

**EVALUACIÓN DEL CÁLCULO DE MOVILIDAD OBTENIDO DE PROBADORES
DE FORMACIÓN CON WIRELINE USANDO INFORMACIÓN DE REGISTROS
CONVENCIONALES**

WILMAR FERNANDO PÉREZ VELANDIA

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

2012

**EVALUACIÓN DEL CÁLCULO DE MOVILIDAD OBTENIDO DE PROBADORES
DE FORMACIÓN CON WIRELINE USANDO INFORMACIÓN DE REGISTROS
CONVENCIONALES**

WILMAR FERNANDO PÉREZ VELANDIA

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
DIRECTOR**

**Ing. ANDREA XIMENA GUERRERO AVENDAÑO
CO-DIRECTOR**

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

2012

DEDICATORIA

A Dios, luz que ha guiado mi camino y me ha dado la fuerza para superar los momentos más difíciles.

*A mi madre, Amelia, por su incesante e incondicional entrega.
Por ti soy quien soy hoy madre. ¡Infinitas gracias!*

A mi padre, Carlos, por su esmerado apoyo.

A mi hermano, Carlitos, por la compañía y ayuda en los momentos que más lo he necesitado. Que esto sirva de motivación para ti hermanito.

A mi hermano Leonardo y demás familiares, por siempre confiar en mí y brindarme su alegría en todo momento.

A mis amigos, por los buenos momentos, las palabras de aliento y la ayuda incondicional.

Wilmar Fernando Pérez Velandia

AGRADECIMIENTOS

Presento mis más sinceros agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander y su Escuela de Ingeniería de Petróleos, donde me formé profesionalmente.

Al programa de becas de la Gobernación Departamental de Arauca, gracias al cual pude realizar mis estudios profesionales.

Al director del proyecto, M. Sc. Fernando Enrique Calvete, por su orientación durante mi formación profesional y desarrollo de la tesis.

A la co-directora del proyecto, Ing. Andrea Ximena Guerrero, por su invaluable apoyo y colaboración durante todo este tiempo. Gracias Ximena.

A Greg Schlachter, por su valiosa orientación durante gran parte del proyecto.

A todo el grupo de Data Services Colombia de Schlumberger, por brindarme su apoyo en la realización del proyecto.

A Alexandra Mesa, Orlando Aguilar, Oscar Pérez Michi, Nelly De Nicolais y Diego Bastidas, por brindarme el espacio y la orientación durante el desarrollo de la tesis.

A mis amigos: Javier, Luis Carlos, Martha, Andrés, Marcela, Jhon, Hernán, Cristian, Elkin y a todos quienes me apoyaron incondicionalmente para culminar con éxito esta importante etapa.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES	23
1.1 PRUEBAS DE POZO	23
1.1.1 Aplicaciones de las pruebas de pozo	25
1.1.2 Métodos de las pruebas de pozo	26
1.1.3 Objetivos de las pruebas de pozo	26
1.2 FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	27
1.2.1 Tipos de fluidos	28
1.2.1.1 Fluido incompresible	28
1.2.1.2 Fluido ligeramente compresible	29
1.2.1.3 Fluido compresible	29
1.2.2 Regímenes de flujo	30
1.2.2.1 Flujo en estado estable	30
1.2.2.2 Flujo en estado inestable	31
1.2.2.3 Flujo en estado pseudo-estable	31
1.2.3 Geometrías de flujo	32
1.2.3.1 Flujo radial	32
1.2.3.2 Flujo esférico	33
1.2.3.3 Flujo hemisférico	33
1.2.4 Ley de Darcy	33
1.2.5 Ecuación de difusividad	34
1.3 MEDICIÓN DE LA PRESIÓN A PARTIR DE PROBADORES DE FORMACIÓN	38
1.3.1 Definición de pre-prueba	39
1.3.2 Presión a partir de flujo esférico	40

1.3.3	Presión a partir de flujo radial	43
1.4	CÁLCULO DE LA MOVILIDAD A PARTIR DE PROBADORES DE FORMACIÓN	45
1.4.1	Movilidad a partir de la caída de presión	47
1.4.1.1	Estado estable durante la caída de presión	47
1.4.1.2	Método del área bajo la curva	49
1.4.2	Movilidad a partir de la restauración de presión	51
1.4.2.1	Movilidad a partir de flujo esférico	51
1.4.2.2	Movilidad a partir de flujo radial	52
1.5	FACTORES QUE PUEDEN AFECTAR EL CÁLCULO DE LA MOVILIDAD	53
1.5.1	Ligeras fugas durante el buildup	53
1.5.2	Adherencia de torta de lodo a la pared del hueco	53
1.5.3	Restauración de presión con perfil descendente	55
1.5.4	Pérdida parcial del sello durante la caída de presión	55
1.5.5	Pre-prueba sin estabilización de presión	56
1.5.6	Caída de presión insuficiente	56
1.5.7	Daño a la formación	58
1.6	FUENTES PARA OBTENER LA PERMEABILIDAD	59
1.6.1	Permeabilidad a partir de corazones	60
1.6.1.1	Permeabilidad absoluta	61
1.6.1.2	Permeabilidad relativa	61
1.6.2	Permeabilidad a partir de registros	63
1.6.3	Permeabilidad a partir de probadores de formación	63
2.	PROBADORES DE FORMACIÓN	65
2.1	HISTORIA DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN	65
2.2	APLICACIONES DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN	71
2.2.1	Estimación de gradientes de fluido	71

2.2.1.1 Cálculo de la densidad del fluido de formación	72
2.2.1.2 Identificación de barreras de permeabilidad	73
2.2.1.3 Identificación de contactos de fluidos	74
2.2.2 Muestreo de fluidos	75
2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN	77
2.3.1 MDT – Modular Formation Dynamics Tester	77
2.3.1.1 MRPC – Módulo de poder	78
2.3.1.2 MRHY – Módulo de potencia hidráulica	79
2.3.1.3 MRPS – Módulo de probeta sencilla	80
2.3.1.4 MRPQ – Módulo de probeta quicksilver	80
2.3.1.5 Tipos de probetas	81
2.3.1.6 MRPO – Módulo de bombeo	88
2.3.1.7 MRFA – Módulo de análisis óptico	88
2.3.1.8 MRSC – Módulo de cámaras de muestra	88
2.3.1.9 MRMS – Módulo multi-muestra	89
2.3.1.10 MRFC – Módulo de control de flujo	89
2.3.1.11 MRPD – Módulo de probeta doble	90
2.3.1.12 MRPA – Módulo de doble empaque	90
2.3.2 XPT – Pressure Xpress Tool	91
2.4 TIPOS Y RESULTADOS DE PRE-PRUEBAS	96
2.4.1 Pre-prueba buena	97
2.4.2 Pre-prueba seca	97
2.4.3 Pre-prueba apretada	99
2.4.4 Pre-prueba de sobrecarga	100
2.4.5 Pre-prueba de restauración de presión con perfil descendente	102
2.4.6 Pre-prueba sin sello	103
2.4.7 Pre-prueba con fugas en el empaque	105
2.4.8 Pre-prueba sin estabilización de presión	105

3.	REGISTROS DE POZO	107
3.1	REGISTROS BÁSICOS	107
3.1.1	Gamma ray	108
3.1.2	Densidad	109
3.1.3	Factor fotoeléctrico	111
3.1.4	Neutrón	113
3.2	REGISTRO DE GAMMA RAY ESPECTRAL	115
3.3	REGISTRO DE RESONANCIA MAGNÉTICA	117
3.4	ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE POZO	118
3.4.1	Permeabilidad a partir de registros convencionales	118
3.4.2	Permeabilidad a partir del registro de resonancia magnética	120
3.5	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA USANDO ELAN	121
4.	COMPARACIÓN DE LA PERMEABILIDAD OBTENIDA DE PROBADORES DE FORMACIÓN CON WIRELINE Y LA PERMEABILIDAD DERIVADA DE REGISTROS DE POZO	125
4.1	INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA EL ESTUDIO	125
4.2	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LOS POZOS DE VALIDACIÓN	127
4.2.1	Identificación del mineral predominante en el campo usando información de los registros de gamma ray espectral y factor fotoeléctrico	128
4.2.2	Estimación de la permeabilidad a partir de registros convencionales (KINT)	132
4.2.3	Validación de la permeabilidad derivada de registros convencionales con la permeabilidad obtenida de registros de resonancia magnética (KTIM)	134
4.3	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LOS POZOS DE ESTUDIO	138

4.3.1	Cálculo de la permeabilidad a partir de la caída de presión para las pre-pruebas realizadas con probadores de formación (DDPERM)	139
4.3.2	Estimación de la permeabilidad a partir de registros convencionales (KINT)	139
4.3.3	Estimación de la permeabilidad a partir de información de muestreo de fluidos	144
4.4	COMPARACIÓN ENTRE LA PERMEABILIDAD OBTENIDA DE PROBADORES DE FORMACIÓN Y LA DERIVADA DE REGISTROS CONVENCIONALES	146
4.4.1	Identificación de los casos donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown	151
4.4.2	Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la calidad de roca	155
4.4.3	Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al volumen de pre-prueba	161
4.4.4	Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tiempo de drawdown y caída de presión en las pre-pruebas de presión	170
4.4.5	Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la repetibilidad de las pre-pruebas de presión	183
4.4.6	Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de probeta usada	188
5.	RECOMENDACIONES PARA LA CORRECCIÓN DEL CÁLCULO DE MOVILIDAD A PARTIR DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN PRE-PRUEBAS REALIZADAS CON PROBADORES DE FORMACIÓN	191
5.1	PRE-PRUEBAS SIN BUENA ESTABILIZACIÓN DE PRESIÓN	191
5.2	PRE-PRUEBAS CON LIGERAS FUGAS DURANTE EL BUILDUP	194
5.3	PRE-PRUEBAS CON SOBRECARGA DE PRESIÓN	198
5.4	PRE-PRUEBAS CON EFECTO DE TORTA DE LODO DURANTE EL DRAWDOWN	202
5.5	PRE-PRUEBAS CON PÉRDIDA PARCIAL DEL SELLO DURANTE EL DRAWDOWN	205

5.6	PRE-PRUEBAS CON CAÍDA DE PRESIÓN INSUFICIENTE	207
5.7	PRE-PRUEBAS CON BAJO VOLUMEN REALIZADAS CON XPT	209
5.8	RECOMENDACIONES GENERALES	211
	CONCLUSIONES	217
	RECOMENDACIONES	219
	BIBLIOGRAFÍA	220

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de fluidos	30
Figura 2 Presión en función del tiempo para los diferentes regímenes de flujo	32
Figura 3 Geometrías de flujo	33
Figura 4 Sistema de flujo radial para el desarrollo de la ecuación de difusividad	29
Figura 5 Secuencia de una pre-prueba de presión	40
Figura 6 Identificación de flujo esférico y radial. Derivadas de presión	42
Figura 7 Medición de la presión a partir de flujo esférico	43
Figura 8 Medición de la presión a partir de flujo radial	45
Figura 9 Perfil de movilidad obtenida de la caída de presión con probadores de formación comparada con el perfil de flujo en un pozo	46
Figura 10 Cálculo de la movilidad a partir de la caída de presión en estado estable	48
Figura 11 Cálculo de la movilidad drawdown mediante el método del área bajo la curva	50
Figura 12 Independencia de los efectos de compresibilidad en la herramienta sobre el cálculo de movilidad	51
Figura 13 Efecto de las ligeras fugas durante el buildup sobre el cálculo de movilidad	54
Figura 14 Efecto de la torta de lodo sobre el cálculo de movilidad	54
Figura 15 Efecto de la restauración de presión con perfil descendente sobre el cálculo de movilidad	55
Figura 16 Efecto de la pérdida parcial del sello sobre el cálculo de movilidad	56
Figura 17 Efecto de la no estabilización de presión sobre el cálculo de movilidad	57
Figura 18 Efecto del drawdown insuficiente sobre el cálculo de movilidad	57
Figura 19 Escalas de medición para la obtención de permeabilidad	60
Figura 20 Evolución de los probadores de formación. FT, RFT y MDT	67

Figura 21 XPT – Pressure Xpress Tool	68
Figura 22 SRFT – Slim Repeat Formation Tester	69
Figura 23 CHDT – Cased Hole Dynamics Tester	70
Figura 24 StethoScope	70
Figura 25 Precisión de gradientes de fluido	72
Figura 26 Identificación de barreras de permeabilidad	73
Figura 27 Identificación de contactos de fluidos	74
Figura 28 Configuración básica de MDT	79
Figura 29 Tipos de probetas	82
Figura 30 Probeta Quicksilver	86
Figura 31 Configuraciones opcionales de MDT	87
Figura 32 Componentes de XPT	94
Figura 33 Ejemplo de pre-prueba buena	97
Figura 34 Ejemplo de pre-prueba seca	98
Figura 35 Ejemplo de pre-prueba apretada	99
Figura 36 Ejemplo de pre-prueba apretada. Derivadas de presión	100
Figura 37 Identificación de pre-prueba de sobrecarga en un gráfico de presión contra profundidad	101
Figura 38 Ejemplo de pre-prueba de sobrecarga	102
Figura 39 Ejemplo de pre-prueba de restauración de presión con perfil descendente	103
Figura 40 Ejemplo de pre-prueba sin sello	104
Figura 41 Ejemplo de pre-prueba con pérdida de sello	104
Figura 42 Ejemplo de pre-prueba con fugas en el empaque	105
Figura 43 Ejemplo de pre-prueba sin estabilización de presión	106
Figura 44 Esquema de la herramienta utilizada en el registro de densidad	110
Figura 45 Ventanas de detección de rayos gamma para el registro LDT	112
Figura 46 Esquema de la herramienta CNL	114
Figura 47 Carta LITH-1 para la identificación del tipo de mineral	116
Figura 48 Carta de LITH-2 para la identificación del tipo de mineral	116

Figura 49 Comparación entre las curvas reconstruida y verdadera para la validación de los resultados del análisis petrofísico con ELAN	123
Figura 50 Identificación del mineral predominante usando la carta LITH-1a	129
Figura 51 Identificación del mineral predominante usando la carta LITH-1b	130
Figura 52 Identificación del mineral predominante usando la carta LITH-2	131
Figura 53 Resultados del análisis mineralógico en los pozos PV-07 y PV-09	133
Figura 54 Comparación KINT-KTIM para el pozo de validación 7	136
Figura 55 Comparación KINT-KTIM para el pozo de validación 9	137
Figura 56 Comparación KINT-KTIM para los pozos de validación 6, 7, 8 y 9	138
Figura 57 Resultados del análisis mineralógico en los pozos de estudio 1 y 3	140
Figura 58 Resultados del análisis mineralógico en los pozos de estudio 5 y 7	141
Figura 59 Distribución de KINT para las pruebas con probadores de formación	142
Figura 60 Distribución de porosidad para las pruebas con probadores de formación	143
Figura 61 Estimación de la permeabilidad con datos de muestreo de fluidos en el pozo de estudio 2	146
Figura 62 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 1	147
Figura 63 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 3	148
Figura 64 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 5	149
Figura 65 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 7	150
Figura 66 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de afectación	152
Figura 67 Clasificación del tipo de roca	156
Figura 68 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de roca	157
Figura 69 Distribución de tipos de roca para cada tipo de problema	159
Figura 70 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al volumen usado	162
Figura 71 Porcentaje de error contra volumen de pre-prueba	163
Figura 72 Distribución de volúmenes de pre-prueba para cada tipo de problema	165
Figura 73 Análisis de sensibilidad del cálculo de movilidad para volúmenes menores a 5 cc	166

