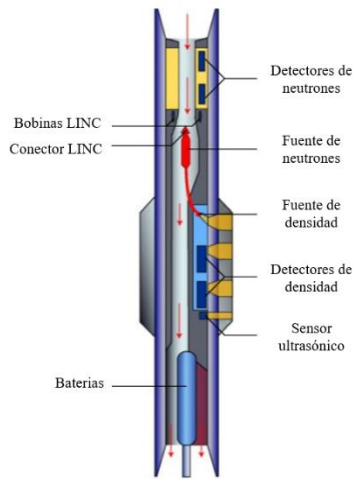


Figura 23. Esquema de la herramienta de densidad y porosidad neutrón LWD

Nota. Tomado de base de datos SIb

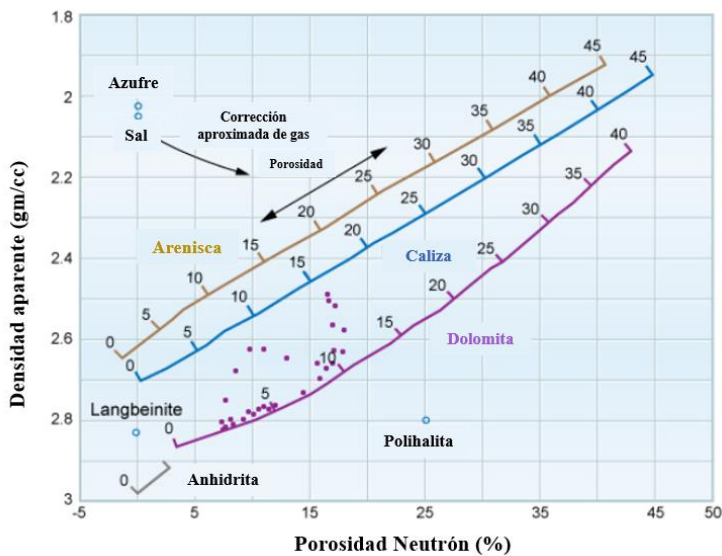


Figura 24. Gráfico cruzado de porosidad neutrón con densidad aparente

Nota. Tomado de base de datos SIb

Las principales aplicaciones del registro porosidad neutrón son: determinación de la porosidad, detección de gas, determinación del volumen de shale, indicación de la litología y tipo de fluido

en la formación, Figura 25. En la Figura 26 se ilustra el diseño de una herramienta de porosidad neutrón genérica.

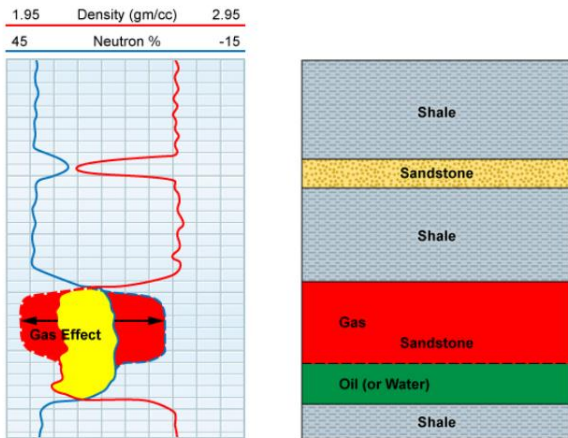


Figura 25. Tipo de fluido usando el registro de porosidad neutrón y densidad

Nota. Tomado de base de datos SIb

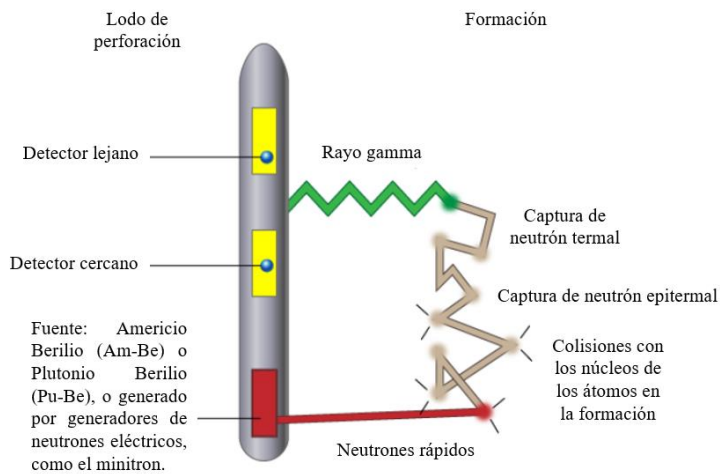


Figura 26. Herramienta de registro porosidad neutrón

Nota. Tomado de base de datos SIb

Principio básico. El neutrón eléctricamente neutro tiene una masa prácticamente idéntica a la de un átomo de hidrógeno. Los neutrones que se emiten desde una fuente de neutrones en la

herramienta de registro tienen una alta energía de varios millones de electronvoltios (meV). Después de la emisión, chocan con los núcleos dentro del fluido del pozo y los materiales de formación. Con cada colisión de este tipo, los neutrones pierden parte de su energía (Figura 27). La mayor pérdida de energía de los neutrones ocurre cuando los neutrones chocan con los átomos de hidrógeno. La velocidad a la que se ralentizan los neutrones depende principalmente de la cantidad de hidrógeno en la formación. Con cada colisión, los neutrones disminuyen su velocidad hasta que alcanzan un estado de energía más bajo (epitérmico). Luego continúan perdiendo energía hasta que alcanzan un estado de energía (térmico) aún más bajo de aproximadamente 0,025 eV. A este nivel de energía, los neutrones están en equilibrio térmico con otros núcleos de la formación. A velocidades térmicas, los neutrones eventualmente serán capturados por un núcleo. Cuando un núcleo captura un neutrón térmico, se emite un rayo gamma (denominado "rayo gamma de captura") para disipar el exceso de energía dentro del átomo. La cantidad de energía perdida en cada colisión depende de la masa relativa del núcleo objetivo y de la sección transversal de dispersión. A nivel nuclear, el término "sección transversal" se define como el área efectiva dentro de la cual debe pasar un neutrón para interactuar con un núcleo atómico. Tales interacciones se clasifican típicamente como captura de neutrones o dispersión de neutrones.

Las Figura 28 y Figura 29 ilustran el proceso de desaceleración. Según el tipo y el diseño operativo de la herramienta específica de registro de porosidad de neutrones que se utilice, se contarán los rayos gamma emitidos después de la captura de neutrones, los neutrones epitermales o los neutrones térmicos.

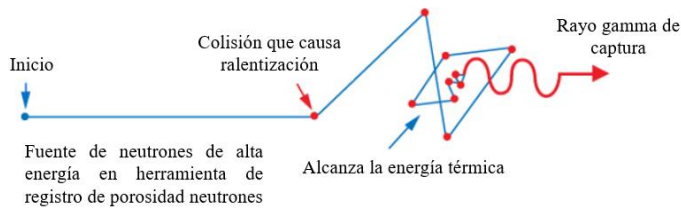


Figura 27. Emisión, viaje y colisiones de un neutrón en una formación

Nota. Tomado de base de datos SIb

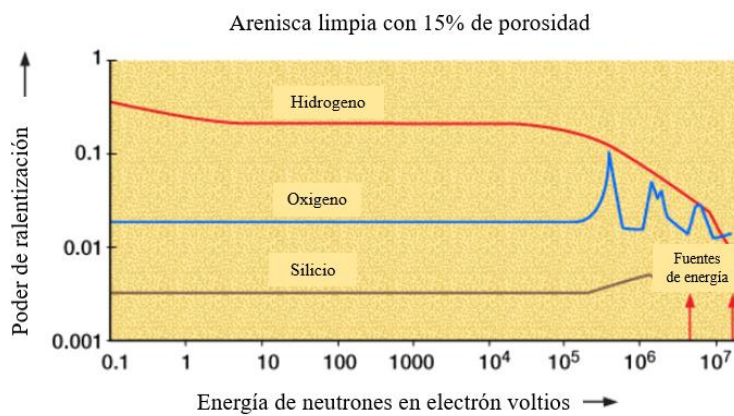


Figura 28. Potencia de ralentización del hidrógeno, oxígeno y silicio

Nota. Tomado de base de datos SIb

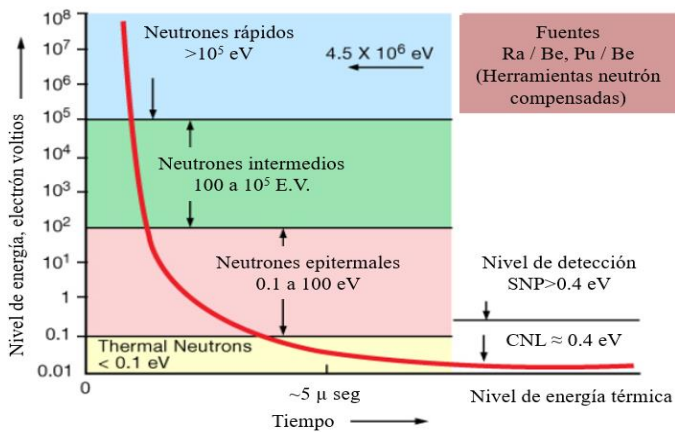


Figura 29. Nivel de energía de neutrones vs tiempo después de dejar la fuente

Nota. Tomado de base de datos SIb

2.4 Principio de medición y propiedades estimadas con registros sísmicos

El registro sísmico o acústico básico mide el tiempo de viaje de una onda elástica a través de la formación. Estos datos se pueden utilizar para derivar la velocidad de las ondas (microsegundos/ft) a través de las formaciones encontradas en un pozo abierto. Inicialmente el perfil de velocidad versus profundidad se usaba para convertirlo a eventos sísmicos. Posteriormente sus aplicaciones se extendieron a otros propósitos, como estimación de porosidad y evaluación de la litología. Los registros sísmicos se pueden utilizar para determinar la presencia de porosidad secundaria y proporcionar una medida de porosidad auxiliar a la derivada de las evaluaciones de registros de densidad y porosidad neutrón. Los diseños de herramientas de adquisición de registros sísmicos con cable y LWD han evolucionado constantemente y ahora también se pueden usar para evaluar las propiedades mecánicas de la roca, cuando se usan junto con la herramienta de densidad y mediante el análisis de las velocidades de las ondas de corte.

La Figura 30 muestra un set de datos sísmicos adquirido con herramienta LWD, dado que a menudo se adquiere un gran volumen de datos sísmicos, algunos de ellos están disponibles para su revisión en tiempo real, mientras que otros datos a menudo se registran para su posterior revisión.

Dos tipos diferentes de ondas viajan dentro de las formaciones geológicas del subsuelo. Las ondas de compresión (Figura 31), también denominadas ondas P, son ondas de compresión y expansión en las que se producen pequeñas vibraciones de partículas en la misma dirección en la que viaja la onda. La onda de compresión puede propagarse tanto a través de sólidos como de fluidos. Los datos de ondas P se adquieren mediante herramientas sísmicas convencionales.

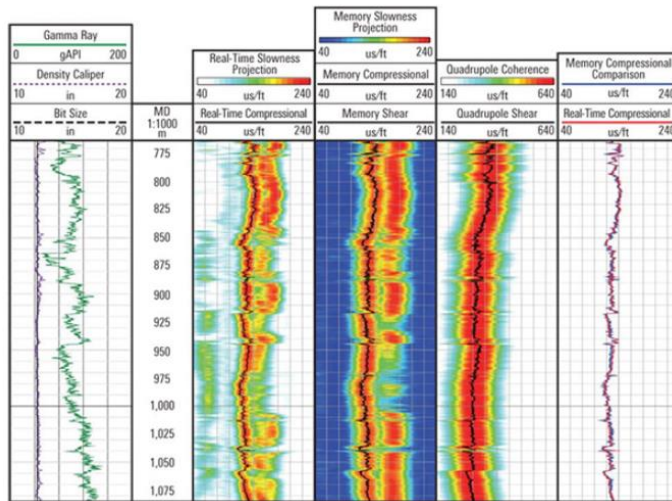


Figura 30. Datos sísmicos adquiridos en tiempo real versus modo memoria

Nota. Tomado de base de datos SIb

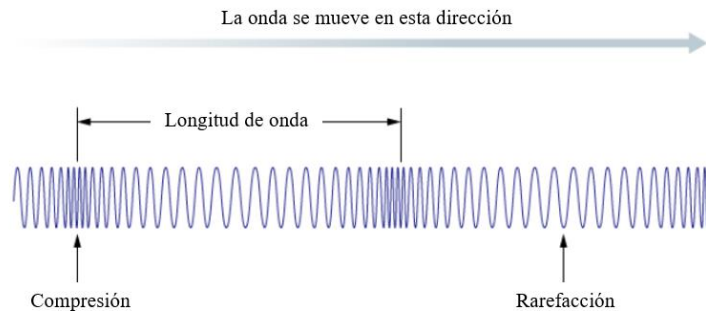


Figura 31. Esquema de ondas de compresión

Nota. Tomado de base de datos SIb

Las ondas de corte, también denominadas ondas S, son ondas de acción de corte en las que el movimiento de las partículas de roca es perpendicular a la dirección de propagación de la onda. Solo en un medio sólido que tenga rigidez se puede acomodar el movimiento de las partículas perpendiculares a la propagación de la onda. Por lo tanto, la onda de corte solo puede existir en sólidos y no en fluidos. Esto se debe a que los sólidos tienen resistencia al corte, mientras que los

líquidos no. Los datos de ondas de corte se utilizan en aplicaciones de interpretación tales como mecánica de rocas, anisotropía de formaciones, permeabilidad y evaluación de fluidos de formación.

La velocidad de las ondas P y S está controlada por las propiedades mecánicas de la roca, como la densidad de la roca (que se modifica por su porosidad) y las constantes dinámicas elásticas. En rocas saturadas de fluido, estas propiedades dependen de la porosidad (así como del tipo de fluido presente), la composición de los granos de roca y el grado de cementación entre granos. Debido a que la roca blanda y poco consolidada exhibe menos rigidez elástica, las ondas sonoras viajarán más lentamente en la roca blanda y no consolidada que en la roca dura y consolidada.

En el registro sísmico, un transmisor emite un pulso acústico, producido por las expansiones y contracciones alternas de un transductor. Un pulso típico genera un grupo de ondas que viajan hacia los receptores (Figura 32). Parte de la energía acústica/sónica generada por la herramienta de adquisición de registros atraviesa el lodo del pozo, choca con la pared del pozo en el ángulo crítico de incidencia, pasa a lo largo de la formación cerca de la pared del pozo y vuelve a entrar en la columna de lodo del pozo y llega a un receptor en la sonda, donde se convierte en una señal eléctrica. La herramienta sísmica tiene al menos un par de transmisores y receptores y a menudo dos o más. El transmisor envía pulsos con una forma de onda oscilatoria que genera ondas de compresión o de corte.

La onda de compresión (P) generada por el transmisor en el fluido del pozo viajará en todas las direcciones hasta que se encuentre con la pared del pozo. En la pared del pozo, la onda P continuará en la roca de formación como una onda P rápida, pero parte de la energía de la onda P en la pared se convertirá en una onda de corte (S) en la roca. Aunque ambas ondas se expandirán en todas las

direcciones desde el punto de impacto, en la Figura 33 solo se muestra el camino más directo a lo largo de la formación cerca de la pared del pozo. La onda que viaja a lo largo de la pared del pozo enviará continuamente ondas de compresión de regreso al pozo, como lo indican las flechas negras cortas.

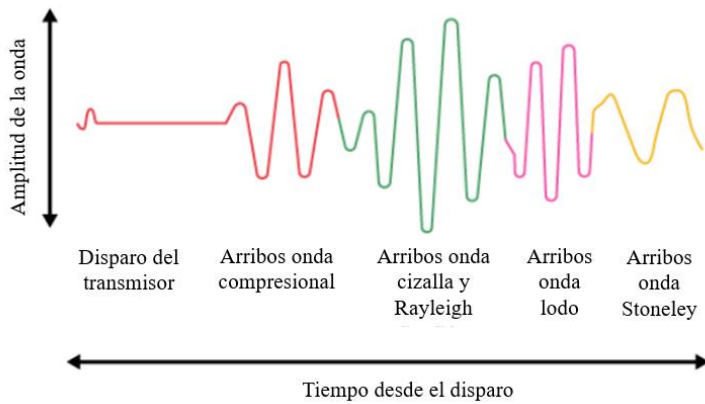


Figura 32. Sucesión del arribo de ondas a los receptores de la herramienta sónica

Nota. Tomado de base de datos SIb

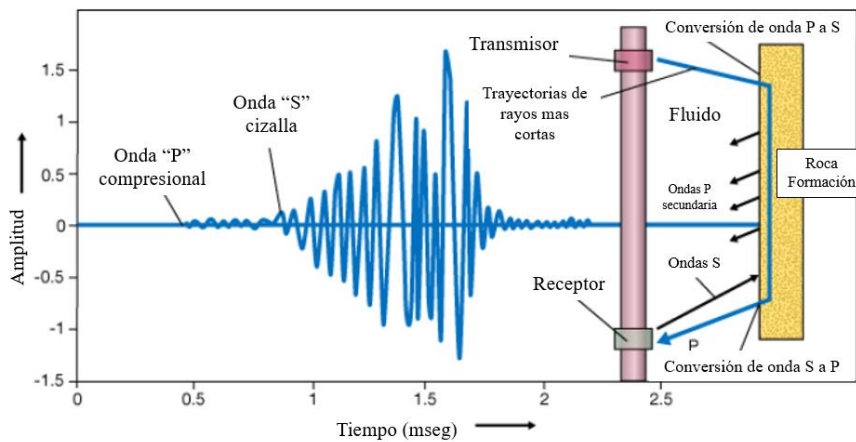


Figura 33. Ondas sónicas en un pozo

Nota. Tomado de base de datos SIb

La velocidad del frente de onda en la formación normalmente superará las ondas P creadas en el pozo porque la velocidad de la onda P de la formación normalmente es significativamente mayor que la velocidad del fluido del pozo. La onda P que viaja la distancia más corta a través del lodo, luego a través de la formación y luego de regreso a través del lodo, será la primera en llegar al receptor. Esto se denomina el "primer arribo".

El frente de onda de cizalla (S) que viaja a lo largo de la pared del pozo también creará ondas P secundarias en el fluido, porque un fluido solo puede soportar ondas de compresión y no tiene resistencia al corte. Como resultado, hay una conversión continua de ondas S en ondas P a lo largo de la pared del pozo. Las trayectorias más cortas de las ondas P y S no serán idénticas debido a la refracción de las ondas en la pared del pozo. De acuerdo con la ley de Snell, la onda S lenta se refractará en un ángulo menor al normal que la onda P rápida.

Esta llegada de la primera onda P es lo que activa la herramienta para registrar los datos básicos del registro sísmico, y el ingeniero de registro establece la amplitud del umbral para la activación. La herramienta transmite unos diez pulsos por segundo, con el tiempo medido entre la transmisión y el primer arribo. El parámetro real medido es la velocidad recíproca, denominada intervalo de viaje o tránsito, tiempo (Δt), expresada en unidades de microsegundos por pie.

Las primeras herramientas sísmicas tenían solo un transmisor y un receptor. Las versiones posteriores de la herramienta incorporaron un transmisor y dos receptores, a unos pocos pies de distancia. Aún versiones posteriores de la herramienta sísmica, como la herramienta compensada de pozo (BHC), incorporaron dos transmisores y hasta cuatro receptores, en general, el resultado neto de esta configuración de herramienta fue una reducción significativa de los errores en Δt que son causados por la inclinación de la sonda y la variación del tamaño del pozo.

Herramientas sónicas monopolares. La fuente de presión en las herramientas sónicas monopolares (Figura 34) crea un pulso de ondas de compresión omnidireccionales en el fluido del pozo. Este pulso de onda de compresión se propaga posteriormente hacia la formación. El pulso de compresión provoca un ligero abultamiento uniforme alrededor de la pared del pozo y provoca ondas de compresión y de corte en la formación. Estos producen frentes de ondas en el fluido del pozo. Los receptores en la herramienta monopolo funcionan detectando frentes de ondas en el fluido del pozo, en lugar de detectar ondas de compresión y de corte de la formación. Los frentes de onda existen solo cuando las ondas de formación que se propagan por el pozo viajan más rápido que las ondas creadas en el fluido del pozo. Las ondas de compresión siempre se mueven más rápido a través de la formación que a través de los fluidos, por lo que el receptor de la herramienta sónica monopolar no tiene problemas para registrar el frente de onda de compresión.

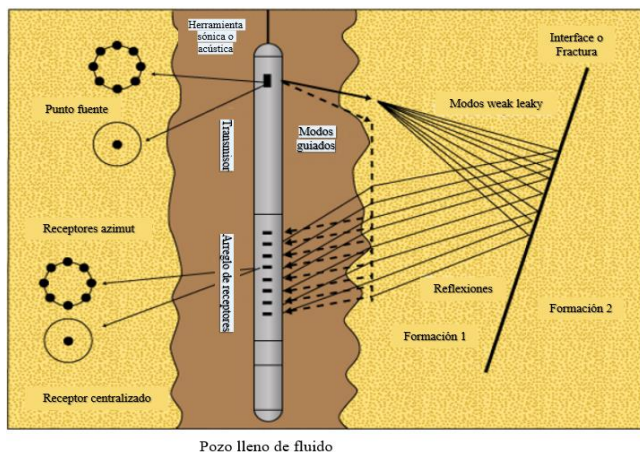


Figura 34. Registro sónico monopolar – reflexiones acústicas de pozo

Nota. Tomado de manual petrofísico de Crain 2020

Herramientas sónicas dipolares. Las herramientas sónicas de dipolo (Figura 35) miden los componentes de onda que se propagan profundamente en la formación. A diferencia de las herramientas monopolares, la herramienta dipolar es capaz de registrar mediciones de corte/flexión

del pozo en formaciones blandas o duras (lentas o rápidas). A diferencia de la fuente omnidireccional utilizada por las herramientas monopolares, la herramienta dipolo utiliza una fuente direccional para crear un aumento de presión en un lado del pozo y una disminución en el otro. Esto genera una pequeña flexión de la pared del pozo, lo que provoca directamente ondas de compresión y de corte en la formación. Las ondas de compresión y las ondas de corte se irradian directamente hacia la formación. Sin embargo, una onda adicional de corte/flexural, iniciada por la acción de flexión del pozo, se propaga hacia arriba del mismo. La onda de corte/flexión es dispersiva, su velocidad varía con la frecuencia.

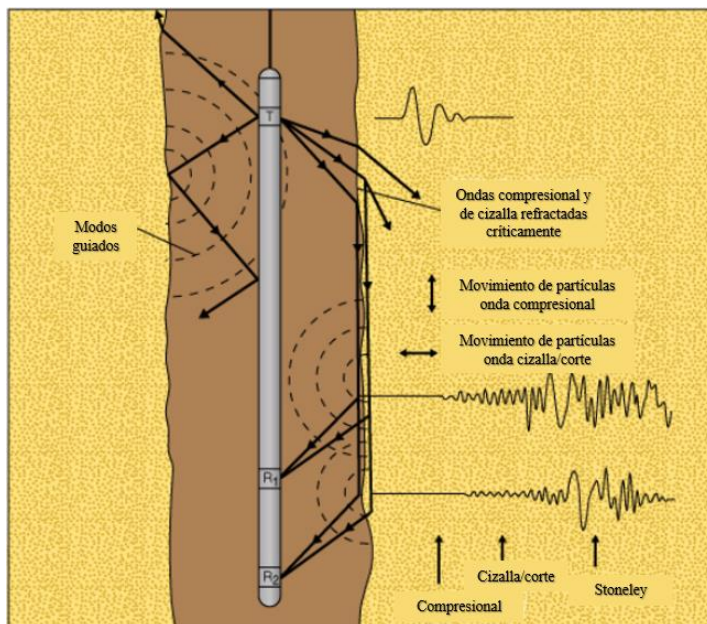


Figura 35. Ondas generadas por registro sísmico dipolar

Nota. Tomado de manual petrofísico de Crain 2020

Herramientas sísmicas de forma de onda completa. Las herramientas sísmicas de forma de onda completa se utilizan para registrar todo el tren de ondas sísmicas/acústicas. Estos datos de

forma de onda se pueden procesar para obtener la onda de compresión, corte y Stoneley, amplitudes de onda de corte y onda de compresión, y atenuación de onda Stoneley.

Las fracturas son de particular interés, caracterizadas en gráficos de forma de onda por: una marcada disminución en la amplitud de las ondas Stoneley, atenuación moderada de la forma de onda de corte, poco o ningún cambio en la lentitud de compresión y corte.

Estos cambios son causados por efectos de absorción o dispersión acústica a indican discontinuidades geológicas, como fracturas, fallas o capas delgadas. Dichos indicadores se encuentran midiendo la amplitud, la fase y la frecuencia de la energía de la forma de onda.

Aplicaciones de interpretación de registros sísmicos. Estos se dividen en 3 categorías amplias.

Evaluación de formación: determinación de porosidad primaria, intergranular y porosidad secundaria, determinación de la litología, detección de gas, detección de fracturas, evaluación cualitativa de permeabilidad, y evaluación de la adherencia de cemento.

Interpretación geofísica: sismogramas sintéticos, y perfiles sísmicos verticales (VSP)

Análisis de propiedades mecánicas: estabilidad de pozo, análisis de arenamiento, predicción de altura de la fractura hidráulica, y evaluación de la anisotropía.

A continuación, se discutirán algunas de estas aplicaciones de particular interés para el desarrollo de esta metodología.

Determinación de porosidad sísmica. El hecho de que las ondas de compresión viajen más rápido a través del material de la matriz de roca sólida que a través de los fluidos es la base de las técnicas utilizadas para determinar la porosidad integral primaria de las formaciones a partir de

registros sínicos. La Figura 36 es un esquema en el cual el espacio poroso y la matriz sólida han sido separadas para propósitos ilustrativos.

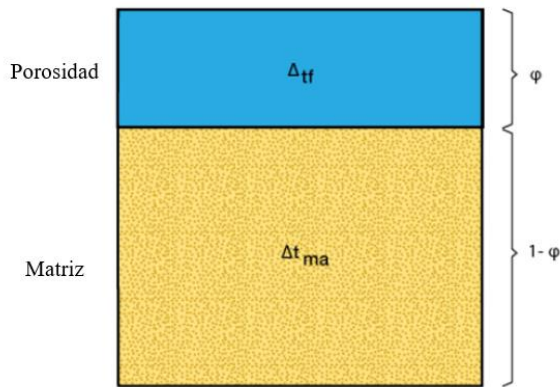


Figura 36. Esquema medición de porosidad sínica

Nota. Tomado de base de datos SIb

Si Δt_f es el intervalo de tiempo de tránsito necesario para viajar a través de los espacios porosos llenos de fluido y Δt_{ma} es el intervalo de tiempo de tránsito necesario para viajar a través de la matriz, el tiempo de viaje total medido será Δt , y la porosidad sínica estará dada por la ecuación de tiempo promedio de Wyllie. Esta ecuación a menudo no es una solución exacta para la porosidad total de la formación (especialmente cuando hay una cantidad significativa de porosidad secundaria), pero proporcionará una aproximación razonablemente cercana de la porosidad intergranular primaria.

$$\phi_{sonica} = \frac{(\Delta t - \Delta t_{ma})}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Las formaciones no consolidadas exhiben tiempos de viaje más largos de lo que puede explicarse por la ecuación de Wyllie. Esta discrepancia se puede abordar mediante una ecuación de Wyllie modificada o mediante la ecuación de Raymer-Hunt. El primer método adapta la

ecuación de Wyllie introduciendo el factor de compactación, C_p , el cual es la corrección del factor de compactación y se puede estimar a partir del tiempo de tránsito del intervalo en las lutitas adyacentes a la formación de interés con la ecuación.

$$C_p = \frac{\Delta t_{shale}}{100}$$

Porosidad Secundaria. Un ejemplo de este tipo de porosidad ocurre en las rocas carbonatadas, como las calizas, que a menudo contienen cavidades y/o fracturas que suelen ser más grandes que los espacios porosos que constituyen la porosidad primaria de la formación (Figura 37). La porosidad secundaria ocurre cuando se genera porosidad adicional en la roca después de que se formó la piedra caliza. Esto generalmente es causado por la disolución en agua ácida o debido a cambios en los cristales, como cuando la calcita cambia a dolomita. En formaciones vuggy, la herramienta de registro sísmico lee la porosidad intergranular primaria. Si se conoce la porosidad total derivada de las gráficas cruzadas de neutrones/densidad, entonces la porosidad secundaria se puede calcular restando el valor de la porosidad sísmica de la porosidad total:

$$\text{Porosidad secundaria} = \text{Porosidad total} - \text{Porosidad sísmica}$$



Figura 37. Vugs (A) y Porosidad Fractura (B)

Nota. Tomado de base de datos SIb

2.5 Principio de medición y propiedades estimadas con registros de neutrones pulsados y espectroscopía

Darwin Ellis (2008) indica que la disponibilidad de fuentes de neutrones pulsados permitió el desarrollo de varias técnicas valiosas en la evaluación de formaciones: registros de extinción térmica y espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones. La capacidad de pulsación del generador es fundamental para determinar las propiedades de absorción térmica de neutrones de la formación, método para distinguir las aguas de formaciones salinas de los hidrocarburos. El cloro, que casi siempre está presente en las aguas de formación, tiene una gran sección transversal de absorción. La medición de la sección transversal de absorción macroscópica (Σ) puede proporcionar los medios para identificar el agua salada y para estimar la saturación de agua. Se puede obtener un análisis químico limitado de la formación a partir de una combinación de la inyección controlada de neutrones de alta energía en la formación y la espectroscopía de los rayos

gamma inducidos por neutrones. Al explotar las reacciones de neutrones de alta energía, se puede determinar la proporción de carbono a oxígeno en la formación. Si se conocen la litología y la porosidad, esta relación también puede arrojar saturación de agua. La espectroscopia de rayos gamma producidos por reacciones de captura de neutrones térmicos posteriores permite la detección de una docena de elementos importantes presentes en la formación.

Las técnicas de neutrones pulsados también se emplean para monitorear y cuantificar el flujo de agua y petróleo en pozos productores al producir y detectar la activación de oxígeno, o medir el paso de trazadores inyectados de partículas radiactivas o absorbentes eficientes. El generador de neutrones pulsados también se puede utilizar para reemplazar la fuente AmBe (Americio-Berilio) tradicional en un dispositivo para medir la porosidad de los neutrones además de otro parámetro de interés: el tiempo de desaceleración.

En la captura de neutrones, el núcleo objetivo con masa atómica A se transmuta en otro isótopo del elemento de masa $A+1$. Este “núcleo compuesto” se forma en un estado excitado que, en muchos casos, decae casi inmediatamente, con la emisión de uno o más rayos gamma. La energía de los rayos gamma puede variar hasta un máximo de aproximadamente 8 MeV. En términos de la sección transversal de absorción normalizada en masa, el cloro es bastante prominente en esta lista de elementos generalmente asociados con aplicaciones petrofísicas (Tabla 8), la cual ordena los elementos por sección transversal de absorción normalizada en masa, esta es una unidad útil ya que mil veces la sección transversal normalizada en masa es numéricamente equivalente al número de unidades de captura (cu) aportadas por gramo de elemento por centímetro cúbico de material. Las excepciones son el boro y el gadolinio, que a menudo se asocian con arcillas, y el cadmio, que se utiliza en la construcción de detectores de neutrones epidermales. El siguiente

elemento más importante y frecuente es el hidrógeno, que tiene una sección transversal atómica dos órdenes de magnitud menor que el cloro. Sin embargo, debido a su concentración en agua, juega un papel más importante que la mayoría de los demás elementos.

Tabla 8. Parámetros de absorción de neutrones térmicos para elementos seleccionados. Adaptado de Ellis.

Elemento		A	σ	σ_m	A_m
		Peso atómico promedio	Sección transversal de absorción atómica promedio	Sección transversal de absorción masa normalizada	Equivalentes de absorción de cloro normalizados en masa
		(Unidades de masa atómica)	(barns)	(cm ² /g)	
Gd	Gadolinio	157	49000	188	333
B	Boro	10.8	759	42.3	75
Sm	Samario	150	5800	23.3	41.2
Eu	Europio	152	4600	18.2	32.3
Cd	Cadmio	112	2450	13.1	23.3
Li	Litio	6.94	70.7	6.14	10.9
Dy	Disproso	163	930	3.45	6.11
Ir	Iridio	192	426	1.34	2.37
Cl	Cloro	35.45	33.2	0.564	1
Ag	Plata	108	63.6	0.355	0.63
H	Hidrogeno	1.008	0.332	0.198	0.352
Cs	Cesio	133	29	0.131	0.233
K	Potasio	39.1	2.1	0.0323	0.0573
Fe	Hierro	55.9	2.55	0.0275	0.0488
Na	Sodio	23	0.53	0.0139	0.0246
S	Sulfuro	32.1	0.52	0.00977	0.0173
Ca	Calcio	40.1	0.43	0.00646	0.0115
Al	Aluminio	27	0.23	0.00513	0.0091
Si	Silicio	28.1	0.16	0.0034	0.0061
Mg	Magnesio	24.3	0.063	0.00156	0.00459
C	Carbono	12	0.0034	0.00017	0.0003
O	Oxígeno	16	0.00027	0.0000102	0.000018

Nota. Información tomada de Darwin Ellis (2008)

Técnica de medición, Darwin Ellis (2008). Para determinar la sección transversal térmica macroscópica de una formación, la cantidad que se mide es el tiempo de vida, el inverso de la tasa de decaimiento, de los neutrones térmicos en un medio absorbente. La realización práctica de un dispositivo para esta medida depende de la disponibilidad de una fuente pulsada de neutrones de alta energía. Esto permite la producción periódica de una población de neutrones (la cual genera una nube) rápidamente termalizados cuya absorción luego se monitorea. El modo básico de operación consiste en pulsar la fuente de neutrones de 14 MeV durante un breve período. Esto forma una nube de neutrones de alta energía en el pozo y la formación, que se termaliza a través de colisiones repetidas. Luego, los neutrones desaparecen a una velocidad que depende de las propiedades de absorción térmica de la formación y del pozo. A medida que se captura cada neutrón (por la mayoría de los isótopos típicos de la formación), se emiten rayos gamma. La tasa local de captura de neutrones es proporcional a la densidad de neutrones, que disminuye con el tiempo. Así, la tasa de captura de rayos gamma producidos disminuye con el tiempo. La medición del decaimiento de la tasa de conteo de rayos gamma refleja el decaimiento de la población de neutrones. Por esta razón la herramienta de registro generalmente consta de un detector de rayos gamma además de la fuente de neutrones de 14 MeV, Figura 39. Uno de los desafíos al realizar la medición de la descomposición térmica es la separación de las señales del pozo y de la formación. Aunque el principal interés es monitorear la población de neutrones de la formación solamente, se detectan rayos gamma capturados del pozo, siendo este de poco interés. Existen varios enfoques para tratar de eliminar el efecto de pozo, uno de ellos es un instrumento de doble pulsación de la fuente de neutrones (PNG, pulsed neutron generator), el cual utiliza primero un pulso corto cuyo decaimiento está dominado principalmente por el ambiente del pozo, seguido de un pulso mucho más largo que combina los efectos sigma (Σ =sección transversal de captura) del pozo y de la

formación, junto con los efectos de difusión. A pesar de las mejoras en sistemas de medición, ha sido necesario combinar una serie de parámetros medidos de los instrumentos con extensas bases de datos para validar los algoritmos de procesamiento.

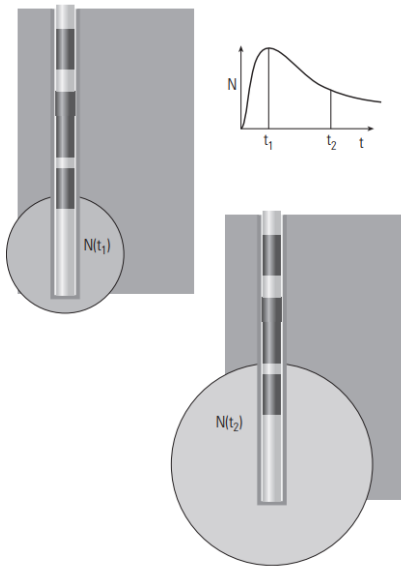


Figura 38. Evolución de la población de neutrones térmicos producidos por un PNG

Nota. Tomado de Darwin Ellis (2008)

Los registros de neutrones pulsados se utilizan para la determinación de la saturación de agua, particularmente en pozos entubados. El más común e importante absorbente de neutrones es el cloro, que está presente en la mayoría de las aguas de formación. Puede distinguir entre el aceite y el agua salada contenida en los poros. Cuando se conocen la salinidad, la porosidad y la litología, se puede calcular la saturación de agua S_w . Este tipo de análisis se simplifica si se conoce la porosidad a partir de registros a hueco abierto.

Evaluación de la saturación de agua. El modelo más simple de la formación para el registro de captura de neutrones pulsados se muestra en Figura 39. Esta formación está compuesta por cuatro constituyentes: la matriz de formación con sección transversal de captura Σ_{MA} , la lutita con sección transversal de captura Σ_{SH} y el volumen poroso, que está lleno de agua e hidrocarburos. Esta porosidad se denomina porosidad efectiva, ϕ_e . El agua tiene una sección transversal de captura Σ_w , que depende de su salinidad. Los hidrocarburos tienen una sección transversal de captura Σ_H de aproximadamente 21 c.u. para hidrocarburos líquidos. Se pueden encontrar valores Σ_H más precisos en los libros de gráficos disponibles de las compañías de servicio. La sección transversal de captura masiva de la formación está relacionada linealmente con las contribuciones de cada constituyente, de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$\Sigma_{LOG} = \underbrace{(1 - V_{SH} - \phi_e) \cdot \Sigma_{MA}}_{\text{Matriz}} + \underbrace{\phi_e \cdot (1 - S_W) \cdot \Sigma_H}_{\text{Hidrocarburo}} + \underbrace{\phi_e \cdot S_W \cdot \Sigma_W}_{\text{Agua}} + \underbrace{V_{SH} \cdot \Sigma_{SH}}_{\text{Lutita}}$$

Donde:

$(1 - V_{SH} - \phi_e)$ = volumen de la roca matriz

$\phi_e (1 - S_W)$ = volumen de hidrocarburo

$\phi_e \cdot S_W$ = volumen de agua

V_{SH} = volumen de lutita

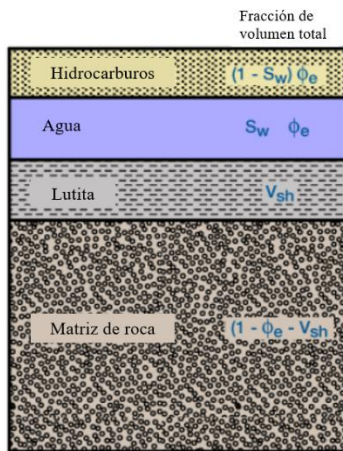


Figura 39. Modelo saturación de agua

Nota. Tomado de base de datos SIb

Espectroscopia de Neutrones Pulsados (Darwin Ellis 2008). La evolución a un tipo diferente de dispositivo de neutrones pulsados, la herramienta de espectroscopia de rayos gamma inducidos estuvo motivada principalmente por el deseo de realizar mediciones de saturación de petróleo en presencia de salinidad del agua desconocida o cambiante. Esto, en principio, se puede hacer midiendo la proporción de átomos de carbono a oxígeno en la formación. Los dispositivos que fueron diseñados para realizar esta medición a menudo se conocen como herramientas C/O (Carbono, Oxígeno); sin embargo, se han generado una serie de otros usos, como la espectroscopia.