Figura 74 Tiempo de drawdown y caída de presión para las pruebas con volúmenes menores a 5 cc	169
Figura 75 Comparación de los volúmenes de pre-prueba en función del porcentaje de error	170
Figura 76 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tiempo de drawdown	171
Figura 77 Porcentaje de error contra tiempo de drawdown	171
Figura 78 Distribución de tiempos de drawdown para cada tipo de problema	173
Figura 79 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la caída de presión	176
Figura 80 Porcentaje de error contra caída de presión	176
Figura 81 Distribución de la caída de presión para cada tipo de problema	179
Figura 82 Comparación de parámetros de pre-prueba en función del porcentaje de error	182
Figura 83 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la repetibilidad	183
Figura 84 Porcentaje de error contra volumen en función de la repetibilidad	184
Figura 85 Distribución de pruebas en función de la repetibilidad	185
Figura 86 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de probeta usada	189
Figura 87 Ejemplo de pre-prueba sin buena estabilización de presión	192
Figura 88 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas sin estabilización de presión antes y después de la corrección propuesta	193
Figura 89 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba sin buena estabilización de presión	194
Figura 90 Ejemplo de pre-prueba con ligeras fugas durante el buildup	195
Figura 91 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con ligeras fugas durante el buildup	197
Figura 92 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas con pequeñas fugas en el empaque antes y después de la corrección propuesta	198
Figura 93 Ejemplo de pre-prueba con efecto de sobrecarga	199
Figura 94 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con efecto de sobrecarga	201

Figura 95 Ejemplo de pre-prueba con efecto de torta de lodo durante el drawdown	203
Figura 96 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con efecto de torta de lodo durante el drawdown	204
Figura 97 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas con efecto de torta de lodo durante el drawdown antes y después de la corrección propuesta	204
Figura 98 Ejemplo de pre-prueba con pérdida parcial del sello durante el drawdown	206
Figura 99 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con pérdida parcial del sello durante el drawdown	206
Figura 100 Ejemplo de pre-prueba con caída de presión insuficiente	207
Figura 101 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas con caída de presión insuficiente	209
Figura 102 Ejemplo de pre-prueba realizada con XPT	210
Figura 103 Registros convencionales para los ejemplos de pre-pruebas de buena y baja calidad	211
Figura 104 Ejemplo de pre-prueba de baja calidad	212
Figura 105 Ejemplo de pre-prueba de buena calidad	212
Figura 106 Porcentaje de error promedio antes y después de aplicar las recomendaciones propuestas	214

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Valores de Cs usados en el cálculo de movilidad drawdown	48
Tabla 2 Número máximo de módulos MDT	91
Tabla 3 Comparación entre MDT y XPT	92
Tabla 4 Características de los sensores utilizados en XPT	95
Tabla 5 Paquetes de asentamiento para XPT	95
Tabla 6 Valores de So para cada mineral usados en el cálculo de K-Lambda	120
Tabla 7 Información disponible en los pozos de estudio	126
Tabla 8 Información disponible en los pozos de validación	127
Tabla 9 Resultados del ajuste de permeabilidad a los datos de muestreo	145
Tabla 10 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al tipo de afectación	154
Tabla 11 Clasificación del tipo de roca	155
Tabla 12 Parámetros de pre-prueba de acuerdo a la calidad de roca	160
Tabla 13 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al volumen utilizado	166
Tabla 14 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al tiempo de drawdown	174
Tabla 15 Parámetros de pre-prueba de acuerdo a la caída de presión	180
Tabla 16 Parámetros de pre-prueba para las pruebas sin repetibilidad	186
Tabla 17 Parámetros de pre-prueba para las pruebas con repetibilidad	187
Tabla 18 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al tipo de probeta usada	190
Tabla 19 Pruebas donde se realizó la interpretación tomando una pre-prueba anterior	214

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL CÁLCULO DE MOVILIDAD OBTENIDO DE PROBADORES DE FORMACIÓN CON WIRELINE USANDO INFORMACIÓN DE REGISTROS CONVENCIONALES*.

AUTOR: PÉREZ VELANDIA, Wilmar Fernando**.

PALABRAS CLAVES: Probadores de formación, movilidad drawdown, registros de pozo, pruebas de presión, wireline, permeabilidad.

DESCRIPCIÓN:

La permeabilidad es una de las propiedades más importantes en la caracterización de yacimientos de petróleo. Existen varias fuentes de información para obtener valores de dicha propiedad durante las diferentes etapas de desarrollo de un campo, todas ellas diferentes en cuanto al tipo de medición, tecnología utilizada, etapas donde se pueden llevar a cabo, costos y radio de investigación alcanzado. Una de estas fuentes de información la constituyen las pruebas realizadas con probadores de formación, donde se obtiene una permeabilidad drawdown que ha demostrado ser representativa de la productividad de las arenas, a pesar del reducido radio de investigación que manejan.

En el presente trabajo, se hace una evaluación de los parámetros que afectan la medición de movilidad a partir de la caída de presión en dichas pruebas, comparando esta movilidad, convertida en permeabilidad drawdown, con la permeabilidad obtenida a partir de correlaciones empíricas derivadas de información de registros convencionales de pozo, para un campo petrolero colombiano.

A partir de esta comparación, se permite identificar los casos donde se ve más afectado el cálculo de movilidad drawdown, así como los parámetros que más influyen en la incertidumbre asociada a dicha medición. Adicionalmente, se establecen algunas recomendaciones para la corrección de dicho cálculo en algunos de los casos identificados, así como varias sugerencias para llevar a cabo las operaciones en campo y permitir mediciones más confiables de esta propiedad.

* Tesis de pregrado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Fernando Enrique Calvete González. Co-director: Ing. Andrea Ximena Guerrero Avendaño.

SUMMARY

TITLE: EVALUATION OF MOBILITY COMPUTATION FROM WIRELINE FORMATION TESTERS USING CONVENTIONAL WELL LOGS INFORMATION*.

AUTHOR: PÉREZ VELANDIA, Wilmar Fernando**.

KEY WORDS: Formation testers, drawdown mobility, well logs, well tests, wireline, permeability.

DESCRIPTION:

Permeability is one of the most important properties in oil reservoirs characterization. There are several information sources to obtain values of such property along the different stages of an oilfield development, all of them different in measurement type, technology used, stages where can be applied, costs, and reached investigation ratio. One of these information sources refers to pretests performed by wireline formation testers, where a drawdown permeability, which has been demonstrated to be representative of sands productivity, despite its reduced investigation ratio, is obtained.

Through this work, an evaluation of the parameters which affect the drawdown mobility in such tests is performed, comparing this mobility, converted into drawdown permeability, with the permeability obtained from empirical relationships derived from conventional well logs information, for a Colombian oilfield.

This comparison allows the identification of the cases where drawdown mobility computation is most affected, as well as the most influent parameters on the uncertainty associated to this measurement. Additionally, some recommendations for the correction of such computation in some of the identified cases are established, as well as some suggestions to be performed at well site to allow more reliable measurements of this property.

* Grade project.

** Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Fernando Enrique Calvete González. Co-director: Eng. Andrea Ximena Guerrero Avendaño.

INTRODUCCIÓN

Los probadores de formación han sido utilizados en la industria petrolera principalmente para medir la presión en la cara de la formación a diferentes profundidades y recuperar muestras de fluido de formación. Las mediciones de presión en este tipo de herramientas, permiten también obtener perfiles de movilidad drawdown, las cuales han mostrado ser bastante útiles en la caracterización de yacimientos y la selección de estaciones de muestreo de fluidos en fondo. Esta utilidad se ha evidenciado a pesar que la movilidad calculada sea al filtrado de lodo, teniendo en cuenta el reducido radio de investigación de las pruebas. Sin embargo, dichos perfiles de movilidad drawdown pueden ser afectados por diferentes factores, conduciendo a resultados no representativos de esta propiedad.

Por esta razón, es importante evaluar los casos donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown, con el fin de obtener perfiles de movilidad que permitan una mejor caracterización de yacimiento, y faciliten el diseño de estaciones de muestreo de fluidos en los casos que sean requeridas.

En el presente trabajo, se hace una evaluación de los principales factores que afectan el cálculo de la movilidad drawdown, obtenida de las pruebas realizadas con probadores de formación en un campo petrolero colombiano, comparando dichas movilidades, convertidas a permeabilidades drawdown, con permeabilidades derivadas de información de registros convencionales de pozo. Estas últimas, han sido validadas con las permeabilidades obtenidas de registros de resonancia magnética, disponibles en algunos de los pozos del campo de estudio.

El desarrollo del estudio inicia con la identificación de los factores que pueden afectar el cálculo de la movilidad drawdown, revisando los aspectos fundamentales de las pruebas y registros de pozo, además de una descripción de los probadores de formación con wireline más utilizados en la industria.

Posteriormente se realiza la interpretación de las pruebas realizadas con probadores de formación en el campo de estudio, se obtienen los valores de permeabilidad drawdown y se comparan con las permeabilidades derivadas a partir de registros de pozo, para lo cual se ha estudiado previamente la petrofísica del campo, identificando los minerales predominantes en el mismo, aspecto requerido para la estimación de permeabilidad.

Finalmente, se identifican los casos en donde se presenta mayor diferencia entre las dos permeabilidades mencionadas, se evalúan las condiciones bajo las cuales fueron realizadas dichas pruebas, y se proponen algunas recomendaciones para corregir el cálculo de movilidad drawdown en los casos identificados.

1. GENERALIDADES

1.1 PRUEBAS DE POZO

La evaluación de formaciones implica una serie de procesos que se llevan a cabo para determinar con un buen grado de confiabilidad algunos parámetros del yacimiento. Entre ellos están:

- Uso de información sísmica y correlaciones entre pozos para delinear el yacimiento
- Evaluación del volumen de reservas en el yacimiento
- Determinación del tipo y cantidad de fluidos presentes y la capacidad para ser producidos

La información obtenida de los registros de pozo permite tener una idea inicial del tipo de fluido que se encuentra en el yacimiento y la capacidad para producirlos. Sin embargo, las pruebas de pozo ofrecen la posibilidad de obtener información más detallada de las propiedades de los fluidos y la formación, además de ser el paso final para decidir si un pozo es puesto o no en producción. Las pruebas de pozo se pueden desarrollar mediante dos tecnologías¹:

- Pruebas de pozo convencionales: Se utiliza un empaque bajado con la tubería de perforación o de producción para realizar pruebas de presión de larga duración en donde el volumen de fluido producido permite una evaluación completa del potencial de producción.

¹ SCHLUMBERGER. Fundamentals of formation testing. Schlumberger Marketing Communications. Sugar Land, Texas. 2006. 263p.

- Probadores de formación con wireline: Se utiliza una sonda que se ubica a cierta profundidad para realizar mediciones de presión y movilidad de fluido a diferentes profundidades con datos de producción limitados ya que las pruebas son de corta duración. Mediante los probadores de formación es posible también obtener muestras representativas de fluido.

Las pruebas de pozo convencionales incluyen pruebas de caída (PDD) y restauración (PBU) de presión, DST (Drill Stem Test), pruebas de pulso, interferencia, fall-off, entre otras. Este tipo de pruebas se están convirtiendo cada vez más impopulares en pozos exploratorios debido a aspectos como la seguridad, costos e incluso impacto ambiental². En pozos productores también se tiene esta situación debido principalmente a las pérdidas de producción en el caso de pruebas de restauración de presión (PBU). Las alternativas en pozos productores incluyen el monitoreo permanente de la presión mediante sensores de fondo, mientras que en pozos exploratorios y de desarrollo, los probadores de formación con wireline se han convertido en una muy buena alternativa especialmente debido a los costos. Los probadores de formación con wireline corresponden a las herramientas utilizadas en el presente estudio y una descripción más detallada de las mismas se hace en el capítulo 2. La calidad de las mediciones realizadas con estas herramientas ha mejorado bastante con los años y en teoría, los principios físicos son los mismos que aplican para las pruebas de pozo convencionales, de manera que la interpretación se puede realizar de una manera similar, aunque con algunas diferencias. El aspecto más importante a tener en cuenta es la escala a la cual se realizan las pruebas.

² GRINGARTEN, A.C et al. Will wireline formation tests replace well tests? SPE 84086, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado. 2003.

1.1.1 Aplicaciones de las pruebas de pozo

Algunas de las aplicaciones que tienen las pruebas de pozo incluyen:

- Medición de la presión de formación: Mediante el uso de probadores de formación con wireline es posible medir la presión a diferentes profundidades para de esta forma obtener un perfil de presión que permite estimar gradientes de fluido para identificar barreras de permeabilidad, contactos de fluidos y densidad de los fluidos. Las pruebas de pozo convencionales permiten medir la presión estática de yacimiento, útil en la determinación de los índices de productividad (IP) y, en el caso de pozos de gas, el potencial absoluto del yacimiento (AOF).
- Permeabilidad y daño: Las mediciones de presión realizadas en las pruebas de pozo convencionales permiten estimar parámetros dinámicos de yacimiento asociados al flujo de fluidos como permeabilidad y daño. En el caso de probadores de formación con wireline, se puede obtener la movilidad del fluido.
- Caracterización del fluido de formación: En el caso de una prueba DST es posible recuperar una muestra de fluido. Sin embargo, mediante el uso de un probador de formación con wireline se pueden recuperar muestras de fluido representativas que permiten realizar posteriores análisis PVT en laboratorio.
- Caracterización de yacimiento: En el caso de pruebas de pozo convencionales, que son de larga duración, es posible estimar parámetros relacionados con las heterogeneidades y límites del yacimiento.

1.1.2 Métodos de las pruebas de pozo

Las pruebas de pozo se pueden realizar de las siguientes formas:

- Hueco abierto y hueco revestido, sin completamiento: En este tipo de pozos se realizan pruebas convencionales como DST, donde se busca simular las características de producción de nuevos pozos para establecer el potencial productivo de los mismos.
- Probadores de formación con wireline: Este tipo de herramientas operadas por cable permite realizar mediciones de presión y movilidad a diferentes profundidades y tomar muestras representativas de fluido principalmente en hueco abierto.
- Pozos productores o inyectores con sarta de completamiento: En estas pruebas se usa un caudal específico y se mide la presión en el mismo pozo (o probeta) o en un pozo (o probeta) cercano en el caso de pruebas de interferencia. A partir de dichas mediciones, además de obtener la presión, se pueden estimar diferentes parámetros como el daño y la permeabilidad.

1.1.3 Objetivos de las pruebas de pozo

Las pruebas de pozo se realizan en todas las etapas de la vida productiva de un pozo, cada una con objetivos específicos:

- Pozos exploratorios: En estos pozos se realizan pruebas tanto convencionales como con probadores de formación con wireline. Con estos últimos se obtienen valores de presión a diferentes profundidades tratando de identificar posibles contactos de fluido o barreras permeables a partir de los gradientes de presión trazados que reflejan las condiciones originales del yacimiento. En el caso de pruebas convencionales, normalmente se

realizan pruebas DST con el fin de establecer si el descubrimiento es de valor comercial o no. Con ambas pruebas se pueden recuperar muestras de fluido, aunque con los probadores de formación con wireline sí es posible recuperar muestras representativas para posteriores análisis PVT.

- Pozos de desarrollo: En estos pozos se busca un mayor entendimiento de las comunicaciones hidráulicas para relacionar la caracterización del yacimiento con el modelo geológico. Las pruebas de pozo principalmente se realizan con probadores de formación con wireline en hueco abierto donde los gradientes de presión trazados reflejan la influencia de la producción en los demás pozos sobre la presión de yacimiento. Las pruebas convencionales se realizan también con el objetivo principal de evaluar el daño y determinar si se requieren o no trabajos de estimulación en los pozos.
- Pozos productores e inyectores: Durante la etapa productiva los objetivos de las pruebas de pozo involucran el monitoreo del yacimiento, colección de datos para el ajuste histórico en los simuladores y establecimiento de la necesidad de estimulación en los pozos. Normalmente se realizan pruebas convencionales donde además se pueden identificar efectos de completamiento parcial y la consecuente necesidad de re-cañoneo o extensión del intervalo perforado. También se pueden usar herramientas de wireline para pozos revestidos con el fin de medir la presión en diferentes intervalos.

1.2 FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

Las mediciones realizadas por los probadores de formación con wireline son utilizadas para determinar diferentes parámetros de formación que tienen su fundamento teórico en las expresiones mostradas a continuación.

Existen relaciones matemáticas que describen el flujo de fluidos en medios porosos y que están en función de las características del yacimiento; tipos de fluidos, regímenes de flujo, geometrías de flujo y número de fluidos.

En cuanto al número de fluidos, un sistema será monofásico si es un solo fluido (agua, gas o aceite) el que está fluyendo a través del medio poroso. Cuando se presenta flujo de más de un fluido, el sistema se considera multifásico, presentándose flujo bifásico o trifásico.

1.2.1 Tipos de fluidos

Los diferentes fluidos que se pueden presentar en yacimiento se caracterizan por el coeficiente de compresibilidad isotérmica que relaciona el cambio de volumen (y densidad) en función de la presión a temperatura constante, definido como³:

$$c = \frac{-1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (1)$$

$$c = \frac{-1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (2)$$

Donde: c : Coeficiente de compresibilidad isotérmica

V : Volumen del fluido

P : Presión

ρ : Densidad del fluido

De acuerdo a esto, se pueden identificar tres tipos de fluidos en yacimiento; incompresible, ligeramente compresible y compresible.

1.2.1.1 Fluido incompresible. En este tipo de fluido, el volumen, y por lo tanto la densidad, no cambian con la presión:

³ AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook. 3ra Edición. Elsevier Inc. Oxford, UK. 2006. 1377p.

$$\frac{\partial V}{\partial P} = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial P} = 0 \quad (4)$$

Los fluidos incompresibles realmente no existen, aunque en algunos casos se asume este comportamiento para simplificar las ecuaciones de flujo.

1.2.1.2 Fluido ligeramente compresible. En este tipo de fluido, el volumen y la densidad presentan pequeños cambios en función de la presión. Conociendo el volumen o densidad del fluido a una presión de referencia, se puede hallar tanto el volumen como la densidad del mismo, mediante las siguientes ecuaciones:

$$V = V_{ref} [1 + c(P_{ref} - P)] \quad (5)$$

$$\rho = \rho_{ref} [1 + c(P_{ref} - P)] \quad (6)$$

Donde:

V : Volumen del fluido a la presión P

ρ : Densidad del fluido a la presión P

V_{ref} : Volumen del fluido a la presión P_{ref}

ρ_{ref} : Densidad del fluido a P_{ref}

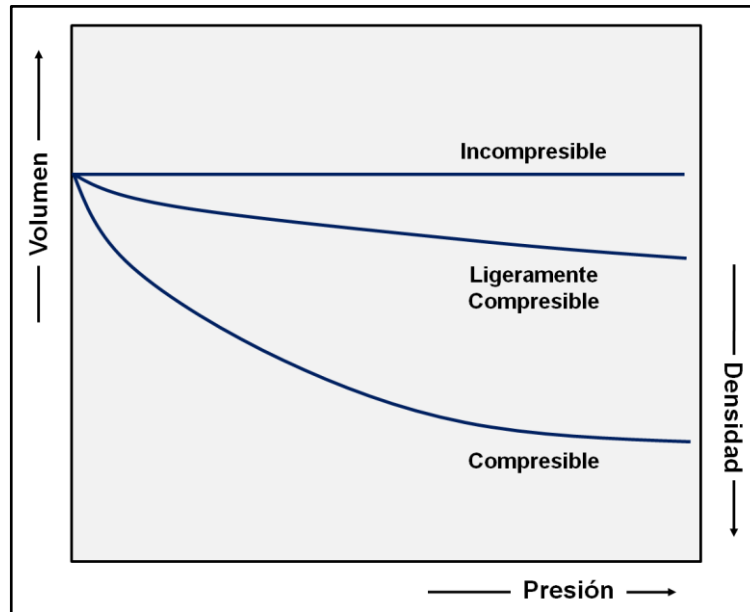
El aceite y el agua de yacimiento se consideran fluidos ligeramente compresibles.

1.2.1.3 Fluido compresible. En este tipo de fluido, el volumen y la densidad presentan grandes cambios en función de la presión. Todos los gases se incluyen dentro de esta categoría. El coeficiente de compresibilidad isotérmica para cualquier fluido compresible se define como:

$$c_s = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T \quad (7)$$

Donde z es el factor de compresibilidad del gas. En la figura 1 se muestran los cambios de volumen y densidad en función de la presión para los tres tipos de fluidos.

Figura 1 Tipos de fluidos



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook. 3ra Edición. Elsevier Inc. Oxford, UK. 2006, p. 335. Modificado por el autor.

1.2.2 Regímenes de flujo

La distribución de la presión en el yacimiento en función del tiempo permite identificar tres regímenes de flujo; estable, inestable y pseudo-estable, mostrados en la figura 2.

1.2.2.1 Flujo en estado estable. Este régimen de flujo se presenta cuando la presión en cualquier ubicación del yacimiento permanece constante, es decir, no cambia con el tiempo:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (8)$$

Esta condición de flujo se puede presentar sólo si la presión del yacimiento está soportada por un acuífero o por operaciones de mantenimiento de presión.

1.2.2.2 Flujo en estado inestable. Este régimen de flujo también se conoce con el nombre de transiente y se presenta cuando el cambio de la presión respecto al tiempo no es cero ni constante, sino una función de la ubicación y el tiempo:

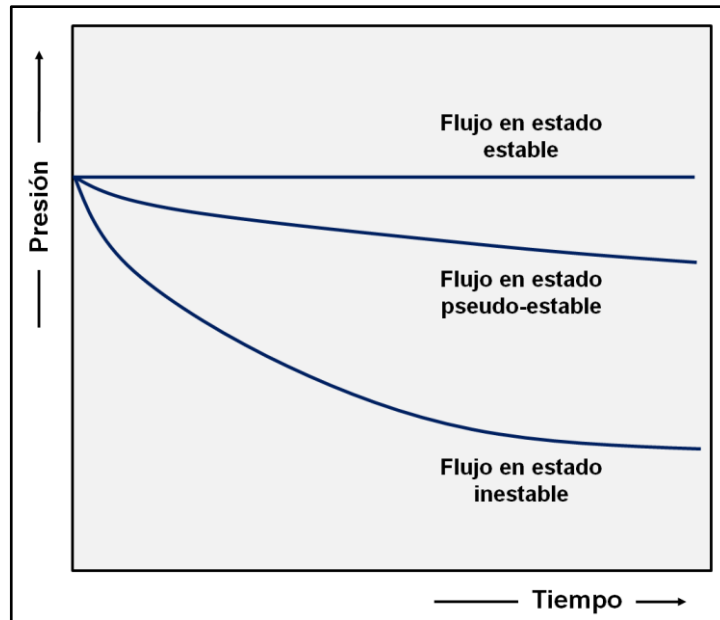
$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = f(i, t) \quad (9)$$

El régimen de flujo en estado inestable se puede definir también como el periodo de tiempo en el cual los límites del yacimiento no tienen efecto en el comportamiento de la presión del mismo, comportándose como un yacimiento infinito en tamaño.

1.2.2.3 Flujo en estado pseudo-estable. Este régimen de flujo también se conoce con el nombre de semi-estable o cuasi-estable y se presenta cuando el cambio de la presión respecto al tiempo es constante:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = cte \quad (10)$$

Figura 2 Presión en función del tiempo para los diferentes regímenes de flujo



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook. 3ra Edición. Elsevier Inc. Oxford, UK. 2006, p. 337. Modificado por el autor.

1.2.3 Geometrías de flujo

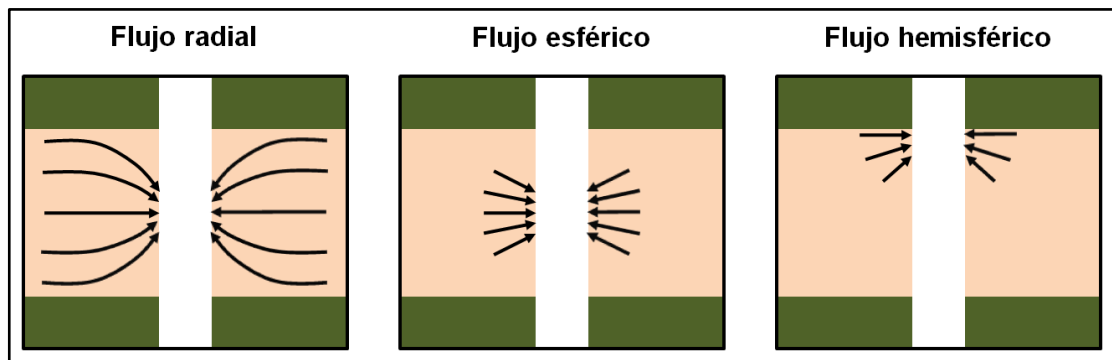
La geometría del yacimiento afecta el flujo de fluidos dentro del mismo. Normalmente un yacimiento tiene límites de forma irregular que se pueden modelar sólo mediante simulación numérica. Para propósitos de ingeniería, sin embargo, se pueden identificar diferentes geometrías de flujo; radial, esférico y hemisférico, mostradas en la figura 3.

1.2.3.1 Flujo radial. Se presenta cuando, en ausencia de heterogeneidades importantes en el yacimiento, el flujo desde o hacia el pozo sigue unas líneas de flujo radial a una distancia considerable del pozo. También se puede presentar cuando el disturbio de presión ha tocado dos barreras impermeables.

1.2.3.3 Flujo esférico. Normalmente se presenta esta geometría de flujo cerca al pozo cuando éste tiene un intervalo cañoneado limitado. También se puede presentar cuando el disturbio de presión no ha tocado ninguna barrera impermeable.

1.2.3.4 Flujo hemisférico. Normalmente se presenta esta geometría de flujo cerca al pozo cuando éste penetra parcialmente un intervalo. También se puede presentar cuando el disturbio de presión ha tocado sólo una barrera impermeable.

Figura 3 Geometrías de flujo



Fuente: SCHLUMBERGER. Fundamentals of formation testing. Schlumberger Marketing Communications. Sugar Land, Texas. 2006, p. 125. Modificado por el autor.

1.2.4 Ley de Darcy

Esta ley, desarrollada por Henry Darcy en 1856, es la ley fundamental de flujo de fluidos en medios porosos. Mediante un experimento, Darcy llegó a una expresión matemática que establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

Dicha ecuación se expresa también en términos de una constante de proporcionalidad que depende de las propiedades de la roca y se conoce como permeabilidad. Para un sistema radial, la ecuación de Darcy se expresa como:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_r \quad (11) \quad \text{Donde:}$$

- v Velocidad aparente del fluido, cm/s
- q_r Tasa volumétrica de flujo, cm³/s
- A_r Área transversal de flujo, cm²
- k Permeabilidad, D
- μ Viscosidad del fluido, cp
- $\frac{\partial P}{\partial r}$ Gradiente de presión, atm/cm

1.2.5 Ecuación de difusividad

La ecuación de difusividad rige el flujo de fluidos en medios porosos y normalmente se utiliza para estudiar dicho fenómeno bajo condiciones de flujo en estado inestable. Esta ecuación surge como resultado de la combinación de tres ecuaciones independientes:

- Ecuación de continuidad: Es la ecuación que tiene en cuenta el balance de materia.
- Ecuación de transporte: Es la ecuación de Darcy que describe la tasa de flujo de fluido desde o hacia el yacimiento.
- Ecuación de compresibilidad: Es la ecuación que describe los cambios de volumen de fluido en función de la presión. También se conoce como ecuación de estado.

A continuación se hará una breve descripción de la derivación de la ecuación de difusividad. Como se mencionó anteriormente, lo primero que se debe tener en cuenta es el balance de materia que ocurre en el yacimiento.

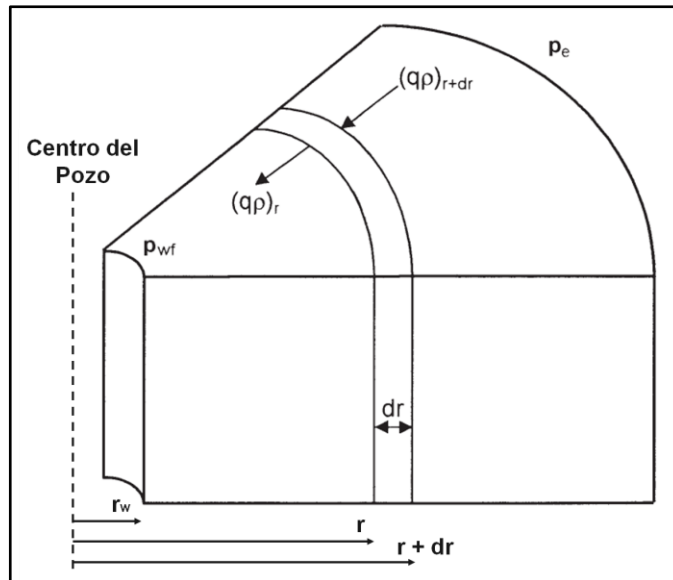
Para ello se debe considerar la figura 4 que muestra un sistema radial con un pozo en el centro y un elemento de flujo donde:

- dr Ancho del elemento de flujo
- r Distancia del elemento de flujo al centro del pozo
- dV Volumen diferencial del elemento poroso
- h Espesor del sistema
- $(q\rho)_r$ Flujo másico a una distancia r

El balance de materia establece que:

$$[Masa\ que\ entra\ @\ \Delta t] - [Masa\ que\ sale\ @\ \Delta t] = [Acumulación\ @\ \Delta t] \quad (12)$$

Figura 4 Sistema de flujo radial para el desarrollo de la ecuación de difusividad



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook. 3ra Edición. Elsevier Inc. Oxford, UK. 2006, p. 376. Modificado por el autor.