Las herramientas de espectroscopia de rayos gamma inducidos son una familia algo más compleja de herramientas de neutrones pulsados. Aprovechan la identificación de los rayos gamma resultantes de las interacciones de los neutrones con los núcleos de formación en lugar de simplemente el comportamiento temporal del flujo de rayos gamma detectado. Estas reacciones

son de los tres tipos generales discutidos anteriormente: reacciones de captura, inelásticas y de partículas.

En la Figura 40 se muestra dos espectros reales de rayos gamma tomados con un instrumento de segunda generación en el modo inelástico C/O (carbono, oxígeno), en un tanque lleno de aceite y en un tanque lleno de agua para mayor contraste. En la cual es fácil identificar los picos de oxígeno y carbono a pesar de la distorsión inducida por el detector, por esta razón, los espectros estándar se determinan cuidadosamente en laboratorio para elementos con espectros de emisión de rayos gamma significativos. El conjunto de estándares inelásticos utilizados en el análisis de un espectro medido se muestra en la Figura 41. Se utiliza una técnica denominada mínimos cuadrados ponderados para cuantificar las cantidades relativas de carbono, oxígeno, y otros elementos. El espectro medido en el pozo se compara con una suma lineal de espectros estándar ponderados. Los pesos aplicados a cada uno de los estándares se varían hasta que la suma es, en un sentido de mínimos cuadrados, el mejor ajuste al espectro observado. Los pesos representan entonces la concentración relativa de los elementos en el conjunto estándar.

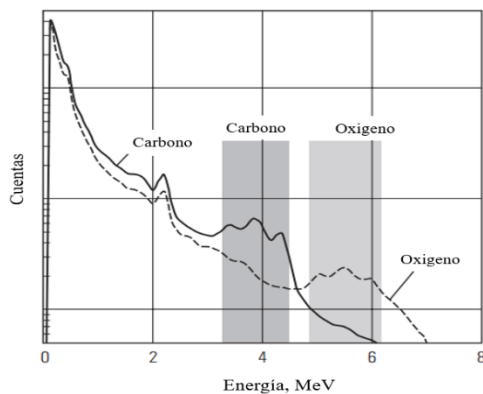


Figura 40. Espectros inelásticos en un tanque de aceite y agua.

Nota. Tomado de base de Darwin Ellis (2008)

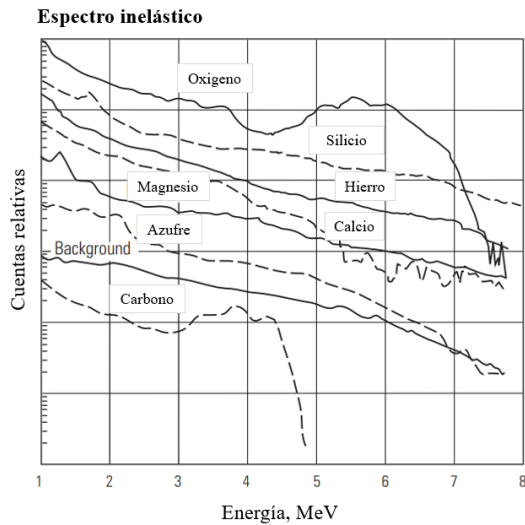


Figura 41. Conjunto de espectros elementales inelásticos utilizados para extraer señales relativas de C/O

Nota. Tomado de base de Darwin Ellis (2008)

El desarrollo de la espectroscopia de rayos gamma para su uso en la determinación de la mineralogía de formación ha tenido una larga historia que involucra en sus inicios el uso de fuentes químicas de neutrones, posteriormente, se creó una versión rediseñada conocida como sonda de espectroscopia de captura elemental (ECS), que utiliza una única fuente de neutrones convencional y un detector de gran calidad espectroscópica. De una forma similar, los neutrones pulsados revisados en este capítulo se usan para la extracción de la concentración elemental (fracciones de peso) en la formación a partir del espectro de captura. La Figura 42 muestra el espectro detectado en una formación de arenisca, la traza superior es el espectro total, el resultado de aplicar el método de ajuste de mínimos cuadrados ponderados con estándares permite separar las contribuciones de los diversos elementos como Fe, Gd, Si, Cl, H y una última porción debido a la excitación de rayos gamma inelásticos que necesita ser desechado. Estas fracciones de pesos elemental se convierten a mineralogía, Darwin Ellis (2008).

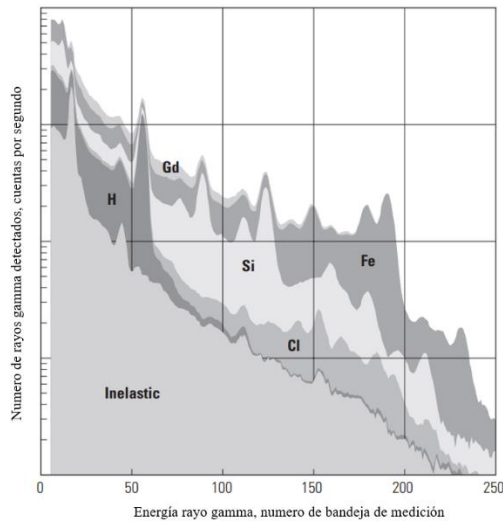


Figura 42. Espectro de rayos gamma de captura medido en una formación de arenisca

Nota. Tomado de base de Darwin Ellis (2008)

Evolución de la técnica de medición. El grupo de instrumentos vagamente llamados herramientas C/O se introdujo inicialmente para medir la relación carbono-oxígeno. Sin embargo, su capacidad espectroscópica se puede emplear de varias formas adicionales. El análisis del espectro GR de captura puede revelar la litología de la formación, útil para la corrección de la medición de C/O y el suyo propio; la posibilidad de alterar la duración y los intervalos de pulsación también puede proporcionar una medida de la activación de oxígeno para el flujo de agua; el análisis del tiempo del espectro gamma de captura puede utilizarse para, como fue el caso de las herramientas PNG, una medición de sigma (Σ) de la formación, Darwin Ellis (2008).

Las aplicaciones del registro de captura de neutrones pulsados pueden clasificarse en cuatro grupos:

Evaluación de la saturación de agua a través de casing. Estas mediciones se utilizan para la evaluación inicial cuando no se dispone de datos de agujero descubierto, o para servir como línea de base para una comparación posterior a fin de verificar la producción desviada en el intervalo de producción, o para ubicar otras zonas para una posible finalización.

Registro en lapsos de tiempo. Esta técnica se utiliza para monitorear cambios en la saturación. Los movimientos de los contactos de gas-petróleo o agua-petróleo pueden predecir la ruptura o el agotamiento.

Saturación de aceite residual. Un método para determinar la saturación de petróleo residual después de que un yacimiento se llena de agua es la técnica de registro-inyección-registro. Básicamente, esto implica inyectar agua relativamente dulce de salinidad conocida en la formación que se va a analizar, desplazando así las aguas nativas de la formación y todos los hidrocarburos móviles, y luego ejecutar un registro de captura de neutrones pulsados. A esto le sigue una segunda inyección con agua de alta salinidad y un segundo recorrido de registro.

Mediciones secundarias. Incluye la medición de la sección transversal de captura del pozo y la tasa de conteo inelástico mencionados anteriormente, así como datos litológicos y espectrales, y las diversas curvas de control de calidad que ofrecen las empresas de servicios.

2.6 Principio de medición y propiedades estimadas con registro de resonancia magnética nuclear

Es notable que la medición de las propiedades cuánticas esotéricas (espín y momento magnético) de los núcleos condujo a una palabra familiar, resonancia magnética nuclear (RMN), el interés en este tipo de registros se basó inicialmente en el nuevo método para detectar protones

(es decir, hidrógeno en los fluidos porosos comunes), y, en consecuencia, una medida de la porosidad. Las primeras herramientas de registro utilizadas en la década de 1960 se diseñaron para medir el índice de fluido libre. Con los nuevos diseños de herramientas surgió la posibilidad de no solo medir la porosidad, sino también las características del fluido (distinguir entre petróleo y agua, por ejemplo) y delimitar la naturaleza de la microestructura de la estructura poral para permitir estimaciones de permeabilidad, Darwin Ellis (2008).

Las herramientas de resonancia magnética miden la porosidad independiente de la litología y no requieren fuentes radiactivas. También proporcionan estimaciones de permeabilidad y propiedades básicas de los fluidos. Inicialmente, las propiedades de los fluidos se limitaban al volumen de fluidos libres y a los volúmenes de fluidos ligados por capilaridad y arcilla inamovible. Sin embargo, existen avances en las técnicas de medición que proporcionan propiedades de fluidos de formación in situ. Existen herramientas de fondo que permiten realizar mediciones tanto en modo continuo como estacionario.

Todas las herramientas de RMN comparten algunas características comunes. Tienen potentes imanes permanentes que se utilizan para polarizar los espines de los núcleos de hidrógeno que se encuentran en los fluidos de los yacimientos. Las herramientas generan pulsos de radiofrecuencia (RF) para manipular la magnetización de los núcleos de hidrógeno y luego usan las mismas antenas que generan esos pulsos para recibir los ecos de RF extremadamente pequeños que se originan en los núcleos de hidrógeno resonantes. Debido a sus momentos magnéticos, los núcleos de hidrógeno se comportan como imanes de barra microscópicos. Tras la exposición al campo magnético estático, B_0 , de los imanes permanentes de la herramienta de RMN, los momentos magnéticos del hidrógeno tienden a alinearse en la dirección de B_0 . El tiempo de exposición se denomina tiempo de espera, WT, y el tiempo requerido para que ocurra la polarización está influenciado por varias

propiedades de la formación y del fluido. La acumulación en la magnetización resultante se representa mediante una curva exponencial multicomponente, cada componente de la cual se caracteriza por un tiempo de relajación T_1 .

En la Figura 43 se observa la secuencia que permite entender la teoría detrás de las herramientas de RMN. (A) El núcleo de hidrógeno se comporta como imanes de barra delgados y tiende a alinearse con el campo magnético de los imanes permanentes, como aquellos en la herramienta de registro de RMN. (C) Durante un tiempo de espera establecido (WT), el núcleo se polariza a una tasa de crecimiento exponencial, T_1 , que comprende múltiples componentes. A continuación, un tren de pulsos de RF manipula los giros de los núcleos de hidrógeno haciendo que se inclinen 90 grados y luego precedan alrededor del campo magnético permanente. Los fluidos de formación generan ecos de RF entre pulsos sucesivos, que son recibidos y medidos por la antena de la herramienta de RMN (B). El tiempo entre pulsos es el espacio entre ecos (TE) (D). Las amplitudes de los ecos decaen en una superposición de tiempos de relajación exponenciales, T_2 , que son una función de la distribución del tamaño de los poros, las propiedades del fluido, la mineralogía de la formación y la difusión molecular (E). Una técnica de inversión convierte la curva de caída en una distribución de medidas T_2 (F). En general, para rocas llenas de salmuera, la distribución está relacionada con el tamaño de los poros en las rocas (G), Oilfield Review Winter 2008/2009:20, No.4.

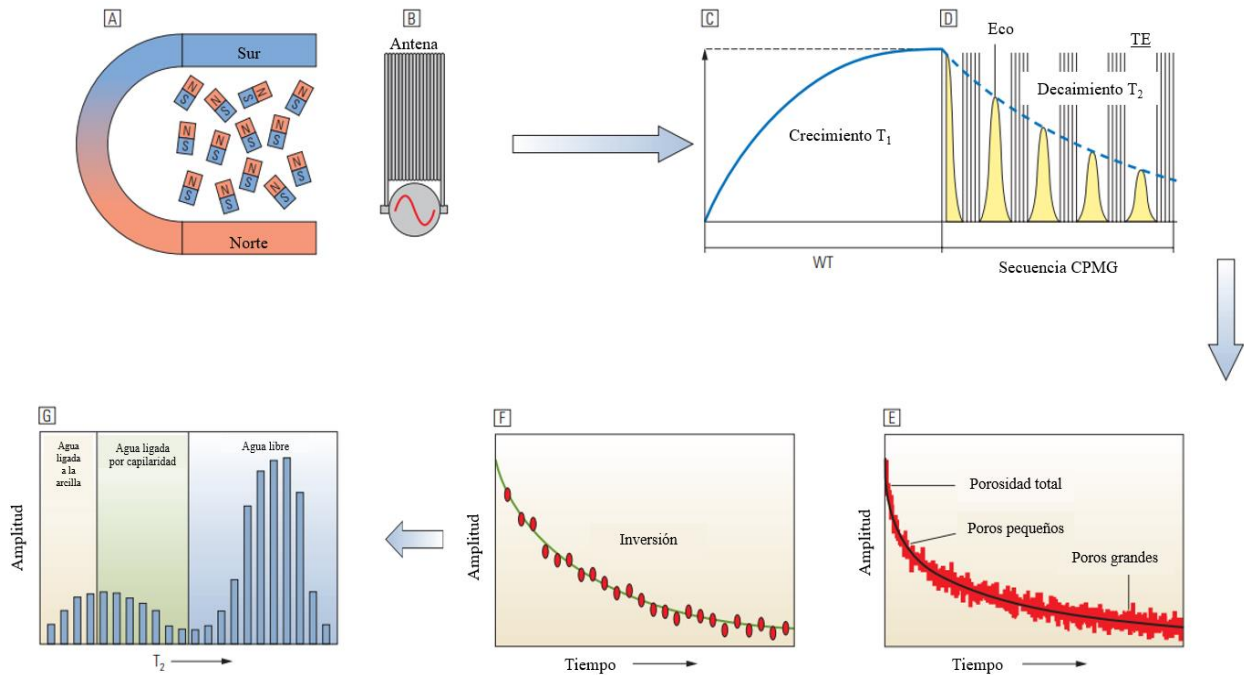


Figura 43. Ilustración teórica básica de resonancia magnética nuclear

Nota. Tomado de Oilfield Review Winter 2008/2009:20, No.4

Después de un WT dado, un tren de pulsos de RF electromagnéticos manipula los momentos magnéticos de los núcleos de hidrógeno y aleja su dirección de la del campo B_0 . El proceso de envío de trenes largos de pulsos de RF se denomina secuencia CPMG. La amplitud del eco inicial está directamente relacionada con la porosidad de la formación. La fuerza de los ecos posteriores disminuye exponencialmente durante el ciclo de medición. La tasa de decaimiento exponencial, T_2 , es principalmente una función del tamaño del poro, pero también depende de las propiedades del fluido en el yacimiento, la presencia de minerales paramagnéticos en la roca y los efectos de difusión de los fluidos.

La Figura 44 muestra algunas características asociadas a la distribución de T_2 . Para poros llenos de salmuera, la distribución T_2 generalmente refleja la distribución del tamaño de poro de la roca. Esta distribución suele ser bimodal y representa poros pequeños y grandes (A). Los poros pequeños contienen fluidos ligados a la capilaridad y arcillosidad y tienen tiempos de relajación cortos. Los poros grandes contienen agua libre móvil y tienen tiempos de relajación más largos. La línea divisoria entre fluidos ligados y libres es el límite de T_2 . Cuando el petróleo llena los espacios porosos del yacimiento, la distribución de T_2 medida está determinada por la viscosidad y la composición del petróleo (B). Debido a su estructura molecular, la brea (tar) y los aceites pesados viscosos tienen velocidades de decaimiento rápidas o tiempos T_2 cortos. Los petróleos más livianos y condensados tienen un espectro de tiempos T_2 , que se superponen con los de los poros más grandes llenos de salmuera. La mezcla de petróleo y agua en el yacimiento da como resultado una combinación de tiempos T_2 basados tanto en el tamaño de poro como en las propiedades del fluido (C).

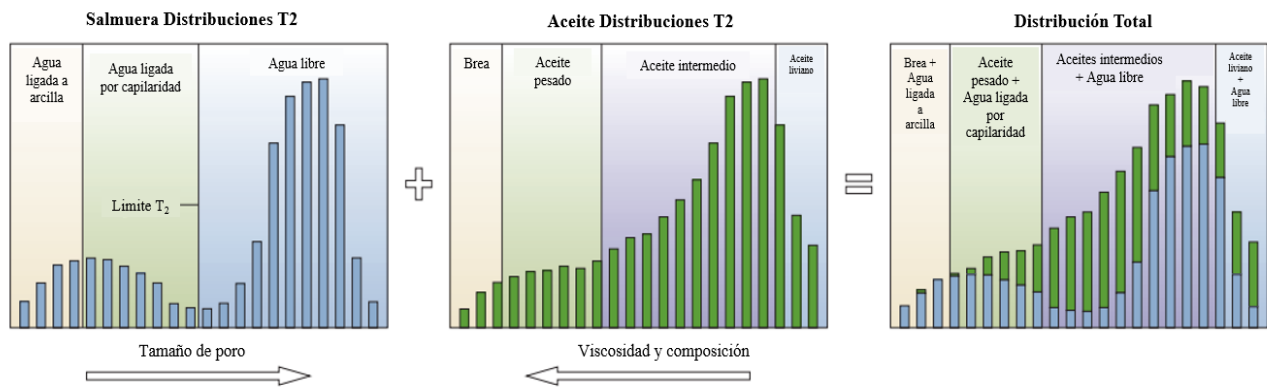


Figura 44. Distribución T_2

Nota. Tomado de Oilfield Review Winter 2008/2009:20, No.4

Para muchos fluidos, T_1 y T_2 son muy similares ya que se rigen por las mismas propiedades físicas. Sin embargo, una diferencia importante entre los dos tiempos de relajación es que los tiempos T_2 se ven afectados por la difusión molecular, mientras que los tiempos T_1 no tienen efectos de difusión. En las mediciones de RMN, la difusión provoca una reducción en la amplitud del eco y, por lo tanto, acorta los tiempos T_2 . El efecto es una función de la constante de difusión molecular del fluido, D , y la distancia entre ecos, TE . La difusividad es una propiedad intrínseca del fluido, dependiendo únicamente de la composición, temperatura y presión del fluido. Una vez cuantificado, permite identificar el tipo de fluido.

En lugar de adquirir trenes de ecos para varios WT secuenciales, se adquiere un tren de ecos con diferentes TE largos iniciales. Los datos se someten al procesamiento de inversión y luego se pueden usar para generar mapas D - T_2 , que son un medio gráfico para identificar el tipo de fluido y cuantificar las saturaciones. En la Figura 45 se observan mapas D - T . La difusión trazada con T_2 (o T_1) proporciona mapas de fluidos de yacimiento en 2D que pueden resolver petróleo, gas y agua. En este ejemplo, la dimensión de difusión (derecha) es la clave para identificar los fluidos, que de otro modo se superponen en la dimensión T_2 (arriba a la izquierda). Las amplitudes de las señales a lo largo de una dirección del mapa bidimensional dan como resultado distribuciones 1D, que luego se pueden convertir en saturaciones de fluidos. Como ayuda para interpretar los mapas 2D, los coeficientes de difusión de fluidos se superponen en el mapa (abajo a la izquierda)). La línea de gas (roja) se calcula usando entradas de presión y temperatura de fondo de pozo. La línea de agua (azul) se calcula utilizando la temperatura de formación de fondo de pozo. La línea de aceite (verde) muestra la posición del aceite en diferentes viscosidades, con la parte inferior izquierda siendo aceite pesado, con tendencia a aceite ligero y condensado en la parte superior derecha.

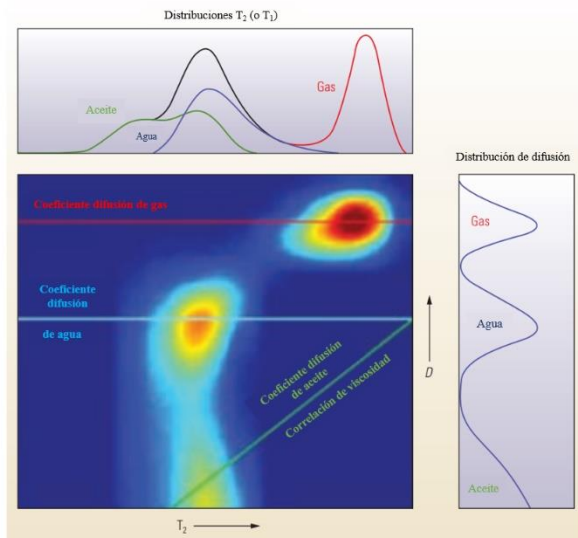


Figura 45. Mapas D-T

Nota. Tomado de Oilfield Review Winter 2008/2009:20, No.4

Los registros de resonancia magnética permiten adquirir mediciones para luego ser procesadas como mapas en 3D o 4D. En la práctica, los mapas de fluidos son típicamente presentados en un formato 2D, graficando D con T1 o T2, o en ocasiones graficando T1 y T2. La cuarta dimensión en el registro de RMN, la distancia radial desde la pared del pozo resulta de la adquisición a múltiples profundidades de investigación (DOI). Los datos de dos o tres DOI se invierten simultáneamente. Los resultados del DOI someras se utilizan para corregir datos de DOI más profundos, lo que mejora las salidas afectadas por la falta de información y una relación señal/ruido más pobre. Los cambios de fluidos que tienen lugar a medida que el filtrado invade la roca del yacimiento se muestran gráficamente y permiten detectar la movilidad del petróleo, los efectos de mojabilidad y las interacciones de fluidos.

De forma ilustrativa en la Figura 46 se observa un registro adquirido en la cuenca de Orinoco, crudo pesado. Perfilado radial con invasión de filtrado y lodo entero. El intervalo de X, 170 a X,

255 pies (sombreado rojo) es una arena de agua limpia de un petróleo pesado. Las propiedades del fluido del DOI de 1,5 pulgadas, Shell No.1 (carril 5) tienen volúmenes de agua ligada (marrón claro). Incluso a 2,7 pulgadas, Shell No.4 indica más líquido ligado de lo esperado para una arena limpia (carril 6, marrón claro). Las diferencias se atribuyen a la invasión de lodo completo. Los datos de Shell No.8 provienen de una región más allá de la invasión de lodo completo y brindan información más representativa (Carril 7). Las medidas de porosidad total de los tres Shell parecen no verse afectadas por la presencia de lodo completo. Las permeabilidades calculadas a partir de los shell menos profundos (carril 8, azul, verde) son más bajas que las de la capa más profunda (carril 8, rojo) porque las mediciones se ven afectadas por los sólidos que llenan los espacios porosos.

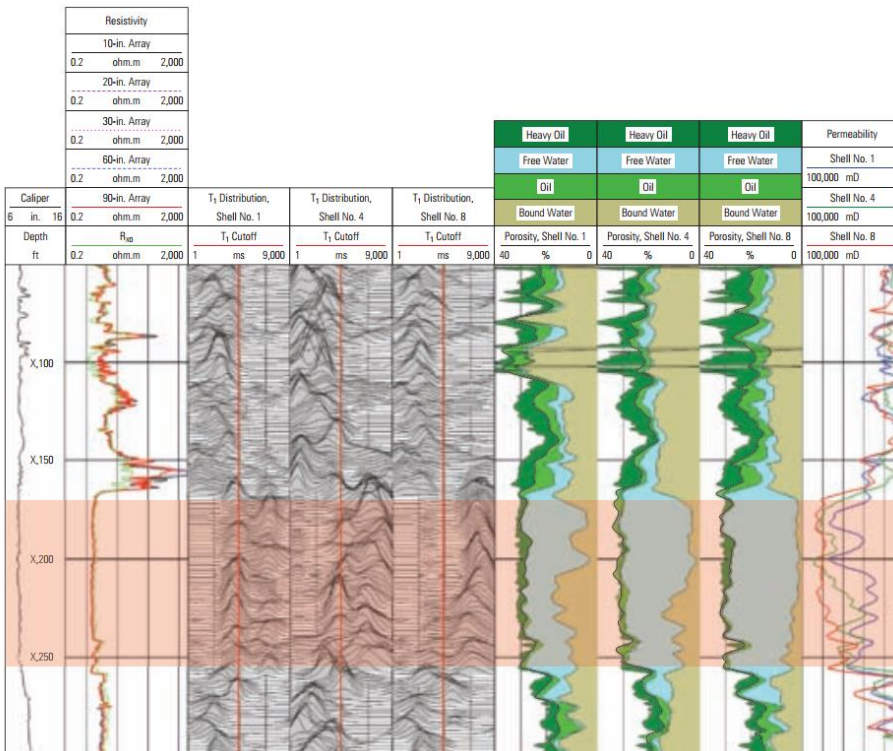


Figura 46. Ejemplo registro de resonancia magnética nuclear

Nota. Tomado de Oilfield Review Winter 2008/2009:20, No.4

2.7 Principio de medición y propiedades estimadas con probadores dinámicos de formación

Las pruebas de pozo proporcionan propiedades de los fluidos, mediciones precisas de presión y permiten realizar evaluación del potencial de producción. Es el paso final de la evaluación antes de poner el pozo en producción, y la información adquirida es clave para diseñar el completamiento del pozo y las facilidades de producción. Algunas de las aplicaciones de los probadores de formación son las siguientes: medición de la presión de formación, estimación de permeabilidad y daño, caracterización del fluido de formación y del yacimiento. Los probadores de formación son herramientas que se usan para pruebas de pozo, la mayoría de ellas en hueco abierto, operadas con cable o tubería de perforación en operaciones TLC (Tough Logging Conditions), o durante la perforación (Logging while drilling), y una herramienta de muestreo anclada en profundidad, mientras se establece la comunicación con el yacimiento a través de una o más probetas de presión y muestreo. La Figura 47 muestra una configuración típica para las pruebas de formación y muestreo con la herramienta MDT* (Modular Formation Dynamic Tester) de Slb.

Perfiles de presión. La presión de formación se obtiene extrayendo una pequeña cantidad de fluido para generar una prueba transitoria corta, denominada prueba pre-ensayo (pretest). Luego se registra la presión hasta que se estabiliza. En yacimientos gruesos con permeabilidades relativamente altas, los perfiles de presión vertical se utilizan para determinar la densidad del fluido del yacimiento in situ y los niveles de contacto del fluido, Figura 48. Los perfiles de presión de pozos individuales, en yacimientos vírgenes o desarrollados, se pueden correlacionar con los perfiles de otros pozos para describir las comunicaciones verticales y laterales.

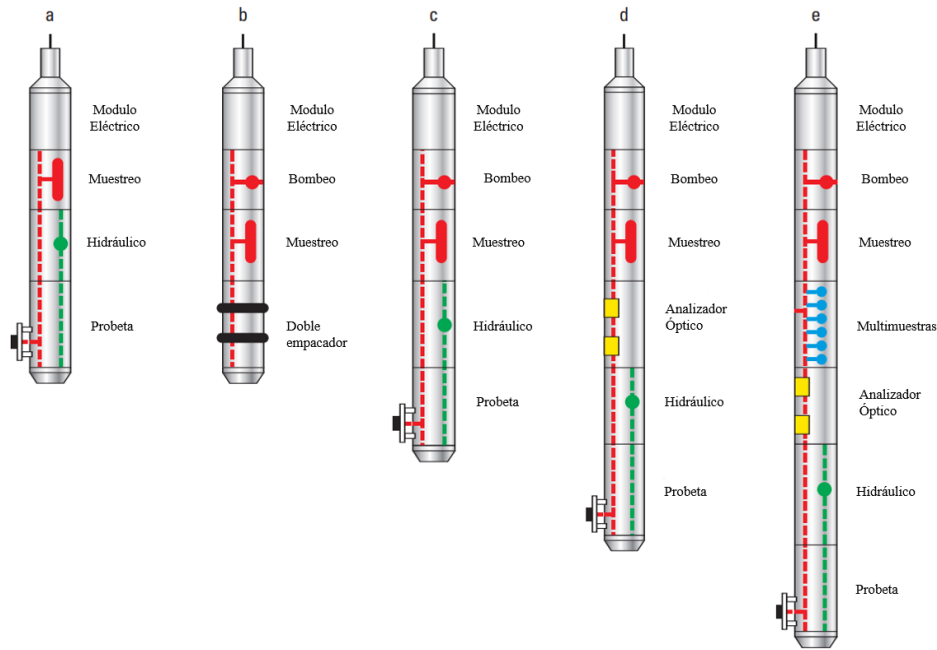


Figura 47. Configuraciones típicas herramienta MDT para pruebas de formación y muestreo

Nota. Tomado de Fundamentos de pruebas de formación, Slb 2006

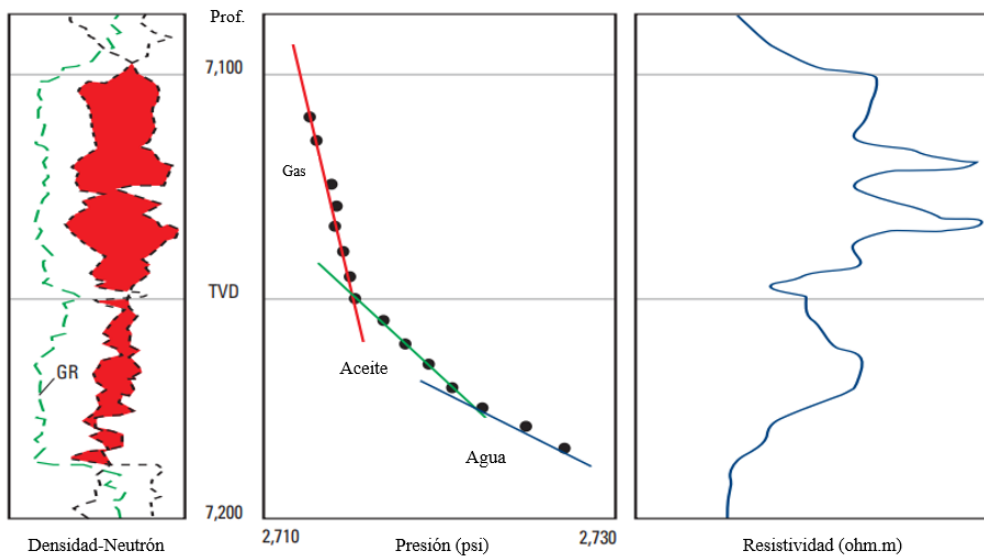


Figura 48. Perfil de presión vertical adquirido en un pozo nuevo

Nota. Tomado de Fundamentos de pruebas de formación, Slb 2006

Perfil de anisotropía de la permeabilidad. La naturaleza esférica de la propagación del transiente de presión de una probeta significa que la estimación de permeabilidad de una herramienta con una probeta representa una combinación de permeabilidad horizontal y vertical. Algunos factores indeseables que afectan la respuesta de una probeta pueden ser el bloqueo del revoque de lodo, el flujo no Darcy, la migración de finos y el daño a la formación. Estos efectos se pueden reducir observando la respuesta de la presión a cierta distancia de la probeta fuente y aumentando la velocidad o el volumen de la prueba pre-ensayo (pretest) para maximizar los diferenciales de presión.

Pruebas de mini producción. Los probadores de formación han alcanzado un nivel de rendimiento que a veces puede emular los requisitos de las pruebas DST (Drill Stem Test). Dichos requisitos son grandes volúmenes de muestra, investigación profunda y versatilidad en el programa de caudales. Las pruebas realizadas con probadores de formación para evaluar la productividad de un intervalo de yacimiento se denominan MiniDST. El "mini" se refiere a la menor profundidad de investigación de un probador de formación en comparación con un DST a gran escala, aunque los MiniDST son pruebas de producción por derecho propio. Esto significa que más allá de medir la permeabilidad y el daño, y tomar muestras de fluidos, se puede usar un probador de cable para evaluar la capacidad de entrega de un intervalo de yacimiento, al igual que el DST completo.

Muestreo de fluidos representativo. Los principales problemas en el muestreo de fluidos son si las muestras son realmente representativas de los fluidos del yacimiento y su grado de contaminación por filtrado de lodo. La herramienta MDT está construida con opciones para superar estos problemas y entregar muestras que realmente representen el fluido del yacimiento.

Estas opciones son mediciones de resistividad de fluidos, módulos de bombeo, analizadores ópticos, empacador, probeta y módulo multimuestras.

La herramienta MDT se construye como una sarta de módulos seleccionados de acuerdo con el diseño de la prueba, donde cada módulo realiza una función específica. Las líneas hidráulicas y de flujo están construidas como un bus separado que recorre toda la cadena de módulos, por lo que la configuración puede alcanzar un alto grado de versatilidad, Figura 47. A continuación, se proporcionará una breve descripción de los módulos más relevantes y su principio de medición.

Módulo de potencia. El módulo de energía eléctrica convierte la energía de corriente alterna (AC) que proviene de la superficie para proporcionar energía eléctrica de corriente continua (DC) a lo largo de un bus eléctrico común que recorre toda la sarta de módulos.

Módulo hidráulico. Proporciona energía hidráulica para desplegar y retraer las probetas. Una bomba de caudal fijo permite estimar el volumen de aceite bombeado por el motor. Esto permite determinar el volumen y el caudal de la prueba pre-ensayo (pretest).

Módulo probeta. Es un conjunto con un empaque y pistones de respaldo telescópicos. Posee una cámara de pre-ensayo (pretest) con una capacidad fija de 20cm^3 . El volumen real de la prueba pre-ensayo, el caudal y la presión de flujo se controlan desde la superficie. Por lo general, está equipado con sensores de zafiro y CQG. Además, incluye una medición de resistividad de línea de flujo, una medición de temperatura y una válvula de aislamiento, Figura 49. Este módulo se puede equipar con una serie de opciones (diferentes tipos de probetas) adecuadas para diferentes rangos de condiciones ambientales y necesidades en la caracterización del yacimiento.

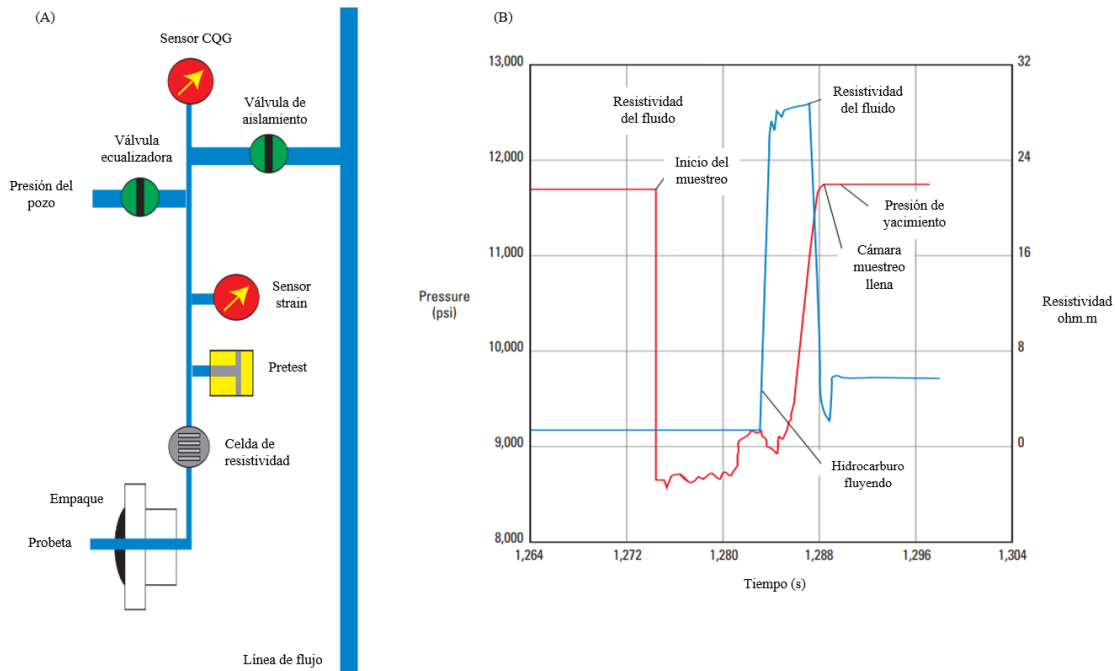


Figura 49. (A) Esquema módulo probeta, (B) Ejemplo pretest y mediciones adquiridas

Nota. Tomado de Fundamentos de pruebas de formación, Slb 2006

Módulo cámara de muestreo. Son cámaras con volúmenes definidos, el número de las mismas está limitado solamente por la longitud de la herramienta y consideraciones de peso. Cada cámara está equipada con una válvula de drenaje manual, válvulas de transporte, reciclaje y cierre, esta última es operada electromecánicamente y dirige el fluido muestreado a la cámara seleccionada en cualquier orden.

Módulo doble empacador. Presenta dos elementos, empacadores inflables, que aíslan un intervalo de pozo para pruebas y muestreo. El espacio entre los empacadores es flexible, pero la distancia mínima es de aproximadamente 3 pies y la distancia máxima es de aproximadamente 11,5 pies. Toda la pared del pozo está abierta al flujo, por lo que el área de flujo es varios miles de veces mayor que con probetas convencionales. La configuración de este módulo permite realizar mediciones de presión y muestreo de fluidos en formaciones laminadas, con cavidades o

fracturadas. El rango de permeabilidades para las pruebas se amplía a valores mucho más bajos que con las probetas convencionales, y la profundidad de investigación de las pruebas se amplía a decenas de pies, según la permeabilidad de la formación y los tiempos de flujo. Además, el área de flujo más grande permite el muestreo con diferenciales de presión más bajos, lo que es útil para el muestreo de formaciones estratificadas, compactas o no consolidadas, y el muestreo cerca del punto de saturación de los fluidos. Este módulo también se usa para realizar pruebas de interferencia vertical cuando se combina con una sola probeta, pruebas miniDST, y para determinar las características de las propiedades mecánicas de la roca mediante la creación de minifracturas en la formación.

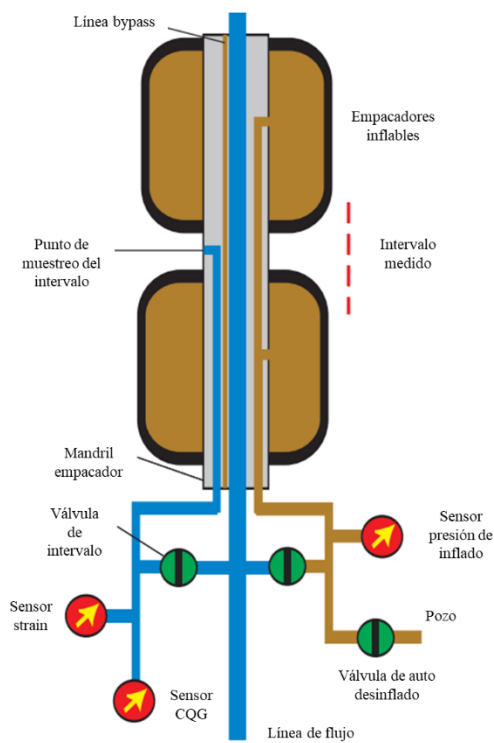


Figura 50. Esquema modulo doble empacador

Nota. Tomado de Fundamentos de pruebas de formación, Slb 2006

Módulo de bombeo. El primer requisito para recuperar muestras de fluido de formación representativas es retrasar el procedimiento hasta que el fluido de la línea de flujo haya alcanzado un nivel mínimo de contaminación con filtrado de lodo. Mientras que los fluidos de la línea de flujo aún están contaminados, deben sacarse de la línea de flujo y devolverse a la columna de lodo. Esta es la función principal de este módulo. La tasa de bombeo depende de la presión diferencial contra la cual trabaja la bomba.