La masa que entra al elemento de flujo está definida como:

$$(Mass)_{in} = 2\pi\Delta t(r + dr)h(v\rho)_{r+dr} \quad (13)$$

La masa que sale del elemento de flujo está definida como:

$$(Mass)_{out} = 2\pi\Delta trh(v\rho)_r \quad (14) \quad \text{Donde:}$$

Δt : Intervalo de tiempo v : Velocidad del fluido
 ρ : Densidad del fluido

La acumulación total de masa está definida como:

$$(Acum_Mass) = (2\pi rh)dr[(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t] \quad (15)$$

Aplicando el balance de materia se llega a la ecuación de continuidad expresada en coordenadas radiales así:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(v\rho)] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \quad (16)$$

Donde ϕ es la porosidad de la formación.

Introduciendo ahora la ecuación de Darcy, se llega a la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \quad (17)$$

Aplicando ahora la relación entre compresibilidad y porosidad y asumiendo que la permeabilidad y la viscosidad son constantes con la presión, tiempo y distancia para un fluido ligeramente compresible se llega a la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (18)$$

Esta última ecuación, expresada en unidades de campo, se conoce como la ecuación de difusividad y como se mencionó anteriormente, rige el flujo de fluidos en medios porosos constituyendo así una de las ecuaciones más importantes en la industria de los hidrocarburos utilizada para determinar la presión en función del tiempo y la posición en el yacimiento. La compresibilidad total incluida en dicha ecuación está en función de la saturación y compresibilidad de cada una de las fases presentes:

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f \quad (19)$$

Por último, es importante tener en cuenta las limitaciones y suposiciones que tiene el desarrollo y aplicación de la ecuación de difusividad:

- Medio poroso homogéneo e isotrópico
- Espesor de formación uniforme
- Flujo monofásico
- Flujo laminar
- Propiedades de la roca y los fluidos independientes de la presión

1.3 MEDICIÓN DE LA PRESIÓN A PARTIR DE PROBADORES DE FORMACIÓN

La medición de la presión de yacimiento mediante un probador de formación con wireline, se realiza insertando una probeta dentro de la formación permitiendo que una pequeña cantidad de fluido ingrese dentro de un volumen ajustado de la herramienta. Una vez el flujo se detiene, la presión que se registra en el volumen de fluido dentro de la herramienta es teóricamente igual a la del yacimiento. Normalmente se extraen entre 5 y 20 cc de fluido (35 cc en el caso de XPT), mediante el movimiento de un pistón con el que cuenta la herramienta, creando un disturbio de presión y un flujo localizado alrededor de la probeta. Usualmente se presenta un régimen de flujo esférico o hemisférico debido a que, en la mayoría de los casos, el disturbio de presión no tiene la profundidad de investigación suficiente para alcanzar las barreras impermeables. Una vez se llena la cámara de pre-prueba, finaliza el periodo de caída de presión e inicia el de restauración de presión donde se crea un disturbio de presión debido una condición de no flujo en la probeta. Este disturbio de presión avanza dentro de la formación remplazando el fluido que se extrajo anteriormente por fluido que viene de distancias cada vez más lejanas de la probeta, haciendo que la presión registrada aumente a medida que el fluido es remplazado.

Durante el periodo de restauración de presión, ésta última tenderá a estabilizar a un valor que se toma como la presión estática de yacimiento. El tiempo requerido para que esto suceda, depende principalmente de la movilidad del fluido y del volumen de fluido extraído durante la etapa de caída de presión. Durante la operación se pueden presentar cambios bruscos de presión y temperatura, por ejemplo cuando se ingresa la herramienta al hueco, se mueve la herramienta de estación en estación y por la presencia de caídas de presión muy fuertes, como las que ocurren en una prueba seca (ver sección 2.4.2). Por esta razón, es necesario utilizar sensores de presión y temperatura de alta resolución.

1.3.1 Definición de pre-prueba

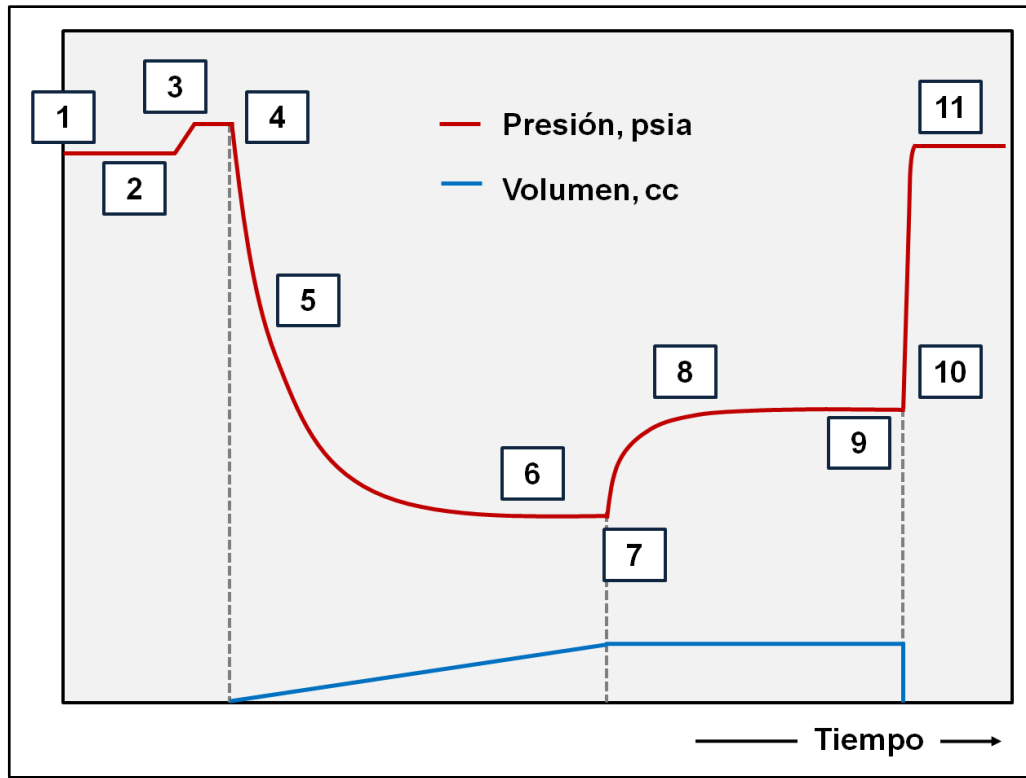
En la figura 5 se muestra la secuencia de una pre-prueba realizada con un probador de formación. Una pre-prueba incluye las etapas de caída y restauración de presión. Los puntos identificados en la figura 5 corresponden a⁴:

- 1 La herramienta se detiene a la profundidad deseada para realizar la pre-prueba
- 2 Los sensores de la herramienta registran la presión hidrostática
- 3 Asentamiento de la herramienta; la presión puede subir un poco debido a la compresión de los empaques con los que cuenta
- 4 Inicio de la pre-prueba. El pistón de pre-prueba inicia su movimiento para extraer fluido
- 5 Expansión de la línea de flujo durante la caída de presión
- 6 Se alcanza el flujo en estado estable durante la etapa de caída de presión
- 7 Se detiene el pistón de pre-prueba; finaliza la etapa de caída de presión e inicia la de restauración de presión
- 8 Etapa de restauración de presión; su tiempo depende de la movilidad del fluido
- 9 Estabilización de la presión a la presión de formación
- 10 Se retira la herramienta
- 11 Los sensores de la herramienta de nuevo registran la presión hidrostática

Es importante resaltar que normalmente durante la operación se deben realizar al menos dos pre-pruebas de presión que permitan confirmar la presión de formación registrada y de esta forma obtener un dato más confiable de esta propiedad.

⁴ KADAM, Rohan. XPT and pretest fundamentals. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2006.

Figura 5 Secuencia de una pre-prueba de presión



Fuente: KADAM, Rohan. XPT and pretest fundamentals. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2006, p. 13. Modificado por el autor.

Cabe resaltar que aunque en la figura 5 se muestra un estado estable durante la etapa de caída de presión, normalmente esta condición no se logra durante una pre-prueba, ocasionando una corrección en el cálculo de la movilidad como se mostrará en la sección 1.4.1.2.

1.3.2 Presión a partir de flujo esférico

Durante la etapa de restauración de presión se puede presentar flujo esférico cuando el disturbio de presión aún no ha tocado ninguna barrera de permeabilidad.

La ecuación que modela el comportamiento de presión en el flujo esférico durante la etapa de restauración de presión es⁵:

$$P(t) = P_i - \left(\frac{q\mu}{4\pi k_r} \right) \sqrt{\left(\frac{\phi\mu c_t}{\pi k_z} \right)} \left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right] \quad (20)$$

Donde:

P_i	Presión de la formación	μ	Viscosidad del fluido
k_r	Permeabilidad horizontal	ϕ	Porosidad
c_t	Compresibilidad total	k_z	Permeabilidad vertical
Δt	Tiempo transcurrido en la etapa de restauración de presión		
t_p	Tiempo total durante la etapa de caída de presión		
q	Tasa de flujo durante la etapa de caída de presión de la pre-prueba		

La identificación de flujo esférico se puede hacer mediante dos gráficas:

- Derivada de la presión contra función de tiempo esférico en coordenadas logarítmicas: En esta gráfica se identifica flujo esférico en el intervalo de tiempo donde la pendiente de la derivada esférica es igual a cero y la de la derivada radial (explicada en la sección 1.3.3) es igual a $-1/2$. La figura 6 muestra un ejemplo donde se logra identificar flujo esférico gracias a este método. La derivada esférica está definida como:

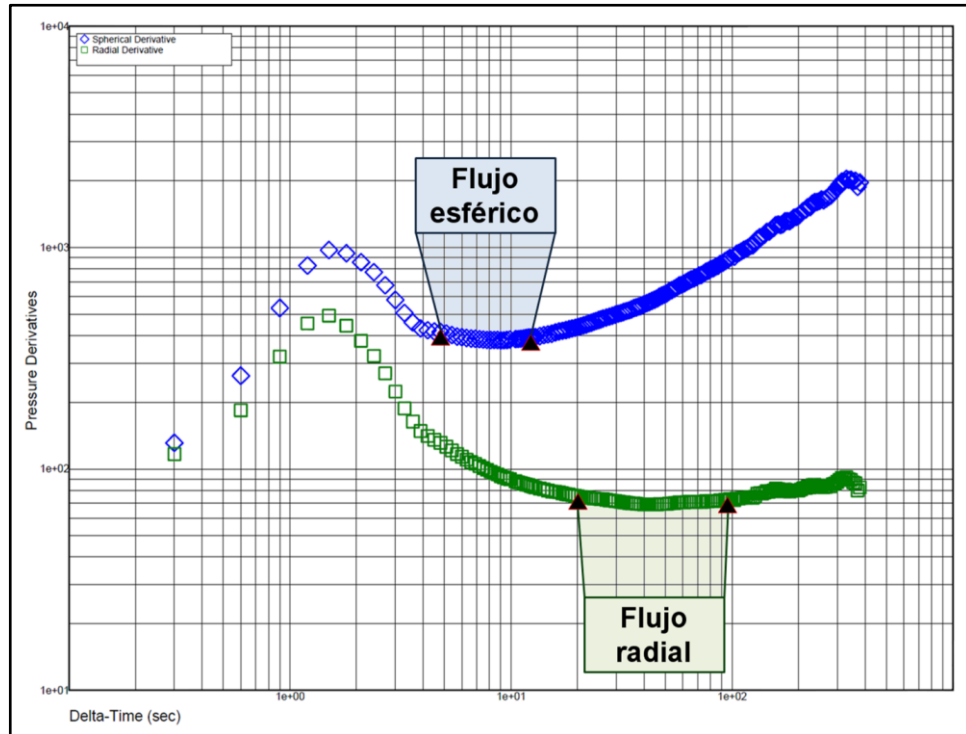
$$P_s' = \frac{dP}{d(F_s(\Delta t))} \quad (21)$$

La función de tiempo esférico está definida como (tiempos expresados en s):

⁵ FINKLEA, E.E y MORAN, J.H. Theoretical analysis of pressure phenomena associated with the wireline formation tester. SPE 177. SPE Annual Fall Meeting. Dallas, Texas. 1962.

$$F_{s(\Delta t)} = \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \quad (22)$$

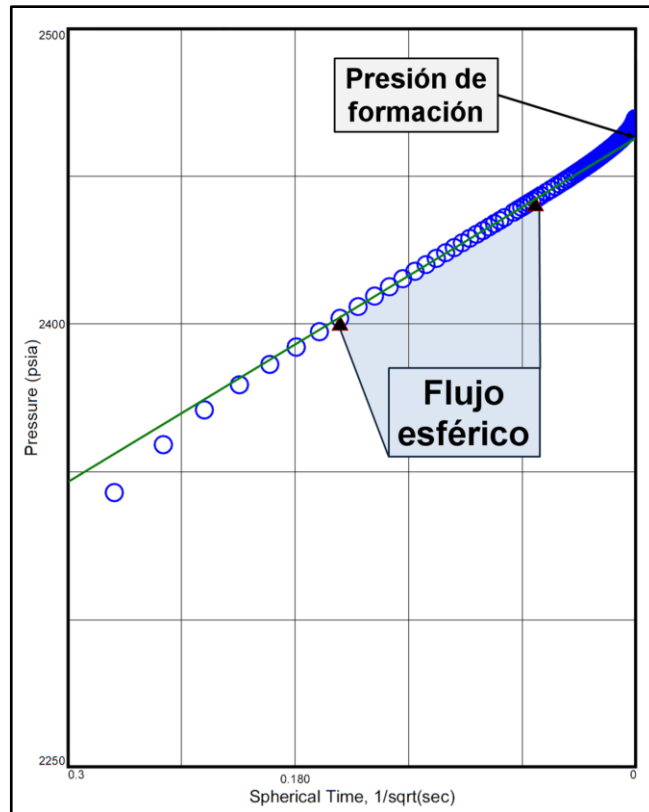
Figura 6 Identificación de flujo esférico y radial. Derivadas de presión



Fuente: El autor

- Presión medida contra función de tiempo esférico en coordenadas cartesianas: En esta gráfica se identifica el flujo esférico en el intervalo de tiempo donde los puntos graficados forman una línea recta. La extrapolación de dicha línea recta a un tiempo esférico igual a cero corresponde a la presión de formación medida a partir de flujo esférico. La figura 7 muestra un ejemplo donde se logra identificar flujo esférico y medir la presión gracias a este método.

Figura 7 Medición de la presión a partir de flujo esférico



Fuente: El autor

1.3.3 Presión a partir de flujo radial

Durante la etapa de restauración de presión se puede presentar flujo radial cuando el disturbio de presión ha tocado dos barreras de permeabilidad. La ecuación que modela el comportamiento de presión en el flujo radial durante la etapa de restauración de presión es:

$$P(t) = P_i - \left(\frac{q\mu}{4\pi k_r h} \right) \left[\log(t_p + \Delta t) - \log(\Delta t) \right] \quad (23)$$

Donde h es el espesor de la capa permeable.