Módulo analizador óptico. Ayuda a indicar el tipo de fluido. Además de la medición de la resistividad de la línea de flujo, se realiza una serie de mediciones ópticas con un analizador óptico. Estas mediciones ayudan a caracterizar el fluido en la línea de flujo, incluidos datos para diferenciar los hidrocarburos del filtrado de lodo de perforación a base de aceite. Modelar las propiedades ópticas del fluido de la línea de flujo en relación con las del filtrado permite determinar, con un alto grado de precisión, el porcentaje de contaminación de la muestra, lo que indica si es representativa. La Figura 51 muestra un boceto de un analizador óptico (OFA). El primero de los sensores OFA es un espectrómetro que analiza el espectro infrarrojo cercano de luz pasando a través del fluido en la línea de flujo. El segundo sensor es un refractómetro de gas que confirma la presencia de gas. El tercero es el sensor LFA, que es un detector para monitorear la presencia de metano en el fluido de la línea de flujo, ya sea disuelto en la fase líquida o gaseosa. La interpretación de estas mediciones se utiliza en el control de la contaminación. Se han desarrollado una serie de analizadores ópticos más avanzados que permiten mejorar la caracterización del tipo de fluido.

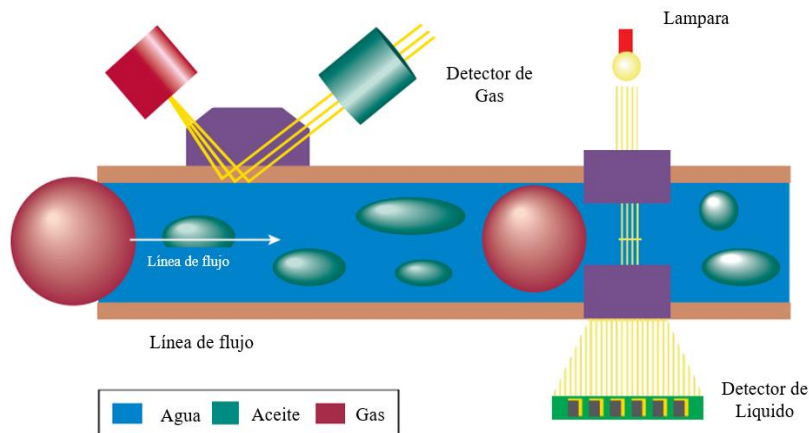


Figura 51. Esquema del analizador óptico OFA

Nota. Tomado de Fundamentos de pruebas de formación, Slb 2006

Módulo multimuestra. Otro requisito para una recolección de muestras de calidad PVT es tener disponible un receptor de muestras apropiado. Esto se puede satisfacer con cámaras de muestras convencionales o con el módulo multimuestra. El módulo multimuestra contiene seis cámaras de muestra llamadas receptáculo de muestra de presión modular (MPSR), cada una recolecta una muestra de 450 cm^3 adecuada para el análisis PVT. La cámara multimuestra monofásica (SPMC) se puede utilizar para muestrear fluidos cerca de su punto de burbujeo o cuando existe el riesgo de cruzar la envolvente de fase durante o después de la operación de muestreo, es un receptáculo de muestra de 250 cm^3 . La muestra se sobre presiona durante la recuperación de la muestra mediante la liberación de una carga de nitrógeno preestablecida, lo que aumenta la presión de la muestra en la cámara en 1600 psi. Por lo tanto, la muestra permanece en un estado monofásico en todo momento, como también ayuda a evitar la precipitación de asfáltenos.

Pruebas en yacimientos naturalmente fracturados. Durante la realización de pruebas miniDST con probadores de formación, se pueden realizar pruebas de presión transitorias (variaciones de presión), convencionalmente pruebas de restauración de presión (build up), las cuales permiten analizar el transiente de presión generado en el yacimiento mediante la identificación de regímenes de flujo. Estas pruebas son de particular interés cuando se están caracterizando YNF, en especial en la estimación de la permeabilidad del sistema matriz-fractura. La configuración ideal para un MiniDST es usar un módulo doble empacador que aisle una sección del yacimiento a través de dos empacadores. Debido a que el espesor aislado es a menudo menor que el espesor del intervalo del yacimiento, el flujo esférico (el cual se identifica por una curva cuya pendiente es -0.5) ocurrirá temprano durante el período transitorio, el cual precede un posterior flujo radial (el cual se identifica por una línea horizontal), Figura 52. A pesar de los excelentes resultados con este tipo de pruebas, existen limitaciones para la determinación de la permeabilidad en un MiniDST. Los transientes MiniDST tienen una resolución vertical deficiente; la determinación de la permeabilidad vertical (mediante la generación de flujo esférico) es indirecta y puede no ser única. Mediciones a hueco abierto, principalmente las imágenes de pozo se usan para identificar las fracturas y diseñar las operaciones con probadores de formación (Puntos de seteo – profundidades, cronograma de pruebas y muestreo). En lugar de estimar las características del yacimiento como en las pruebas convencionales, los objetivos de las pruebas con probadores de formación en YNF son estimar la capacidad de entrega del sistema matriz-fractura y recuperar muestras. Las pruebas MiniDST pueden probar múltiples intervalos en el mismo viaje, usualmente un número suficiente para muestrear el intervalo completo del yacimiento.

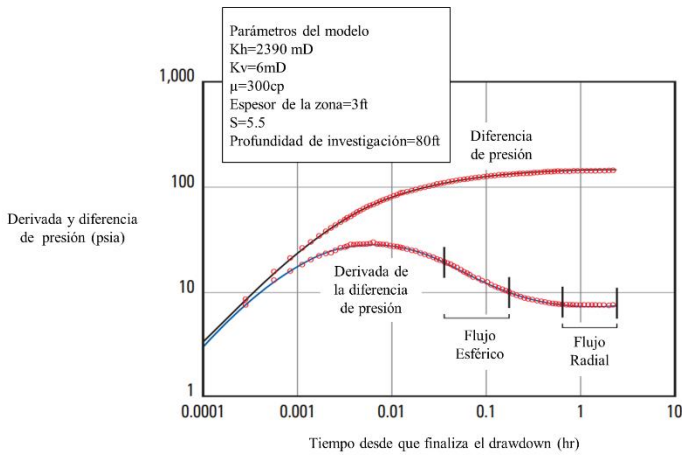


Figura 52. Interpretación de una prueba MiniDST

Nota. Tomado de Fundamentos de pruebas de formación, Slb 2006. Ayan et al (2001)

Muchos factores pueden afectar la interpretación de una prueba de presión transitoria, entre ellos: daño, almacenamiento, liberación de gas en la vecindad del pozo, variaciones de presión y tasa debido a la limpieza continua de la formación, y presión de flujo con mucho ruido debido al accionar de la bomba. Existen otro tipo de pruebas como las IPTT (prueba de presión transitoria de intervalo, Interval Pressure Transient Test por sus siglas en ingles) que ayudan en cierta medida a mitigar algunos de los factores previamente mencionados, este es un método preferido para sistemas multicapa.

La prueba IPTT requiere como mínimo, una probeta de observación vertical y una probeta pulsante, ya sea un módulo de probeta dual o de doble empacador. En cada ubicación de prueba, normalmente se sigue la siguiente secuencia de eventos, según lo indican la presión y la tasa registrados en el intervalo abarcado por el empacador dual (Figura 53, superior): tras el anclaje de la herramienta, los pre-ensayos establecen comunicación con el yacimiento mediante la extracción de fluido a través del empacador y a través de cada probeta. Durante el periodo de flujo, la

velocidad del fluido es constante, puesto que se controla con el módulo de bombeo, durante el periodo de incremento de presión, la presión se registra por un tiempo suficientemente largo, aproximadamente igual al periodo de flujo, para asegurar buenos datos de presión transitoria. Al término del periodo de incremento de presión, las probetas y el empacador se retraen. Durante las pruebas IPTT, las presiones en el intervalo abarcado por el empacador dual y las de probetas se registran con manómetros de presión equipados con sensores de cristal de cuarzo CQG (Figura 53, Inferior). Obsérvese también la clara demora en el inicio del incremento de presión en la Probeta 2, debido a la baja permeabilidad vertical, Slb 2006.

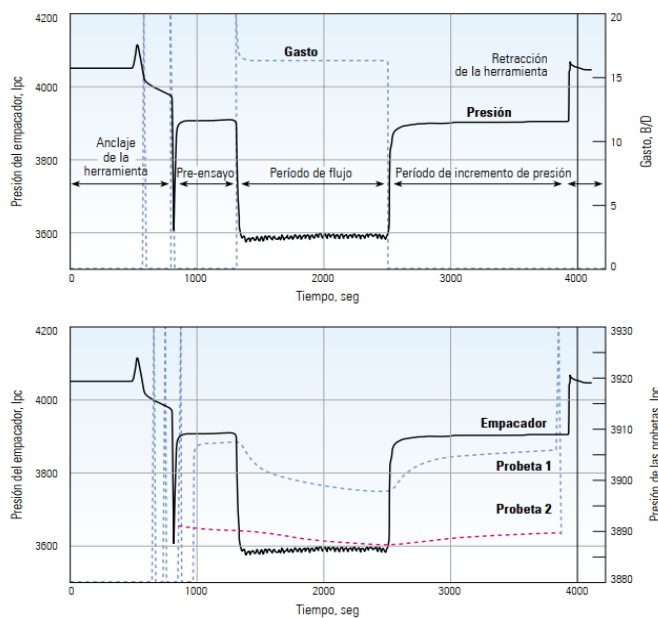


Figura 53. Secuencia de eventos en una prueba IPTT

Nota. Tomado de Fundamentos de pruebas de formación, Slb 2006.

Uno de los objetivos más importantes detrás de las pruebas de pozos es evaluar la productividad del pozo. Si el espesor real de la permeabilidad del pozo es mayor que el espesor que sugieren las

propiedades de la matriz es una fuerte evidencia del efecto de las fracturas en el flujo. El término índice de capacidad de flujo (FCI) se cuantifica como se indica a continuación.

$$FCI = \frac{K h_{pozo}}{K h_{matriz}}$$

El análisis de presiones transitorias también puede revelar un flujo lineal (indicativo del efecto de una sola fractura) y distintas respuestas de presión de medios de permeabilidad variable. A menudo, estas mediciones se denominan respuesta de porosidad dual. La Figura 54 muestra una simulación de una prueba de pozo de caída de presión (drawdown) en fracturas discretas (arriba) y una simulación de una prueba de pozo de caída de presión en un sistema matriz- fractura (abajo). Las líneas de interpretación con pendiente de 1/2 muestran un flujo lineal. La derivada de presión muestra la forma de V que se considera como el comportamiento característico de porosidad dual, Slb 2017.

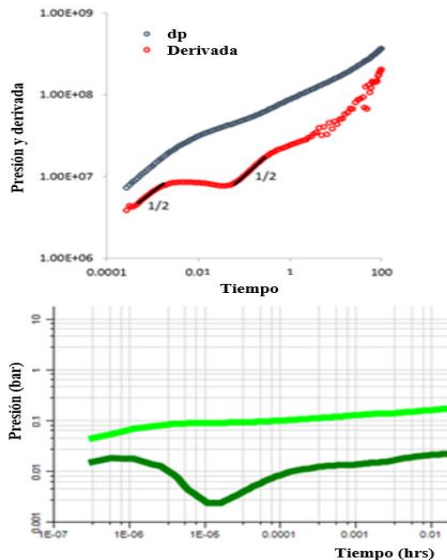


Figura 54. Simulación prueba drawdown en fracturas discretas y sistema matriz-fractura

Nota. Tomado de ECLIPSE Simulación de YNF, 2017.

3. Modelo dinámico para estimación de potencial

Los modelos dinámicos permiten evaluar numerosos escenarios de desarrollo para atender los retos específicos de cada yacimiento como optimización de pozos existentes, perforación de pozos nuevos o proyectos de inyección de agua. Para este proyecto, por tratarse de una metodología para estimar el potencial de producción en yacimientos naturalmente fracturados a nivel de pozo, el modelamiento estará enfocado en la construcción de un modelo estático y la simulación a nivel de un solo pozo (en inglés *Single Well Modeling*, SWM) variando área del modelo, propiedades de la roca-fluido y de las fracturas. En los siguientes subcapítulos, se describen las diferentes consideraciones y características de los modelos estático y dinámico.

3.1 Consideraciones modelo estático

El modelado de fracturas es un proceso de múltiples pasos que involucra varias disciplinas dentro de la caracterización y simulación de yacimientos, el principal objetivo es crear propiedades de simulación para la matriz y la fractura para poder predecir el comportamiento del yacimiento. La idea principal es basarse en conceptos geológicos y datos recopilados, como la interpretación de capas, fallas y fracturas a partir de datos de registro de imágenes. El siguiente paso es transferir estos datos a una descripción de la intensidad de la fractura que se puede poblar en un modelo de red geológico 3D. La intensidad de la fractura se puede poblar en la malla 3D de forma estocástica o determinista. De manera determinista, se necesita tener una muy buena idea de dónde están las fracturas y cómo se comportan en la malla 3D. Si no existen tales datos, se debe utilizar un método estocástico.

Los procesos usados para el modelamiento de fracturas son los siguientes: enfoque multidisciplinario, usar datos de fractura analizados de pozos, construir un modelo de fractura (DFN, discrete fracture network por sus siglas en inglés), escalado de la permeabilidad de fractura, porosidad y factor de conexión entre la matriz y la fractura desde el modelo de fractura.

La construcción del modelo estático se basa inicialmente en conocer y definir el tipo de yacimiento naturalmente fracturado, referirse a la sección 1.1, donde se detalla dicha clasificación y las respectivas características. La realidad capturada en un modelo 3D se puede observar en la Figura 55. Idealmente el flujo de hidrocarburos toma lugar en un sistema de una sola porosidad/permeabilidad. Sin embargo, en yacimientos de doble porosidad como los YNF, los fluidos existen en dos sistemas interconectados (matriz y fracturas). Esto debe ser considerado en un modelo de simulación.

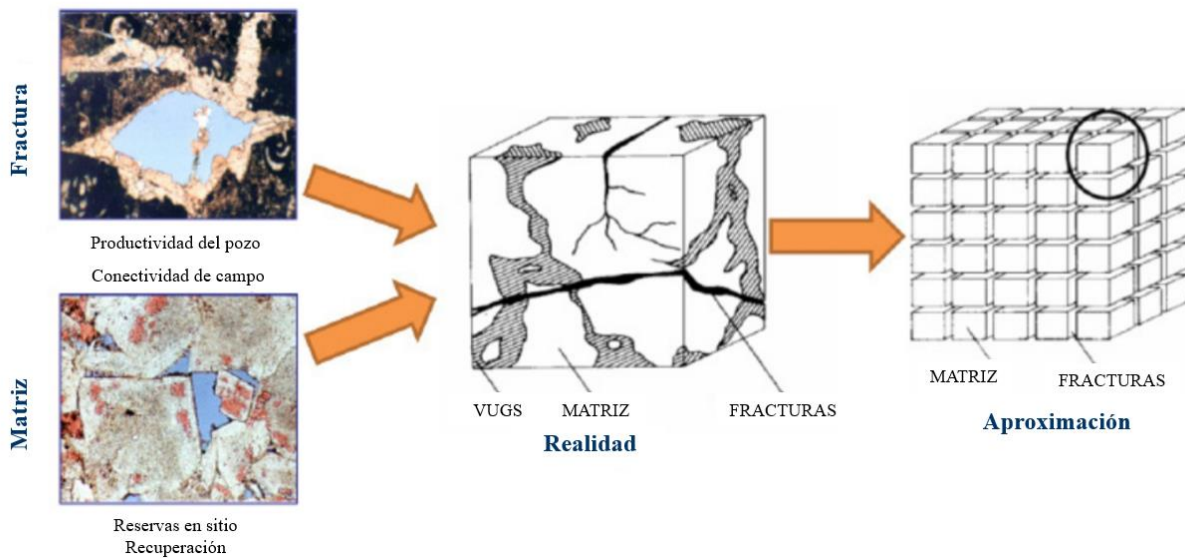


Figura 55. Aproximación de la realidad modelos 3D

Nota. Tomado de Modelamiento de fracturas Petrel, 2015.

Petrel genera dos conjuntos de propiedades (vistos como mallas/celdas separadas en el simulador), uno que representa la matriz y el otro que representa el volumen de fractura de la celda. Las propiedades de ambas mallas se pueden definir de forma independiente. Se construye automáticamente una transmisibilidad de acoplamiento matriz-fractura para simular el flujo entre los dos sistemas debido a la expansión del fluido, el drenaje por gravedad y la presión capilar.

Modelos de doble porosidad. El modelo de porosidad dual considera el flujo y el transporte de fluidos tanto en las fracturas conectadas como en los bloques de la matriz. Existen dos continuos superpuestos, ambos tratados como medios porosos. Se asume la liberación de fluido desde el almacenamiento en los bloques de la matriz hacia la red de fracturas. Si los bloques de la matriz están vinculados solo a través del sistema de fracturas, convencionalmente, esto puede considerarse como un sistema de doble porosidad y permeabilidad simple porque el flujo de fluido a través del yacimiento ocurre solo en la red de fracturas; los bloques de matriz actúan como fuentes. Si existe la posibilidad de flujo directo entre los bloques de matriz vecinos, este modelo se considera convencionalmente como un sistema de doble permeabilidad y porosidad. Hay tres tipos de modelos de porosidad dual, Figura 56: modelo en capas simple, lamina de conjuntos de fracturas paralelas; modelo palos de cerilla (matchstick), dos conjuntos de fracturas ortogonales; y el modelo cubo de azúcar, tres conjuntos de fracturas ortogonales. Se han utilizado modelos de redes de fracturas discretas (DFN) de distribuciones de fracturas para obtener representaciones más realistas del yacimiento, Figura 57. Un modelo DFN representa las fracturas como superficies planas en tres dimensiones, que finalmente se escalarán a las propiedades utilizadas en una corrida

de simulación de porosidad dual. En un DFN cada superficie de fractura tiene atributos individuales de permeabilidad, compresibilidad, y apertura.

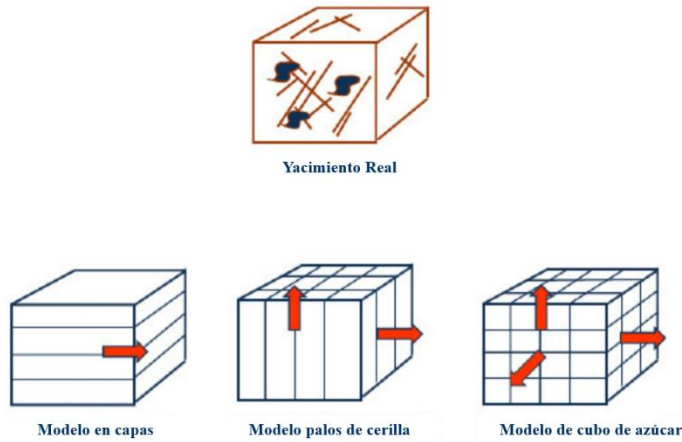


Figura 56. Tipos de modelo de doble porosidad

Nota. Tomado de Modelamiento de fracturas Petrel, 2015.

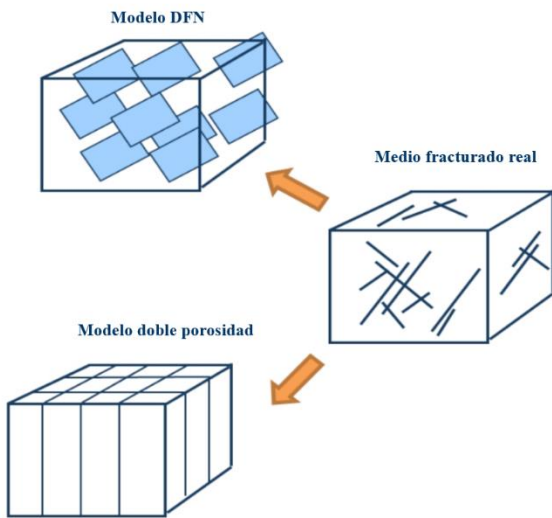


Figura 57. Modelos de simulación de flujo de fluidos: DFN y doble porosidad

Nota. Tomado de Modelamiento de fracturas Petrel, 2015.

Modelamiento de fracturas en Petrel. Consiste en 2 pasos (Figura 58): creación de la red de fracturas y escalamiento de las propiedades de la red de fracturas. Slb implementó algoritmos de escalamiento que fueron desarrollados por Golder Associates. Estos algoritmos proporcionan un flujo de trabajo completo para el modelamiento de fracturas desde la sísmica hasta la simulación.

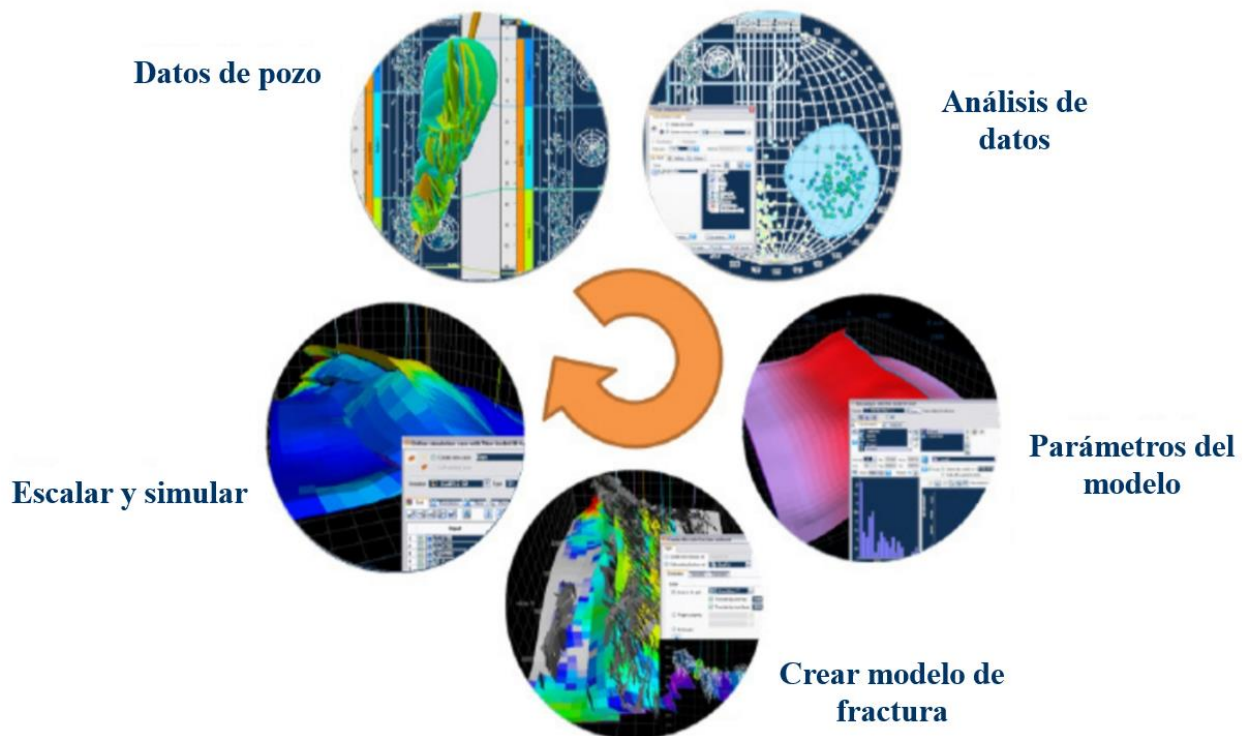


Figura 58. Flujo de trabajo para el modelamiento de fracturas en Petrel

Nota. Tomado de Modelamiento de fracturas Petrel, 2015.

Tipos de Mallas. Dependiendo de la geometría de las celdas se pueden construir diferentes tipos de mallas. Se podrían clasificar en dos grandes grupos: las mallas estructuradas y las no estructuradas. A excepción de los refinamientos de malla local (LGR, por sus siglas en inglés), no es posible mezclar tipos de geometría de celda ya que cada uno tiene formas particulares de

calcular la transmisibilidad. Dentro de las estructuradas, se encuentran las mallas con celdas ‘Corner Point’ y ‘Block Centered’. Estas mallas se conocen a su vez como modelos cartesianos, donde las primeras permiten honrar de mejor manera la complejidad geológica del subsuelo mientras que las segundas simplifican las estructuras. Para efectos de la metodología acá propuesta, se usarán mallas estructuradas de tipo ‘*Corner Point*’.

A partir de la metodología propuesta en este proyecto, se interpretarán propiedades como permeabilidad, porosidad, densidad de fracturas, espesor y área con las que se delimitará el modelo estático, el cual será a nivel de pozo. Una vez construido el modelo estático, se procederá con la definición del modelo dinámico. La implementación de este flujo de trabajo permitirá analizar los potenciales de producción asociados al pozo evaluado, sensibilizando las diferentes variables de incertidumbre identificadas tanto a nivel estático como dinámico.

3.3 Tipo de modelo de simulación de yacimientos

El modelamiento de fracturas en Petrel está integrado con los simuladores ECLIPSE/Intersect. Las propiedades de matriz y fractura se combinan correctamente y se presentan los resultados.

- Porosidad/Permeabilidad única: la contribución de la matriz tanto a la permeabilidad como al almacenamiento es despreciable.
- Porosidad dual: la fractura proporciona permeabilidad y la matriz proporciona almacenamiento.
- Porosidad dual/Permeabilidad dual: tanto la matriz como las fracturas contribuyen significativamente a la permeabilidad del sistema.

Tal y como se describe en el subcapítulo 1.1 Yacimientos naturalmente fracturados (YNF), existen 4 formas de clasificar estos yacimientos según Nelson, 2001. Esta clasificación es clave para el modelamiento dinámico ya que, dependiendo del tipo, la simulación se podría manejar a nivel de porosidad primaria o porosidad secundaria. Por ejemplo, los yacimientos tipos 2 y 3 podrían trabajarse como modelos de doble porosidad mientras que los yacimientos tipos 1 y 4 podrían ser de porosidad primaria.

Dependiendo de las características específicas del modelo y los datos disponibles, varía la utilidad de usar uno u otro modelo de porosidad. Es importante resaltar que, antes de proceder con el ajuste histórico o escenarios de producción, es necesario hacer el análisis correspondiente para seleccionar adecuadamente el tipo de YNF y, en consecuencia, el tipo de modelo de porosidad, ya que el resto del desarrollo del proyecto se verá impactado en términos de tiempo y confiabilidad.

Modelos de fractura discretos. Slb 2017, en estos modelos, las fracturas se capturan explícita o implícitamente como elementos discretos. Los modelos requieren información sobre la geometría de las fracturas individuales y las propiedades de flujo. El nivel de conocimiento necesario para caracterizar las fracturas reales, la entrada detallada y el costo computacional limitan la aplicación de este enfoque a solo algunas situaciones, como las que se describen a continuación: aplicaciones de investigación, tales como el comportamiento de flujo detallado y soluciones de referencia para validar métodos de escalamiento; el impacto en la conectividad del yacimiento de grandes fracturas o fallas conductivas que se pueden resolver a partir de datos sísmicos; y los modelos a escala sectorial para fines específicos, como comparar estrategias de terminación y optimizar el diseño de fracturamiento hidráulico de múltiples etapas. En los modelos de fractura discretos se pueden representar fracturas discretamente utilizando mallas no

estructuradas, refinamiento de mallas, o mallas estructuradas a escala fina. Ejemplos ilustrativos en la Figura 59.

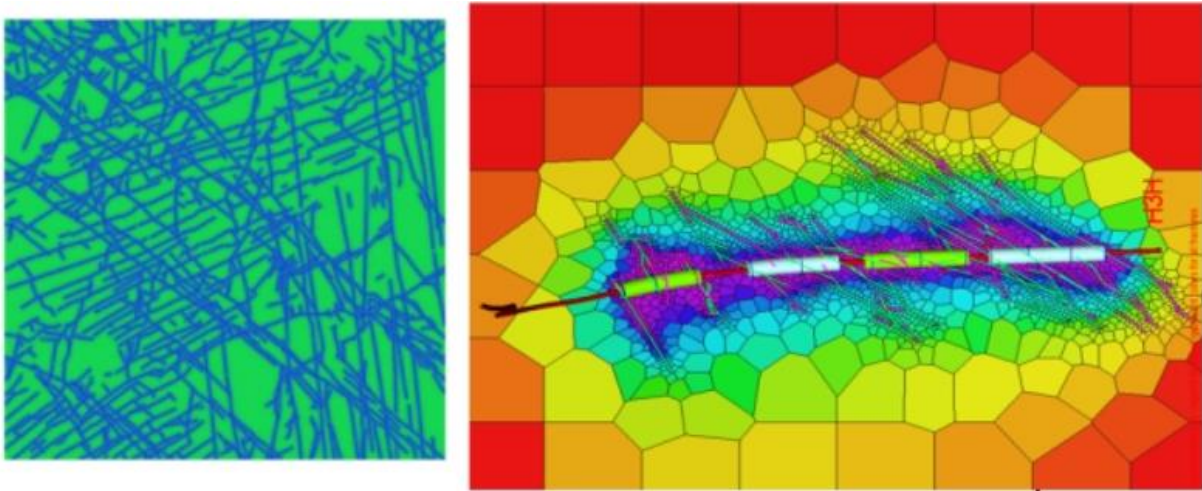


Figura 59. Modelos de fractura explícitos: mallas estructuradas refinadas (superior) y mallas no estructuradas (inferior)

Nota. Tomado de Simulación de YNF Petrel, 2017.

Modelo de medio único con propiedades de fractura efectivas. Los yacimientos fracturados de tipo 1, como un basamento fracturado, son las únicas fracturas que contribuyen al sistema de almacenamiento y flujo del yacimiento. El modelado DFN ofrece un flujo de trabajo para predecir propiedades continuas, como la porosidad y la permeabilidad, que se pueden utilizar como parámetros de entrada para ejecutar modelos de yacimientos convencionales.

Por el contrario, el impacto de las fracturas en el almacenamiento y el flujo puede ser tan pequeño que mejoran solo la permeabilidad local total de la roca. En este caso, los modelos convencionales de un solo medio son suficientes para capturar la dinámica del flujo, Slb 2017.

Modelos de porosidad dual. Las primeras propuestas para un enfoque diferente para describir los yacimientos fracturados incluyeron a Bulnes y Fitting (1945), Imbt y Ellison (1946) y Pirson

(1953). Pirson formuló la primera hipótesis de medios duales en la que hay dos relaciones porosidad-permeabilidad: el 90 % del volumen poroso del yacimiento tiene una permeabilidad del orden de 1 mD o menos, y el 10 % restante del volumen poroso tiene una permeabilidad del orden de 100 mD o más. Este tipo de modelo puede capturar diferentes frentes de inundación en la red conectada y en la matriz rocosa. La Figura 60 es un ejemplo de un modelo de medio dual en el que el frente de agua del acuífero avanza a través de la red de fracturas con base a una permeabilidad de fractura efectiva, dejando atrás los hidrocarburos.

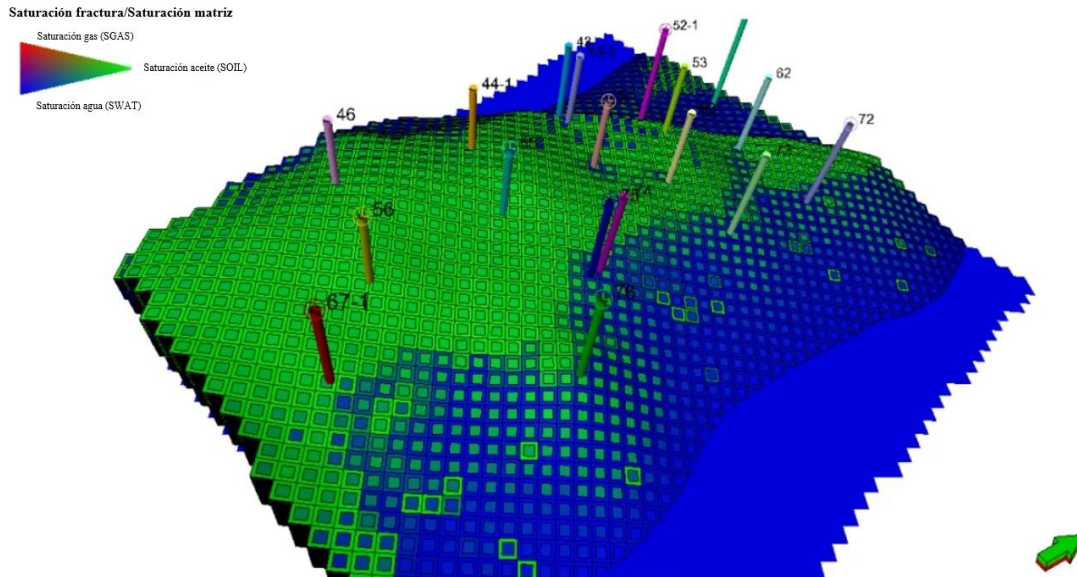


Figura 60. Yacimiento fracturado representado como un modelo de medios duales

Nota. Tomado de Simulación de YNF Petrel, 2017.

Modelos multiporosidad. Slb 2017, en un sistema de fracturas de múltiples escalas, puede aproximarse a los medios porosos con un flujo de medios dual: las fracturas difusas aisladas y las pequeñas cavidades contribuyen predominantemente al flujo de la matriz, y las fallas conductivas largas que se caracterizan como parte de la red de flujo. La naturaleza multiescala de las fracturas

plantea una pregunta: a qué escala se debe trazar la línea entre las fracturas que contribuyen a la matriz y las fracturas que contribuyen a la red de flujo conectada. Las simplificaciones y suposiciones pueden no ser suficientes para representar las propiedades hidráulicas del sistema. La Figura 61 muestra un esquema de un sistema de triple porosidad en el que las cavidades y las fracturas se capturan por separado.

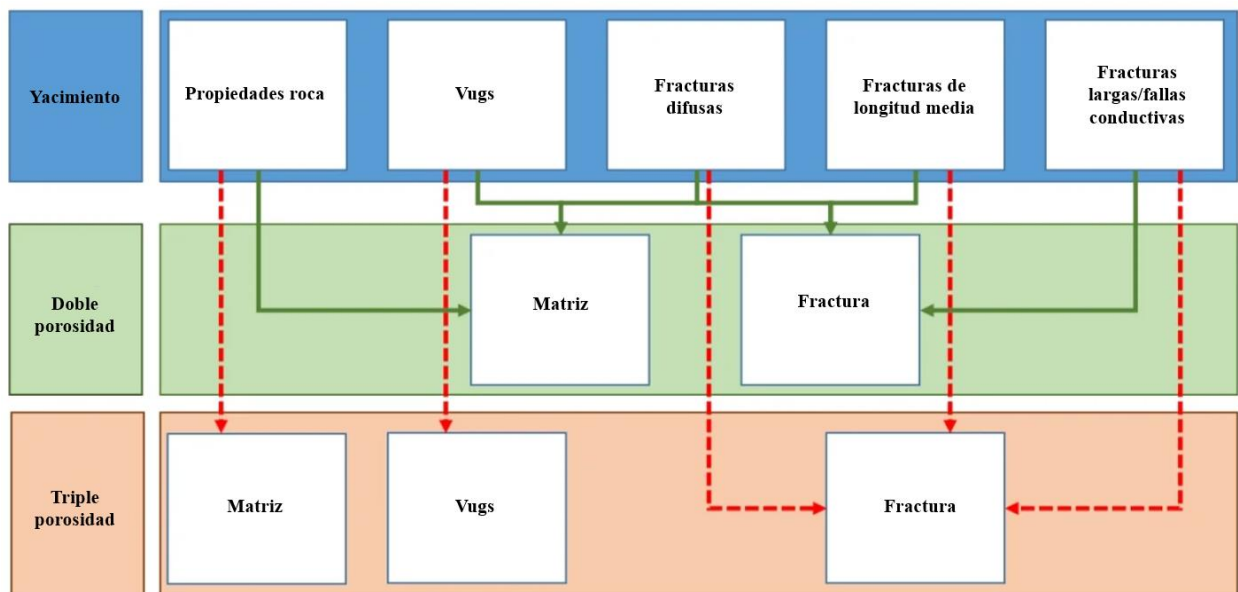


Figura 61. Representación de roca yacimiento, vugs, y fracturas usando modelos de doble y triple porosidad.

Nota. Tomado de Simulación de YNF Petrel, 2017.

Modelos híbridos. Por lo general, la representación de fracturas discretas no es factible (o necesaria) para modelos dinámicos de campo completo. Es muy adecuado para modelar fallas y fracturas regionales que pueden resolverse a partir de los datos disponibles. Los modelos de medio único son mejores para los casos en los que las fracturas no tienen impacto en el flujo de fluidos o cuando las fracturas dominan el almacenamiento y el flujo. Los modelos de porosidad dual son mejores para los casos en los que la matriz y las fracturas contribuyen al almacenamiento, al flujo

o a ambos. Es práctico usar un modelo híbrido para representar efectivamente la variabilidad de las escalas de fracturas y su impacto en el flujo como se requiere en yacimientos heterogéneos, Slb 2017.

3.4 Consideraciones modelo dinámico: ajuste histórico y escenarios de predicción

El modelamiento dinámico se divide en dos fases: ajuste histórico y escenarios de producción. En la primera fase se realiza la calibración del modelo numérico con los datos históricos u observados del pozo o el campo. Esta fase es relevante ya que del ajuste histórico que se logre, dependerá la predictibilidad del modelo para la segunda fase. Luego, en la segunda fase, se evalúan diferentes escenarios de desarrollo para identificar el óptimo, es decir, que permita identificar la mejor estrategia de completamiento y obtener el mayor factor de recobro con la menor inversión posible. Para efectos de este proyecto, por su naturaleza de metodología y para que pueda ser replicada en otros proyectos, se realizará una calibración tipo prueba ciega o *blind test*, donde el escenario de predicción se comparará con la producción real del pozo. Es decir, no se realizará un ajuste histórico específico, sino que los escenarios de predicción servirán como escenarios de ajuste. El detalle de esta prueba ciega se describe en el Capítulo 5. Validación y aplicación de la metodología propuesta.

La construcción del modelo dinámico incluirá la creación del modelo de fluido y definición de las condiciones iniciales como presión inicial, profundidad de referencia y profundidad del contacto de agua-petróleo. De igual forma, se realizará la construcción de las curvas de permeabilidad relativa para los tipos de roca que se identifiquen. Luego de la definición de los modelos de roca-fluido, junto con las propiedades estáticas, se realizará la inicialización del

modelo por equilibrio para cuantificar los volúmenes dinámicamente y compararlos con los obtenidos por análisis volumétrico. Una vez se tenga dicha inicialización, se procederá con el escenario de predicción y se harán las sensibilidades pertinentes para evaluar la incertidumbre del modelo y generar los perfiles probabilísticos del modelo que permitan establecer los escenarios pesimista, optimista y más probable. Por último, para validar los resultados obtenidos con el modelo a nivel de pozo que se construya, se comparará el escenario más probable con el histórico de producción del pozo.

Control de calidad modelo estático.

Antes de ejecutar una corrida de ajuste histórico para los modelos de yacimientos fracturados, se debe verificar la calidad del modelo estático y las propiedades de simulación escaladas contra los datos dinámicos existentes. Con base en los objetivos del estudio de ingeniería de yacimientos, existen tres niveles de calibración: ajuste de espesor y permeabilidad con pruebas de pozo (well test, por sus siglas en inglés), ajuste con resultados de registros de producción (PLT) o registros adquiridos con probadores de formación (por ejemplo, MDT), y pruebas de pozo numéricas.

Ajuste permeabilidad-espesor pruebas de pozo. Slb 2017, La interpretación analítica de los datos de prueba del pozo revela la capacidad de flujo (kh, permeabilidad-espesor) general de la formación productora con un grado razonable de precisión. Este nivel de precisión proporciona pistas tempranas sobre el grado de efecto de las fracturas en el flujo del pozo, en relación con la capacidad de flujo (kh) de la roca únicamente. Por lo general, en yacimientos no fracturados, el espesor se toma como el espesor neto productivo de la formación. Las fracturas pueden abarcar

varias capas de yacimiento, incluidas las capas que no son de yacimiento, por lo que el espesor puede ser diferente, Figura 62.

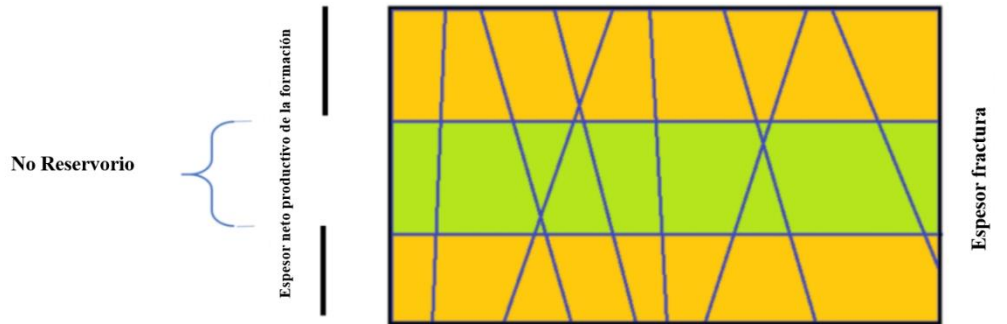


Figura 62. Diferencia espesor de la fractura y espesor neto productivo

Nota. Tomado de Simulación de YNF Petrel, 2017.

Registros de producción y registros adquiridos con probadores de formación. Los resultados de este tipo de registros proporcionan indicaciones acerca del grado de depletamiento en una zona específica del pozo, cuanto caudal volumétrico contribuye, permeabilidad, y que tipo de fluidos produce. En la Figura 63, las pistas de derecha a izquierda muestran la capacidad de flujo (Kh), tasa de flujo de aceite, y la contribución acumulativa de flujo de aceite a lo largo de la trayectoria del pozo, respectivamente.

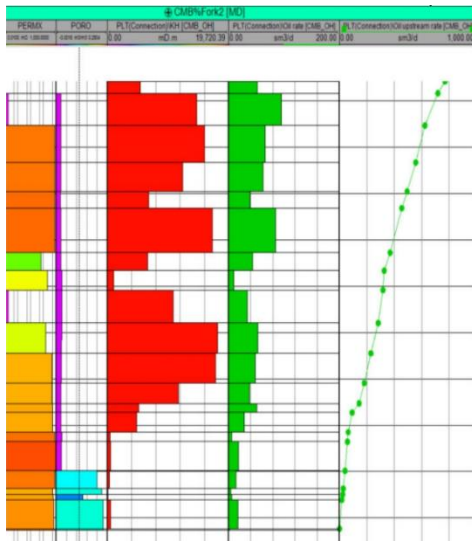


Figura 63. Simulación de perfil PLT en una ventana de sección de pozo en petrel

Nota. Tomado de Simulación de YNF Petrel, 2017.

Ajuste Histórico. Es un proceso en el que se calibra un modelo dinámico para que coincida con los datos de producción observados. Este proceso mejora la confianza en las predicciones que se ejecutan en el modelo de simulación. De igual forma, existe el flujo de trabajo de ajuste histórico asistido que automatiza el proceso y puede acelerar el progreso, también puede dar lugar a múltiples modelos de ajuste histórico que usan la cuantificación del perfil de riesgo. Este proceso en YNF es más difícil que en yacimientos convencionales por muchas razones, tales como: un mayor número de celdas requiere un mayor tiempo de ejecución de la simulación, un modelo de yacimiento fracturado tiene al menos el doble de variables de solución; existe mayor incertidumbre en torno a las propiedades de la fractura; y la interacción matriz-fractura en casos de porosidad dual puede conducir a un espacio de parámetros complejo. Esta condición dificulta que los algoritmos de ajuste histórico alcancen un mínimo global de la función objetivo, Slb 2017.

A menudo, la relación no es clara entre las propiedades de fractura directamente observables y medibles (como orientación, intensidad, apertura, concentración y longitud) y las propiedades de

simulación relacionadas con el dominio de fractura (porosidad de fractura, permeabilidad y factor de forma). Por lo general, esta relación se establece siguiendo los pasos de modelado DFN en la simulación de campo completo. Se utiliza una combinación de análisis de datos sin procesar (raw data), generación de DFN y escalamiento para cerrar la brecha entre las propiedades de fractura observables y las propiedades de fractura de simulación, Figura 64, Slb 2017.

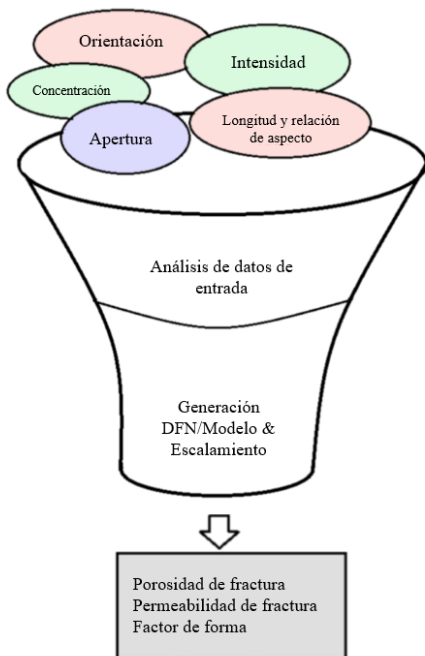


Figura 64. Relación entre los datos de fractura y propiedades de simulación

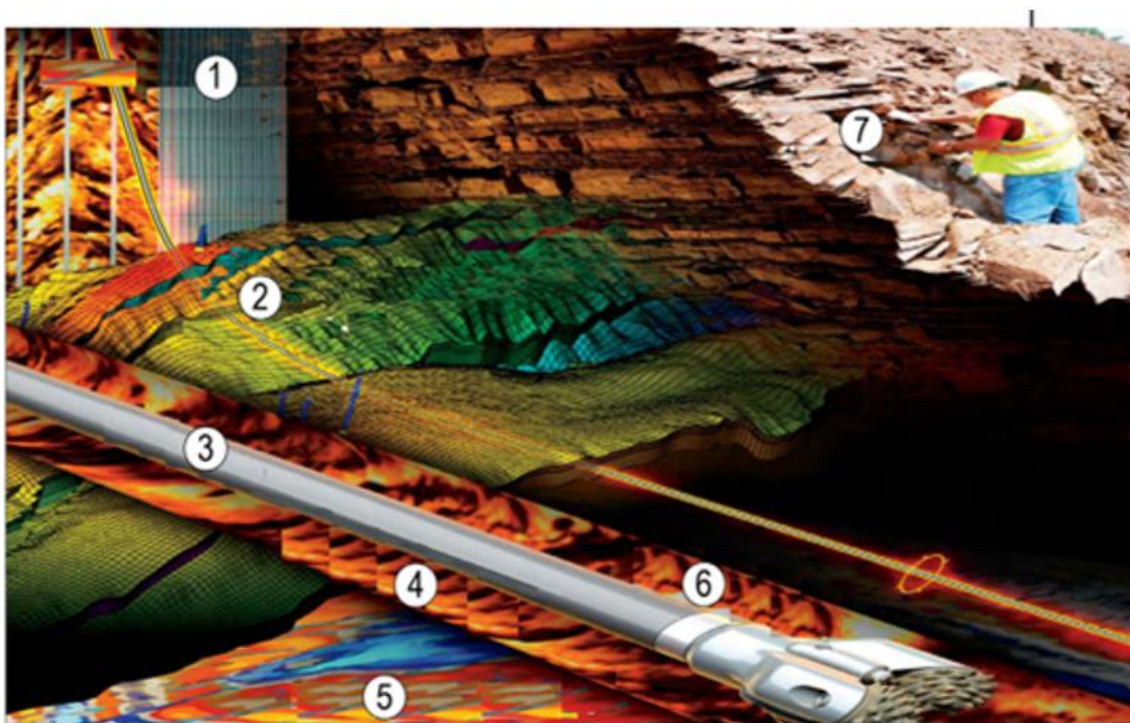
Nota. Tomado de Simulación de YNF Petrel, 2017.

Escenario de predicción. Para efectos de este proyecto, el primer caso de predicción corresponderá a la prueba ciega. Es decir, el periodo evaluado será la etapa final de los datos históricos con el fin de validar la representatividad del modelo construido. Una vez calibrado y validado el modelo, se procederá a definir 3 escenarios adicionales de predicción. El primero,

corresponderá al caso base o de continuidad operativa. En este caso, se evaluará el comportamiento del pozo en un periodo de 5 años bajo los intervalos abiertos iniciales con los que el pozo fue diseñado. Los otros dos escenarios de predicción corresponderán a las optimizaciones del esquema de completamiento de referencia (caso base). Los potenciales de los casos en mención se compararán con el fin de clasificarlos y seleccionar el mejor esquema de pozo a implementar en la fase de completamiento. Es importante resaltar, que la metodología acá propuesta, busca garantizar la mejor selección de los intervalos a cañonear en los pozos en tiempo real a medida que se vayan obteniendo los registros de pozo durante la etapa de perforación.

4. Metodología propuesta

La necesidad de un enfoque integrado cuando se caracterizan los yacimientos naturalmente fracturados tiene aún mayor importancia que en los yacimientos convencionales. En la Figura 65 se puede observar las diferentes fuentes de adquisición y medición de información que caracterizan colectivamente un yacimiento fracturado. Algunas de ellas son puntos clave dentro de esta metodología, y por tal razón, se revisan en detalle en los capítulos anteriores.



- | | | | |
|-------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| 1. Imágenes de pozo | 3. Data de núcleos | 5. Atributos sísmicos | 7. Data de afloramiento |
| 2. Modelos geomecánicos | 4. Pruebas de pozo, PLT | 6. Data de perforación | |

Figura 65. Mediciones y fuentes de información para caracterizar yacimientos fracturados

Nota. Tomado de Simulación de YNF Petrel, 2018.

A continuación, se describe el flujo de trabajo que define la metodología aquí propuesta, Figura 656.



Figura 66. Metodología propuesta

Nota. Desarrollo tesis

El flujo de trabajo inicia con el modelado previo al trabajo para el pozo planificado utilizando datos de pozos piloto o pozos vecinos, o sector de una malla de un modelo a nivel de campo.

A medida que comienza la operación de perforación, los datos de múltiples dominios, que incluyen petrofísica, pruebas de formación, geo navegación, geología, etc., se integran al modelo de pozo construido en la plataforma Petrel. El modelo de yacimiento se puede crear y actualizar en tiempo real mediante la integración de los datos de registros multidisciplinarios adquiridos. La simulación de yacimientos en este caso se realiza para evaluar los escenarios de producción del pozo en función de diferentes estrategias de completamiento con el fin de establecer cuál sería la estrategia de completamiento más eficiente.

4.1 Determinación capacidad de almacenamiento

El primer paso en esta metodología es la determinación de la capacidad de almacenamiento la cual está definida por el cálculo de la porosidad efectiva de la zona de interés. Por tanto, en este paso se debe identificar claramente cuál es la contribución de la matriz y de las fracturas en el almacenamiento. Para ello, es necesario identificar cuál de las mediciones previamente descritas en las secciones 2.3, 2.4 y 2.6 permite lograr una estimación representativa de la porosidad del sistema matriz-fractura, tales como: densidad-neutrón, resonancia magnética nuclear, y porosidad sónica.

En algunos yacimientos naturalmente fracturados ubicados en cuencas colombianas, se observan ambientes de baja porosidad (<3 pu), donde la estimación de este parámetro presenta desafíos importantes para la mayoría de las tecnologías de adquisición, principalmente porque a bajas porosidades, las mismas están limitadas en términos de precisión. La implementación de algunos flujos de trabajo, parte de esta metodología, ha permitido identificar la combinación de registros de densidad-neutrón con registros sónicos como la mejor opción para estimar la capacidad de almacenamiento con una precisión aceptable, mientras que tecnologías tales como la resonancia magnética nuclear tienen limitaciones de precisión en entornos de baja porosidad.

El volumen de arcilla se identificó como un parámetro crítico para estimar la porosidad efectiva en este tipo de yacimientos donde la garganta de poro y la porosidad efectiva se reducirán significativamente debido a la presencia de una pequeña cantidad de arcilla. Desafortunadamente, el rango de volumen de arcilla de formación está fuera de la precisión del registro rayos gamma espectral, el cual se considera una de las herramientas más útiles para identificar y estimar el volumen de arcilla (Vsh, shale volume, por sus siglas en inglés).

En algunos casos, la porosidad secundaria de los YNF en cuencas colombianas representa menos del 15% de la porosidad total del sistema, por lo que la mayor contribución a la capacidad de almacenamiento lo otorga la matriz, lo cual proporciona información útil para predecir zonas con mayor potencial de producción. Además, esto permite optimizar el tiempo requerido para la adquisición de puntos de presión y muestras en este tipo de yacimientos. Dado que se identificó de igual forma, que la matriz tiene muy baja permeabilidad, por tanto, son las fracturas naturales abiertas las que aportan la permeabilidad para aumentar el flujo de fluidos desde el yacimiento. La tasa de flujo esperada del sistema matriz-fractura está directamente relacionada con la porosidad efectiva y la densidad de fracturas abiertas conectadas.

La curva de porosidad continua obtenida en este paso será posteriormente usada para el poblamiento del modelamiento estático en el modelo de pozo.

4.2 Determinación capacidad de flujo

4.2.1 Identificación de fracturas

En este paso los registros de imágenes (descritos en la sección 2.2) se utilizan para la detección de la localización de fracturas, orientación, tipo, densidad y distribución de las fracturas. Sin embargo, la interpretación precisa de las fracturas depende en gran medida de la buena calidad de la imagen de pozo adquirida. Una imagen deficiente provoca no solo una interpretación deficiente, sino también resultados erróneos de modelos geológicos y simulación de yacimientos posteriores. Por lo tanto, la mejora de la imagen y el control de calidad de la interpretación son los dos elementos clave que agregan valor en la detección de fracturas mediante registros de imágenes.

En pozos profundos, los registros de imágenes adquiridos en lodos base aceite, lodos pesados y la aceleración de la herramienta son las principales causas responsables de imágenes pobres, o de deficiente calidad. Para obtener imágenes de buena calidad y garantizar la mayor cantidad de información posible, las herramientas FMI* (Formation Micro Imager), en lodos base agua, y la herramienta UBI* (Ultrasonic borehole Imager), en lodos base aceite de Slb han sido utilizadas en YNF colombianos, para permitir el análisis de fracturas, esfuerzos e interpretaciones estructurales que no estén influenciadas por el tipo de lodo.

Como ejemplo, la herramienta UBI* de Slb mide con precisión tanto la amplitud como los tiempos de tránsito. La sonda incluye un subconjunto de transductor giratorio, que está disponible en diferentes tamaños para registrar todos los tamaños estándar de pozos abiertos, **Error!**

Reference source not found.

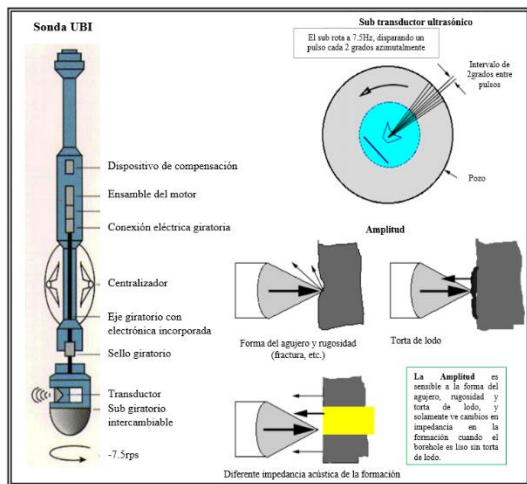


Figura 67. Herramienta UBI

Nota. Tomado de base de datos Slb

La herramienta opera en dos frecuencias (250 o 500 kHz); la frecuencia más alta produce una resolución de imagen más alta, mientras que la frecuencia más baja proporciona una medición

robusta en lodos altamente dispersivos. La herramienta es relativamente insensible a la descentralización hasta 1/4 in. Incluso en pozos muy desviados, el sistema de centralización UBI es confiable, lo que permite que la herramienta proporcione imágenes claras.

El centro de procesamiento de Slb mejora las imágenes (adquiridas con UBI o FMI) al corregir la información de amplitud y tiempo de tránsito para los efectos de las variaciones de velocidad de registro y también al filtrar el ruido. Las imágenes se orientan combinando información de herramientas de inclinometría. Posterior, los datos se mejoran mediante normalización estática y dinámica y se muestran como una imagen para interpretación visual. Esta interpretación consiste en la identificación de diferentes características geológicas y eventos sobre las imágenes, cada uno de los eventos que se interpretan individualmente corresponden a planos que cruzan las paredes del pozo; en estas imágenes (equivalentes a un cilindro desdoblado) dichos eventos son observados en forma de sinusoides, **Error! Reference source not found.**

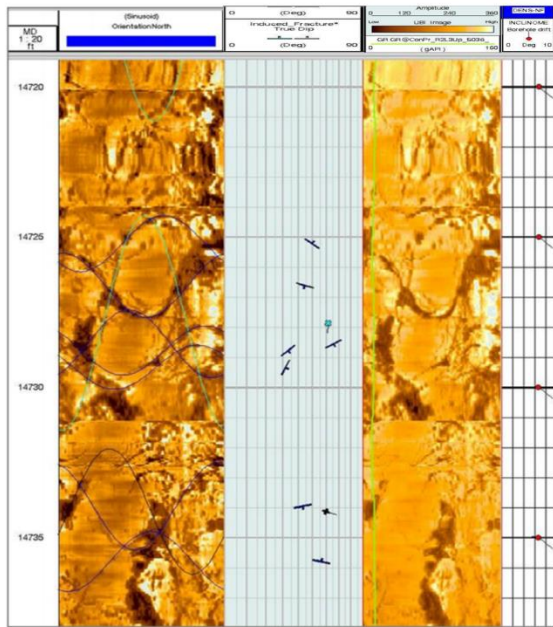


Figura 68. Ejemplo interpretación imagen de pozo adquirida con UBI

Nota. Tomado de base de datos Slb

Los rasgos geológicos son representados mediante la senoide matemática que mejor se adapta al rasgo observado, esta es graficada sobre la imagen en forma de buzamiento aparente y en un color codificado para permitir la diferenciación de todas las categorías establecidas para la interpretación. Los tadpoles asociados a cada una de estas sinusoides contienen las correcciones por desviación del pozo y representan el buzamiento real del evento interpretado.

La imagen estática se procesa utilizando una escala de colores sobre la sección completa registrada; esto permite la visualización de variaciones litológicas a lo largo de la imagen. La imagen dinámica es obtenida mediante un proceso basado en un histograma de ecualización el cual es aplicado sobre una ventana móvil predeterminada (usualmente 2-5 pies) a lo largo de todo el intervalo registrado. Este proceso dinámico maximiza el contraste de colores y permite la identificación de detalles pequeños sobre las imágenes.

Estas herramientas permiten determinar el buzamiento estructural de la formación, tanto fracturas naturales como las inducidas por esfuerzos, y las características relacionadas con estabilidad de pozo tales como Breakouts (su orientación puede proporcionar información sobre el esfuerzo horizontal mínimo).

Si la amplitud de la senoide de respuesta en las imágenes de pozo es: baja, continua alrededor del pozo, más oscura (más oscuro=conductor) y nítida que la materia circundante, y además parecen estar abiertos al movimiento de fluidos, se caracterizan como fracturas conductoras que se rellenan con lodo conductor. Por tanto, se pueden considerar inicialmente como fracturas abiertas, sin embargo, las imágenes de pozo por sí solas no pueden afirmar dicha conclusión dada la poca profundidad de investigación de la herramienta (pocas pulgadas alrededor del pozo), por

lo cual, es necesario validar la apertura o cierre de las fracturas naturales con otras mediciones como las adquiridas con herramientas sónicas tales como el Sonic Scanner* de Slb, las cuales proporcionan mayor profundidad de investigación, **Error! Reference source not found..**

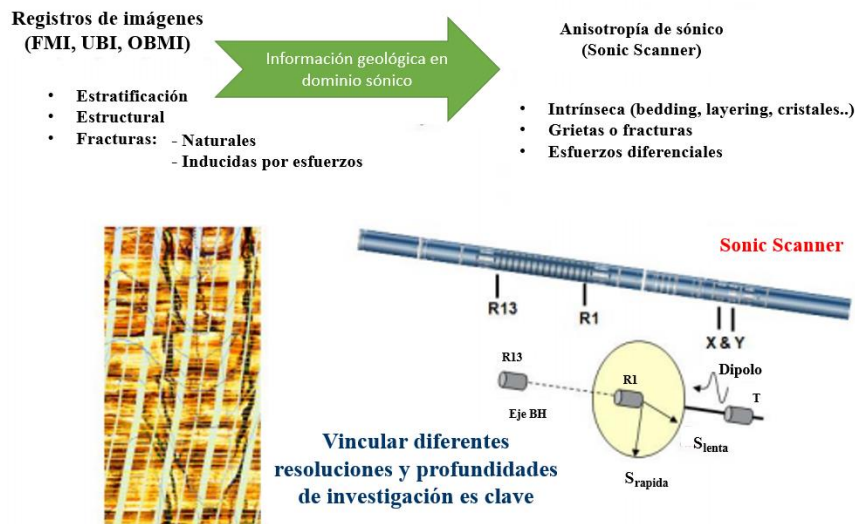


Figura 69. Integración registros de imágenes con registros sónicos

Nota. Tomado de base de datos Slb

De igual forma, inicialmente se pueden considerar fracturas naturales cerradas a aquellas que parecen estar rellenas de minerales resistentes (alquitrán y/o calcita) otorgándoles la propiedad de ser barrera para el movimiento de fluidos.

4.2.2 Caracterización de fracturas

En este paso se realiza una caracterización de las fracturas mediante el análisis e interpretación de los registros de imágenes y registros sónicos.

Evaluación de las fracturas. La apertura de la fractura, la orientación y la densidad son las características más importantes que contribuyen en el proceso de producción. El procesamiento de

las imágenes permite obtener la magnitud del buzamiento y el rumbo de las fracturas, y la densidad de fractura en número de fracturas por pie. El cálculo de la apertura y porosidad de las fracturas es considerablemente más complejo y se realiza al terminar de seleccionar todos los eventos.

La apertura de una fractura controla el flujo de un yacimiento; idealmente, si la fractura es un plano perfecto de extensión infinita, la permeabilidad aumenta con el cuadrado de la apertura y el flujo aumenta con el cubo de la apertura. El flujo de una fractura ideal de 100 micras será 1000 veces mayor que el de una fractura de 10 micras. La apertura de una fractura se puede calcular si las imágenes se han calibrado a partir de la resistividad del lodo, la ecuación utilizada es:

$$W = a \cdot A \cdot R_{mf} \cdot b \cdot R_{xo} \cdot (1-b)$$

Donde,

A es la corriente extra emitida por la herramienta debido a la presencia de una fractura.

a es una constante de la herramienta.

b es un valor ligeramente menor a 1.

R_{mf} es la resistividad del filtrado de lodo.

R_{xo} es una resistividad poco profunda.

Esta relación es principalmente sensible a la determinación precisa de la constante de la herramienta y la resistividad del lodo. Dado que los cálculos se realizan para cada uno de los electrodos que atraviesa una fractura, se pueden obtener valores de apertura a lo largo de toda la traza de la fractura. Los colores de las sinusoides que representan cada fractura son valores escalados de la apertura de la fractura; el valor medio de apertura se calcula por la integración de

los valores de todas las trazas y se pone con el símbolo de un pequeño cuadrado en un color codificado en la pista logarítmica a la izquierda de la imagen estática.

Las fracturas inducidas son importantes en la interpretación del pozo. Estas fracturas se generan cuando la presión de fondo del pozo excede el gradiente de fractura de la formación. Las rocas se fracturan en una orientación predecible, manteniéndose el rumbo de la fractura en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Estas fracturas se caracterizan por su forma irregular, siendo paralelas a la trayectoria del pozo, con una dirección muy constante en el rumbo y pudiendo encontrarse hasta varios pies frecuentemente interrumpidos en las interfases de los estratos. Las fracturas inducidas siempre están abiertas pero sus aperturas son generalmente insignificantes.

Caracterización de fracturas considerando la identificación de la fuente de anisotropía en la formación basada en registros acústicos. Durante esta etapa del proceso, las lecturas de los registros acústicos, tales como el Sonic Scanner de Slb, se utilizan para determinar la presencia de anisotropía acústica y la clasificación de la fuente de anisotropía, según el análisis de dispersión de forma de onda de lentitud (o por sus siglas en inglés, slowness waveform dispersión analysis). Esta clasificación se utiliza para diferenciar entre anisotropía intrínseca o inducida por estrés.

Análisis de dispersión de forma de onda sónica. Las formas de onda propagadas dentro del pozo pueden ser divididas en dos tipos: dispersivas y no dispersivas. La dispersión acústica se refiere al fenómeno en el cual la lentitud (Slowness, por sus siglas en inglés) cambia respecto a la frecuencia. La lentitud que no cambia respecto a la frecuencia se dice que es no dispersiva, los frentes de onda compresional y de cizalla son generalmente no dispersivos. Las formas de ondas generadas a través de la interfase lodo-pared del pozo como la compresional derivada “Leaky-P”,

flexural dipolar y Stoneley, cuya lentitud cambia con la frecuencia son dispersivas. Analizando la curva dispersiva flexural (Figura 70), donde su límite en baja frecuencia es asintótico al valor de la onda de cizalla de la formación, y debido a que el comportamiento acústico dentro del pozo puede ser modelado, se desarrolló este análisis que permite identificar el mecanismo dominante que ocasiona anisotropía acústica. En la Figura 70, las curvas azul y roja son las ondas flexurales rápida y lenta respectivamente en el dominio de la frecuencia y la curva negra pertenece a la onda flexural proveniente de un modelo homogéneo e isotrópico (HI) que está basado en: velocidad del lodo, velocidad de cizalla de la formación, densidad de la formación y tamaño del pozo.

Este análisis es una metodología basada en ondas flexurales; estas ondas se caracterizan por una típica variación de lentitud, en un amplio rango de frecuencias. Las ondas flexurales se utilizan para identificar formaciones anisotrópicas y diferenciar varios tipos de anisotropía, las formas de onda de cizallamiento lento y cizallamiento rápido son los componentes principales de este análisis. Para clasificar los tipos de anisotropía de formación predominantes, se utilizan diagramas de dispersión para estudiar el comportamiento de las ondas flexurales; con base en este análisis, se pueden categorizar cuatro tipos principales de formación, Figura 70, siendo de principal interés en este flujo de trabajo, la identificación de anisotropía intrínseca por presencia de fracturas:

1. Homogénea Isotrópica: las curvas sobreyacen una sobre la otra y con el modelo HI, calculado a partir de las propiedades de la formación isotrópica y los parámetros del pozo en una formación isotrópica (Figura 70-1).
2. Heterogénea Isotrópica: ocurre cuando ambas curvas son afectadas radialmente. Conforme se mueve a la lentitud de alta frecuencia – cerca de la pared del pozo – la lentitud incrementa

(velocidad se reduce), siendo indicativo de daño en la formación, que la formación está cerca de fallar o algún tipo de alteración (por ejemplo: mecánica o química), (Figura 70-2).

3. Homogénea Anisotrópica: en este caso las ondas flexurales son paralelas indicando que la *lentitud* está cambiando en la dirección azimutal. Esto es indicativo de anisotropía de tipo intrínseca, que se encuentra típicamente en arcillas o causada por fracturas, (Figura 70-3). Este es el tipo de anisotropía de interés como parte de este flujo de trabajo.
4. Heterogénea Anisotrópica: ocurre cuando las curvas de dispersión se cruzan, allí la lentitud cambia radial y azimutalmente. Este comportamiento indica anisotropía ocasionada por esfuerzos inducidos alrededor de la pared del pozo (Figura 70-4).

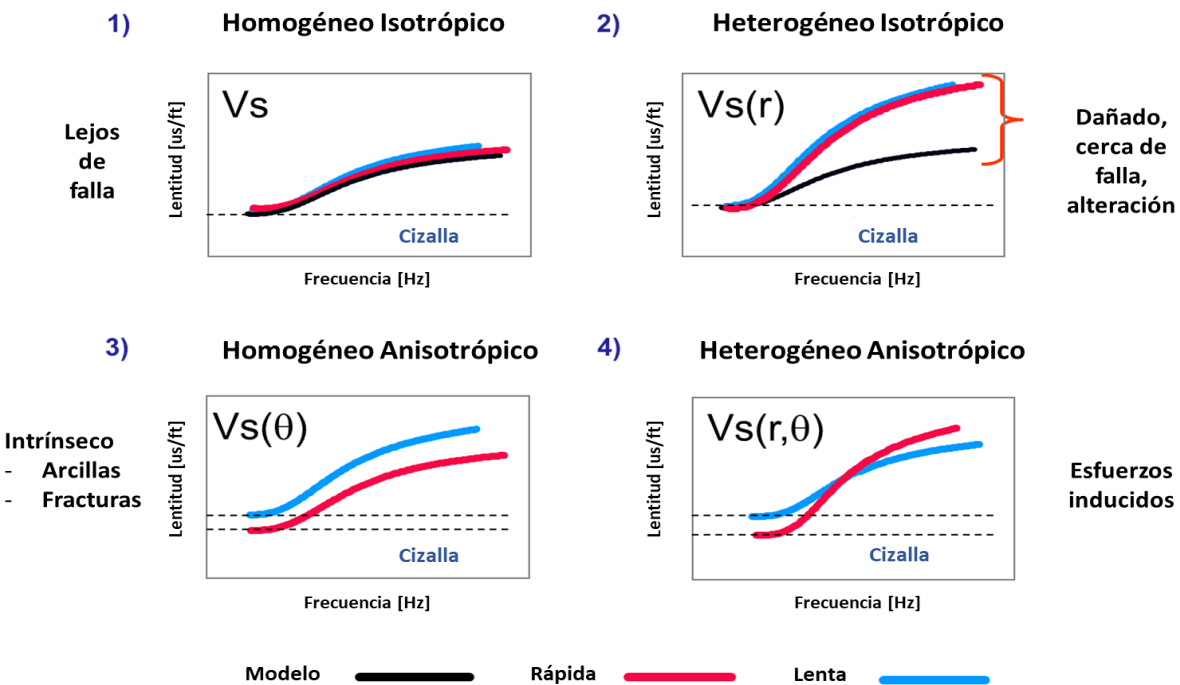


Figura 70. Tipos de formación derivados de las curvas de dispersión

Nota. Tomado de base de datos SIb

Caracterización de fracturas basada en la onda Stoneley. Este análisis se usa para identificar fracturas abiertas con base en la propagación de ondas de Stoneley; se analizan los coeficientes de transmisión y reflexión para reconocer las variaciones de ondas de Stoneley generadas por la presencia de fracturas abiertas; si se detecta la presencia de fracturas con esta metodología, significa que la apertura de la fractura es más profunda que la pared del pozo, esto está relacionado con la profundidad de investigación de los registros acústicos, como los adquiridos con la herramienta Sonic Scanner*. Posteriormente, se realiza una comparación entre las características identificadas con imágenes y los registros acústicos.

La onda de Stoneley es una forma de onda compleja que solo puede viajar a lo largo de una interfaz entre un medio sólido y un fluido. En su modo de baja frecuencia, la fuente monopolar de la herramienta Sonic Scanner genera formas de onda de Stoneley en los pozos. A frecuencias aún más bajas, el modo Stoneley se convierte en la onda de tubo. La onda de Stoneley se puede considerar como un pulso de presión que viaja a lo largo de la pared del pozo, y su velocidad depende de la interacción entre la formación y el fluido del pozo. La onda de Stoneley se atenúa y se ralentiza en la zona permeable debido al movimiento del fluido del pozo dentro y fuera de la formación impulsado por la energía de Stoneley, como se ilustra a continuación.

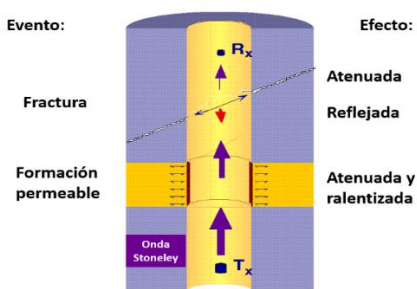


Figura 71. Esquematación de la propagación de la onda Stoneley

Nota. Tomado de base de datos SIb

Sonfrac de la onda Stoneley. La herramienta Sonic Scanner* de Slb registra formas de onda provenientes de diferentes modos de operación con señales de excitación adecuadas a cada uno de los trenes de onda cuyos tiempos se pretenden medir. El programa Sonfrac permite evaluar los trenes de onda Stoneley y detectar eventos que puedan ser asociados al efecto de fracturas abiertas sobre la onda Stoneley. Esta onda, al pasar frente a una fractura que intersecta al pozo, aplica una presión al fluido en la grieta. Si la fractura es permeable, parte del fluido va a ser empujado al interior de la misma. El resultado neto va a ser una caída de presión incremental en el pozo. La magnitud de la caída de presión depende de la apertura de la fractura y la extensión de esta. Esta caída de presión causa una atenuación en la onda Stoneley (por pérdidas de transmisión), y a su vez, genera una onda Stoneley reflejada. El programa Sonfrac permite poner en evidencia estos eventos mediante un análisis de los trenes de onda registrados, que es muy similar al normalmente realizado durante el procesamiento de perfiles sísmicos verticales (VSP), Figura 72.

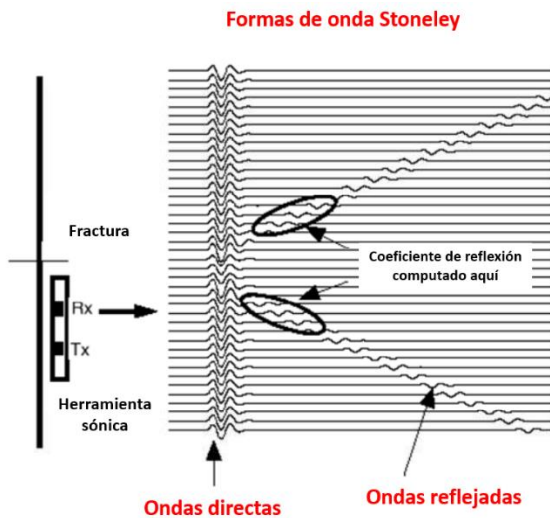


Figura 72. Análisis de trenes de onda

Nota. Tomado de base de datos Slb

La causa principal de reflexiones Stoneley en un pozo, son las fracturas abiertas, y las cavernas. Además, reflexiones Stoneley pueden ser debido a cambios de litología (específicamente capas de arcilla). Al ser las cavernas fácilmente identificables de un registro de calibre, deja el resto de los eventos principalmente relacionados a fracturas abiertas en zonas limpias.

La evaluación se realiza en dos pasos. El primer paso consiste en el análisis de la forma de onda de Stoneley para extraer los coeficientes de transmisión y reflexión. Esto se hace con un único proceso integrado para mejorar la compatibilidad entre los coeficientes de transmisión y reflexión. Este proceso incluye un nuevo algoritmo paramétrico de separación de ondas.

En un segundo paso, la distribución de la apertura de la fractura se invierte a partir de los coeficientes de transmisión y reflexión basados en un modelo multicapa. El ancho de fractura efectivo en cada capa se invierte minimizando la diferencia entre los coeficientes de reflexión y transmisión medidos y los del modelo.

4.2.3 Estimación perfil de alteración radial del pozo basado en registros acústicos

El perfil radial es el cambio de velocidades de las ondas radialmente, esos cambios de velocidades ocurren cuando la formación no es homogénea. Para identificar zonas con bajo perfil de alteración, las lecturas del registro acústico, Sonic Scanner se usan para determinar la profundidad de alteración de la formación, en este caso la metodología aplicada utiliza lecturas monopulares (arreglo transmisor monopolar receptores, CRVP, perfil de variación radial compresional), y es de gran utilidad para determinar el perfil de alteración, generado principalmente por fluido; esta información se utiliza para optimizar el programa del probador dinámico de formación, basado en la identificación de intervalos de alteración de bajo perfil.

También, se puede obtener basado en el rango de frecuencias de la onda flexural que es obtenida gracias al barrido completo de frecuencias que hacen los transmisores dipolares (SRVP).

Perfil radial monopolar (MRP). En el caso de las variaciones compresionales radiales donde el tiempo de tránsito decrece conforme se aleja de la pared del pozo, el incrementar el espaciamiento entre receptores y transmisores (TR) permite medir el tiempo de tránsito acústicamente más profundo dentro de la formación. Las variaciones radiales compresionales son determinadas evaluando los espaciamientos monopulares cortos y lentos. Los espaciamientos cortos investigan la formación en el campo cercano (somero) mientras que los espaciamientos largos investigan la formación en el campo lejano (profundo).

Las variaciones en las propiedades de la formación pueden ser naturales o inducidas por el proceso de perforación y pueden ser beneficiosas o perjudiciales para la actividad de exploración y producción. Al caracterizar la lentitud de la compresional en un gran volumen alrededor del pozo, se puede comprender la causa de la variación y se pueden tomar decisiones sobre cómo aprovechar o mitigar la situación. La variación radial en la lentitud compresional se revela examinando las diferencias en la lentitud de la compresional (onda P) detectada por el conjunto de receptores, desde los transmisores monopulares cercanos y lejanos, los rayos del transmisor cercano muestrean la zona alterada cerca del pozo, mientras que los rayos del transmisor lejano muestrean la zona inalterada.