La identificación de flujo radial se puede hacer mediante dos gráficas:

- Derivada de la presión contra función de tiempo radial en coordenadas logarítmicas: En esta gráfica se identifica flujo radial en el intervalo de tiempo donde la pendiente de la derivada radial es igual a cero y la de la derivada esférica es igual a $1/2$. La figura 6 muestra un ejemplo donde se logra identificar flujo radial gracias a este método. La derivada radial está definida como:

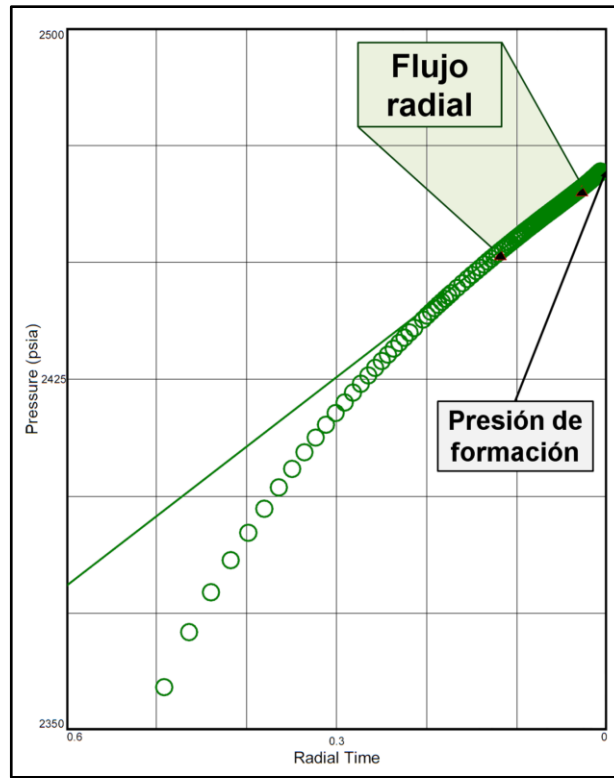
$$P_r' = \frac{dP}{d(F_{r(\Delta t)})} \quad (24)$$

La función de tiempo radial está definida como (tiempos expresados en s):

$$F_{r(\Delta t)} = \log(t_p + \Delta t) - \log(\Delta t) \quad (25)$$

- Presión medida contra función de tiempo radial en coordenadas cartesianas: En esta gráfica se identifica el flujo radial en el intervalo de tiempo donde los puntos graficados forman una línea recta. La extrapolación de dicha línea recta a un tiempo radial igual a cero corresponde a la presión de formación medida a partir de flujo radial. La figura 8 muestra un ejemplo donde se logra identificar flujo radial y medir la presión gracias a este método.

Figura 8 Medición de la presión a partir de flujo radial



Fuente: El autor

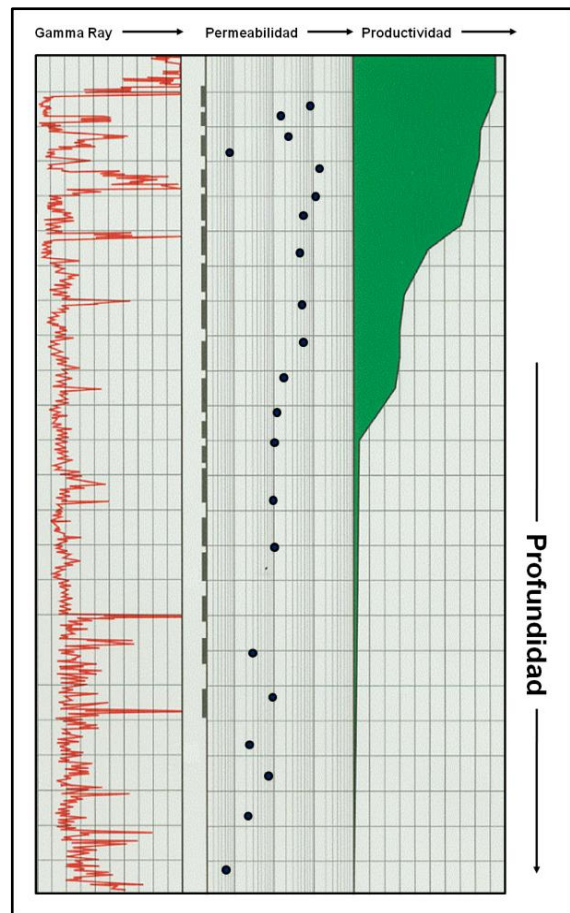
1.4 CÁLCULO DE LA MOVILIDAD A PARTIR DE PRBADORES DE FORMACIÓN

La movilidad se define como la facilidad que tiene una fase para fluir a través de un medio poroso en presencia de otras fases, siendo igual a la relación entre permeabilidad efectiva a dicha fase y su viscosidad dinámica:

$$MOB = \frac{K}{\mu} \quad (26)$$

Debido a que el disturbio de presión ocasionado por un probador de formación con wireline tiene un radio de investigación muy corto, normalmente dicho disturbio se da dentro de la región donde es más probable que ocurra invasión de filtrado de lodo. Por esta razón, la movilidad calculada es básicamente la del filtrado de lodo en la región cercana al pozo. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que los perfiles de movilidad obtenidos del análisis de caída de presión en las pre-pruebas pueden ser representativos de la movilidad de la formación no afectada por la invasión de filtrado⁶. Esta situación se evidencia en la figura 9 donde el perfil de movilidad derivado de las pre-pruebas de presión con probadores de formación correlaciona bien con el perfil de flujo para un pozo luego de su completamiento. Los perfiles de movilidad se pueden usar para inferir variaciones de movilidad y potencial de producción a través de los intervalos perforados por un pozo.

Figura 9 Perfil de movilidad obtenida de la caída de presión con probadores de formación comparada con el perfil de flujo en un pozo



Fuente: SCHLUMBERGER. Wireline formation testing and sampling. Schlumberger Wireline & Testing. Houston, Texas. 1996, p. 9-2. Modificado por el autor.

⁶ SCHLUMBERGER. Wireline formation testing and sampling. Schlumberger Wireline & Testing. Houston, Texas. 1996. 180p.

1.4.1 Movilidad a partir de la caída de presión

1.4.1.1 Estado estable durante la caída de presión. Este método asume que durante la etapa de caída de presión se logran condiciones de flujo en estado estable. La ecuación de flujo esférico en estado estable para un fluido ligeramente compresible se define como⁷:

$$Q = \frac{2\pi k_s r_p (P_i - P_{wf})}{C_s \mu \left(1 - \frac{r_p}{r_e}\right)} \quad (27)$$

Donde:

Q : Tasa de flujo en la probeta	k_s : Permeabilidad esférica
r_p : Radio de la probeta	k_r : Permeabilidad horizontal
P_{wf} : Presión medida en la probeta	C_s : Factor de forma
r_e : Radio externo del disturbio de presión	

Asumiendo que el radio efectivo de la probeta, r_p , es mucho menor que el radio externo del disturbio de presión, r_e , la ecuación anterior queda:

$$\left(\frac{k_s}{\mu}\right)_d = \frac{C_s Q}{\Delta P_{ss}} \quad (28)$$

Donde:

$\left(\frac{k_s}{\mu}\right)_d$	Movilidad a partir de la caída de presión, md/cp
Q	Tasa de flujo durante la caída de presión, cm ³ /s
ΔP_{ss}	Caída de presión en estado estable, psi

⁷ SCHLUMBERGER. MDT Modular Formation Dynamics Tester. Schlumberger Educational Services. Sugar Land, Texas. 2005. 69p.

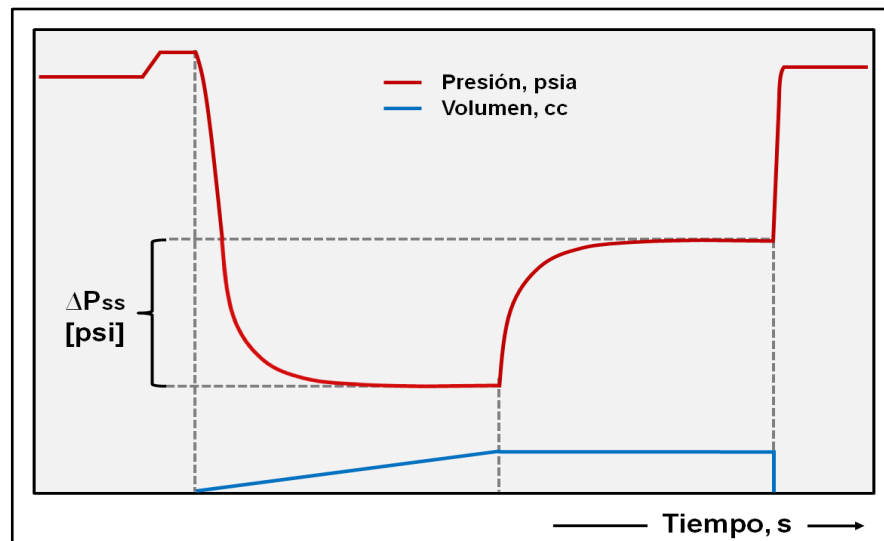
El factor de forma, C_s , depende del tipo de probeta usada, radio del pozo y anisotropía de permeabilidad, además de incluir un factor de conversión a unidades de campo⁸. La tabla 1 muestra los valores del factor de forma, C_s , para algunas probetas usadas en probadores de formación con wireline (descritas en la sección 2.3.1.5). En la figura 10 se muestra el cálculo de la movilidad cuando se ha alcanzado flujo estable durante la caída de presión.

Tabla 1 Valores de C_s usados en el cálculo de movilidad drawdown

C_s	Tipo de probeta
5660	Convencional y de nariz larga
6186	Martineau
2395	Diámetro grande (LD)
1556.5	Diámetro extra grande (XLD)

Fuente: HEBERT, John et al. Formation testers Interpretation help document. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2009, p. 6.

Figura 10 Cálculo de la movilidad a partir de la caída de presión en estado estable



Fuente: El autor.

⁸ HEBERT, John et al. Formation testers interpretation help document. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2009. 105p.

1.4.1.2 Método del área bajo la curva. Normalmente en una pre-prueba de presión no se cumple la suposición del método anterior de llegar a un estado estable durante la etapa de caída de presión. En estos casos el cálculo de la movilidad del fluido se debe hacer de la siguiente forma⁹:

$$\left(\frac{k_s}{\mu}\right)_d = \frac{C_s V}{\int_{t_0}^{\infty} [P_i - P_{wf}(t)] dt} \quad (29)$$

Donde:

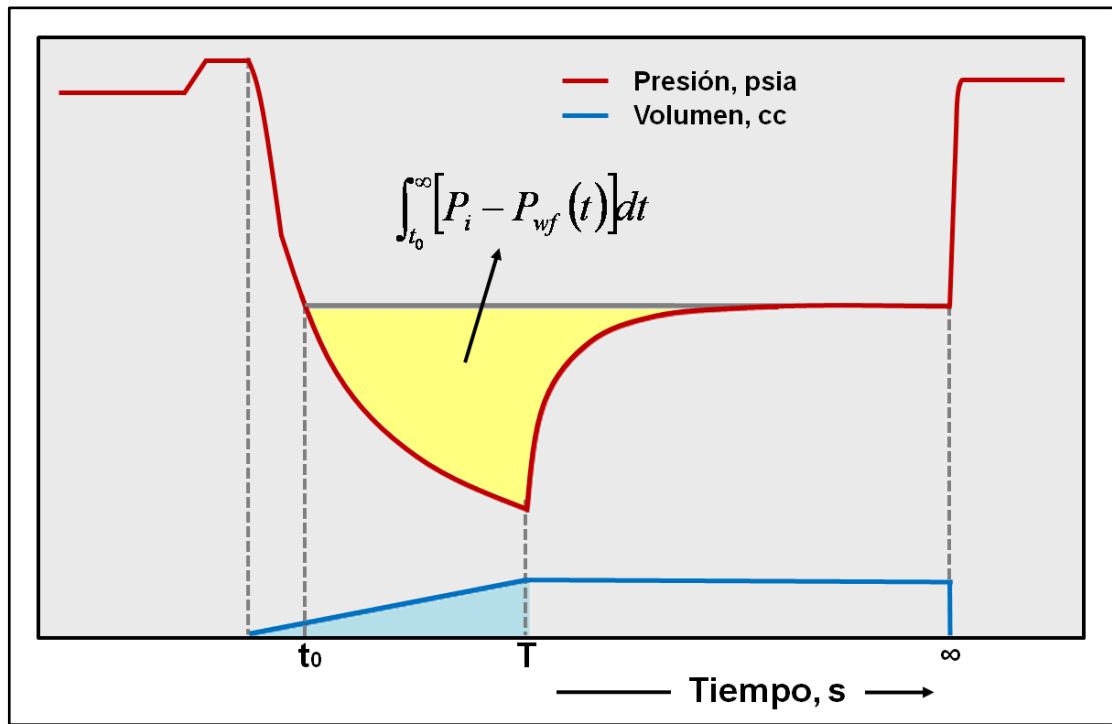
- V Volumen extraído de fluido durante la caída de presión, cm^3
- t_0 Tiempo durante la caída de presión donde $P_{wf} = P_i$, s
- ∞ Tiempo donde finaliza la restauración de presión, s

La integral definida en esta última ecuación se realiza para los valores de presión menores a la presión de formación en el intervalo de tiempo $[t_0 - \infty]$, mientras que el volumen de fluido se calcula en el intervalo de tiempo $[t_0 - T]$, donde T es el tiempo de finalización de la caída de presión. Los valores del factor de forma utilizados son los mismos que se muestran en la tabla 1. La figura 11 muestra el cálculo de la movilidad mediante el método del área bajo la curva.

Cabe resaltar que cuando se presenta flujo en estado inestable durante la caída de presión, se deben considerar los efectos de la compresibilidad de la formación y/o la herramienta en el cálculo de la movilidad, debido a que la presión está variando con el tiempo. Varios autores han intentado incluir dichos efectos a través de diferentes métodos, sin embargo, en un último estudio [9] se concluyó que el cálculo de la movilidad mediante la ecuación 29 es independiente de los efectos de compresibilidad de la herramienta considerando constante el producto ϕC_t .

⁹ DUSSAN, E.B. A robust method for calculating formation mobility with a formation tester. SPE 143302. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011.

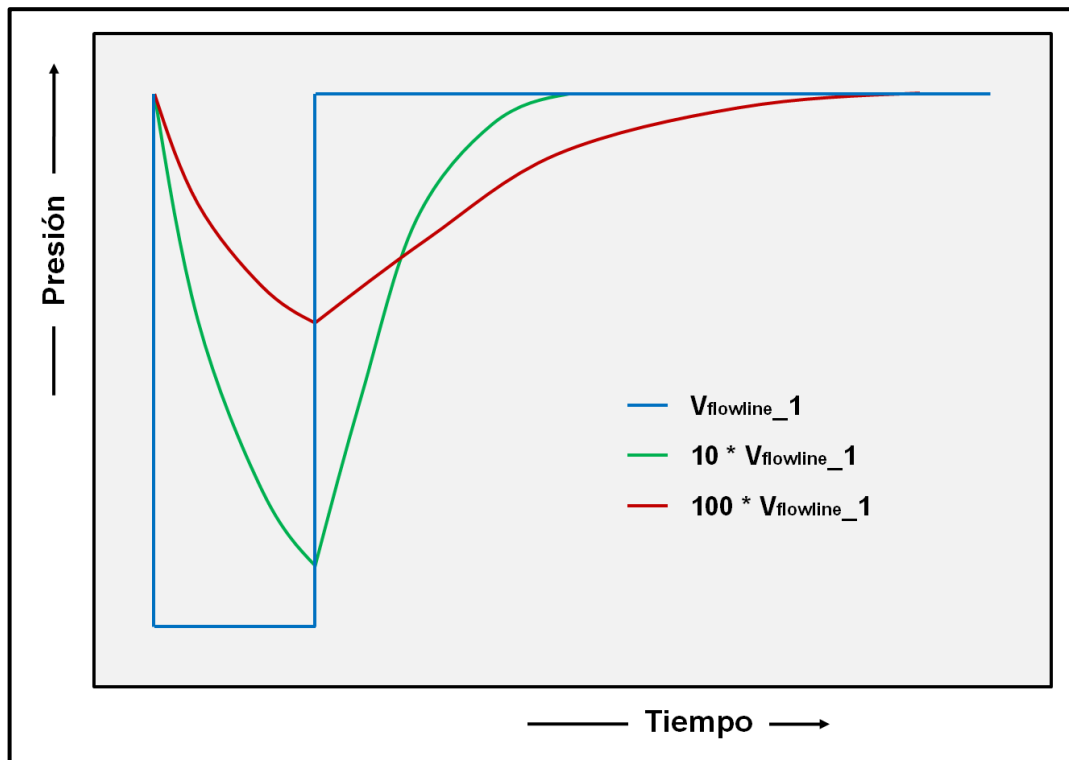
Figura 11 Cálculo de la movilidad drawdown mediante el método del área bajo la curva



Fuente: DUSSAN, E.B. A robust method for calculating formation mobility with a formation tester. SPE 143302. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011, p. 5.

La figura 12 muestra los resultados de dicho estudio donde se hizo una simulación de varias pre-pruebas tomando diferentes valores para los efectos de compresibilidad en la herramienta. Se observó que el área bajo la curva, utilizada en el cálculo de la movilidad, es igual para todas las pre-pruebas sin importar los efectos de compresibilidad en la herramienta.

Figura 12 Independencia de los efectos de compresibilidad en la herramienta sobre el cálculo de movilidad



Fuente: DUSSAN, E.B. A robust method for calculating formation mobility with a formation tester. SPE 143302. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011, p. 6.

1.4.2 Movilidad a partir de la restauración de presión

Las ecuaciones 20 y 23 que modelan los flujos esférico y radial durante la restauración de presión, pueden ser utilizadas también para calcular la movilidad de fluido.

1.4.2.1 Movilidad a partir de flujo esférico. La pendiente de la recta identificada en el gráfico de presión medida contra función de tiempo esférico, como la mostrada en la figura 7, se utiliza para calcular la movilidad así:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_s = 1856 \left(\frac{q}{m_s}\right)^{2/3} (\phi c_t)^{1/3} \quad (30)$$

Donde:

$\left(\frac{k}{\mu}\right)_s$: Movilidad esférica, md/cp m_s : Pendiente esférica, psi/\sqrt{s}

q : Tasa de flujo durante la caída de presión, cm^3/s

La dificultad para obtener un valor de movilidad a partir de este método se debe a que no siempre es posible identificar flujo esférico durante una pre-prueba, además que dicha movilidad está en función de la compresibilidad total (en psi^{-1}) y la porosidad.

1.4.2.2 Movilidad a partir de flujo radial. La pendiente de la recta identificada en el gráfico de presión medida contra función de tiempo radial, como la mostrada en la figura 8, se utiliza para calcular la movilidad así:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_r = 88.16 \frac{q}{m_r h} \quad (31)$$

Donde:

$\left(\frac{k}{\mu}\right)_r$: Movilidad radial, md/cp m_r : Pendiente radial, psi/s

q : Tasa de flujo durante la caída de presión, cm^3/s

La dificultad para obtener un valor de movilidad a partir de este método se debe a que no siempre es posible identificar flujo radial durante una pre-prueba, además que dicha movilidad está en función del espesor efectivo de la capa (en pies). Normalmente la pendiente radial se usa para hallar el producto movilidad-espesor.

1.5 FACTORES QUE PUEDEN AFECTAR EL CÁLCULO DE LA MOVILIDAD

El cálculo de movilidad como se mostró en la sección 1.4.1.2 es muy sensible a la selección de los tiempos de inicio y final de la caída y restauración de presión. Algunas de las limitaciones incluyen formaciones de alta o baja permeabilidad, daño a la formación e invasión de filtrado hacia la formación. Algunos casos donde se puede ver afectado el valor de movilidad incluyen:

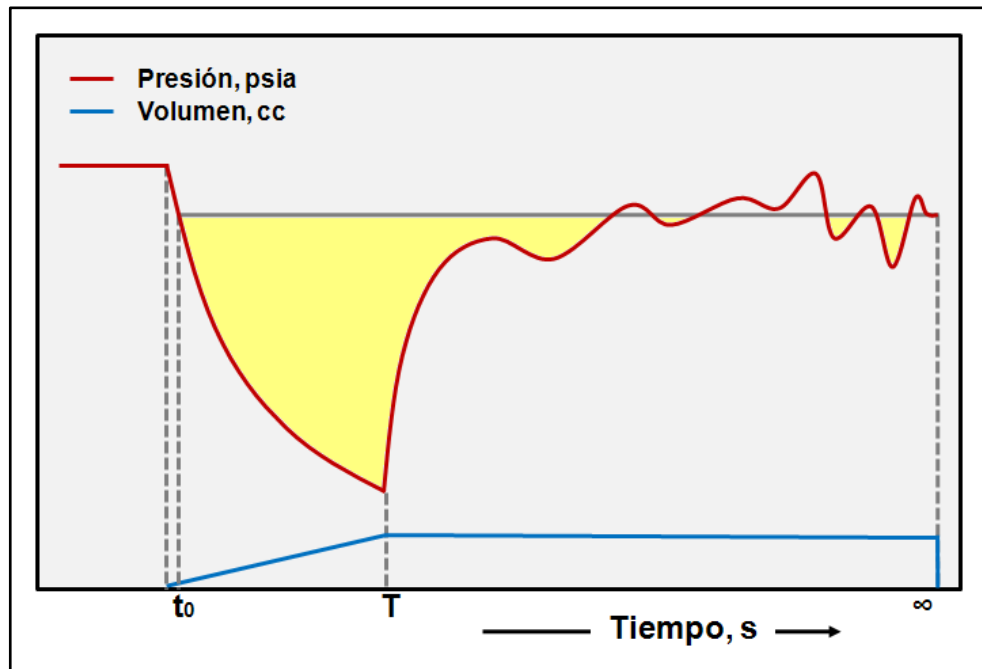
1.5.1. Ligeras fugas durante el buildup

En la figura 13 se ilustra el caso donde se presentan pequeñas fugas de presión durante el periodo de buildup. Estas fugas se suelen presentar debido a la pérdida momentánea del sello entre la herramienta y la pared del hueco, aunque se debe tener presente que también pueden corresponder a transientes de presión de la formación.

1.5.2 Adherencia de torta de lodo a la pared del hueco

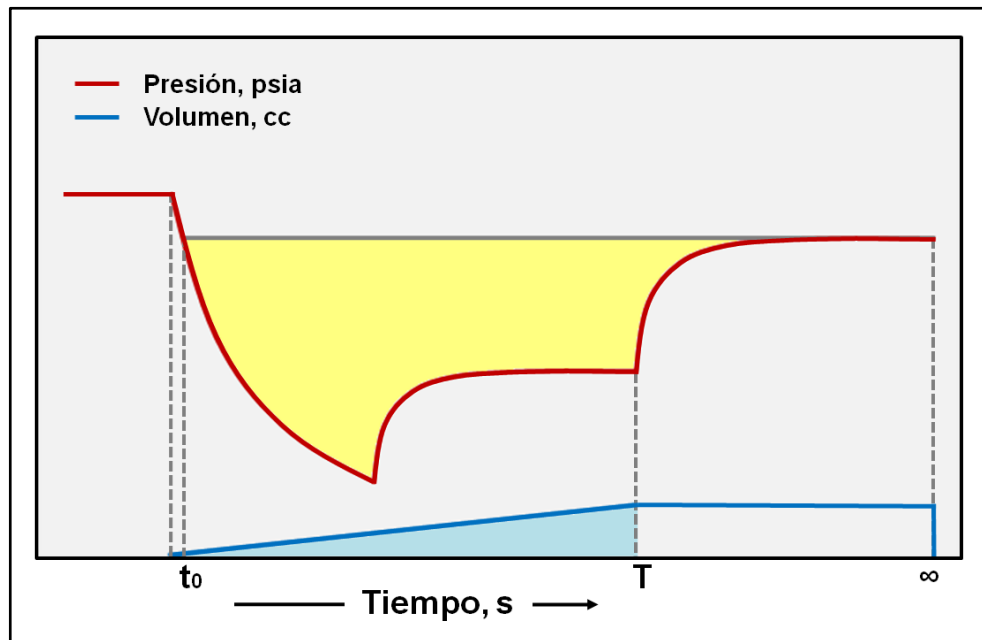
En la figura 1.14 se muestra este caso donde se presenta una adherencia de torta de lodo a la pared del hueco en el orificio de la probeta. Una vez la presión medida tiene un valor lo suficientemente bajo, la torta de lodo se despega y permite la entrada de fluido a la línea de flujo de la herramienta. El cálculo de la movilidad en esta situación tiene una gran afectación dado que el área bajo la curva no representa realmente el ingreso de fluido a la línea de flujo. Dussan en 2011 presentó una forma para corregir el cálculo de la movilidad bajo estas circunstancias.

Figura 13 Efecto de las ligeras fugas durante el buildup sobre el cálculo de movilidad



Fuente: El autor

Figura 14 Efecto de la torta de lodo sobre el cálculo de movilidad

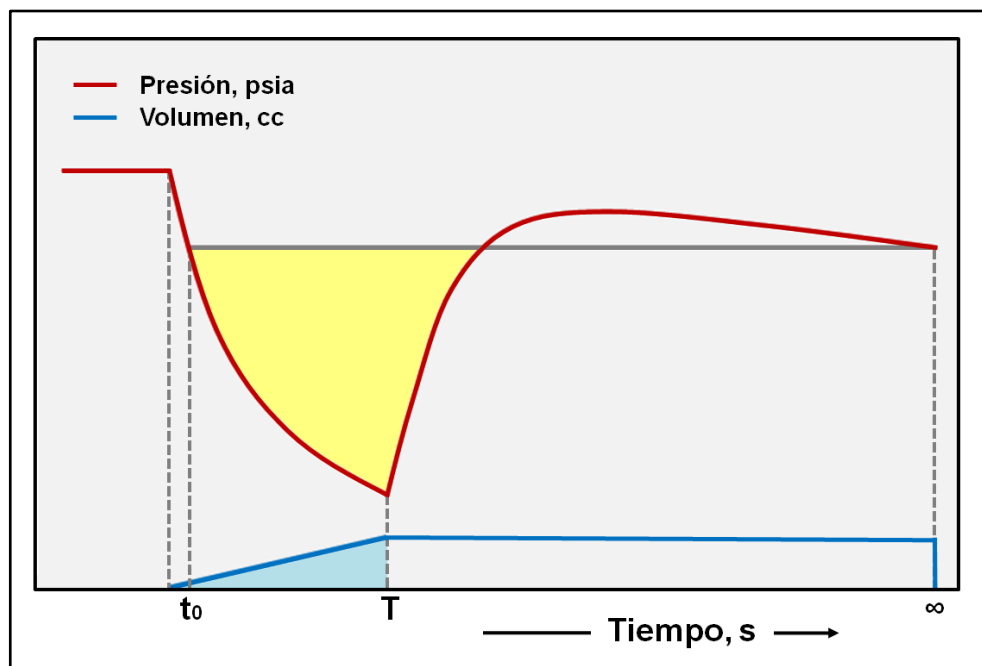


Fuente: El autor

1.5.3 Restauración de presión con perfil descendente

La figura 15 muestra este caso donde se observa una restauración de presión con perfil descendente. Este tipo de pruebas suelen estar asociadas a pruebas con sobrecarga de presión, explicadas más adelante.

Figura 15 Efecto de la restauración de presión con perfil descendente sobre el cálculo de movilidad

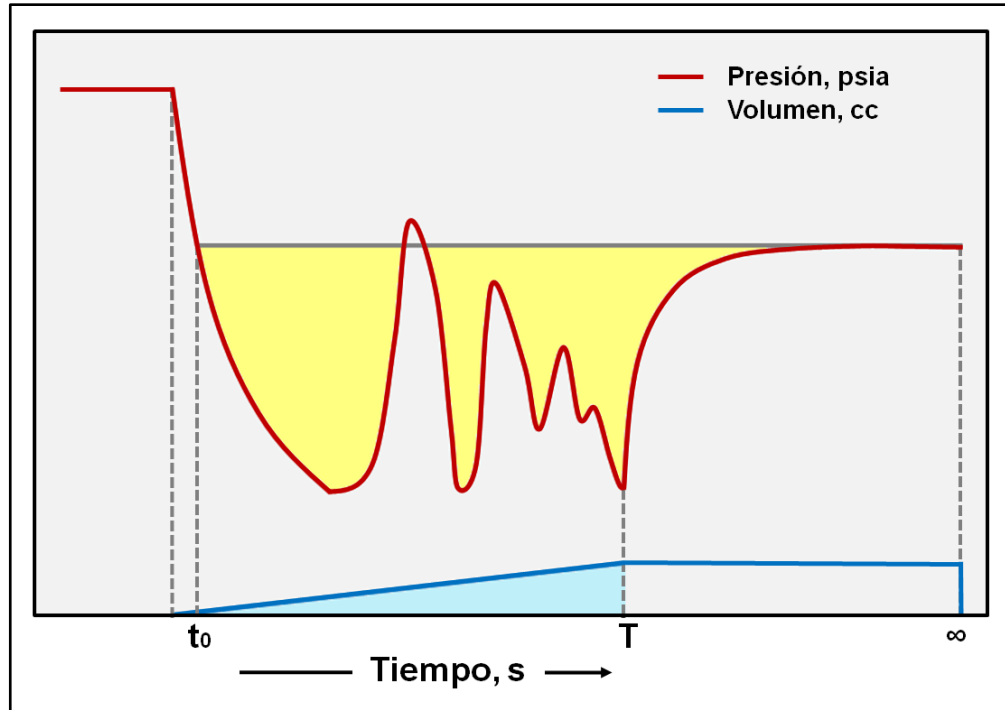


Fuente: El autor

1.5.4 Pérdida parcial del sello durante la caída de presión

La figura 16 ilustra este caso donde durante la etapa de caída de presión se presenta una pérdida parcial del sello evidenciada por la señal ruidosa de la presión. Es evidente que el área bajo la curva obtenida en esta situación no representa la realidad de la pre-prueba y por lo tanto afecta de gran manera el cálculo de la movilidad.