Los cambios en el perfil radial compresional (CRVP), Figura 73, se relacionan principalmente con una alteración generada por la invasión de fluidos, o la reacción de la arcilla con componentes específicos presentes en el fluido de perforación. Los resultados finales proporcionarán

información valiosa para la terminación de pozos, la evaluación de la producción y el análisis de estabilidad del pozo.

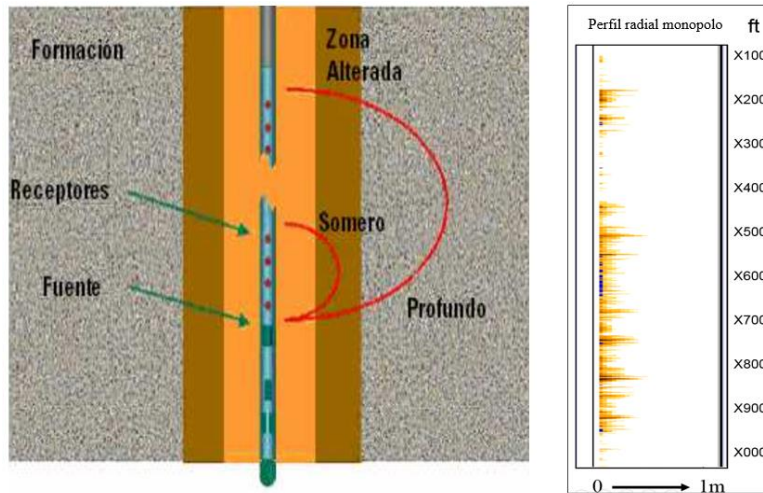


Figura 73. Perfil radial monopolo, geometría de la herramienta y concepto

Nota. Tomado de base de datos Slb

4.2.4 Análisis de fracturas FracAniso – Integración de datos sísmicos e imágenes de pozo

En este análisis se integra la información adquirida con registros de imágenes de pozos y registros sísmicos como el Sonic Scanner* (**Error! Reference source not found.**), y es conocido como FracAniso (Figura 74), el flujo de trabajo fue desarrollado para caracterizar yacimientos fracturados y permite:

- Predecir y modelar el efecto de fracturas identificadas con registros de imágenes sobre los registros sísmicos (anisotropía de onda de cizalla, S).
- Facilitar la interpretación cuando hay superposición de efectos (fracturas naturales alineadas, desbalance de esfuerzos).
- Diferenciar mejor las fracturas naturales de las inducidas durante la perforación.

- Predecir cuales serían las zonas más productivas.

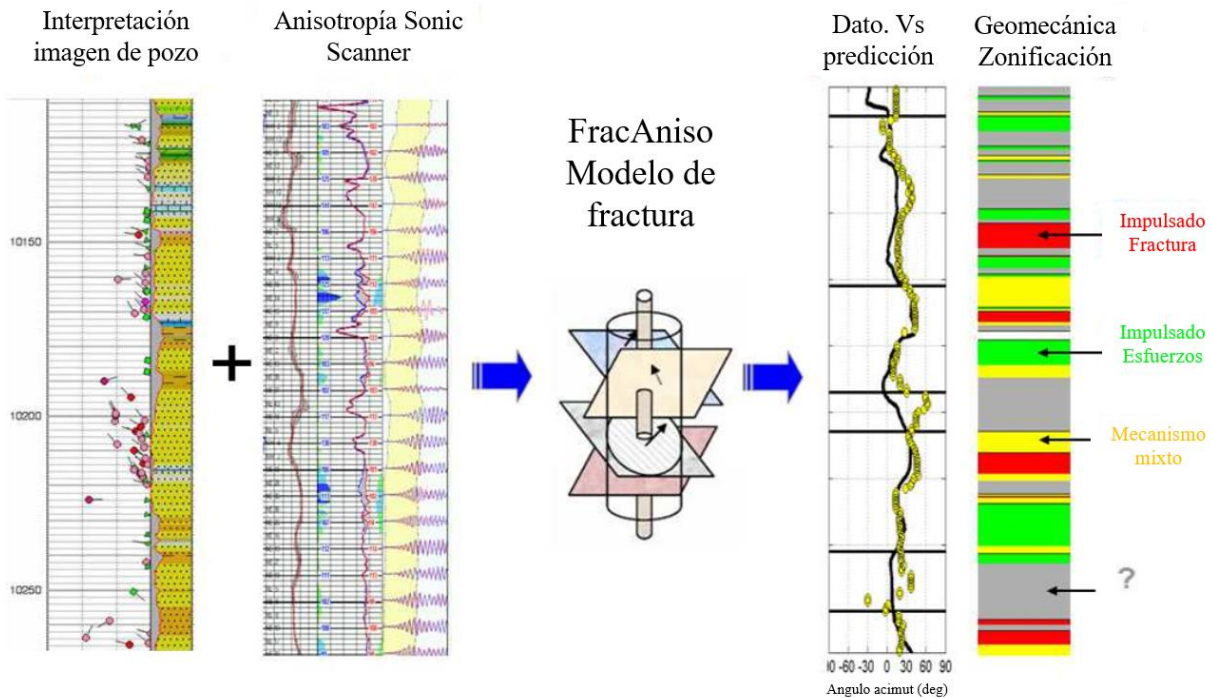


Figura 74. Flujo de trabajo FracAniso para identificar fracturas potencialmente productivas

Nota. Tomado de base de datos Slb

El objetivo de este análisis es identificar el mecanismo predominante de anisotropía. En la última pista de la Figura 74, las banderas verdes indican el rumbo de las fracturas inducidas que se encuentran alineadas con la cizalla rápida, las banderas rojas son aquellas fracturas naturales que se encuentran alineadas con la dirección de la cizalla rápida, y por último las banderas amarillas son aquellas donde ocurren fracturas naturales e inducidas en la misma zona.

Desde el punto de vista de producción a través de fractura naturales se han encontrado en otros casos que las zonas amarillas y las zonas rojas alineadas en la misma dirección del máximo esfuerzo horizontal son las que presentan mayores posibilidades de flujo durante más tiempo.

Todas las etapas mencionadas brindan información estática útil sobre la identificación y caracterización de fracturas, lo que permite mejorar el proceso de decisión para posteriores evaluaciones, un ejemplo de ellas es la evaluación dinámica de yacimientos a través de probadores de formación modulares, priorizando las zonas a probar: selección de las mejoras zonas con alta densidad de fracturas abiertas, fracturas permeables donde la alteración del perfil radial sea moderada. Estas consideraciones permiten obtener una respuesta del yacimiento más rápida, eficiente y representativa. En la Figura 75 se muestra un ejemplo de toda la información y evaluaciones que se integran para determinar la capacidad de flujo de las fracturas, anteriormente descritas.

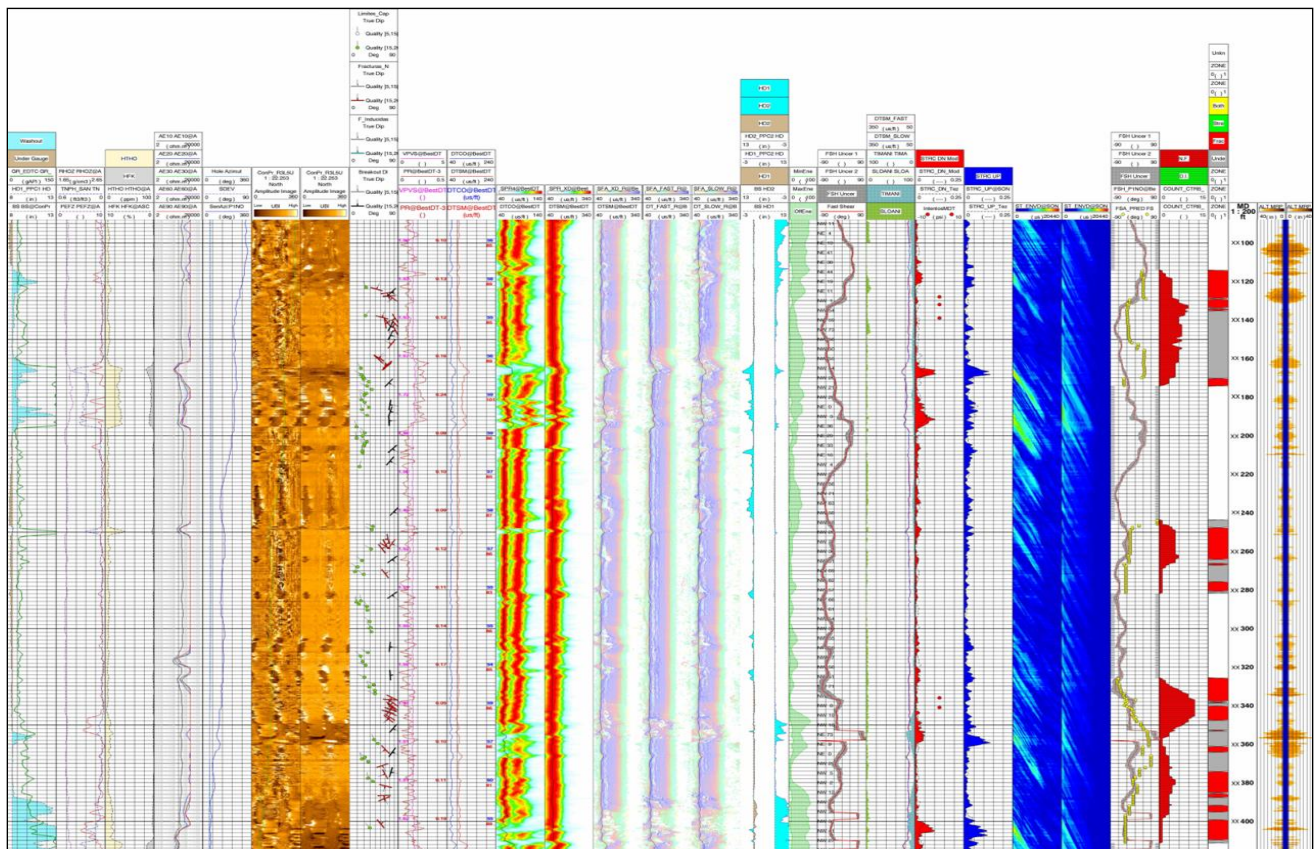


Figura 75. Flujo de trabajo integración datos a huecos abierto, registros de imágenes y acústicos

Nota. Tomado de base de datos SIb

4.3 Estimación del perfil de presiones y muestreo de fluidos – Selección de intervalos a probar

En este paso se realiza una caracterización dinámica de la formación, particularmente de los intervalos de interés. Algunos yacimientos naturalmente fracturados, entre ellos algunos ubicados en cuencas colombianas, tienen una compleja relación de permeabilidad vertical y horizontal y una actividad diagenética que contribuye a patrones de porosidad efectiva heterogéneos. Esto representa un gran desafío para identificar áreas con patrones de flujo favorables desde el yacimiento considerando las variaciones laterales a lo largo de los campos.

El procedimiento de pruebas de formación recomendado con probadores de formación inicia con la selección de las mejores profundidades para ser probadas de acuerdo con la capacidad de almacenamiento y de flujo determinadas en los pasos descritos de esta metodología (sección 4.1 y 4.2). La capacidad de flujo se estima a través de la metodología de caracterización de fracturas descrita, la cual combina registros de imágenes acústicas y de pozo y la capacidad de almacenamiento requiere registros que sean más sensibles a las condiciones del pozo. Además, la selección de la profundidad de muestreo debe considerar la zona con condiciones de pozo apropiadas que podrían definirse con registros tales como lecturas de calibre.

Dependiendo de los objetivos de las pruebas de presión y muestreo, se realiza una jerarquía de las profundidades con las mejores condiciones para tener una prueba de presión eficiente en un rango de tiempo aceptable. El procedimiento general se puede dividir en dos etapas:

- Pruebas de presión (pretests) a las profundidades seleccionadas utilizando el módulo de una probeta para obtener mediciones de la presión del yacimiento y la movilidad – caída de presión (drawdown).

- Prueba de muestreo de fluidos con doble empacador en zonas de buena movilidad previamente identificadas. Para obtener resultados exitosos durante las operaciones de muestreo, se deben evitar las pruebas secas y apretadas debido a la baja permeabilidad y la porosidad efectiva.

La movilidad a partir de la caída de presión se calcula con pruebas pre-ensayo (pretest) de presión utilizando la siguiente ecuación donde la integral en el denominador se representa gráficamente como se muestra en la Figura 76.

$$\left(\frac{K}{\mu}\right)_d = \frac{C_s V}{\int_{t_0}^{\infty} [P_i - P_{wf}(t)] dt}$$

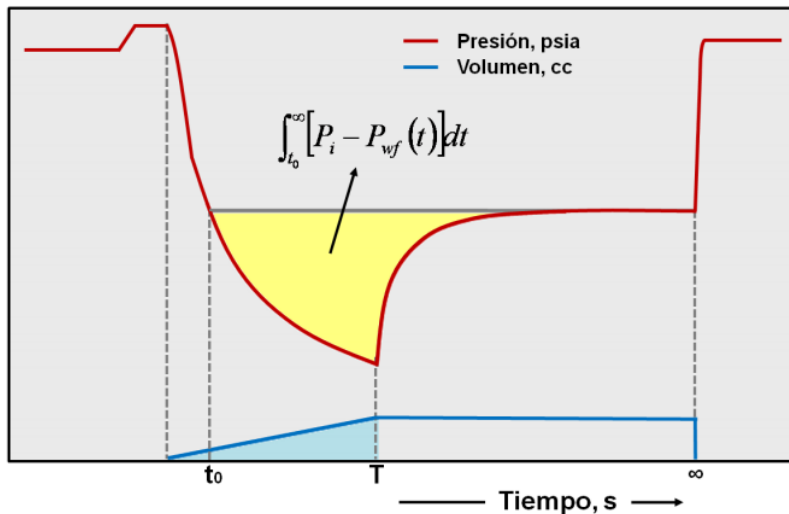


Figura 76. Movilidad a partir de la caída de presión computada de pruebas de presión (pretest)

Nota. Tomado de base de datos SIb

En este tipo de yacimientos, el principal desafío es obtener una medición confiable de la presión y la movilidad de la formación durante los pretests. Una buena cantidad de pruebas pueden resultar secas o apretadas debido a la baja permeabilidad en la cara del pozo (Figura 77).

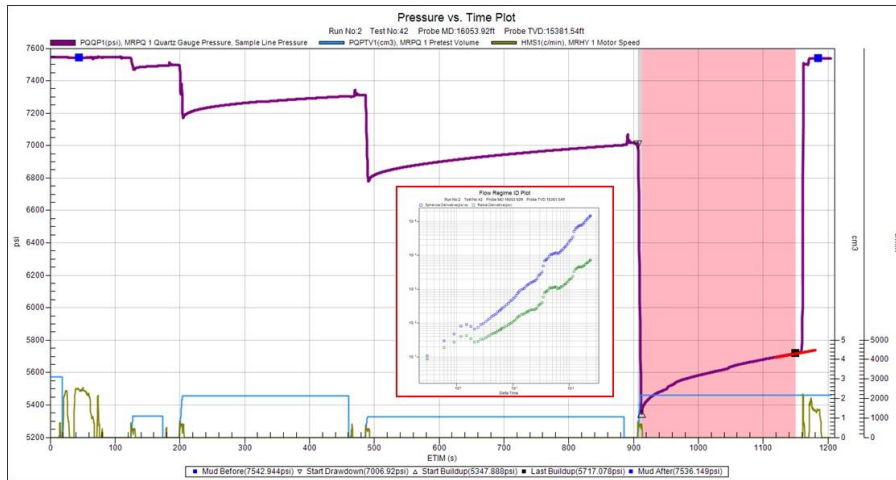


Figura 77. Prueba apretada durante inspección de presión inicial con MDT

Nota. Tomado de base de datos SIb

Los procedimientos de pruebas de ensayo de presión (pretests) se deben modificar continuamente para mejorar la tasa de éxito de esta operación. Básicamente, la reducción en la tasa y el volumen de la prueba ensayo es la clave para obtener resultados válidos, complementados con menos tiempo de espera para la respuesta de la formación a profundidades donde las pruebas de ensayo iniciales no exhiben ningún comportamiento válido (Figura 77). El cambio del tipo de probeta utilizado para las pruebas de presión también es beneficioso para la tasa de éxito. Usualmente probetas con área de entrada efectiva más grande y mejores capacidades de sello contribuyen sustancialmente a una mejor calidad en las pruebas de ensayo de presión.

Una vez que se identifica una prueba válida con una buena medición de la presión de la formación y un cálculo confiable de la movilidad a partir de la caída de presión (como el ejemplo que se muestra en la Figura 78), se usa el módulo doble empacador para la operación de muestreo de fluidos.

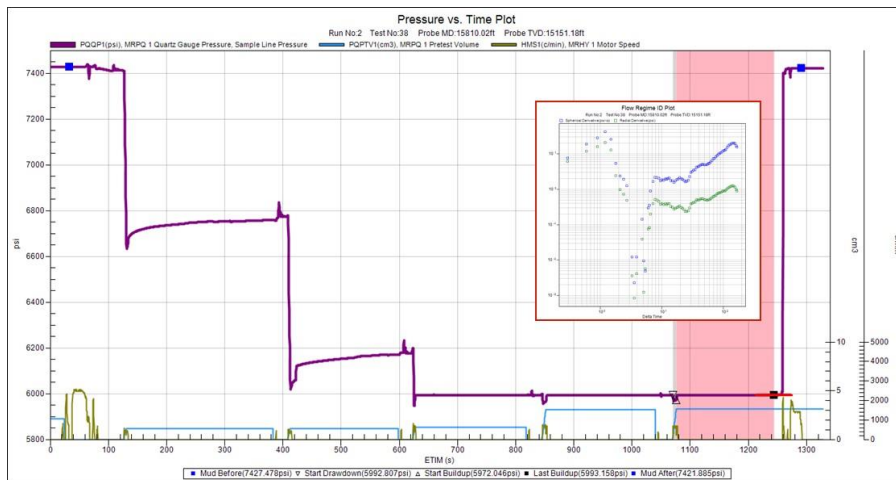


Figura 78. Prueba de ensayo de presión (pretest) válida con probeta de área grande

Nota. Tomado de base de datos SIb

Un ejemplo de la operación de muestreo de fluidos se muestra en la Figura 79. La secuencia de la operación se resume a continuación:

1. Inflado del doble empacador: los módulos de bombeo son usados para inflarlo con fluido del pozo y/o agua en cámaras de muestreo.
2. Chequeo del sello: una prueba de ensayo inicial es realizada con el doble empacador para medir la presión de formación y confirmar la calidad del sello entre la herramienta y la pared del pozo.
3. Limpieza: los módulos de bombeo se usan para bombear fluido desde la formación. La tasa de flujo se cambia de acuerdo con la caída de presión observada y las mediciones del analizador óptico en fondo. Una vez estas mediciones están estabilizadas, fluido de formación se bombea a las botellas de muestreo.

4. Restauración de presión final (build up): posterior al periodo de limpieza y/o toma de muestras, el módulo de bombeo se usa para generar una caída de presión a diferentes tasas con un periodo de restauración final el cual es usado para estimar propiedades tales como daño y permeabilidad.

5. Desinflado del doble empacador.

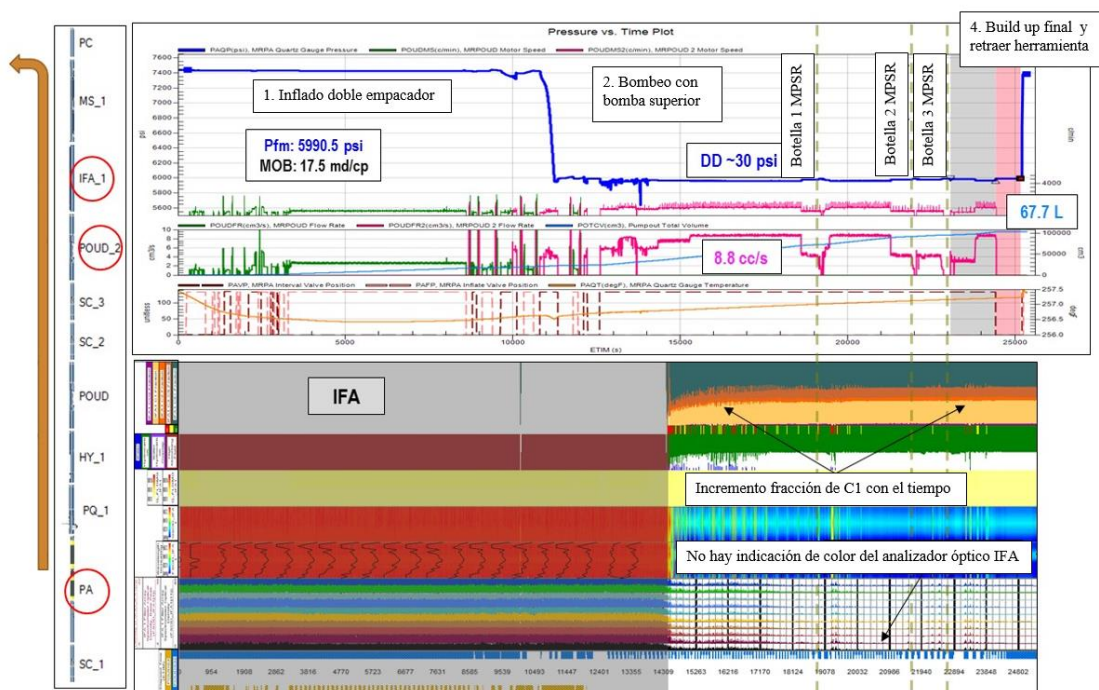


Figura 79. Ejemplo secuencia de operación de muestreo de fluidos

Nota. Tomado de base de datos Slb

Las pruebas de formación se han utilizado ampliamente en la industria petrolera con los principales objetivos de medir la presión de formación, confirmar la presencia de hidrocarburos y obtener muestras de fluidos para análisis PVT y de aseguramiento de flujo. Los perfiles de presión

y movilidad a partir de la caída de presión también se obtienen con probadores de formación y, con el tiempo, se han desarrollado aplicaciones adicionales como la caracterización de fluidos en tiempo real con mediciones de composición de fluido, tipo de fluido y diferentes propiedades como GOR, pH, densidad y viscosidad; estimación de permeabilidad y anisotropía con pruebas IPTT (Interval Pressure Transient Test); y aplicaciones de Geomecánica con la estimación de la tensión horizontal mínima con pruebas de mini-frac.

Los perfiles de presión y movilidad obtenidos con probadores de formación se han utilizado en pozos de exploración y desarrollo para diferentes objetivos. El desarrollo de modelos estáticos, análisis de conectividad, estimación de contactos de fluidos, análisis de productividad, selección de profundidades de muestreo de fluidos, comprensión del movimiento de fluidos en el yacimiento y caracterización de barreras verticales/horizontales son, entre otros, los principales usos de dicha información.

4.4 Estimación de la permeabilidad mediante pruebas MiniDST

En la Figura 80 se ilustra un esquema de una prueba MiniDST con probadores de formación con la cual se puede obtener la siguiente información: presión de yacimiento (P_{ws}), permeabilidad, Anisotropía (K_v/K_h), daño (S), identificación de fluidos, y muestras de fluidos PVT.

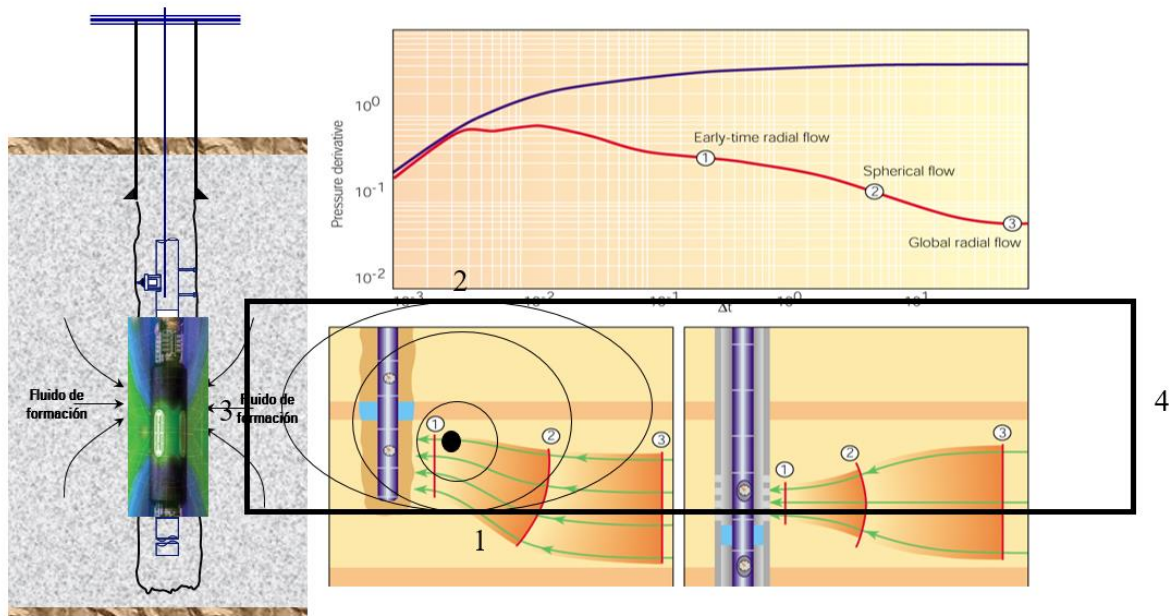


Figura 80. Esquema de una prueba MiniDST

Nota. Tomado de base de datos SIb

Las pruebas MiniDST se pueden realizar en huecos abiertos o entubados, en este último caso se debe revisar el aislamiento del cemento, se dispara un intervalo del yacimiento y se instala el módulo doble empacador de la herramienta MDT cubriendo dicho intervalo.

Las pruebas MiniDST de interés como parte de esta metodología son las realizadas en hueco abierto. Convencionalmente, tal como se mencionó en la sección 4.3, en profundidades donde se realiza muestreo de fluidos, y posterior al periodo de limpieza donde se asegura que el flujo de fluidos a través de la herramienta es de fluido de formación, se realizan periodos de flujo (caídas de presión), seguido de un periodo de cierre o restauración de presión, el cual puede durar algunas horas y puede ser monitoreado hasta que se observe flujo radial en la derivada de la presión. La derivada de la diferencia de presión durante el incremento de esta puede registrar flujo esférico y/o radial (Figura 81), en respuesta a la matriz, o flujo característico de fracturas, Figura 83-A.

A partir de la identificación de estos regímenes de flujo se puede estimar los valores de Kv , Kh y daño (S). Uno de los objetivos de este tipo de pruebas es calibrar los modelos petrofísicos utilizados para el cálculo de permeabilidad a partir de datos estáticos, Figura 82. De igual forma, es posible estimar el potencial de aporte de la formación si se realizan diferentes caídas de presión previas al periodo de cierre, las cuales permitirían estimar una curva de aporte del yacimiento (inflow).

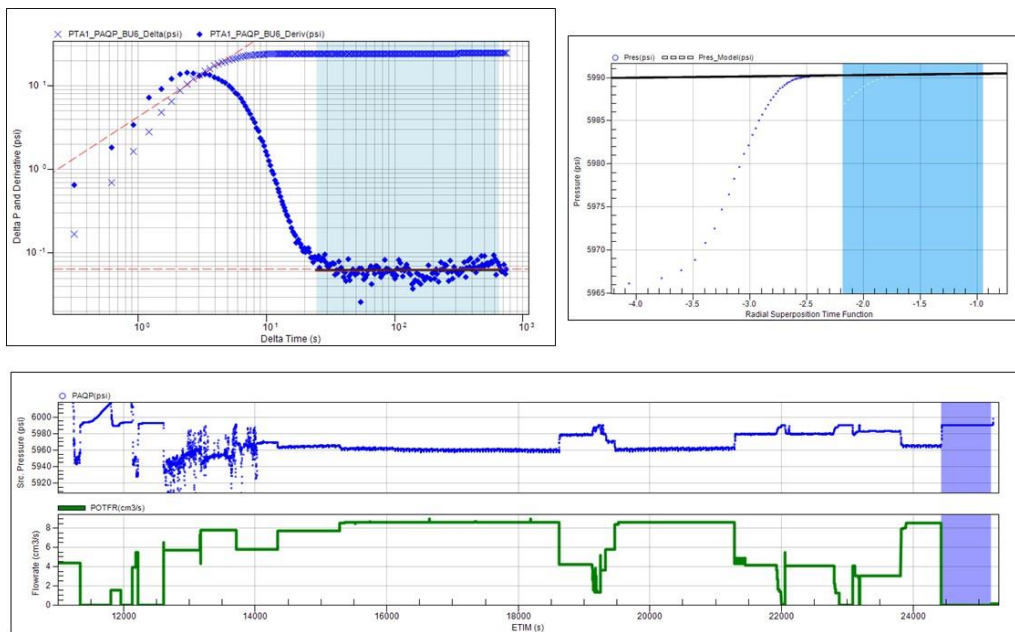


Figura 81. Prueba MiniDST – Periodo de restauración de presión (Build up)

Nota. Tomado de base de datos SIb

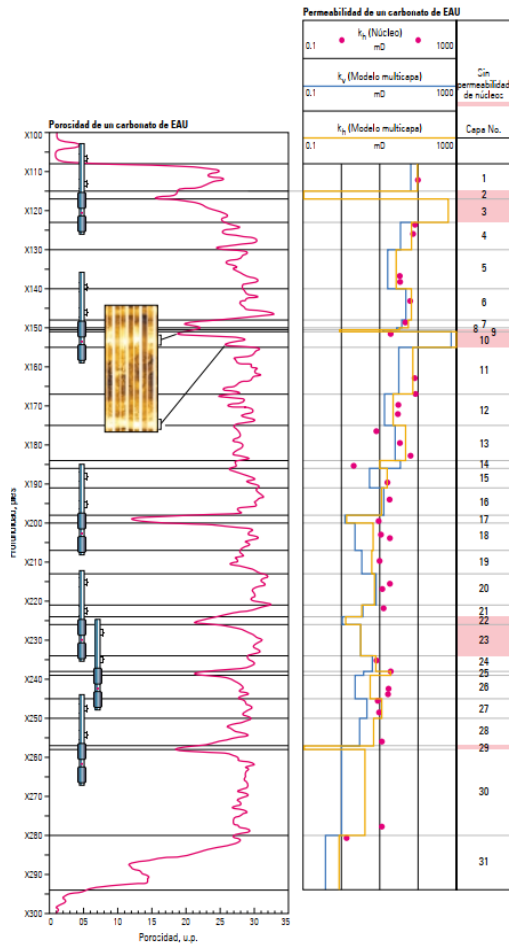


Figura 82. Ejemplo calibración modelo petrofísico de permeabilidad con permeabilidad estimada MiniDST.

Nota. Tomado de base de datos SIb

Adicionalmente, el comportamiento en la diferencia de presión y su derivada (Figura 83) permitirá inferir si la respuesta del yacimiento es asociada a fractura o respuesta de porosidad matriz. Por lo cual, se podrá definir si se puede o no producir de la matriz, o si la respuesta en producción estará asociada principalmente a las fracturas presentes en el yacimiento.

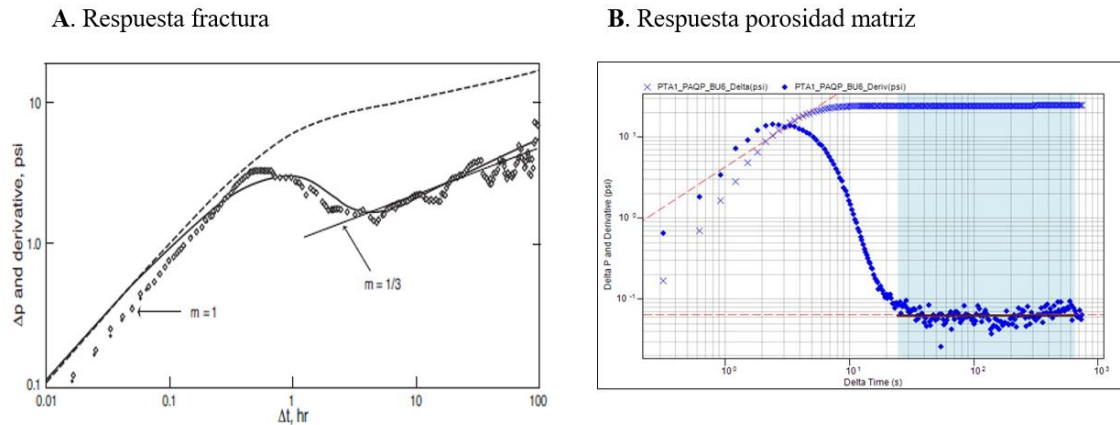


Figura 83. Respuesta en la diferencia de presión y su derivada

Nota. Tomado de base de datos Slb

Por otro lado, se pueden encontrar escenarios en el cual a pesar de tener fracturas abiertas en la cercanía del pozo no exista producción a menos que se realicen trabajos de estimulación. Esto solo podrá entenderse con una adecuada caracterización de las fracturas, como también a la determinación si existen corredores de fracturas cercanos, que al ser conectados con el pozo permitan incrementar la producción.

Para ejemplificar este caso A. Moreno et al indican, los ángulos específicos de las fracturas conectadas con los corredores de fracturas determinan cuan abiertas son las fracturas y que tan lejos se extienden del pozo, la Figura 84 ayuda a entender este concepto. En el Sur de México se observaron casos en los que tanto la imagen de pozo como los análisis de registros sísmicos indican que las fracturas están abiertas, posteriormente el probador de formación se corrió con el módulo doble empacador para aislar las fracturas vistas en las imágenes. El bombeo de las fracturas resultó en un comportamiento de presión similar a la de la Figura 84-b. Después de un breve periodo de bombeo, se observó un periodo de restauración de presión y la derivada de la presión confirma la

respuesta del yacimiento en todos los pretests desarrollados, pero a medida que se incrementó el bombeo, la presión estabilizó a una presión más baja después de cada periodo de flujo. Por lo cual, se consideró que la fractura está abierta, pero tiene un volumen limitado, y la contribución de la matriz es escasa o nula. Como resultados, hay alguna respuesta de presión, pero esto se debe a la expansión de el volumen finito de fluido contenido en la fractura. En tales casos, indicar que las fracturas son abiertas es necesario, pero no suficiente por sí mismas para la producción en este tipo de yacimientos (Carbonatos naturalmente fracturados). La Figura 84-a, describe el escenario posible para un pozo a una distancia de un corredor principal de fracturas, mientras que la Figura 84-b describe la respuesta de presión en una estación realizada con probador de formación equipado con módulo doble empacador en una fractura abierta identificada. Se debe notar una respuesta débil en la restauración de la presión y una reducción en la presión de formación. Es decir, fractura con volumen finito: no conectada al corredor principal de fractura.

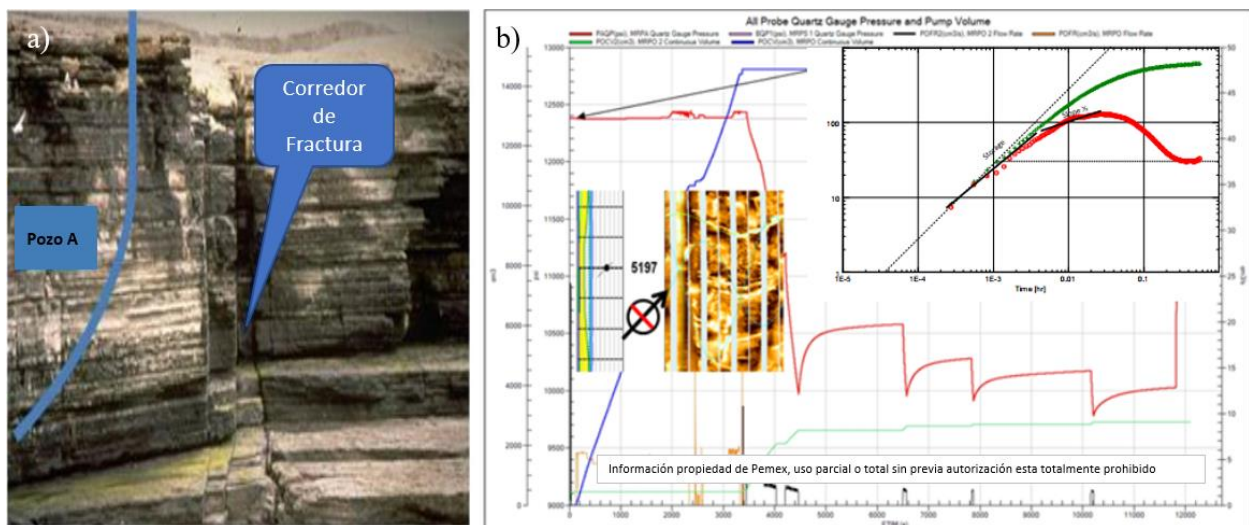


Figura 84. Corredor de fractura (a) y prueba de presión con probador de formación (b)

Nota. Tomado de SPE 169267

Los siguientes pasos en esta metodología, consisten en llevar toda la información disponible durante la fase de caracterización de la formación a un modelo dinámico, para lo cual, en las siguientes secciones se proporciona el detalle de estos flujos de trabajo.

4.5 Construcción del modelo estático y dinámico del pozo

Este paso dentro de la metodología consiste en integrar toda la información descrita (secciones 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4), la cual proviene principalmente de registros de pozo, dentro del flujo de trabajo ilustrado en la Figura 85. El objetivo de este flujo de trabajo será la construcción de un modelo estático y dinámico 3D a nivel de pozo. La metodología acá propuesta busca garantizar la selección de los mejores intervalos a cañonear y el potencial esperado en los pozos en tiempo real a medida que se vayan obteniendo los registros de pozo durante la etapa de perforación.