Figura 16 Efecto de la pérdida parcial del sello sobre el cálculo de movilidad



Fuente: El autor

1.5.5 Pre-prueba sin estabilización de presión

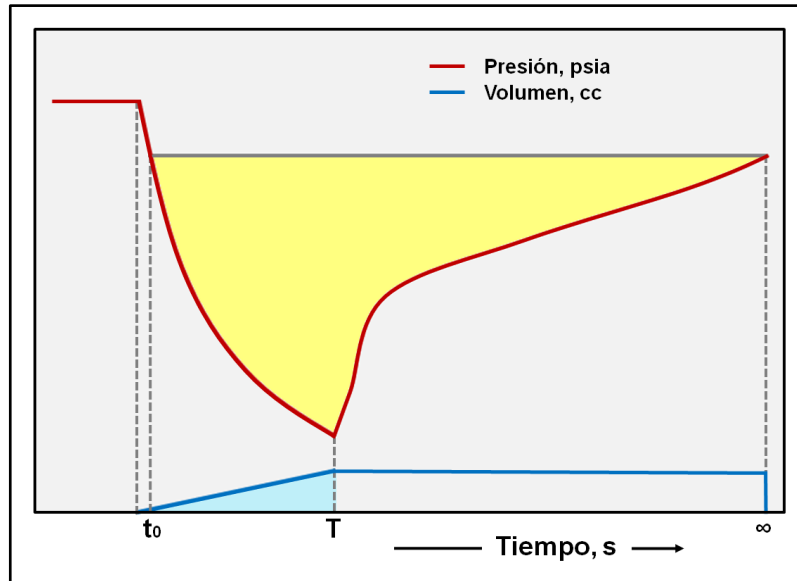
La figura 17 muestra este caso donde no se presenta una estabilización de la presión durante la etapa de restauración de la misma. En esta situación el cálculo de movilidad se ve afectado debido a que el área bajo la curva obtenida no es representativa como resultado de la selección del tiempo de finalización de la restauración de presión.

1.5.6 Caída de presión insuficiente

La figura 18 muestra este caso donde la caída de presión en la pre-prueba es tan pequeña que el área bajo la curva obtenida no es representativa.

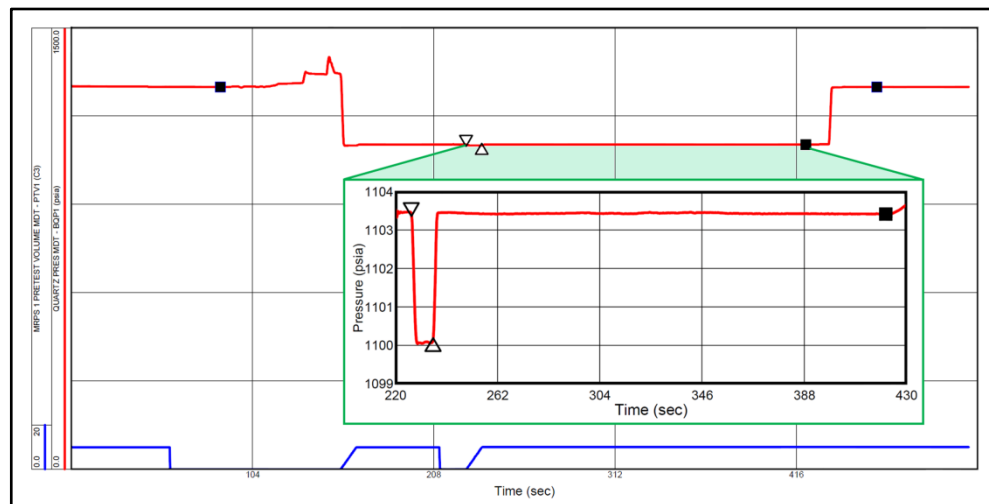
En estas situaciones normalmente se obtienen valores de movilidad muy altos debido a que el valor de la integral es muy pequeño. En algunos casos la caída de presión puede ser tan pequeña que incluso cae dentro del rango de la precisión del sensor que mide la presión en la herramienta.

Figura 17 Efecto de la no estabilización de presión sobre el cálculo de movilidad



Fuente: El autor

Figura 18 Efecto del drawdown insuficiente sobre el cálculo de movilidad



Fuente: El autor

1.5.7 Daño a la formación

El daño a la formación se presenta durante la perforación, cementación e intervención a los pozos y puede ser causado por la invasión de filtrado de lodo, lechada de cemento o partículas solidas del lodo hacia la formación. Esto ocasiona una reducción de la permeabilidad y un incremento de la caída de presión en la zona cercana al pozo que en conjunto disminuyen la productividad del mismo y hace que en ocasiones se requieran trabajos de estimulación o acidificación para contrarrestar el daño causado. Los casos presentados en las secciones previas que pueden afectar el cálculo de movilidad están fuertemente relacionados con el daño a la formación. Dado que los probadores de formación con wireline se utilizan principalmente en pozos recién perforados, las principales causas de daño a la formación son la invasión de filtrado y partículas solidas del lodo hacia la formación, aunque también se puede causar por el asentamiento mecánico de la probeta, induciendo incluso micro-fracturamiento de la formación si la presión de asentamiento es muy alta. Algunos de los factores que se deben tener en cuenta durante el diseño del lodo de perforación y que afectan no sólo el cálculo de la movilidad sino también la medición de la presión con los probadores de formación son¹⁰ (para mayor entendimiento ver sección 2.4):

- Filtrado de lodo: La invasión de filtrado de lodo es causa de pre-pruebas de sobrecarga en donde se registra una presión mayor a la presión real de formación. También puede inducir una restauración de presión con perfil descendente.
- Agentes de puenteo: Los sólidos presentes en el lodo de perforación tienen la función de crear una torta de lodo que evite la invasión de filtrado hacia la formación. Sin embargo, estos sólidos pueden también disminuir la

¹⁰ ESCARRAGA, Cristian y SANTAMARIA, Camilo. Evaluación de la influencia de la torta de lodo, filtrado y agentes de puenteo sobre los datos obtenidos con probadores de formación corridos con wireline. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2009.105p.

permeabilidad de la formación cercana al pozo y propiciar la presencia de pre-pruebas secas, apretadas y sin estabilización de presión.

- Torta de lodo: El espesor de la torta de lodo puede inducir un taponamiento parcial de la línea de flujo debido al ingreso de sólidos a la herramienta y presentarse un comportamiento como el mostrado en la sección 1.5.2.
- Peso del lodo: La densidad del lodo es un factor importante ya que puede inducir derrumbes en el pozo, creándose zonas de *washout*. Esto puede provocar pre-pruebas sin sello o con pérdida parcial del mismo.

1.6 FUENTES PARA OBTENER LA PERMEABILIDAD

Como se mencionó anteriormente, la movilidad de fluido está en función de la permeabilidad efectiva a dicho fluido y su viscosidad dinámica. Cuando se realizan pre-pruebas de presión con probadores de formación, la movilidad calculada es la del filtrado de lodo.

La permeabilidad absoluta se define como la capacidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. Cuando se presenta flujo multifásico, se definen las permeabilidades efectivas para cada una de las fases presentes en el medio poroso. La permeabilidad relativa se define como:

$$k_{rx} = \frac{k_x}{k} \quad (32)$$

Donde:

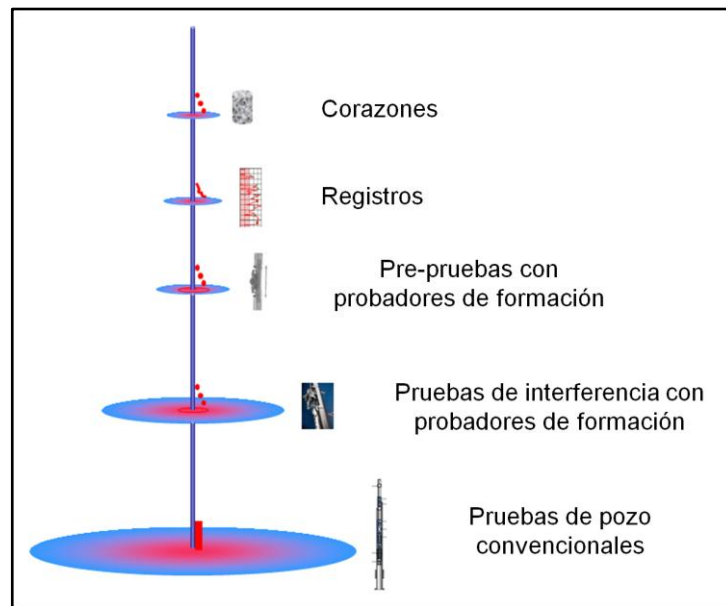
k_{rx} Permeabilidad relativa de la fase x (agua, gas o aceite)

k_x Permeabilidad efectiva de la fase x (agua, gas o aceite)

k Permeabilidad absoluta

Algunas de las fuentes para obtener la permeabilidad incluyen corazones, registros de pozo y probadores de formación¹¹. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la permeabilidad obtenida de estas fuentes tendrá normalmente cierta discrepancia debido a las diferentes escalas de medición que manejan. En la figura 19 se esquematizan las escalas de medición que tienen las diferentes fuentes para obtener la permeabilidad, incluyendo también las pruebas de pozo.

Figura 19 Escalas de medición para la obtención de permeabilidad



Fuente: SCHLUMBERGER. MDT pressure permeability applications. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2008, p. 34. Modificado por el autor.

1.6.1 Permeabilidad a partir de corazones

Las pruebas realizadas en corazones permiten obtener las permeabilidades absoluta y relativa¹².

¹¹ CASTELIJINS, K et al. Integrating permeabilities from NMR, formation tester, well test and core data. SPE 71722. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. 2001.

¹² DONALDSON, Erle y TIAB, Djebbar. Petrophysics. 2da Ed. Elsevier Inc. Oxford, UK. 2004. 889p.

1.6.1.1. Permeabilidad absoluta. Se puede hallar utilizando líquido o gas como fluidos de prueba. En el caso de líquido, se utiliza un permeámetro Ruska y se determina el tiempo requerido por un volumen fijo de líquido a temperatura constante para pasar a través de un corazón con un gradiente de presión específico. La permeabilidad se determina utilizando la ecuación de Darcy y normalmente se utiliza una solución salada para evitar el hinchamiento de las arcillas y el transporte de partículas sólidas durante la prueba.

El uso de gas como fluido de prueba es más conveniente y común para determinar la permeabilidad absoluta. Sin embargo, se deben tener en cuenta la expansión del gas y el efecto Klinkenberg. En esta prueba se mide el tiempo requerido para reunir cierto volumen de gas a la salida de un corazón y las presiones a la entrada y salida del mismo. El efecto Klinkenberg se produce por la aceleración del flujo de gas cuando el camino de flujo es mayor que el diámetro de poro. Esto provoca que la permeabilidad medida sea mayor a la real. La corrección para esta situación se hace midiendo la permeabilidad al gas a varias presiones y graficando dicha permeabilidad contra el inverso de la presión promedio; la extrapolación de la línea recta que pase por estos puntos a una presión promedio infinita, se toma como la permeabilidad absoluta.

1.6.1.2. Permeabilidad relativa. Existen dos métodos para determinar la permeabilidad relativa en un sistema bifásico; estado estable e inestable.

En el método de estado estable se ponen a fluir dos fluidos desde y hacia el corazón a tasas de flujo estables y a varias saturaciones. Para cada saturación en el corazón, se mide la caída de presión y tasa de flujo estable para cada fluido con el fin de calcular una permeabilidad. La saturación se mide a partir de la masa del corazón, volumen de poro y densidad de los dos fluidos. Este proceso se realiza varias veces hasta tener suficientes datos de permeabilidad relativa en función de la saturación de uno de los dos fluidos.

En el método de estado inestable se realiza desplazamiento de dos fluidos saturando un corazón ya sea con agua o gas. Inicialmente se satura el corazón 100% con agua y se desplaza con aceite hasta la saturación de agua irreducible. El desplazamiento se puede realizar a presión o tasa de inyección constante. Luego se inicia el desplazamiento con agua hasta que ya no fluya más aceite o se haya inyectado cierta cantidad de agua.

Durante la prueba se debe separar el agua y el aceite en una centrífuga y medir los volúmenes desplazados de cada fluido y los tiempos en los que se tomaron las fracciones. En el caso que se use gas, éste se debe enviar a un medidor de gas y el líquido a una bureta o cilindro graduado. Se debe calcular el volumen total de fluidos recuperados y graficar el volumen de aceite acumulado contra los volúmenes porosos de agua inyectada. Además, en cada tiempo se debe calcular la tasa de flujo de agua y aceite, las permeabilidades relativas y la saturación de agua promedio. Existen tres métodos para calcular las permeabilidades relativas con el método de estado inestable:

- Método alternativo: Es el más sencillo debido a que únicamente aplica la ecuación de Darcy para calcular la permeabilidad relativa en función de la saturación promedio de fluido en el corazón.
- Método JBN: Se usa para desplazamiento de fluido a tasa de inyección constante, obteniéndose valores de permeabilidad relativa en función de la saturación final de fluido en el corazón.
- Método de Toth: Es el método más completo ya que aplica para desplazamiento con tasa de inyección o presión constante. Permite calcular las permeabilidades relativas directamente de los datos de desplazamiento, ofreciendo mayor precisión en los cálculos.

1.6.2 Permeabilidad a partir de registros

La estimación de la permeabilidad a partir de registros de pozo no es muy aceptada en la industria debido a que sus mediciones no tienen en cuenta los parámetros dinámicos que rigen la permeabilidad. Sin embargo, a lo largo de los años se ha desarrollado un gran número de correlaciones empíricas como la de Kozeni-Carman donde la permeabilidad está en función de la porosidad, tortuosidad y radio efectivo de poro. Una buena fuente para obtener permeabilidad es mediante los registros acústicos donde se halla la movilidad a partir de la onda Stoneley¹³. Las relaciones empíricas más usadas para calcular la permeabilidad a partir de información de registros de pozo serán mostradas en la sección 3.4.

1.6.3 Permeabilidad a partir de probadores de formación

Los valores de movilidad obtenidos del análisis de caída y restauración de presión se pueden utilizar para calcular la permeabilidad conociendo la viscosidad del fluido. Como se dijo anteriormente, dicha permeabilidad es la permeabilidad efectiva al filtrado de lodo en la zona de invasión.

La movilidad obtenida de la caída de presión está en función de la permeabilidad esférica, definida como:

$$k_s = \sqrt[3]{k_r^2 k_v} \quad (41) \quad \text{Donde:}$$

k_r : Permeabilidad radial

k_v : Permeabilidad vertical

¹³ BRIE, A et al. Quantitative formation permeability evaluation from Stoneley waves. SPE 49131. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. 1998.

La estimación de esta permeabilidad también se verá influenciada por los mismos factores que afectan el cálculo de la movilidad a partir de la caída de presión, especialmente por el daño a la formación y la incertidumbre asociada al cálculo de la viscosidad del fluido. Además, la permeabilidad calculada a partir de la caída de presión normalmente será menor a la obtenida de pruebas de corazones, ya que ésta última es una permeabilidad radial y absoluta, mientras que la primera es esférica y efectiva al filtrado. Sin embargo, se puede considerar como un indicador cualitativo de productividad.

A partir del análisis de restauración de presión se pueden obtener las permeabilidades esférica y radial, definidas respectivamente como:

$$k_s = 1856\mu \left(\frac{q}{m_s} \right)^{2/3} (\phi c_t)^{1/3} \quad (42)$$

$$k_r = 88.16 \frac{q\mu}{m_r h} \quad (43)$$

Además de las pre-pruebas, un tipo especial de probador de formación se puede utilizar para realizar pruebas de interferencia vertical en las cuales se crea un mayor disturbio de presión y por lo tanto un mayor radio de investigación. En este tipo de pruebas, se utilizan varias probetas (ver sección 2.3.1.11) que permiten obtener la permeabilidad vertical y horizontal, además de las heterogeneidades de la formación.