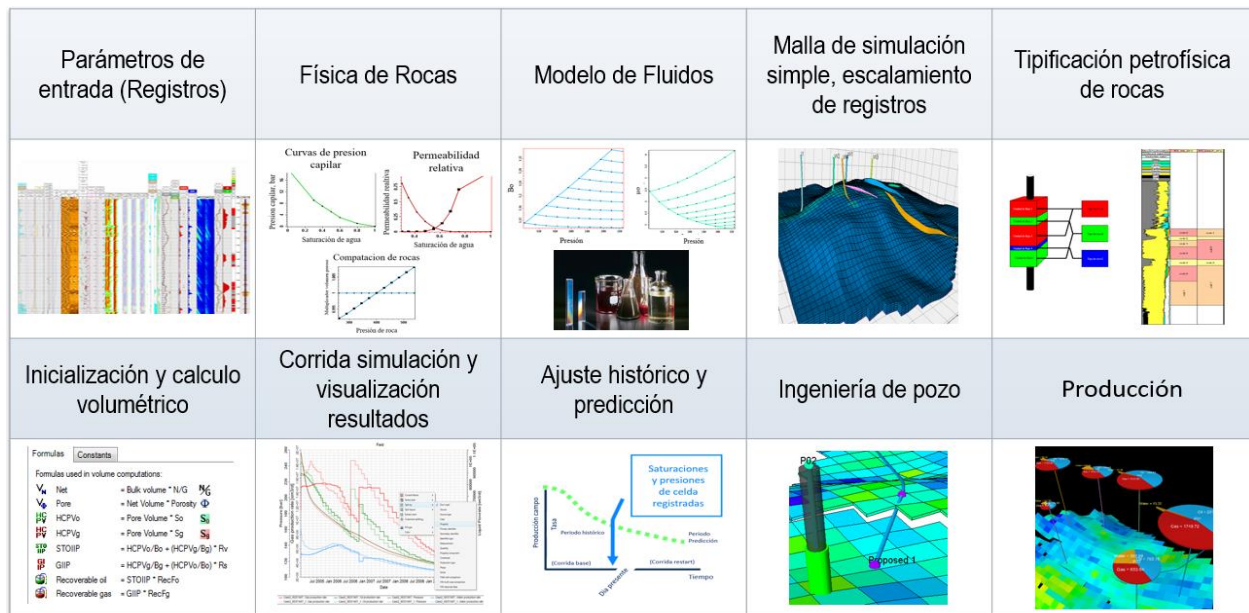


Figura 85. Flujo de trabajo construcción modelo estático y dinámico a nivel de pozo

Nota. Tomado de base de datos SIb

El flujo de trabajo se desarrolla dentro de la plataforma Petrel* de Slb para proporcionar al usuario herramientas de visualización de datos, población de propiedades y mallas de última generación, que están vinculadas dinámicamente a los simuladores de yacimiento. A continuación, se describe de manera general los pasos que hacen parte de este flujo de trabajo:

Parámetros de entrada. Dentro de estos, el principal insumo serán los registros de pozo adquiridos durante la perforación: petrofísicos, imágenes de pozo, sónicos, presiones y muestreo de fluidos con probadores de formación como el MDT, pruebas de pozo como MiniDST, entre otros. Estos registros permitirán de igual forma realizar calibración en diferentes etapas de la creación del modelo, como en el escalamiento de propiedades, esto se podrá realizar en función de los datos disponibles.

Física de rocas. El proceso de creación de funciones de física de rocas se utiliza para crear funciones que representan la física de la roca y la interacción entre la roca y los fluidos. En este proceso se crean las funciones de saturación y compactación de rocas. Las funciones de saturación son entradas de la simulación que dependen de la saturación y están compuestas por dos elementos principales: la permeabilidad relativa y la presión capilar. Estos datos se utilizan para calcular: la movilidad de una fase particular en presencia de otra fase y para identificar puntos finales críticos que determinan la saturación residual; la distribución de la fase inicial y el tamaño de las zonas de transición; y la fuerza que impulsa el fluido desde el espacio poroso. Si existen pruebas de laboratorio y/o núcleos disponibles, se puede usar esta información, de lo contrario, se deben usar las correlaciones y modelos habilitados en la plataforma Petrel*.

Modelo de Fluidos. Para simular el comportamiento de los fluidos del yacimiento durante el proceso de producción y convertir el volumen producido a las condiciones del yacimiento en este paso se definen las propiedades PVT (Presión, Volumen y Temperatura) del fluido, de igual forma, esta información se puede representar mediante los resultados de pruebas de laboratorio, correlaciones o programa de modelado PVT.

Malla de simulación, escalamiento de registros. Las consideraciones a nivel de malla de simulación se pueden revisar en el capítulo 3. Inicialmente se crea un modelo estático 1D y 3D cerca del pozo a partir de los datos de registros. Los modelos 1D pueden estar calibrados o no calibrados según la disponibilidad de datos de núcleos, imágenes de pozo, registros sínicos o probadores de formación como el MDT. A continuación, el modelo estático 3D se utiliza como base para la creación de un modelo de simulación dinámico 3D (variante en el tiempo).

La construcción del modelo estático 3D requiere la definición del área de drenaje esperada, el intervalo vertical de interés, el tipo de roca basado en la estratificación y la ubicación de los cañoneos existentes o potenciales. Una vez que se define la malla 3D, las celdas son pobladas con las propiedades definidas para cada tipo de roca.

En este modelo se realiza el modelamiento de las propiedades petrofísicas y escalamiento. Este debe reflejar la geología del yacimiento, porosidad estocástica, permeabilidad y saturación de agua. Además, integra toda la caracterización de fracturas previamente descrita.

El escalamiento es el proceso de aproximación de un modelo comparándolo con otro. Es decir, crear un modelo grueso que se aproxime al comportamiento de flujo del modelo fino. Las mallas

geológicas pueden contener millones de celdas. Sin embargo, un modelo de simulación generalmente consta de menos celdas para permitir que el modelo se ejecute en un tiempo razonable dados los recursos de cómputo disponibles. Este proceso consta de 2 pasos: el diseño de la malla para determinar cómo combinar varias celdas para que se puedan conservar las características del modelo a escala fina (upgridding); y escalamiento, lo que implica determinar las propiedades petrofísicas efectivas de las celdas combinadas para preservar el comportamiento del flujo del modelo geológico a escala fina.

Tipificación petrofísica de rocas. Se usa para describir la variabilidad general del intervalo de interés. Por tanto, los tipos de roca son los bloques de construcción fundamentales para desarrollar modelos estáticos 1D y 3D. Se crea un conjunto de parámetros (valores promedio) para cada tipo de roca, se incorpora al modelo estático 3D y luego se pasa al modelo dinámico 3D. Estos parámetros incluyen la porosidad, la permeabilidad, la presión capilar de drenaje (S_w vs presión) y la permeabilidad relativa.

El tipo de roca es una clasificación de rocas que tienen propiedades petrofísicas o de flujo consistentes. Una definición de la literatura es: un agrupamiento de rocas depositadas en condiciones similares y experimentando procesos diagenéticos similares, que ha dado como resultado una relación única de porosidad-permeabilidad y comportamiento capilar (también denominada petrofacies). Por otro lado, la unidad de flujo es una zona de reservorio discreta que es continua lateral y verticalmente y se caracteriza por estar compuesta por un solo tipo de roca.

Inicialización y cálculo volumétrico. En este paso se utiliza el proceso de definición de caso de simulación para configurar e inicializar un caso de simulación. Este proceso permite reunir la malla 3D, el modelo de fluidos, las funciones de física de rocas y la estrategia de desarrollo para crear un caso de simulación. Se definen las condiciones iniciales, se inicializa el modelo de simulación y se realiza un cálculo volumétrico, que para este caso será una referencia a nivel de pozo. Existen 3 formas de inicializar un modelo, siendo la primera de ellas la que se usará en esta metodología:

- La primera es por equilibrio: en esta el simulador calcula las presiones y saturaciones de la fase inicial utilizando el modelo de fluido y las curvas de presión capilar; si existen zonas de transición, el equilibrio es un medio para calcular las condiciones iniciales basadas en el equilibrio capilar-hidroestático. Si es necesario, el yacimiento se puede dividir en regiones de equilibrio separadas en las que el equilibrio hidroestático existe independientemente de las otras regiones. En cada región de equilibrio, todas las celdas de la malla deben usar la misma tabla de presión para sus propiedades PVT. Sin embargo, pueden usar diferentes tablas de funciones de física de rocas.

- La segunda es por enumeración: se establece el valor inicial de la presión, la saturación y la presión del punto de burbuja de forma explícita en cada celda de la malla, insertando la propiedad de la malla 3D en el caso de simulación definido.

- La tercera es reiniciar (restart): en esta las condiciones iniciales son leídas de un archivo restart de una corrida previa.

Corrida de simulación y visualización de resultados. Se configura un caso de simulación con una estrategia de desarrollo y se define cuales resultados computados serán generados por el simulador. Diferentes herramientas disponibles en Petrel permitirán analizar los resultados.

Ajuste histórico y predicción. La herramienta *Estrategia De Desarrollo*, se usa para crear estrategias de desarrollo de ajuste histórico y de predicción. Las estrategias de desarrollo describen al simulador como un campo es desarrollado. Se especifica cuales pozos producen o inyectan, a que tasas y presiones fluyen, y que operaciones son llevadas a cabo en los pozos a través del tiempo. Estas hacen fácil seguir como el control de un campo evoluciona con el tiempo, también permiten aplicar las mismas restricciones a muchos pozos mediante el uso de carpetas de pozos o diferentes restricciones para pozos individuales. Los estudios de simulación usualmente son en 2 fases: ajuste histórico y predicción.

El ajuste histórico permite simular el desempeño pasado del yacimiento y comparar los resultados con los datos históricos reales. Luego, importar la información real de producción y presión junto con el modelo de fluidos y las funciones de física de rocas, correr el modelo y comparar los resultados simulados con el historial.

Corridas de sensibilidad son usadas para identificar cuales propiedades tienen el mayor efecto en los resultados de simulación. Las corridas de calibración (*tuning runs*) son usadas para modificar las propiedades del modelo para mejorar el ajuste entre los resultados simulados y la producción real. Una vez se obtiene un ajuste aceptable se procede a un pronóstico de predicción basado en la historia ajustada. En ese punto, se usa el modelo ajustado para predecir la respuesta en producción a pozos nuevos, técnicas de recuperación nuevas, o cambios a operaciones de pozos

existentes, entre otros. En la Figura 856, se puede observar el flujo de trabajo ejecutado como parte de una estrategia de desarrollo para ajuste histórico y predicción.



Figura 86. Flujo de trabajo para ajuste histórico y predicción

Nota. Tomado de base de datos Slb

Ingeniería de pozo. Se crea los completamientos del pozo como parte del proceso de diseño del completamiento del pozo. De igual forma, se pueden usar las tablas de desempeño de flujo vertical (Vertical Flow Performance por sus siglas en inglés), esta información le permite al simulador tomar en cuenta los cambios de presión que ocurren en la tubería, pozo o equipos de superficie.

5. Validación y aplicación de la metodología propuesta

Para fines de validación y aplicación de la metodología propuesta se usaron los datos públicos disponibles del domo Teapot, el cual está ubicado en el centro de Wyoming, cerca del borde suroeste de la cuenca del río Powder (Figura 87). Las porciones más profundas de la cuenca del río Powder contienen casi 5500 m de rocas sedimentarias, aproximadamente 2440 m de las cuales son rocas sedimentarias clásticas del Cretácico superior y del terciario inferior no marinas relacionadas con la orogénesis de Laramide (Fox et al., 1991). El estilo tectónico varía alrededor de la cuenca, con la mayor deformación a lo largo de los márgenes oeste y sur. El domo es una de varias trampas productivas de hidrocarburos de estilo estructural asociadas con las estructuras de Laramide en esta área (que comprende más de 3 anticlinales con tendencia norte-sur). Es un anticlinal doblemente hundido asimétrico de edad Laramide.

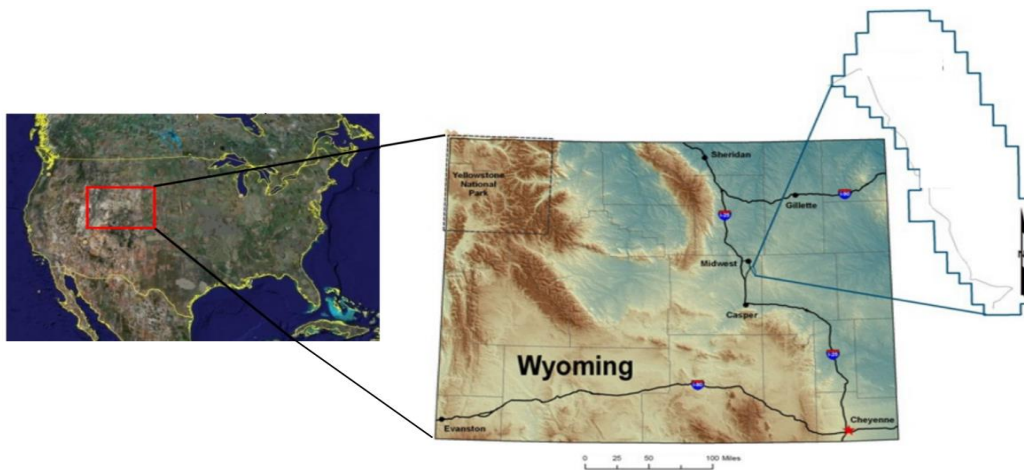


Figura 87. Ubicación domo Teapot

Nota. Tomado de base de datos SIb

Historia de producción. El primer pozo de petróleo en el área se perforó en 1889. La primera producción fue de 830 barriles en octubre de 1992; y el pico de máxima producción fue en 1923 con 138,081 barriles de 51 pozos. El actual administrador del bloque Naval Petroleum Reserve es el Departamento de Energía de los Estados Unidos. La producción acumulada para 1998 fue de 250,000 barriles de crudo liviano y 26,000 barriles de crudo pesado para un promedio de 500 pozos de producción. En la actualidad, uno de los principales usos del campo Teapot es como centro de pruebas de nuevas tecnologías. Esta investigación se gestiona a través del Centro de Pruebas de Campos Petrolíferos de las Montañas Rocosas (RMOTC, Rocky Mountain Oilfield Testing Center) ubicado en Casper, Wyoming y en el sitio en Teapot.

El campo Teapot Dome, condado de Natrona, Wyoming, figura entre los 100 campos más grandes de los Estados Unidos con reservas probadas de 42,515,000 bls. El campo ha sido explotado en las areniscas Shannon, Second Wall Creek y Pennsylvania Tensleep del Cretácico Superior (Raeuchle, S. et al, 2006).

Estratigrafía del campo Teapot Dome. La columna estratigráfica del campo Teapot se observa en la Figura 88. Para propósitos de aplicación de esta metodología la formación de interés es Tensleep, dado que es aquella en la cual se cuenta con la mayor información disponible para la caracterización de fracturas.

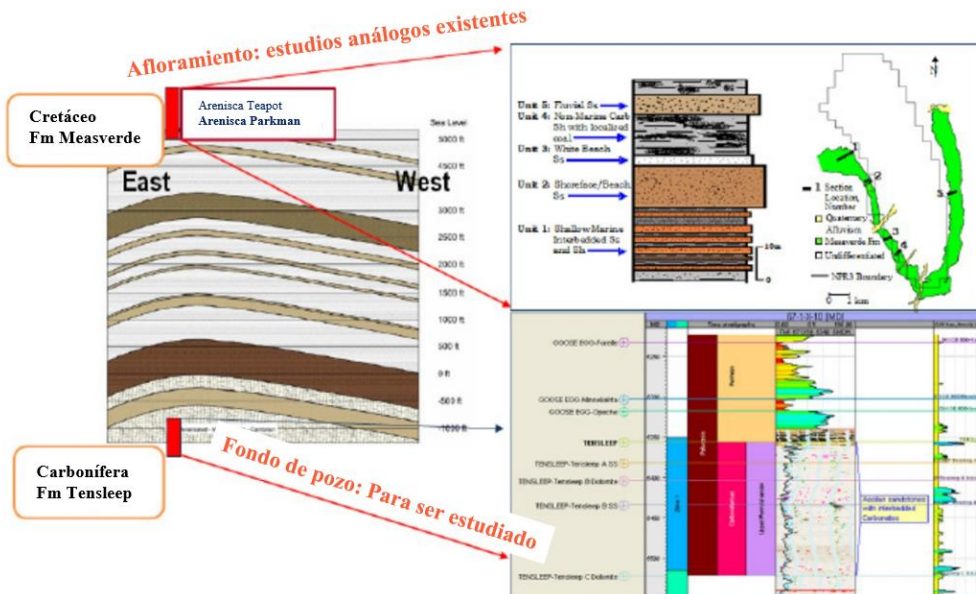


Figura 88. Columna estratigráfica campo Teapot Dome

Nota. Tomado de base de datos SIb

Formación Tensleep. Es un sistema de depósito eólico. Hacer una comparación implica que, si las fracturas en el sistema fueran del mismo evento tectónico Laramide, incluso en diferentes facies depositacionales, se puede asumir que existe alguna relación con las orientaciones de las fracturas. Estudios realizados por Zahm y Hennings (2009) identificaron un desarrollo de fracturas complejo en esta formación, documentaron un modelo de intensidad de fractura y facies usando afloramientos escaneados con LIDAR (técnica de teledetección óptica) ubicados en el anticlinal de alcova.

El desarrollo de fractura heterogénea, con subsecuentes variaciones de la intensidad de fractura (P32) en la arenisca eólica Tensleep ocurre a 4 escalas de observación: laminada, límite de facies,

ligado a secuencias y fracturas transversales que abarcan la formación. En la Figura 89 se observa una representación gráfica de estas escalas de observación.

1. Anticlinal de alcova al noroeste que muestra facies y secuencias trazadas en una foto de afloramiento.
2. Facies mapeadas en una imagen LIDAR

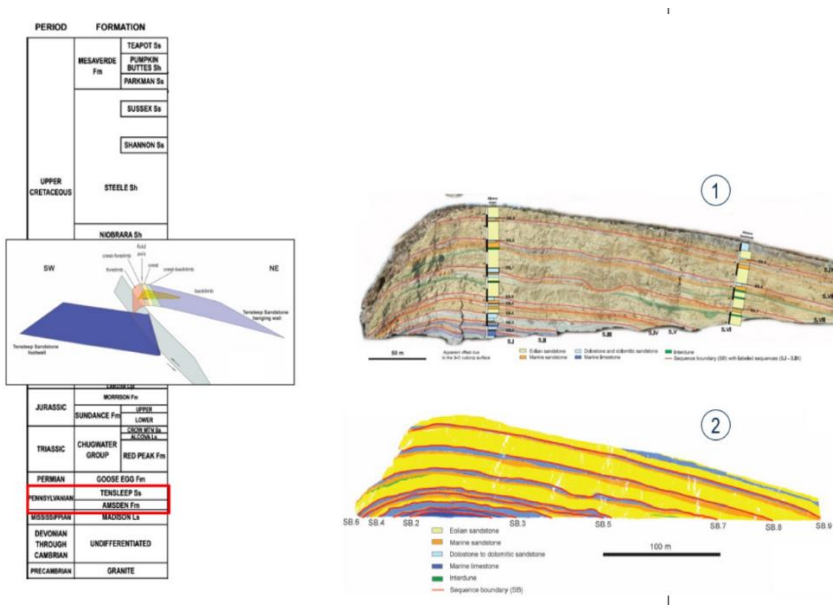


Figura 89. Formación Tensleep

Nota. Tomado de base de datos SIb

El desarrollo heterogéneo de fracturas, con variaciones subsiguientes de la intensidad de la fractura (P32) dentro de la arenisca Tensleep, ocurre a cuatro escalas de observación, tal como se muestra en la Figura 90, en la cual se ilustra la intensidad de fracturas a múltiples escalas, donde:

1. Fracturas transversales que abarcan la formación.
2. Fracturas ligadas a secuencias.
3. Fracturas ligadas a facies.
4. Fracturas ligadas a laminaciones.

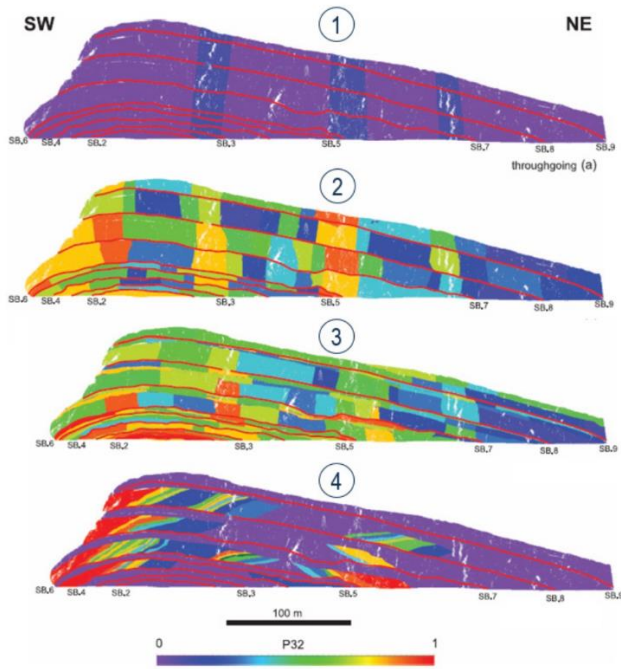


Figura 90. Formación Tensleep – Intensidad de fracturas a múltiples escalas

Nota. Tomado de base de datos Slb – Zahm & Hennings 2009 (Boletín AAPG)

El origen de las fracturas en el domo Teapot está asociado a dos conjuntos dominantes de fallas en los afloramientos (Cooper, 2006), como se puede observar en la Figura 91, donde:

1. El primer conjunto consta de fallas conjugadas normales con buzamiento noreste y suroeste que chocan subparalelas a la charnela del pliegue (principalmente a lo largo de la charnela sur del anticlinal, con curvatura máxima).
2. El segundo conjunto incluye fallas normales con rumbo noreste y fallas normales oblicuas que buzanan hacia el noroeste y suroeste (principalmente a lo largo del flanco oriental). La mayoría termina antes de cruzarse con el flanco occidental; por lo tanto, los desplazamientos disminuyen hacia el suroeste a través del pliegue (se registran los

componentes normal y rumbo-buzamiento). Las fallas son generalmente perpendiculares a la charnela del pliegue.

Adicionalmente, la Figura 91A muestra el mapa de fallas y las fracturas representativas perpendiculares a la charnela. Por otro lado, la Figura 91B muestra el mapa de fallas y las fracturas representativas paralelas a la charnela. Cooper et al, 2006, indican la siguiente distribución de las fracturas en el domo Teapot: el 24% corresponde a un conjunto de fracturas con rumbo (striking) oblicuo a la charnela del pliegue, el 32% corresponde a un conjunto de fracturas con rumbo sub paralelo a la charnela del pliegue, y el 44% restante corresponde a un conjunto de fracturas perpendiculares a la charnela del pliegue. Además, la mayoría de las fracturas son fracturas de extensión del lecho normal, reemplazadas localmente por fracturas de corte conjugadas del mismo rumbo.

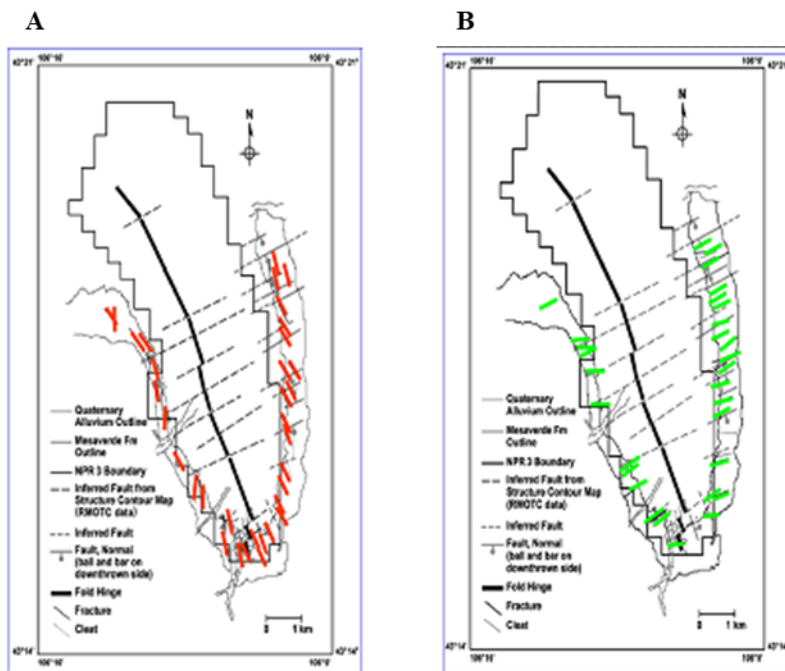


Figura 91. Fallas formación Tensleep

Nota. Tomado de base de datos SIb – Modificado de Cooper et al., 2006

La implementación de la metodología aquí propuesta está en función del programa de registro adquirido en el pozo, las diferentes fuentes de información (registros) descritos en capítulos anteriores son los recomendados para caracterizar de manera integral este tipo de yacimientos. Sin embargo, cada uno de los pasos serán evaluados y ejecutados en función de la información disponible de acuerdo con lo estipulado dentro del programa de registros del pozo.

La validación de esta metodología se realiza mediante la aplicación de esta en el pozo 67-1-X-10, perforado en la formación Tensleep en el domo Teapot, y puesto en producción en Octubre de 2010. Dado que la metodología se enfoca en aplicarse durante la fase de perforación y adquisición de información para seleccionar la mejor zona a cañonear y estimar la producción asociada, en este caso, el flujo de trabajo inicia con el supuesto de la existencia de un modelo estático con la ubicación del pozo planificado a perforar. Este pozo fue seleccionado dado que cuenta con la mayor cantidad de información disponible para realizar la prueba ciega de la metodología propuesta. En la Figura 92 se puede observar la ubicación del pozo en el campo Teapot.

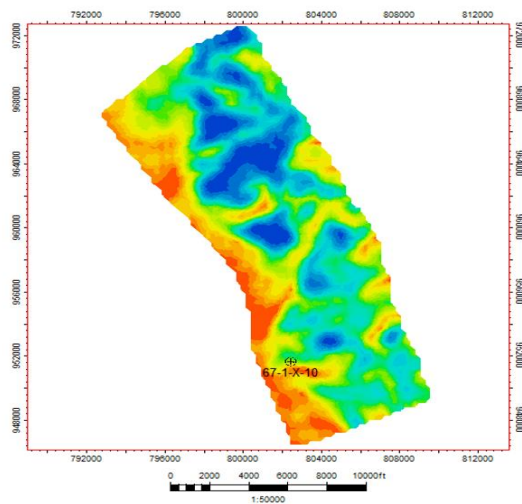


Figura 92. Ubicación del pozo 67-1 X-10 en el campo Teapot

Nota. Tomado de base de datos SIb

A continuación, se describen los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología descrita en el capítulo anterior para cada uno de los pasos que la componen (ver Figura 66. Metodología propuesta).

5.1 Capacidad de almacenamiento

En este paso se identifica la contribución de la matriz y de las fracturas en el almacenamiento. De las mediciones resaltadas en las secciones 2.3, 2.4 y 2.6, en este caso la estimación se realizó mediante los registros densidad-neutrón, porosidad sónica, y porosidad aparente de las fracturas estimada con los registros de imágenes. Estas estimaciones permiten inferir que la principal contribución al almacenamiento es de la matriz, con porosidades en el rango de 8 a 19% en el intervalo de interés. Por el contrario, la porosidad de la fractura tiene valores máximos de 1.47%.

La curva de porosidad continua de matriz y fractura obtenidas se utiliza posteriormente para el poblamiento del modelo estático a nivel de pozo. A continuación, en la Figura 93 se muestra una sábana de registros de izquierda a derecha como se indica: caliper, gamma ray, densidad-neutrón, compresional (Dt), y la porosidad de matriz y fracturas inferidas.

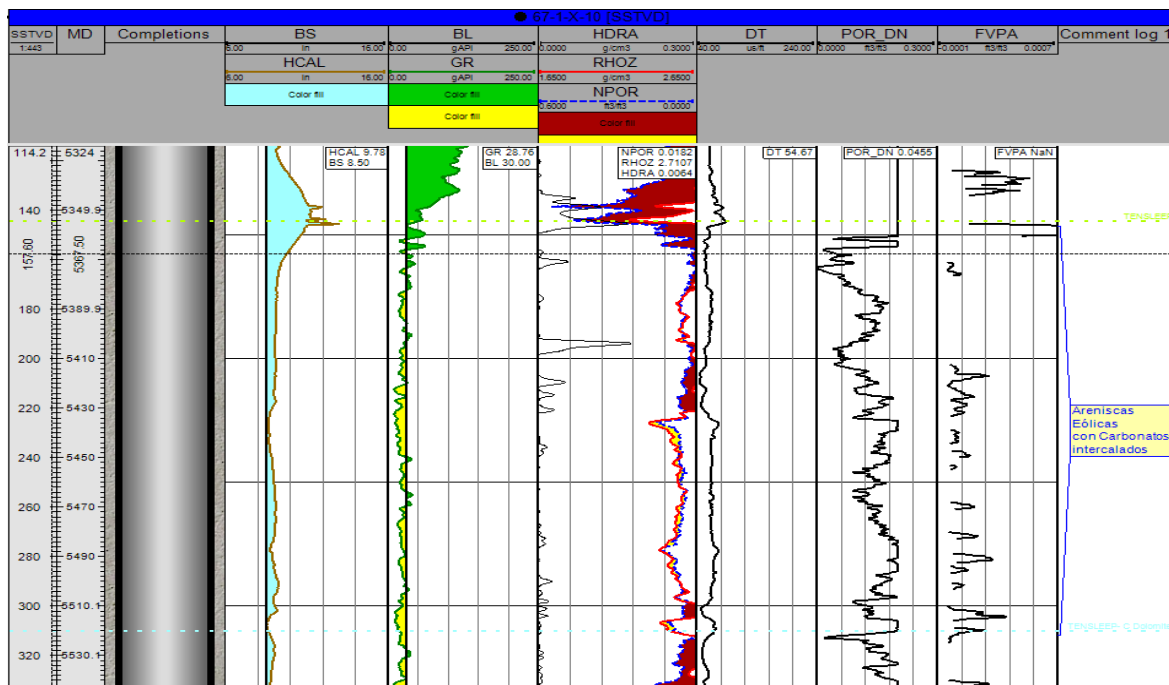


Figura 93. Curvas de porosidad continua pozo 67-1 X-10

Nota. Tomado de base de datos SIb

5.2 Capacidad de flujo

Identificación y caracterización de fracturas. En este paso se utilizaron los registros de imágenes adquiridos con la herramienta FMI* (Formation Micro Imager) en el pozo estudio. El picado de los diferentes eventos en las imágenes de pozo permitió la detección de la localización de las fracturas, orientación, tipo, densidad y distribución de fracturas a lo largo de la formación Tensleep.

En la Figura 94 se observa una sábana con los siguientes registros de izquierda a derecha: caliper, en general a lo largo de interés se observa un hueco en calibre, solo hacia el tope del intervalo se observa una zona lavada la cual guarda correspondencia con la presencia de un intervalo arcilloso; gamma ray, este indica un cuerpo limpio a lo largo del intervalo con muy baja

arcillosidad, a excepción del tope del mismo; densidad-neutrón, muestra dos cuerpos de arenisca limpia a lo largo del intervalo, separados por dos pequeños cuerpos posiblemente asociados a la presencia de carbonatos dada los picos de incrementos en densidad (baja porosidad); los diagramas roseta muestran el intervalo para el cual se realizó picado de eventos caracterizados como fracturas naturales que se presumen abiertas, y el buzamiento de las mismas; los tadpoles indican la presencia de fracturas naturales, la cabeza del tadpole muestra la profundidad (eje y) y la magnitud de buzamiento (eje x) de la fractura, la cola muestra la dirección del buzamiento de la fractura (hacia arriba es el norte); la última pista es el registro de imagen adquirido con los sinusoides interpretados como fracturas naturales.

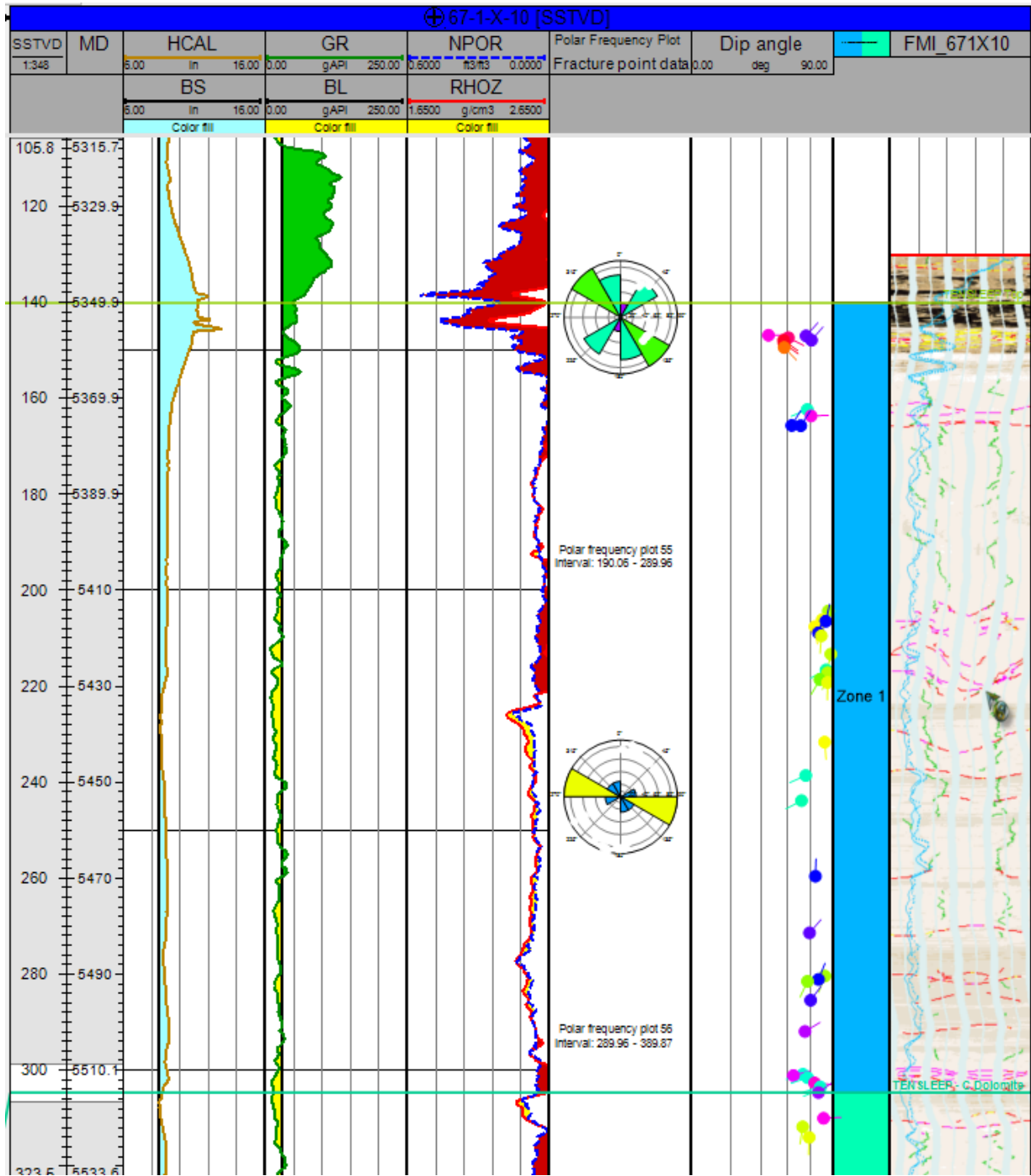


Figura 94. Registro de imagen FMI pozo 67-1-X-10 e interpretación de fracturas naturales

Nota. Tomado de base de datos Slb

Estimación perfil de alteración radial del pozo basado en registros acústicos. En el campo Teapot no se adquirieron los registros acústicos necesarios para realizar el procesamiento del perfil de alteración radial del pozo, tales como los adquiridos con la herramienta Sonic Scanner*. Sin embargo, este se relaciona con una alteración generada por la invasión de fluidos o reacción de la arcilla con el fluido de perforación. El objetivo es identificar zonas dentro del intervalo de interés con baja alteración radial para optimizar el programa de adquisición de información con probadores de formación. Perfiles con baja alteración radial permiten optimizar los tiempos de adquisición y ver una respuesta del yacimiento temprana, de lo contrario, es inefectivo el proceso dado que primero se debe desplazar todo el fluido que haya invadido la formación (en caso de que el perfil de alteración radial sea alto).

Observar un perfil de alteración radial también implícitamente indica que la zona es permeable, sin embargo, si el objetivo es obtener una respuesta temprana del yacimiento con los probadores de formación, se deben identificar zonas con bajo perfil de alteración por lo mencionado previamente.

En la Figura 95 se observa un ejemplo del procesamiento de un perfil de alteración radial, en el cual las zonas que presentan bajo perfil de alteración son aquellas que en las pistas 3, 4, 5 y 6 de izquierda a derecha muestran color verde (3 y 4) y color amarillo claro (5 y 6), tales como las resaltadas en la cuadrícula de color rojo.

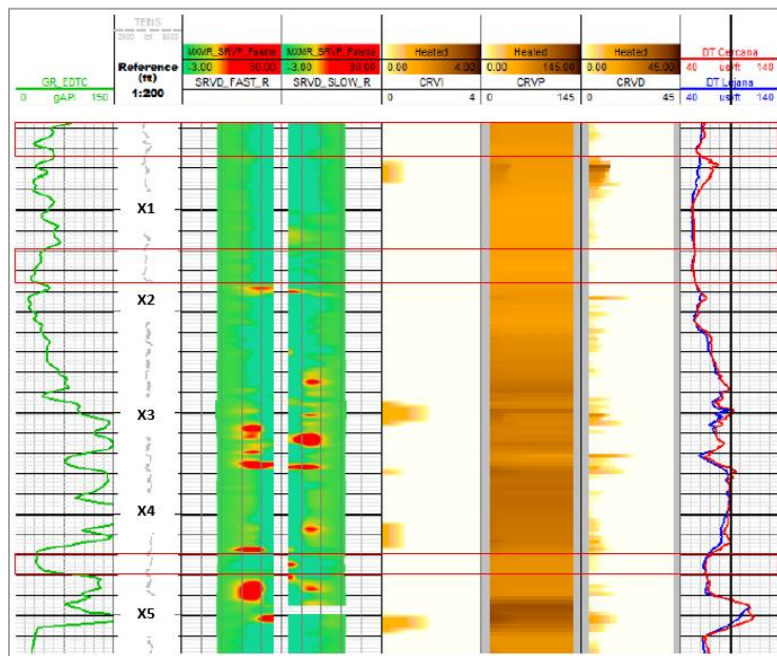


Figura 95. Ejemplo ilustrativo de zonas a seleccionar del perfil de alteración radial de cizalla y compresional

Nota. Tomado de base de datos SIb

Análisis de fracturas FracAniso. Este procesamiento de registros es una metodología integrada diseñada para caracterizar fracturas de registros de imágenes y sínicos. En este caso se cuenta con registros de imágenes, pero no con registros sínicos monoplares-dipolares. Sin embargo, el objetivo es evaluar la formación a diferentes profundidades de investigación alrededor del pozo. Con esta información, es posible discriminar fracturas y efectos de esfuerzos, y además contribuir en el programa de terminación para evitar dañar las fracturas naturales, entre otras utilidades.

El modelado de anisotropía de fractura (FracAniso) se realiza utilizando el módulo de análisis de fractura integrado en Techlog. En la figura 96 se presenta un registro compuesto FracAniso ejemplo, el cual integra el azimut de la cizalla rápida (Fast shear azimuth) con las fracturas

interpretadas en las imágenes. Cuando los planos de fractura natural son paralelos o sub paralelos al azimut de la cizalla rápida, se marca una bandera roja que apoya la interpretación como una fractura abierta. Algunos autores denominan a estas fracturas como "fracturas producibles", a pesar de ser un análisis estático. En este caso, de acuerdo con el análisis de dispersión, el procesamiento de FracAniso confirma que los intervalos resaltados en color rojo están vinculados a fracturas abiertas/parcialmente abiertas en el yacimiento. También se puede inferir que el resto de tadpoles asociados al picado de fracturas en el registro de imagen, posiblemente obedecen a fracturas que se encuentran cerradas en la cercanía del pozo.

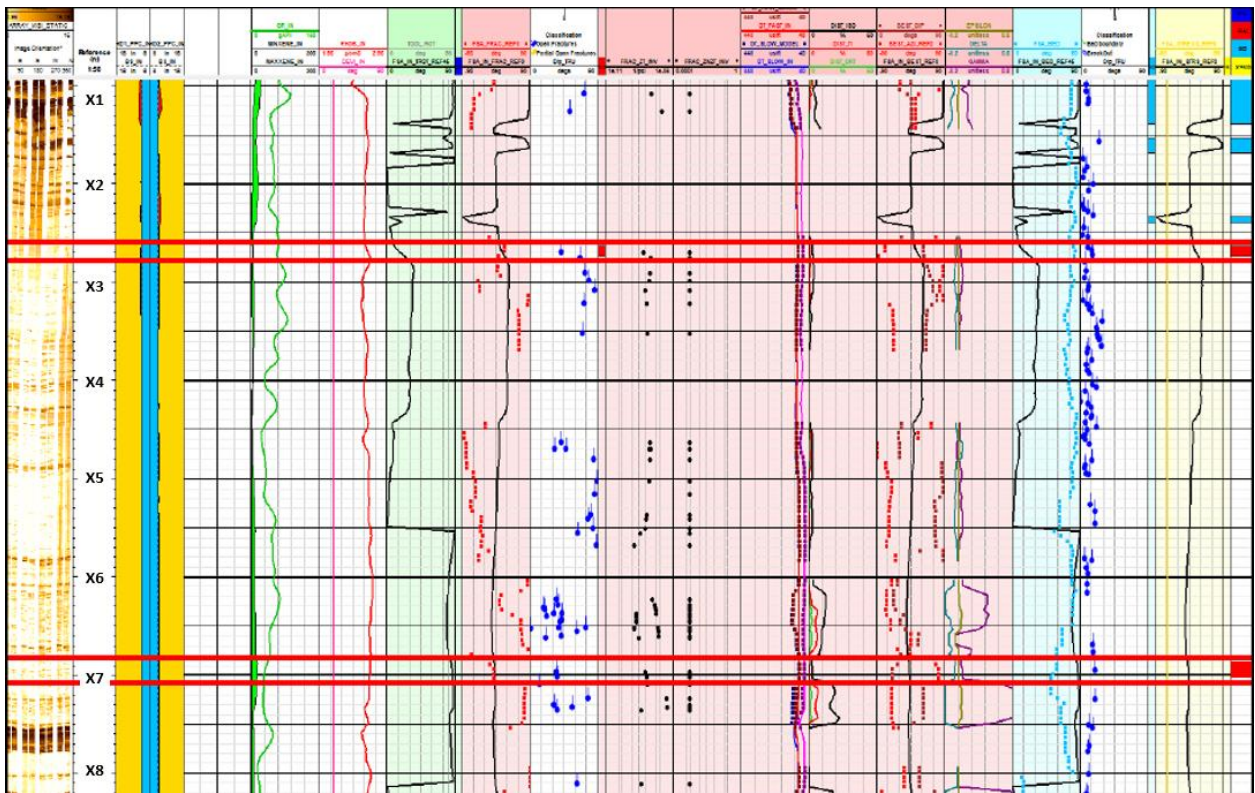


Figura 96. Ejemplo ilustrativo de zonas a seleccionar del perfil de alteración radial de cizalla y compresional

Nota. Tomado de base de datos SIb

5.3 Estimación del perfil de presiones

Con el propósito de ilustrar la aplicación de la metodología se generó un registro sintético del gradiente de presión obtenido mediante la simulación numérica durante el proceso de ajuste al dato observado como parte de la prueba ciega. El cual debe ser calibrado con puntos de presión adquiridos con probadores de formación a lo largo del intervalo de interés, las profundidades a las cuales se adquieren estos puntos de presión se definen una vez se tiene la interpretación petrofísica, identificación y caracterización de fracturas en el intervalo de interés, tal como se observa en la Figura 97, última pista. Adicionalmente al parámetro de presión, se realiza un cálculo de movilidad de caída de presión, la cual permite inferir zonas con mayor permeabilidad, parámetro que permite de igual forma cotejar la permeabilidad estimada por petrofísica para el sistema matriz-fractura.

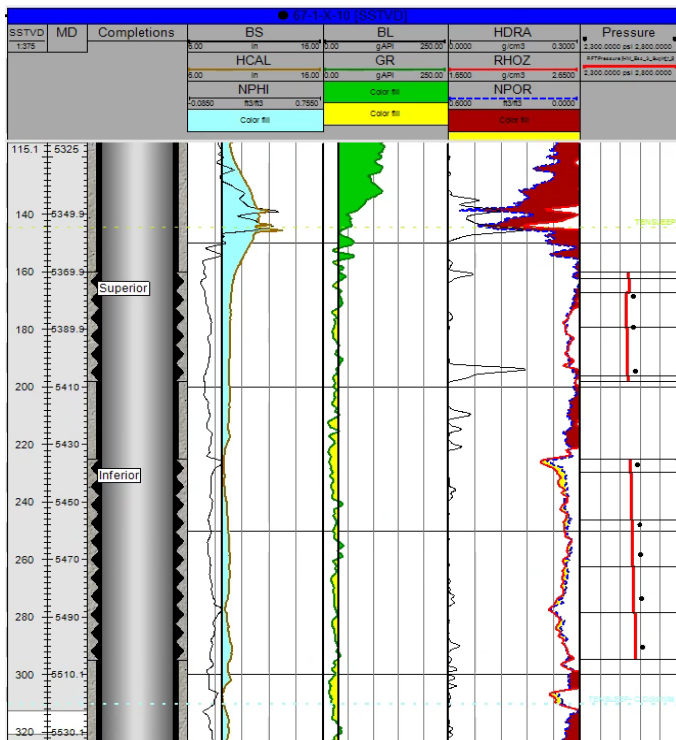


Figura 97. Gradiente de presión pozo 67-1-X-10

Nota. Tomado de base de datos Slb

5.4 Estimación de la permeabilidad mediante pruebas MiniDST

El principal objetivo de incluir este tipo de pruebas dentro de un programa de registro para posterior integración en la metodología es ayudar a calibrar los modelos petrofísicos utilizados para el cálculo de permeabilidad. La identificación de los regímenes de flujo y el comportamiento en la diferencia de presión y su derivada permite establecer si a esa profundidad en la cual esta seteado el probador de formación la respuesta obedece principalmente a la matriz o a la fractura.

En la Figura 98 se observa la respuesta de una prueba Mini-DST realizada con probador de formación en 2 profundidades dentro del intervalo de interés, en las cuales para la gráfica A se puede establecer que a dicha profundidad la respuesta está asociada principalmente a la matriz, por el contrario, la profundidad a la cual se realizó la prueba B muestra respuesta asociada a la fractura. Dichas pruebas permiten inferir una permeabilidad que se coteja para calibrar la estimada por petrofísica.

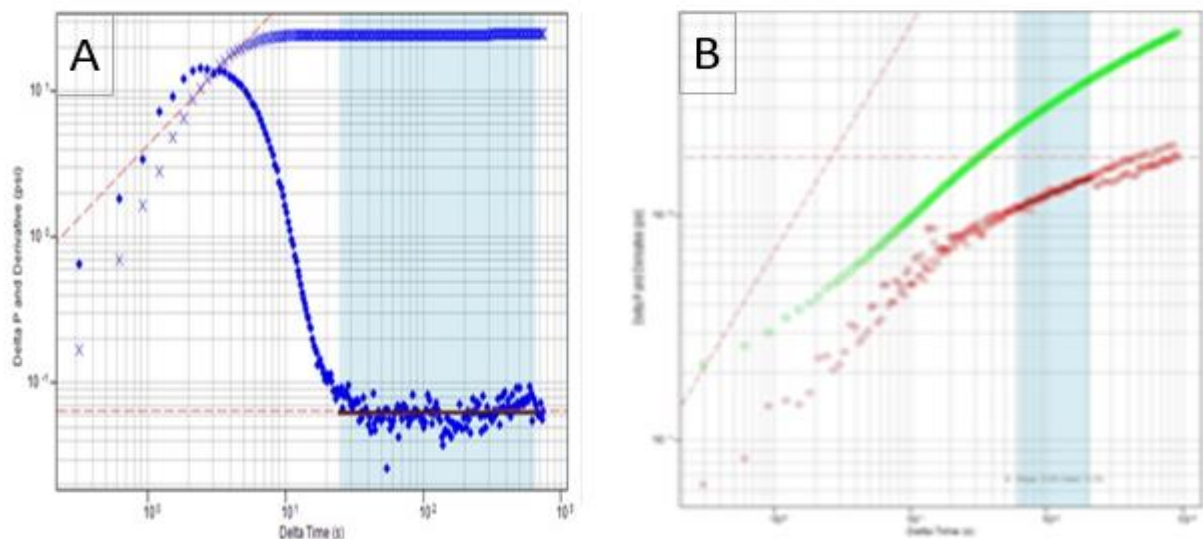


Figura 98. Respuesta de matriz (A) y respuesta de fractura (B) durante prueba MiniDST.

Nota. Tomado de base de datos SIb

La permeabilidad estimada por el modelo petrofísico para el pozo 67-1-X-10 se puede observar en la Figura 99. La matriz presenta muy baja permeabilidad (0.1 a 5 md) a lo largo de todo el intervalo de interés, por el contrario, las fracturas presentan permeabilidad alrededor 927 md. Por consiguiente, en línea con la clasificación de yacimientos naturalmente fracturados, Nelson 2001, este yacimiento (formación Tensleep) se clasifica como tipo 2, en el cual la fractura proporciona la permeabilidad esencial del yacimiento.

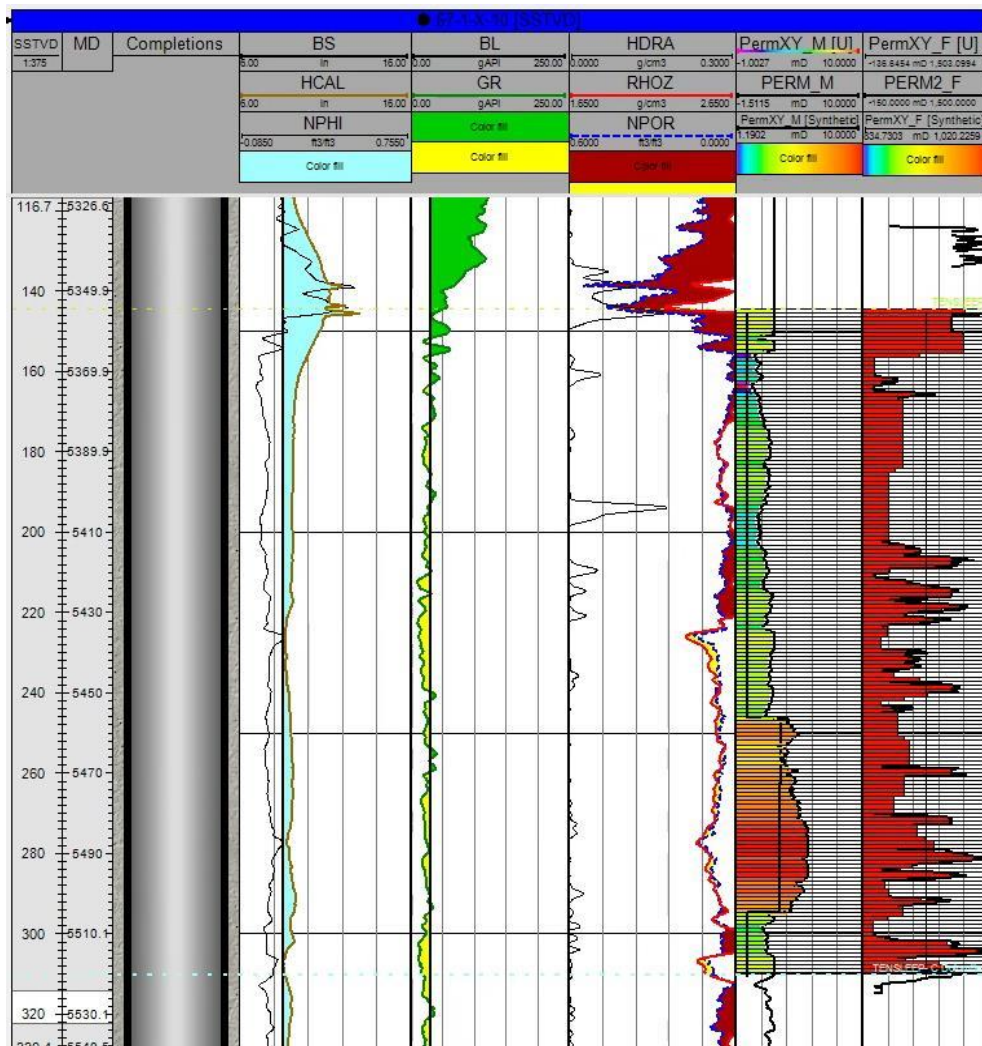


Figura 99. Permeabilidad de matriz y fractura pozo 67-1-X-10

Nota. Tomado de base de datos SIb

5.5 Construcción del modelo estático y dinámico

Para la construcción del modelo estático a nivel de pozo se utilizaron las interpretaciones de geología existentes en el sector del pozo de interés. El sector de la malla con el pozo de interés (67-1-X-10) se definió con las siguientes dimensiones: 25 x 25 x 1 (m x m x f) para un total de casi 1 millón de celdas (946,792). En la Figura 100 se presenta el modelo completo con el polígono del sector a evaluar a nivel del pozo. El radio del polígono es de 610 m, valor considerado tomando como referencia el espaciamiento entre pozos en el campo Teapot.

La prueba ciega que se desarrolla en este trabajo de grado considera un modelo previamente interpretado con áreas y topes calibrados. Sin embargo, el objetivo de esta metodología es permitirles a los equipos de trabajo hacer la actualización de este tipo de características en tiempo real a medida que se obtienen los datos durante la etapa de perforación, adquisición de registros, pruebas de fluidos, entre otros.

Con los registros presentados previamente, se hace el escalamiento de estos desde el nivel de pozo al de malla. Para este paso, se utilizaron los procesos en Petrel de *Well Log Upscaling* y *Petrophysical Modeling*. En el primero, se selecciona el registro que se desea utilizar como dato de entrada y se convierte a propiedad a nivel de pozo. Luego, en el siguiente proceso se propaga la propiedad por el resto del modelo a nivel de pozo. Existen diferentes métodos para realizar el poblamiento de propiedades como métodos Gaussianos, redes neuronales o incluso algoritmos propios del geomodelador. Sin embargo, para efectos de este ejercicio y por tratarse de un modelo a nivel de pozo simplificado, se utilizó el método Promedio en Movimiento (*Moving average* en inglés). En la Figura 101 se observan las propiedades de porosidad matriz (izquierda) y fractura (derecha) pobladas en el modelo estático, el cual está delimitado en la vertical dentro del intervalo de interés que es la formación Tensleep.

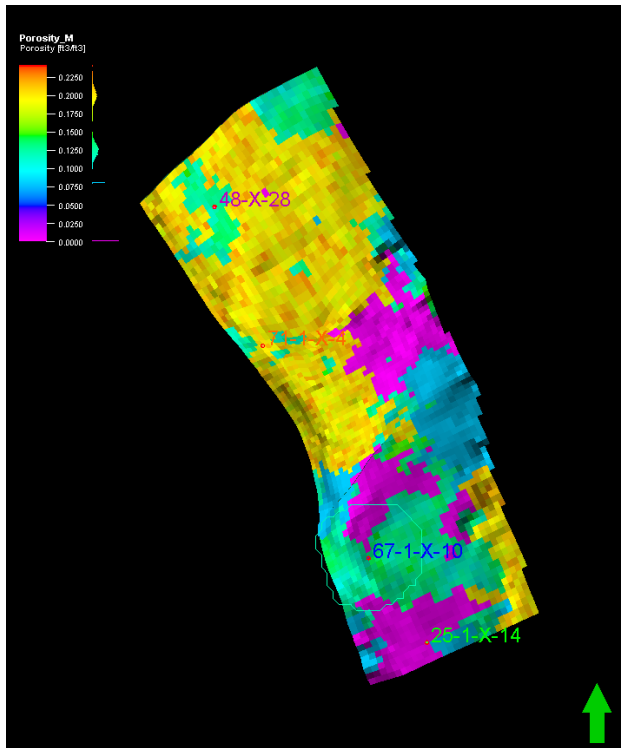


Figura 100. Polígono con la ubicación del pozo 67-1-X-10

Nota. Tomado de base de datos SIb

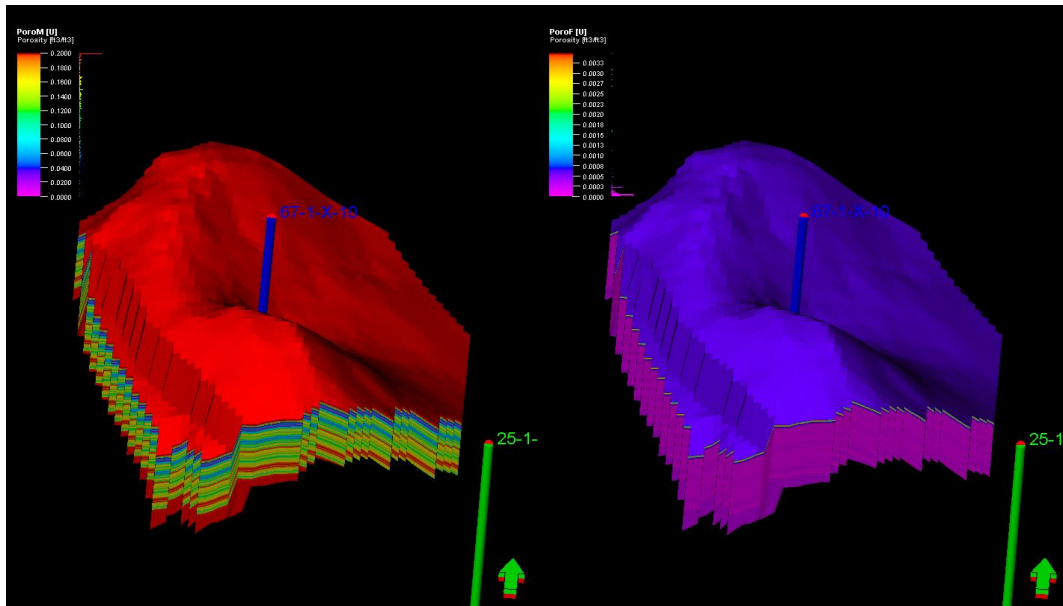


Figura 101. Curvas de porosidad continua pozo 67-1 X-10

Nota. Tomado de base de datos SIb

De acuerdo con el flujo de trabajo para la construcción del modelo estático y dinámico a nivel de pozo descrito en la Figura 85, a continuación, se resumen los principales aspectos de cada etapa.

a. Parámetros de entrada (registros).

Los registros representan el insumo principal del flujo de trabajo. A partir de estos se determinan las propiedades principales que en pasos posteriores se utilizan para poblar el modelo. Dentro de las propiedades están las porosidades y permeabilidades a nivel de matriz y fractura. De igual forma, a partir de los registros se hizo la determinación de la capacidad de almacenamiento y flujo requerida para la evaluación de yacimientos naturalmente fracturados.

b. Física de rocas.

La física de roca o curvas de permeabilidad relativa corresponde a un proceso clave dentro del modelo dinámico en el que se describe cómo será la distribución inicial de fluidos en el yacimiento al inicializar por equilibrio y cómo será el movimiento de fluidos una vez se empiece a producir el pozo. La física de rocas se diseña con base en análisis de núcleos que son adquiridos durante la perforación de los pozos. Para efectos de este modelo, se toman de referencia las curvas disponibles como datos existentes adquiridos en otros pozos en etapas tempranas de desarrollo de este yacimiento. Las curvas utilizadas son tres (3), correspondientes a los tipos de roca definidos también para el modelo de alta, media y baja calidad de roca, Figuras 102 y 103. La definición de estos tipos de roca se describe con mayor detalle en la sección e. Tipificación petrofísica de rocas.

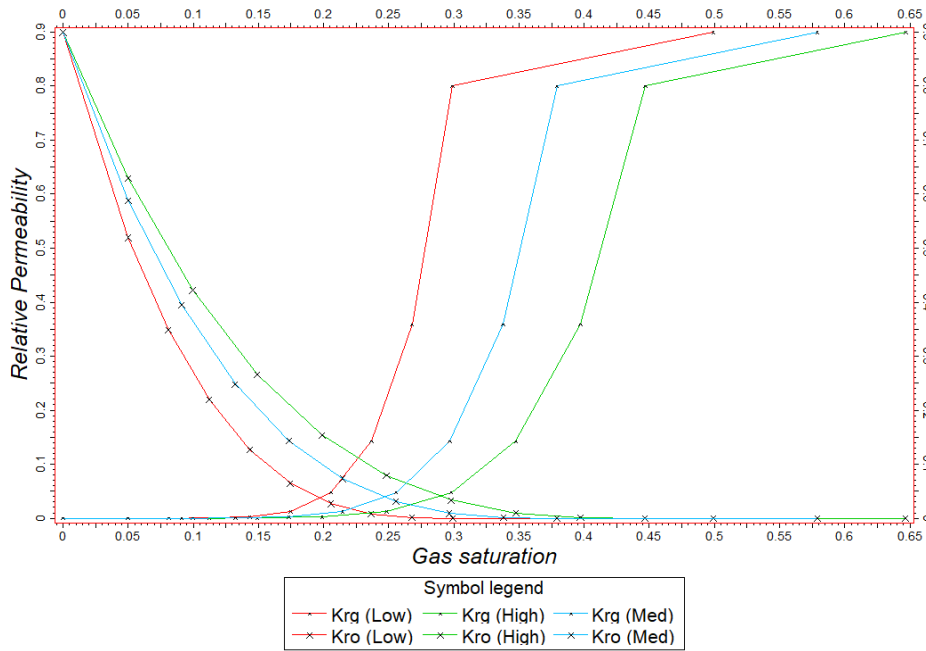


Figura 102. Curvas de permeabilidad relativa para gas

Nota. Tomado de base de datos SIb

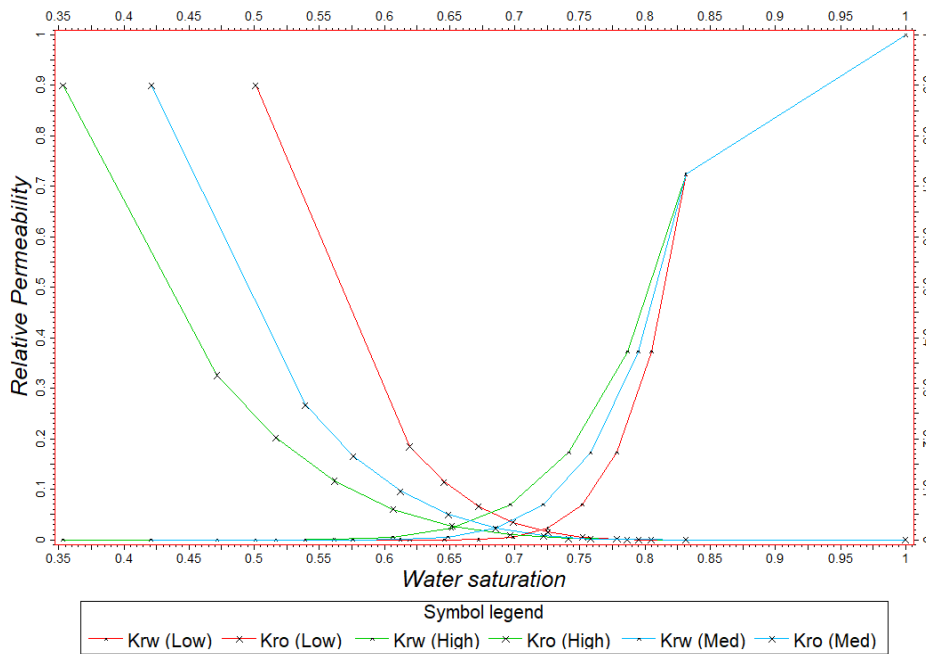


Figura 103. Curvas de permeabilidad relativa para petróleo

Nota. Tomado de base de datos SIb

c. Modelo de fluidos.

El modelo de fluidos corresponde a la definición de los fluidos presentes en el yacimiento y de las condiciones iniciales del mismo como presión, profundidad de referencia y profundidad de contactos. El modelo de fluidos proviene de pruebas de laboratorio PVT (Presión, Volumen y Temperatura por sus siglas en inglés). Al igual que para la física de rocas, se toma el modelo de fluido existente definido de adquisiciones de muestreos de otros pozos del campo. Para el yacimiento de Tensleep, los fluidos presentes son petróleo, gas y agua. A continuación, se muestran las características de los fluidos y las condiciones iniciales, Figura 104 a Figura 110.

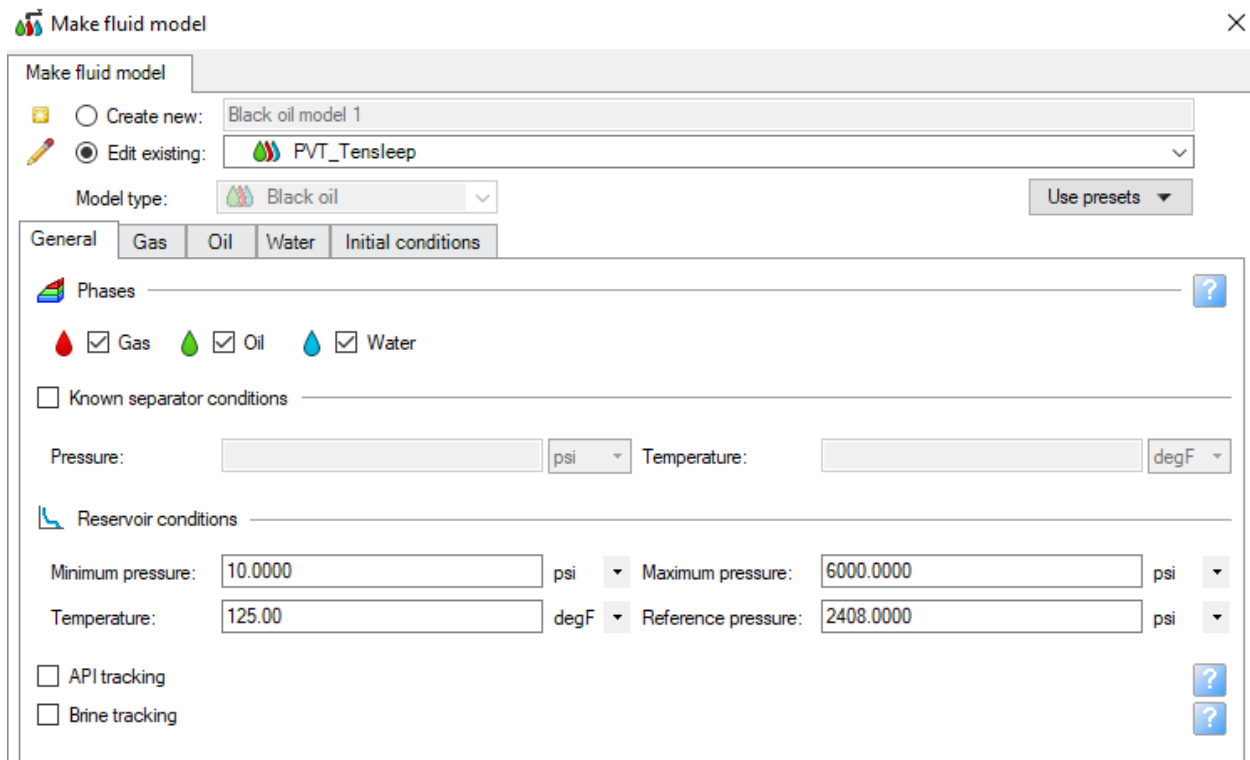


Figura 104. Modelo de fluido – Características generales

Nota. Tomado de base de datos SIb

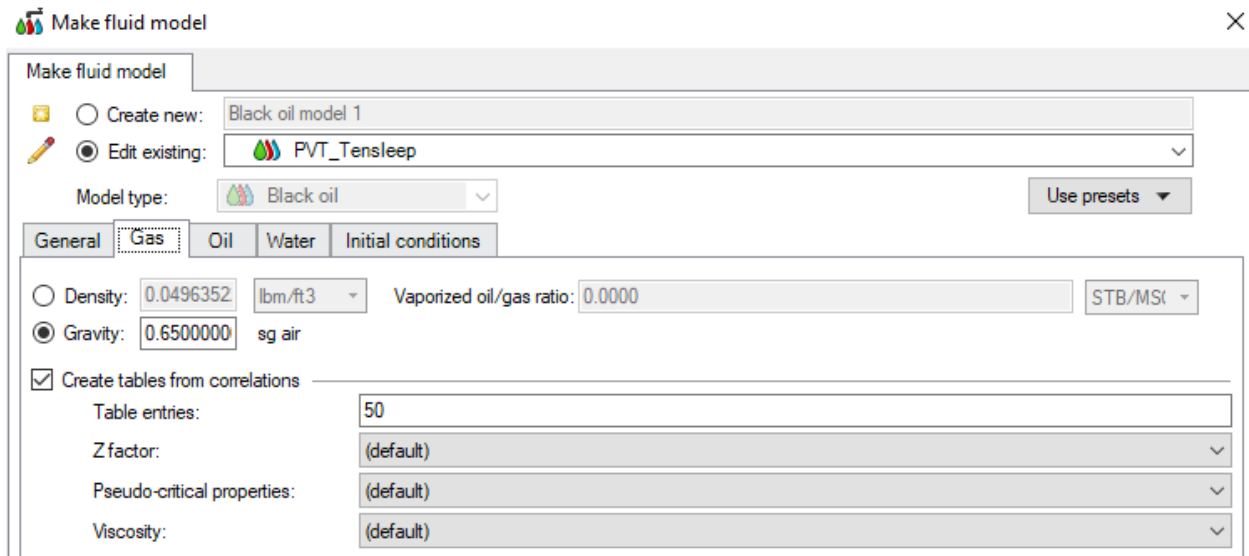


Figura 105. Modelo de fluido – Características gas

Nota. Tomado de base de datos Slb

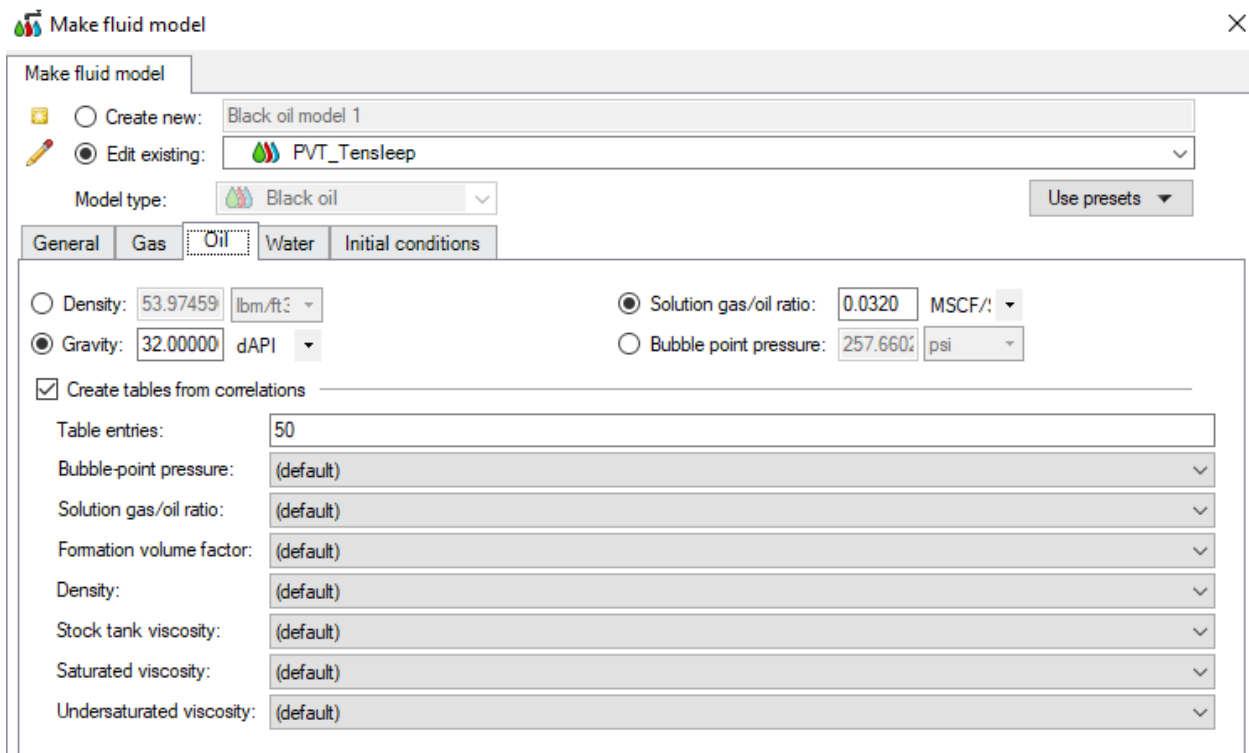


Figura 106. Modelo de fluido – Características petróleo

Nota. Tomado de base de datos Slb

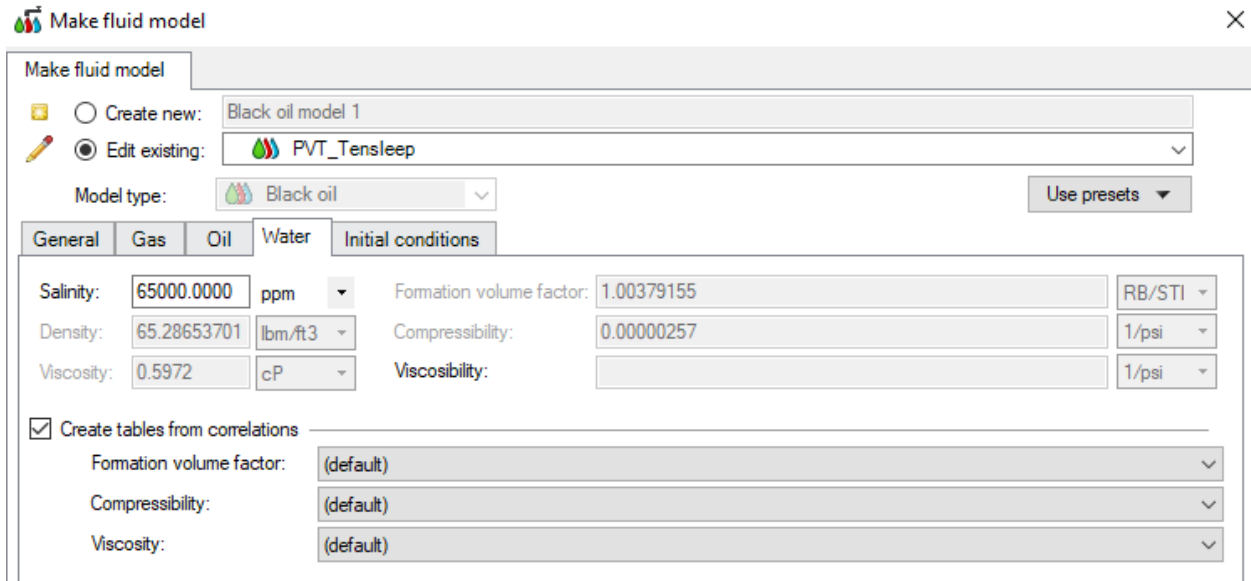


Figura 107. Modelo de fluido – Características agua

Nota. Tomado de base de datos SIb

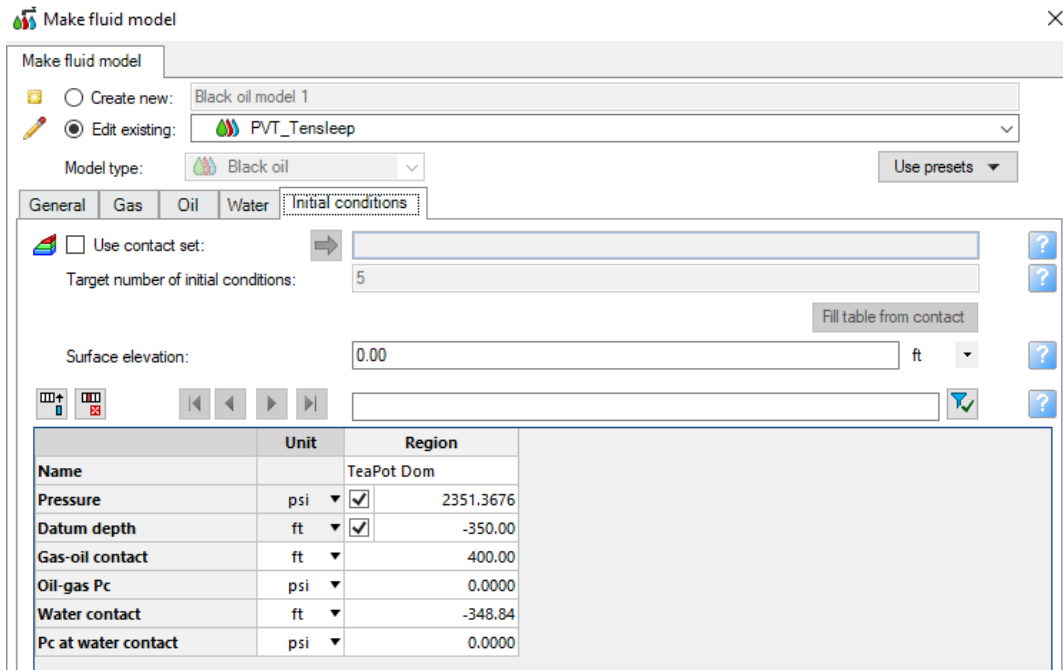


Figura 108. Modelo de fluido – Características condiciones iniciales

Nota. Tomado de base de datos SIb

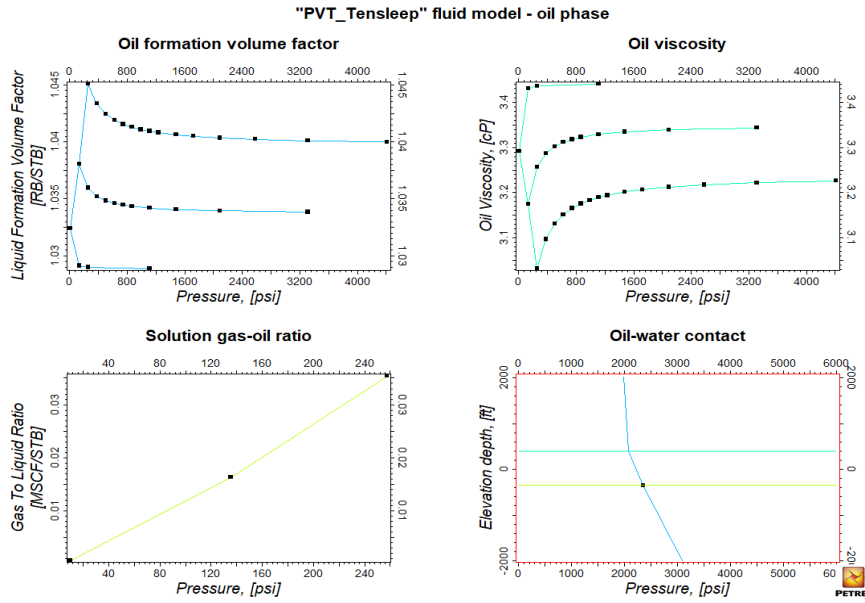


Figura 109. Propiedades del modelo de fluido para petróleo

Nota. Tomado de base de datos SIb

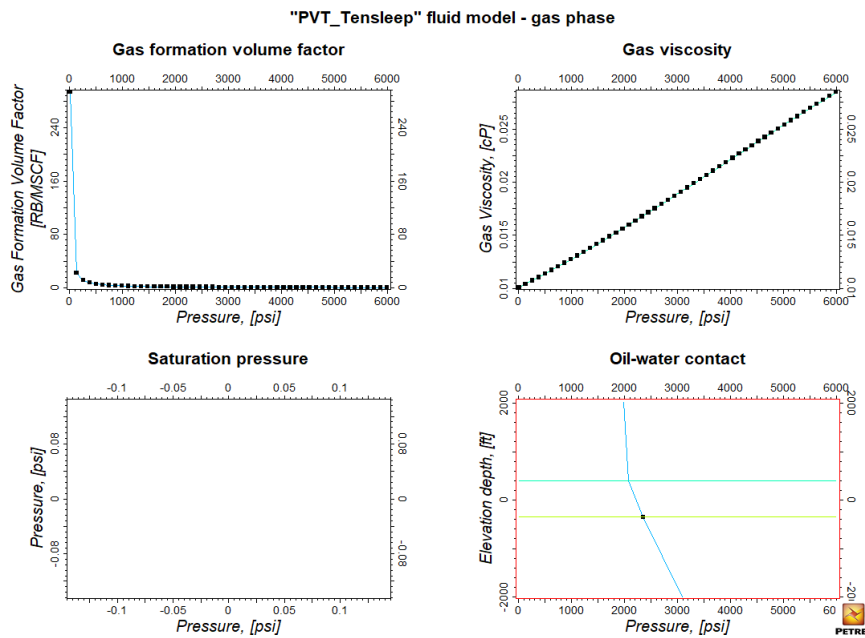


Figura 110. Propiedades del modelo de fluido para gas

Nota. Tomado de base de datos SIb

d. Malla de simulación.

Para la malla de simulación, se debe hacer el escalamiento de propiedades o de malla en función de los recursos disponibles para la simulación. Para este proyecto como se utiliza el simulador de nueva generación INTERSECT, no se ve la necesidad de lo anterior. Sin embargo, se resalta este punto ya que, por tratarse de un modelo de doble porosidad, el número de celdas definido en el modelo estático será el doble en el dinámico.

El modelamiento dinámico, así como el estático, tiene mucha incertidumbre. Esta incertidumbre, por lo general es disminuida durante las diferentes corridas tomando como puntos de calibración los datos observados o historia de producción (a nivel de fluidos y presiones). Para el caso de este modelo en específico y para ciertas propiedades de modelos de doble porosidad, se toman como referencia las metodologías de literatura y estudios a nivel regional, por ejemplo, el entendimiento del acuífero y la propiedad de acoplamiento de matriz-fractura factor de forma (sigma o shape factor, en inglés), respectivamente. Para el caso del acuífero, se utiliza un modelo Carter Tracy con dirección o empuje de fondo y lateral, Figuras 111 y 112. En cuanto a las propiedades factor de forma, se utilizan los valores de referencia disponibles para el campo y los pozos con anterioridad, de $10 [1/\text{ft}^2]$ a nivel horizontal y vertical.

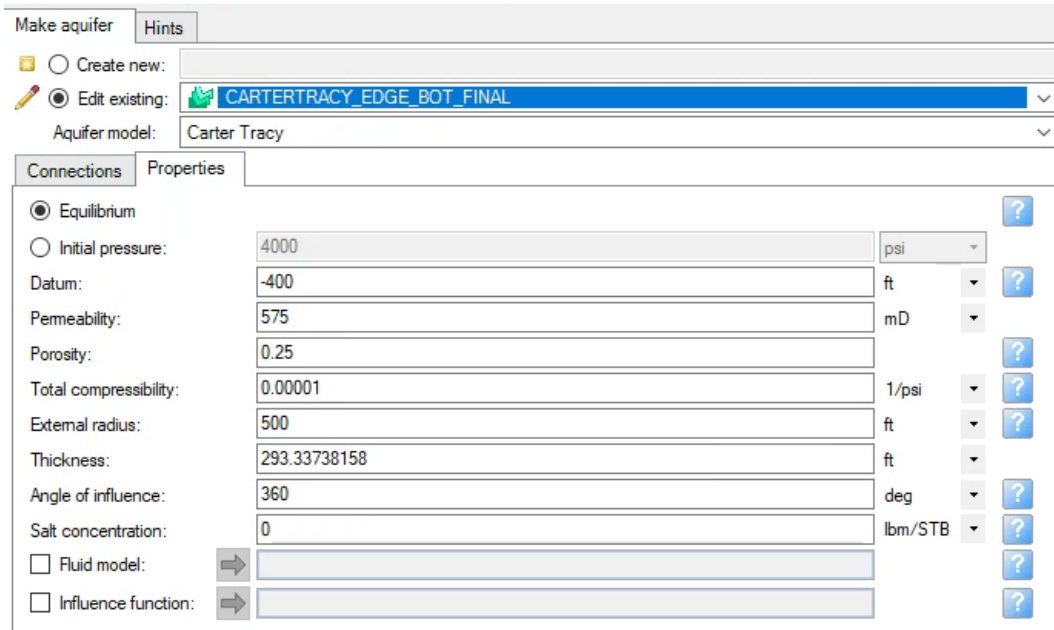


Figura 111. Propiedades acuífero Carter Tracy.

Nota. Tomado de base de datos SIb

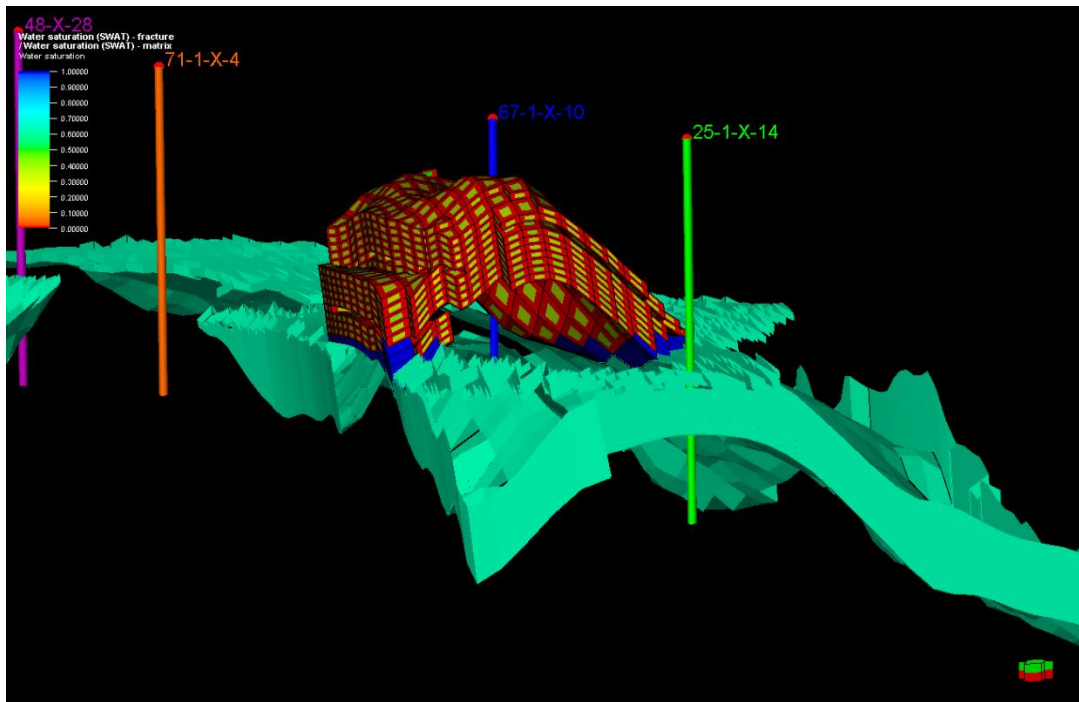


Figura 112. Conexión del acuífero con el modelo a nivel de pozo.

Nota. Tomado de base de datos SIb

e. Tipificación petrofísica de rocas.

Los tipos de roca para este modelo a nivel de pozo son los mismos definidos a nivel de campo. Son 4 tipos: alta calidad, media calidad, baja calidad y roca no reservorio, Figura 113. Para este modelo, se actualizan los intervalos o las secuencias donde predomine uno u otro tipo de roca con base en las interpretaciones de los registros petrofísicos.

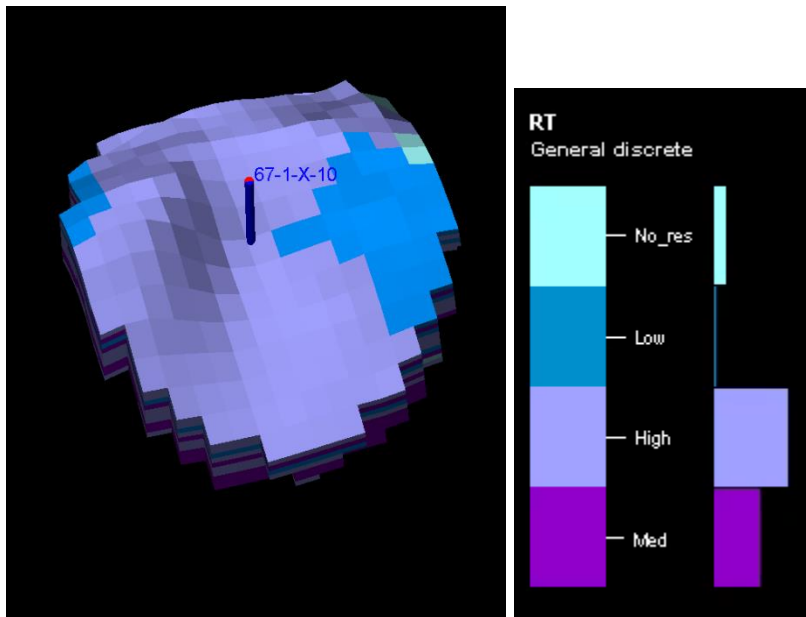


Figura 113. Tipos de roca

Nota. Tomado de base de datos SIb

f. Inicialización.

En este paso se comparan los volúmenes estáticos con los dinámicos. El estático se calcula con la ecuación volumétrica de petróleo original en sitio (OOIP) y la segunda a partir de las presiones y saturaciones definidas en los modelos de fluidos y física de rocas. El OOIP obtenido con el método volumétrico es de 32 MSTB, Figura 114.

Bulk volume[*10^6 ft3]	Net volume[*10^6 ft3]	Pore volume[*10^6 RB]	HCPV oil[*10^6 RB]	HCPV gas[*10^6 RB]	STOIIP (in oil)[*10^6 STB]
2457	2457	59	34	0	32

Figura 114. Cálculo volumétrico del petróleo original en sitio.

Nota. Tomado de base de datos SIb

Para la inicialización dinámica, se define el caso base, el cual integra todas las propiedades descritas anteriormente y se ejecuta el caso de simulación en el tiempo cero. El OOIP obtenido con el método de la inicialización dinámico es de 32.53 MSTB, Figura 115.

```

REPORT   Reservoir fluids in place for region family 'FLUID_IN_PLACE_REGION' at time 0 d:
+-----+-----+-----+-----+
| Region | Oil   | Gas   | Water |
|        | RB   | RB   | RB   |
+-----+-----+-----+-----+
| 67-1-X-10 | 3.25306e+07 | 0.00000e+00 | 2.44413e+07 |
    
```

Figura 115. Cálculo del petróleo original en sitio por inicialización por equilibrio.

Nota. Tomado de base de datos SIb

Como se puede observar en las figuras anteriores (Figuras 114 y 115), la diferencia entre una metodología y la otra es de tan solo 1.6% MSTB, lo que indica que las condiciones iniciales son representativas y se puede correr el ajuste histórico. Por regla en la simulación, la diferencia debe ser menor al 10%. En la Figura 116 se puede observar la distribución de fluidos obtenidas durante la fase de inicialización.

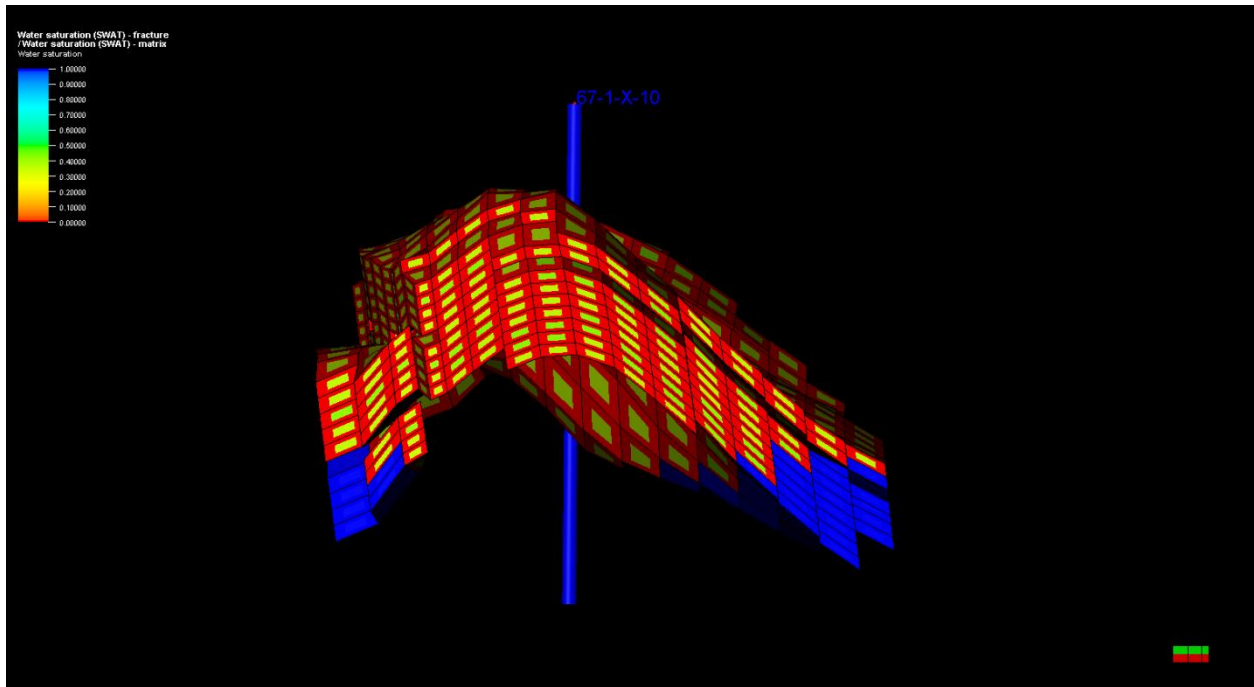


Figura 116. Distribución inicial de fluidos (propiedad saturación de agua).

Nota. Tomado de base de datos SIb

g. Ajuste histórico.

Para validar la metodología propuesta en este proyecto, se seleccionará el mejor escenario de predicción y este deberá representar de mejor manera la data histórica del pozo. En este sentido, la prueba ciega permitirá confirmar la aplicación de la metodología en diferentes modelos para diferentes yacimientos. La principal variable por modificar para la comparación de los escenarios será la de los intervalos abiertos o cañoneados. En la tabla 9, se listan los intervalos sensibilizados, los cuales pueden ser observados de igual forma en la Figura 117.

Tabla 9. Escenario de predicción.

Escenario	Evento	Tope ft	Base ft	Hneto ft	Características
1	Perforado 1	5,370	5,408	38	Intervalo de interés superior
2	Perforado 2	5,435	5,505	70	Intervalo de interés zona inferior
3	Perforado 1 + Perforado 2	5,370 5,435	5,408 5,505	108	Intervalos de interés superior e inferior

Nota. Información tomada base de datos Slb

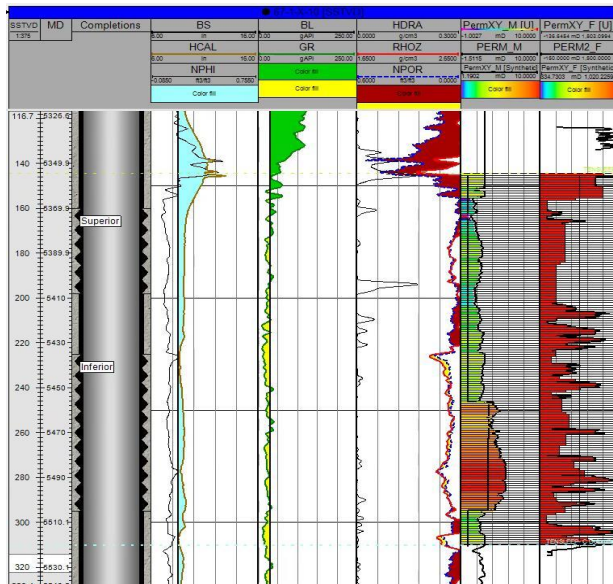


Figura 117. Intervalos por sensibilizar (superior e inferior).

Nota. Tomado de base de datos Slb

Para cada escenario, se construye la estrategia de desarrollo correspondiente en el proceso de *Field Management* para el simulador INTERSECT. Por tratarse de una estrategia de desarrollo de tipo predicción se definen los siguientes controles:

- Caudal inicial para intervalo superior: 410 STB/d
- Caudal inicial para intervalo inferior: 680 STB/d

- Caudal inicial para intervalo superior e inferior: 1,000 STB/d
- Presión de fondo fluyendo (BHP, por sus siglas en inglés): 2,230 psi
- Fecha inicio: Marzo 1 de 2010

Fecha final: Octubre 10 de 2016

Por otro lado, se realiza análisis de curvas de declinación y pozos tipo con el fin de complementar los métodos numéricos con los analíticos. Por ejemplo, la sensibilidad de los caudales iniciales se realiza en función de los espesores a cañonear en cada escenario y los posibles potenciales identificados con el análisis de pozos tipo. Esto es una buena práctica para validar que los resultados de la simulación están dentro de los rangos esperados y no sobreestimando los perfiles como suele suceder en este tipo de simulaciones por su naturaleza a ser más optimistas. A continuación, se presentan ejemplos de dichos análisis realizados dentro de Petrel en los procesos de *Decline curve analysis* y *Type wells*, Figuras 118, 119 y 120.

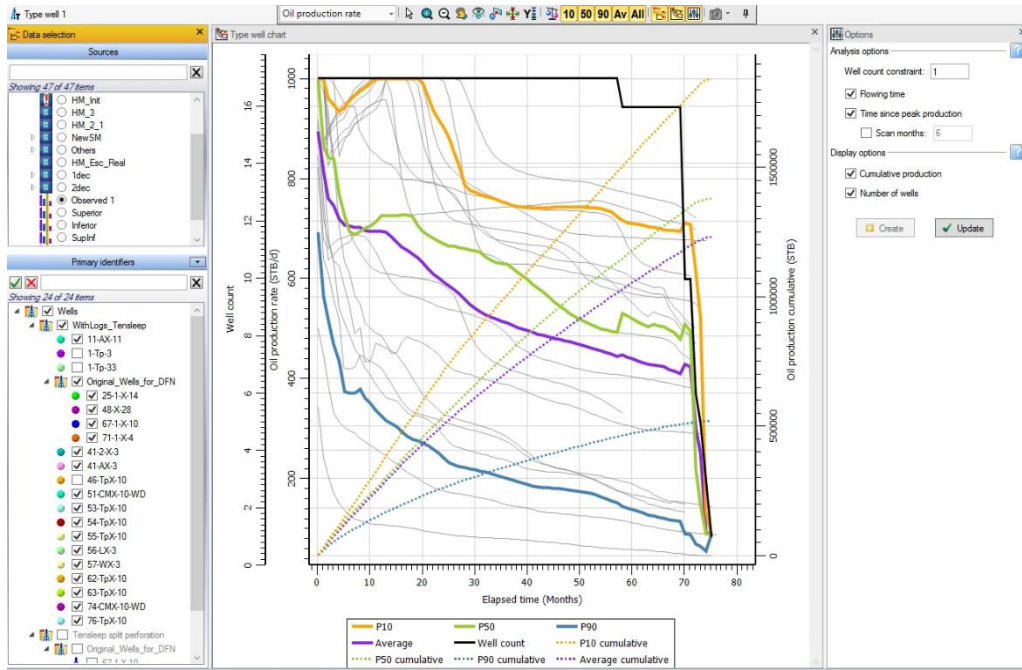


Figura 118. Resultado curvas pozo tipo para caudal de petróleo.

Nota. Tomado de base de datos Slb

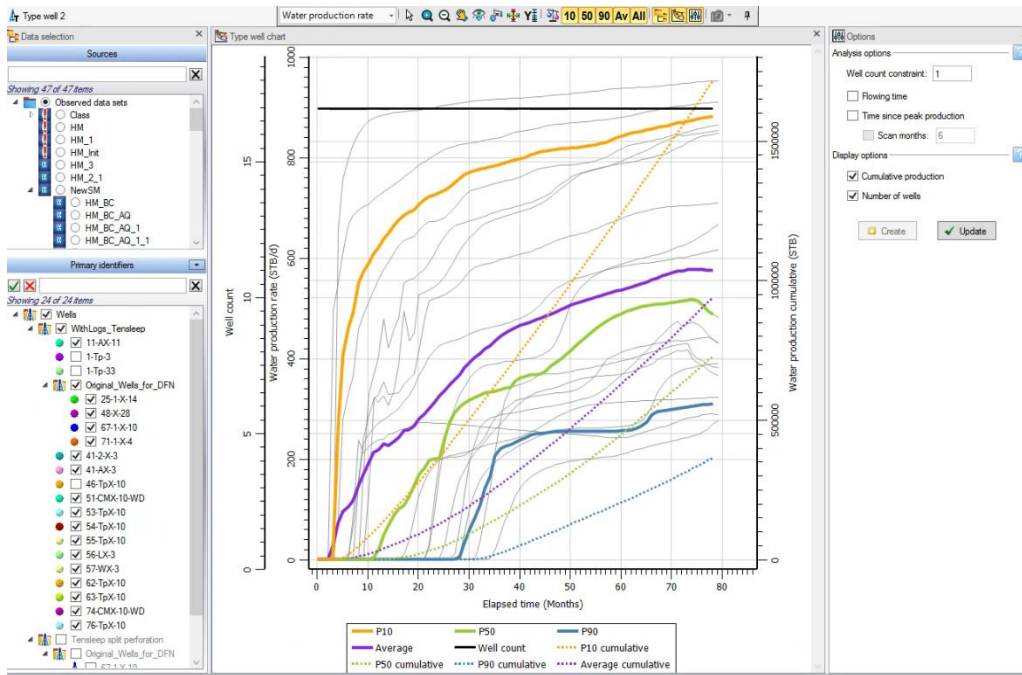


Figura 119. Resultado curvas pozo tipo para caudal de agua.

Nota. Tomado de base de datos Slb

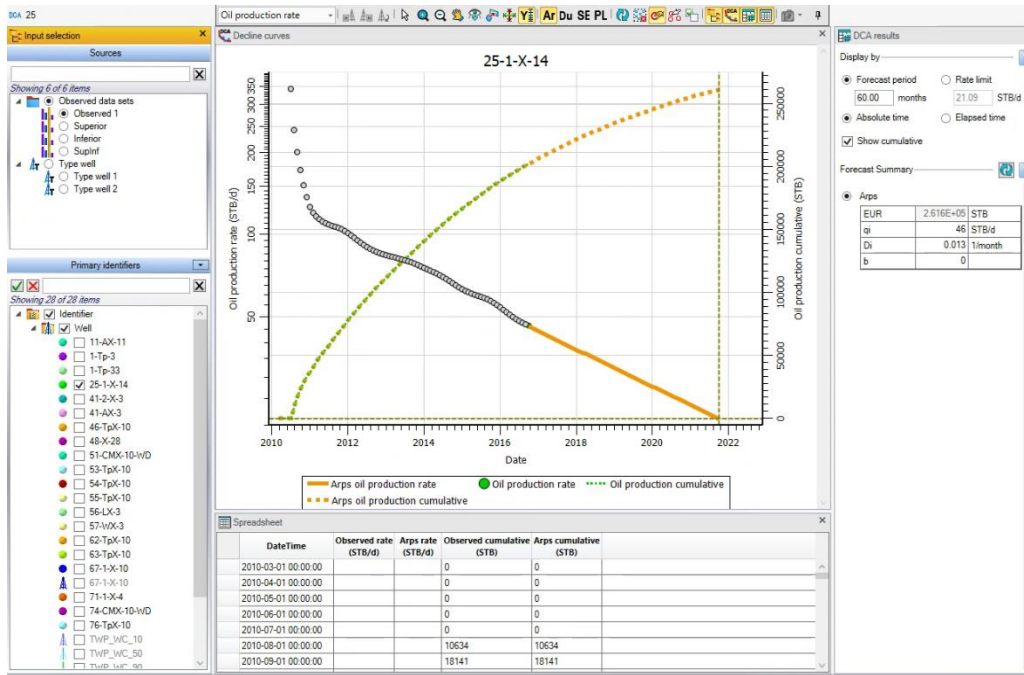


Figura 120. Ejemplo análisis de curvas de declinación realizado para pozos claves del campo.

Nota. Tomado de base de datos SIb

Una vez creados los intervalos a perforar, se agregan las estrategias de desarrollo al caso base inicializado y se ejecutan los diferentes escenarios de producción. A continuación, en la tabla 10 se presentan los resultados obtenidos a nivel de producción y acumulados de fluidos.

Tabla 10. Resultados a nivel de producción y acumulados de fluidos.

Escenario	Evento	Tope ft	Base ft	Hneto ft	Produccion acumulada STB
1	Perforado 1	5,370	5,408	38	506,060
2	Perforado 2	5,435	5,505	70	945,507
3	Perforado 1 + Perforado 2	5,370 5,435	5,408 5,505	108	1,565,243

Nota. Información tomada base de datos SIb

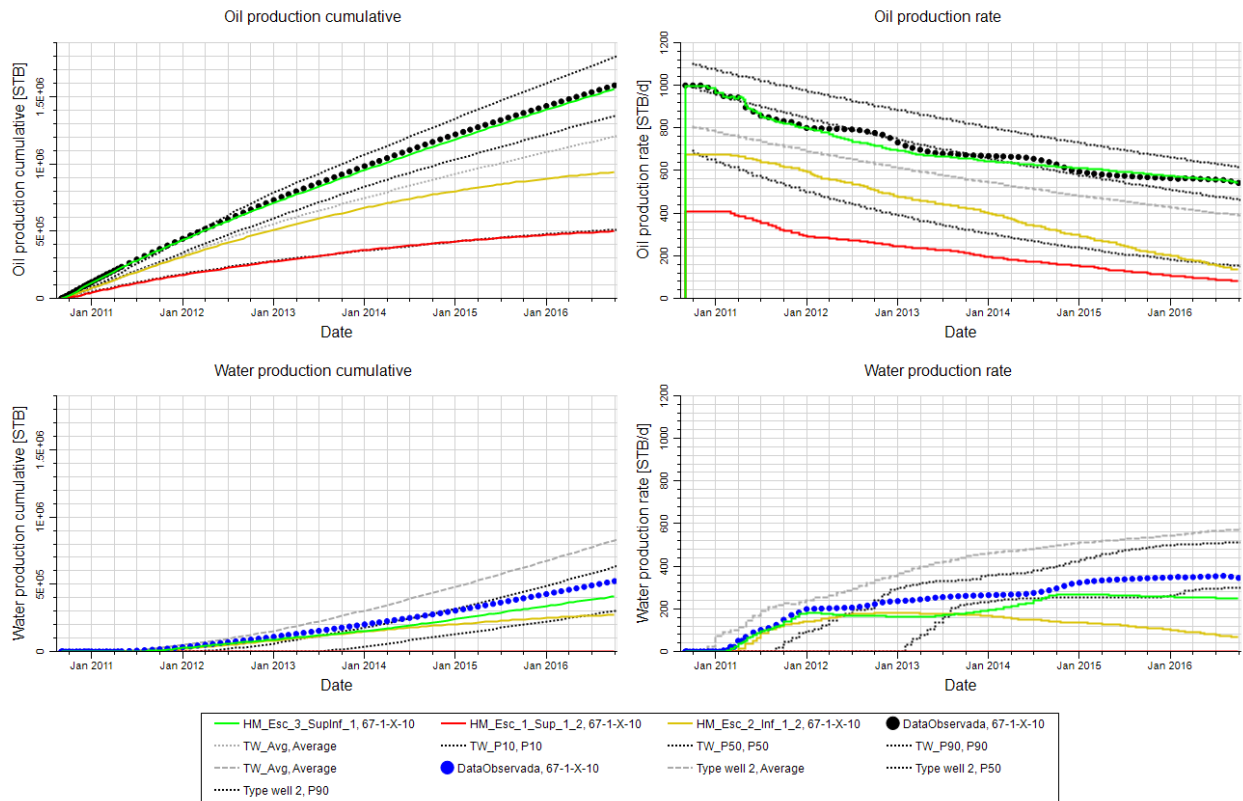


Figura 121. Resultados de escenarios de producción evaluados para los diferentes intervalos.

Nota. Tomado de base de datos SIb

En la Figura 121 las líneas de colores rojo, amarillo y verde corresponden a los resultados de los escenarios 1 (sólo intervalo superior), 2 (sólo intervalo inferior) y 3 (intervalos superior e inferior), respectivamente. Las líneas punteadas negras, corresponden a los perfiles P10 (optimista), P50 (más probable) y P90 (pesimista) del campo. De igual forma, se incluye con la línea punteada gris el perfil de producción promedio de los pozos en el Campo. Por último, los datos de los puntos negros y azules corresponden a la data histórica real del pozo tanto para petróleo (graficas superiores) como agua (gráficas inferiores), respectivamente.

h. Análisis de resultados obtenidos: ingeniería de pozo y producción.

En la figura 121, se observa que el escenario de producción con los dos intervalos, superior e inferior es el de mayor potencial, seguido por el escenario produciendo sólo del intervalo inferior y, por último, el escenario sólo produciendo del intervalo superior. Es relevante resaltar en este punto, que, en la realidad, el pozo fue abierto en toda la formación (desde el tope hasta la base, 5,355 – 5,520 [ft]). En este sentido, y una vez conocido el intervalo real cañoneado y puesto en producción, el escenario más cercano a este es el tercero (3). Conociendo este dato tan importante del completamiento real del pozo, los resultados obtenidos son consistentes con lo esperado y con lo evaluado en las etapas iniciales de esta metodología.

En términos de representatividad del modelo, a continuación, en la Tabla 11, se presentan las diferencias de producciones acumuladas (petróleo y agua) respecto a las diferentes metodologías utilizadas para la prueba ciega (simulación) y correlación (pozos tipo – curvas de declinación).

Tabla 11. Compasión de resultados de simulación vs data real de pozo de la prueba ciega.

Producción acumulada de petróleo								
Escenario	Evento	Data observada o real del pozo	Resultados simulación	Dif respecto a real	P10	P50	Dif. respecto a real	P90
1	Perforado 1	NA	506,060	NA	1,803,327	1,364,764	14%	516,805
2	Perforado 2	NA	945,507	NA				
3	Perforado 1+ Perforado 2	1,585,163	1,565,243	1%				
Producción acumulada de agua								
Escenario	Evento	Data observada o real del pozo	Resultados simulación	Dif respecto a real	P10	P50	Dif. respecto a real	P90
1	Perforado 1	NA	0	NA	1,663,632	698,136	33%	346,575
2	Perforado 2	NA	280,377	NA				
3	Perforado 1+ Perforado 2	524,561	416,699	21%				

Nota. Información tomada base de datos S1b

Para el caso del petróleo, se obtiene una diferencia muy baja respecto a la data real del pozo de tan sólo 1% para el escenario más probable de abrir (escenario 3), el cual considera el intervalo superior y el inferior. Si se compara con el perfil del pozo tipo a nivel de Campo, para el perfil más probable (P50) la diferencia respecto a la data observada es de 14%. Para el caso del agua, los resultados de simulación, aunque presentan una diferencia de 21% respecto a la data observada, predicen la entrada de agua para los escenarios 2 y 3 que consideran el intervalo inferior y la tendencia de la curva para el caso del escenario 3 (intervalo superior e inferior). La diferencia entre los pozos tipo (caso más probable P50) es de 33%.

6. Conclusiones

Estimar y evaluar propiedades petrofísicas como la porosidad efectiva y la permeabilidad y su contribución en el sistema matriz fractura son claves para la determinación de la capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo. De igual forma, la caracterización de fracturas mediante indicadores indirectos, orientación, distribución espacial, distribución de la densidad de fracturas, y conectividad del sistema de fracturas, permiten inferir el impacto de estas sobre la productividad del pozo.

La caracterización de yacimientos naturalmente fracturados requiere un enfoque sistemático, el cual genere datos de entrada que son estimados a partir del análisis e interpretación de registros de pozo tales como densidad neutrón, sónicos, neutrones pulsados y espectroscopía, probadores de formación (datos dinámicos) y registros de imágenes de pozo. La calidad de estas mediciones es una relación directa con la mejor interpretación posible de las mismas. La integración de diferentes fuentes de información junto con la experiencia local es crucial para implementar con éxito nuevas metodologías y la incorporación de nuevas tecnologías en la caracterización de yacimientos de fracturas naturales.

La integración de imágenes de pozos y registros acústicos proporciona información estática útil sobre la identificación y caracterización de fracturas; ambos combinados en el proceso de entendimiento de la capacidad de almacenamiento de la formación permiten priorizar las zonas con alta densidad de fracturas abiertas y fracturas permeables.

El modelamiento a nivel de pozo es una herramienta adicional para evaluaciones de potencial de producción ya que permite modelar de manera más detallada las características de los pozos y su variabilidad en los diferentes intervalos de interés, además se puede ejecutar en etapas tempranas del proceso que implica la puesta en producción de un pozo. Como toda herramienta de simulación, se recomienda alimentarla con el mayor número de datos adquiridos de diferentes pruebas para asegurar la predictibilidad del modelo.

El modelo estático y dinámico definido para la construcción del modelo de pozo considera las propiedades de las fracturas en las proximidades del pozo e intenta pronosticar la distribución de las fracturas sobre la base de observaciones directas obtenidas de los registros de pozo. Por consiguiente, los regímenes y volúmenes de producción estimados son afectados por las características de flujo de las fracturas presentes en la formación.

La metodología propuesta en este proyecto, que consta de 5 etapas: capacidad de almacenamiento, capacidad de flujo, presiones y muestreo de fluidos, calibración de la permeabilidad y modelamiento dinámico a nivel de pozo, permite estandarizar buenas prácticas para la cuantificación del potencial de zonas a intervenir en yacimientos naturalmente fracturados, desde la etapa de adquisición de información como registros de pozo hasta la simulación de modelos a nivel de pozo, ya sea en tiempo real o para fines de desarrollo posteriores a etapas de exploración con el fin de evaluar la comercialidad del pozo.

La aplicación y validación de la metodología se realizó mediante la evaluación y análisis del pozo 67-1-X-10. Los intervalos a cañonear seleccionados para la prueba ciega están alineados con

la decisión tomada en la vida real de abrir toda la formación de Tensleep a excepción de unos pequeños intervalos en la formación con baja calidad según lo evaluado en los registros.

En términos de resultados del modelado a nivel del pozo 67-1-X-10 la diferencia en acumulado de petróleo entre el modelo de simulación y la data real del mismo es aproximadamente 1%. Para el caso del agua, los resultados de simulación, aunque presentan una diferencia en acumulado de agua de 21% respecto a la data observada, predicen la entrada de agua para los escenarios 2 y 3 que consideran el intervalo inferior y honran la tendencia de la data observada.

Referencias bibliográficas

- Aguilera, R. (1980). Naturally fractured reservoirs.
- Amiry, M. T. (2014). Modeling Flow Behavior in Naturally Fractured Reservoirs (Doctoral dissertation, University of Leoben).
- Nelson, R. A. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier Science & Technology.
- Wayne, N., David, S. S., & Laird, B. T. (2006). Naturally fractured reservoir characterization. SPE.
- Ayan, C., Hafez, H., Hurst, S., Kuchuk, F., O'Callaghan, A., Peffer, J., ... & Zeybek, M. (2001). Caracterización de la permeabilidad con probadores de formación. Oilfield Review, 2-4.
- Baker, R. O., & Kuppe, F. (2000, January). Reservoir characterization for naturally fractured reservoirs. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Canas, J. A., Junk, E., Essenfeld, D., & Ortiz, R. (2013, April). Carbonate Reservoir Characterization at Different Scales: Proving the Value of Integration. In North Africa Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Da Prat, G. (1990). Well test analysis for fractured reservoir evaluation. Elsevier.
- Darling, T. (2005). Well logging and formation evaluation. Elsevier.
- De Andre, C. A., Canas, J. A., & Low, S. (2005, January). Rigorous approach for viscous-oil productivity forecast before well completion. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). Well logging for earth scientists (Vol. 692). Dordrecht: Springer.

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNADEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGrawHill, Sexta Edición 2010.p. 10

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNADEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGrawHill, Sexta Edición 2014.p. 90

Moreno, A., Rosales, S., Reséndiz, T., Ramírez, E., Tellez, F., Losada, M., ... & Añez, A. (2014, May). Old Problems, New Challenges: Evaluating a Horizontal Well in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. OnePetro.

Nandurdikar, N. (2014). Wanted: A New Type of Business Leader to Fix E&P Asset Developments. Journal of Petroleum Technology, 66(10), 15-19.

Narr, W., Schechter, D. S., & Thompson, L. B. (2006). Naturally fractured reservoir characterization (Vol. 112). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

Nelson, R. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier.

Ramaswami, S., Elshahawi, H., & El-Battawy, A. (2011, November). Combining conventional and wireline formation testing for improved reservoir characterization. In International Petroleum Technology Conference. OnePetro.

Stewart, G. (2012). Wireline formation testing & well deliverability.

PennWell, Tiab, D., & Donaldson, E. C. (1996). Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf Publishing Company, Houston, TX, 4, 200.

Schlumberger (2017). ECLIPSE simulation of naturally fracture reservoirs (17th edition).

Schlumberger Technology Corporation (Slb).

Schlumberger (2017). Reservoir Engineering (17th edition). Schlumberger Technology Corporation (Slb).

Schlumberger (2011). Fracture modeling. Schlumberger Technology Corporation (Slb).

Schlumberger (2006). Fundamentals of formation testing. Schlumberger Technology Corporation (Slb).

Su, S. (2012). Dynamic Matrix-Fracture Transfer Behavior in Dual-Porosity Models.