2. PROBADORES DE FORMACIÓN

Los probadores de formación con wireline constan básicamente de una configuración que permite realizar mediciones de la presión de formación a diferentes profundidades en una misma corrida. La operación se realiza introduciendo una probeta que extrae cierta cantidad de fluido, creándose un disturbio de presión en la formación. Los sensores instalados dentro de la herramienta permiten medir con gran precisión la presión a lo largo de la prueba para que luego de cierto tiempo y dependiendo de las propiedades de la formación y el fluido presente en la misma, se registre la presión de formación a determinada profundidad.

2.1 HISTORIA DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN

Desde mediados de los 50's cuando Schlumberger introdujo el primer probador de formación con wireline, en un principio con el único objetivo de tomar muestras de fluido de formación, inició el desarrollo de este tipo de herramientas que al día de hoy tienen como principal objetivo realizar mediciones de la presión de formación a diferentes profundidades, aunque también pueden ser utilizadas para tomar muestras representativas de fluidos de formación, realizar pruebas para estimar la anisotropía de permeabilidad, entre otras aplicaciones.

El primer probador de formación se introdujo en 1955 por Schlumberger, se llamó Formation Tester (FT) y se diseñó para retirar una muestra de fluido por cada corrida en el pozo. El principal objetivo de esta herramienta no era determinar la presión de yacimiento ni la permeabilidad, aunque contaba con un sensor de presión. Posteriormente, el FT se convirtió en Formation Interval Tester (FIT) que

tenía la capacidad de recuperar dos muestras de fluido de formación por cada corrida en el pozo. Estas dos herramientas tuvieron la gran desventaja de no poder detectar si la herramienta hacía un buen sello con la formación antes de iniciarse las pruebas.

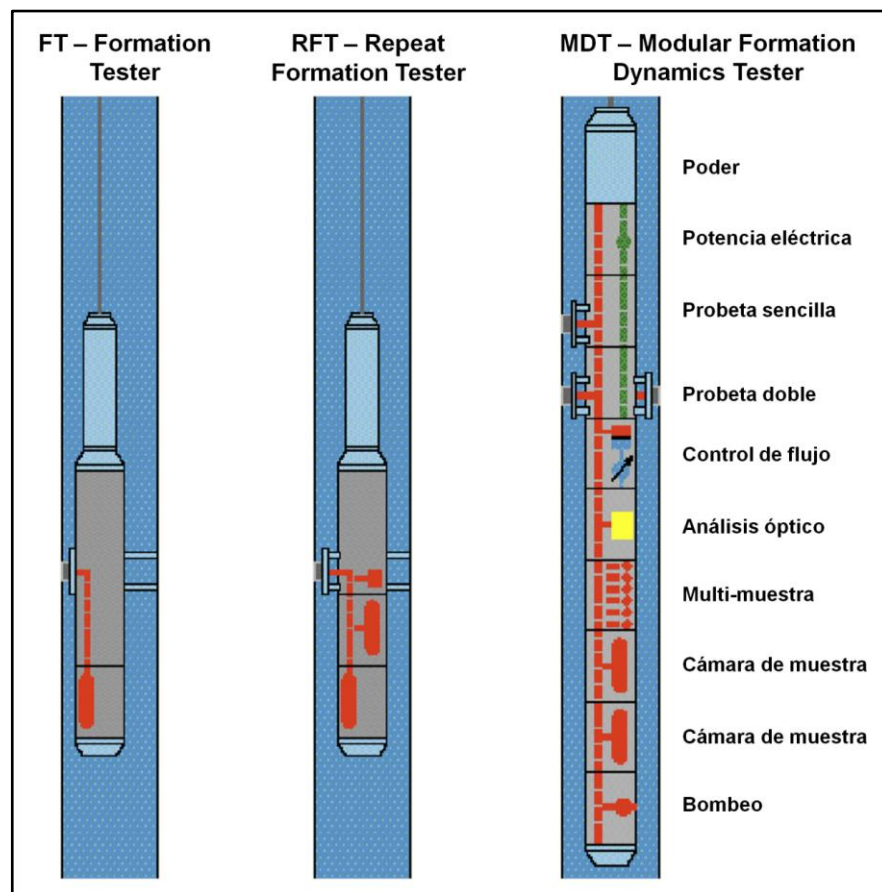
Estas herramientas se usaron hasta 1975 cuando se introdujo el Repeat Formation Tester (RFT) que también fue diseñado para tomar dos muestras de fluido de formación por corrida en el pozo, sin indicación alguna del tipo de fluido que se estaba tomando. Esta herramienta incluyó una facilidad de pre-prueba que permitía verificar el sello entre el empaque y la formación antes de tomar las pruebas, además de un sensor (*strain gauge*) para medir la presión. La facilidad de pre-prueba fue la base para que el RFT se convirtiera en una herramienta de medición de presión y se usara para estimar la permeabilidad, aunque dicha estimación estaba limitada por las tasas y volúmenes de pre-prueba que eran ajustadas a las restricciones propias de la herramienta. En 1981, cuando el mercado de mediciones de presión creció, se incluyó un sensor de cuarzo para medir la presión en la herramienta RFT. Este sensor brindaba mayor resolución que el anterior, pero estabilizaba de manera lenta. Esto permitió al RFT hacer varias medidas de presión en una sola corrida ofreciendo la posibilidad de trazar gradientes de fluido con gran precisión.

La siguiente generación de probadores de formación cuenta con el desarrollo de las herramientas MDT (Modular Formation Dynamics Tester) y XPT (Pressure Xpress Tool). Estas dos herramientas se diferencian principalmente porque la primera funciona bajo un principio hidráulico, mientras que la segunda bajo un principio mecánico. Las principales características de estas herramientas son la posibilidad de obtener mediciones más precisas de presión de formación, y en el caso del MDT, la obtención de muestras de fluido más representativas incluyendo diferentes módulos para la identificación del fluido en fondo, bombeo de fluido para la limpieza de filtrado de lodo y cámaras de muestra.

La figura 20 muestra la evolución de los probadores de formación incluyendo las herramientas FT, RFT y MDT.

La herramienta MDT fue desarrollada a principios de los 90 e inicialmente se corría sólo junto al registro de rayos gamma (GR). Actualmente se puede combinar con varias herramientas de registros.

Figura 20 Evolución de los probadores de formación. FT, RFT y MDT



Fuente: AMAN, M. MDT basic wellsite reference manual. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010, p. 38.

La herramienta XPT se desarrolló para medir la presión de formación con la misma precisión que el MDT, aunque introdujo algunas características que permiten disminuir el riesgo de pega gracias a su diseño de asentamiento.

Además, mejora las características de las mediciones minimizando el tiempo de asentamiento y retiro de la herramienta, volumen de almacenamiento y tasas de flujo durante las pre-pruebas. La figura 21 muestra una fotografía de la herramienta XPT.

Figura 21 XPT – Pressure Xpress Tool

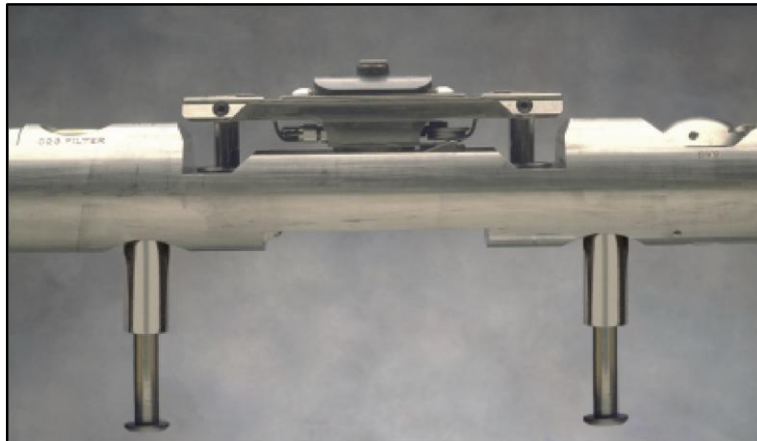


Fuente: KADAM, Rohan. XPT and pretest fundamentals. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2006, p. 4. Modificado por el autor.

A mediados de los 90 se introdujo la herramienta Slim Repeat Formation Tester (SRFT) que permite medir la presión de formación a varias profundidades y tomar una muestra de fluido representativa en huecos de diámetros muy pequeños (menor a 8") y pozos horizontales de radio corto. La herramienta tiene un diámetro externo de 3³/₈" y también se puede usar en pozos donde otras herramientas convencionales tienen limitaciones debido a cambios abruptos en el ángulo, formaciones hinchables, restricciones del hueco y otros problemas de la perforación.

Las mediciones de presión se hacen a través de un sensor de cristal de cuarzo (CQG) y de manera alternativa se pueden tomar dos muestras de fluido a dos profundidades diferentes. En la figura 22 se observa la herramienta SRFT.

Figura 22 SRFT – Slim Repeat Formation Tester

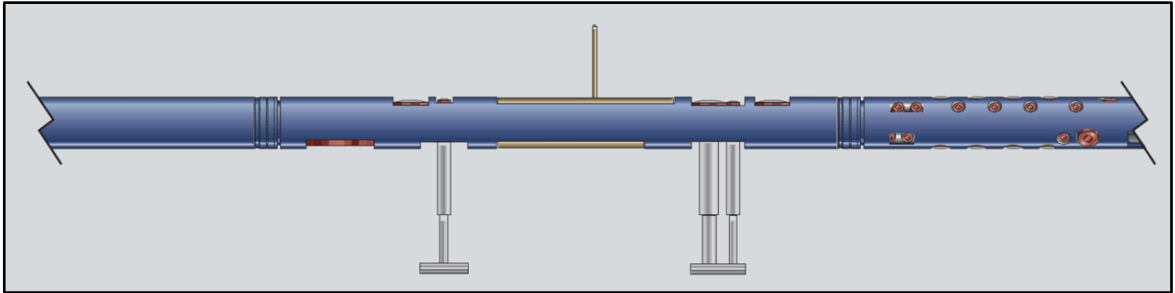


Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/other/srft_br.ashx

Posteriormente se desarrolló la herramienta Cased Hole Dynamics Tester (CHDT), compatible con los módulos de la herramienta MDT, que permite realizar múltiples mediciones de presión y tomar varias muestras de fluido de formación en pozos revestidos. La herramienta tiene la capacidad de perforar un hueco a través del revestimiento y dentro de la formación medir la presión y tomar varias muestras de fluido. Al final de cada prueba se sella el hueco hecho en el revestimiento. En la figura 23 se observa la herramienta CHDT.

Otra herramienta, que aunque no es con wireline, es StethoScope, que permite realizar múltiples mediciones de presión de formación mientras se perfora un pozo. Los resultados de estas pre-pruebas permiten optimizar el peso del lodo, seleccionar los puntos más adecuados para revestimiento y posicionar los pozos, además de las aplicaciones que tienen las herramientas XPT y MDT, ya que al igual que éstas, StethoScope permite variar el volumen, tasa y presión de las pre-pruebas. La figura 24 muestra la herramienta StethoScope.

Figura 23 CHDT – Cased Hole Dynamics Tester



Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/production/brochures/wireline_cased_hole/analysis_behind_casing/chdt.ashx

Figura 24 StethoScope



Fuente: http://www.slb.com/services/drilling/lwd/formation_pressure/stethoscope.aspx

2.2 APLICACIONES DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN

Las pruebas realizadas con los probadores de formación permiten obtener valores de presión de formación y movilidad de fluido como se mostró en el capítulo 1. A partir de las mediciones de presión de formación se pueden estimar gradientes de fluido que permiten determinar varias características de los fluidos de formación y del yacimiento. Además, los probadores de formación tienen la capacidad de realizar un análisis de fluido en fondo y tomar muestras representativas de fluido de formación para posteriores análisis PVT en laboratorio.

2.2.1 Estimación de gradientes de fluido

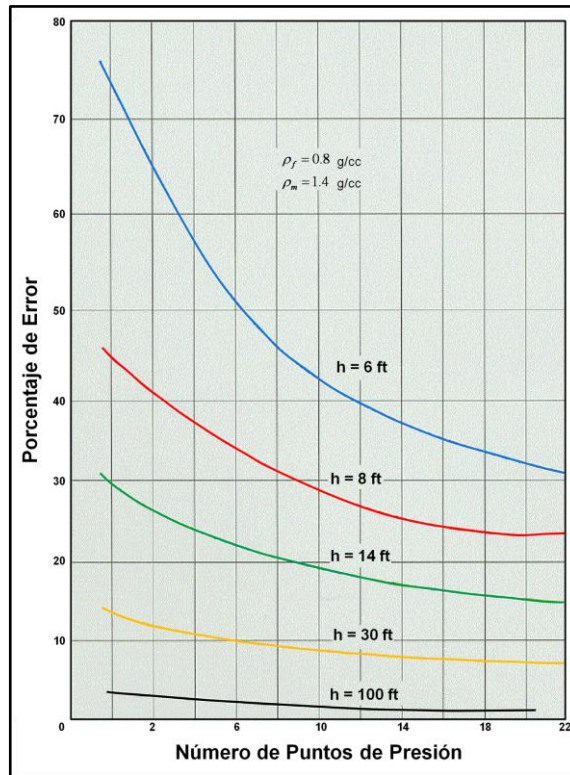
La distribución vertical de las presiones hidrostática y de formación, medidas por un probador de formación con wireline, se puede usar para construir perfiles de presión de lodo y de yacimiento. En el caso de la presión de formación, se pueden trazar gradientes de fluido que permiten:

- Determinar densidad del fluido de yacimiento
- Identificar barreras de permeabilidad
- Identificar contactos de fluidos de yacimiento

La precisión de estos gradientes depende fuertemente del espesor de la formación y del número de puntos tomados. En la figura 25 se muestra el porcentaje de error que resulta del trazado de gradientes de formación para diferentes espesores de arena y número de puntos de presión tomados. Se puede observar que entre más puntos se tomen y mayor sea el espesor de la arena, menor será el error en el gradiente estimado. Cuando se trazan gradientes de fluido en yacimientos vírgenes, prevalecen las condiciones de equilibrio que fueron establecidas en el curso del tiempo geológico.

Por lo tanto, a partir de dichos gradientes se puede obtener la densidad y los contactos de fluidos originales, así como la presencia de barreras de permeabilidad absoluta.

Figura 25 Precisión de gradientes de fluido



Fuente: SCHLUMBERGER. Wireline formation testing and sampling. Schlumberger Wireline & Testing. Houston, Texas. 1996, p. 8-4. Modificado por el autor.

2.2.1.1. Cálculo de la densidad del fluido de formación. La densidad del fluido presente como fase continua en el yacimiento a partir de un gradiente se puede calcular de la siguiente forma:

$$\frac{dP}{dz} = 0.433 \cdot \rho_f \cdot g \cdot \cos(\theta) \quad (44)$$

Donde z es la profundidad medida a lo largo de la trayectoria del pozo, además:

$\frac{dP}{dz}$ Gradiente de fluido de formación, psi/ft

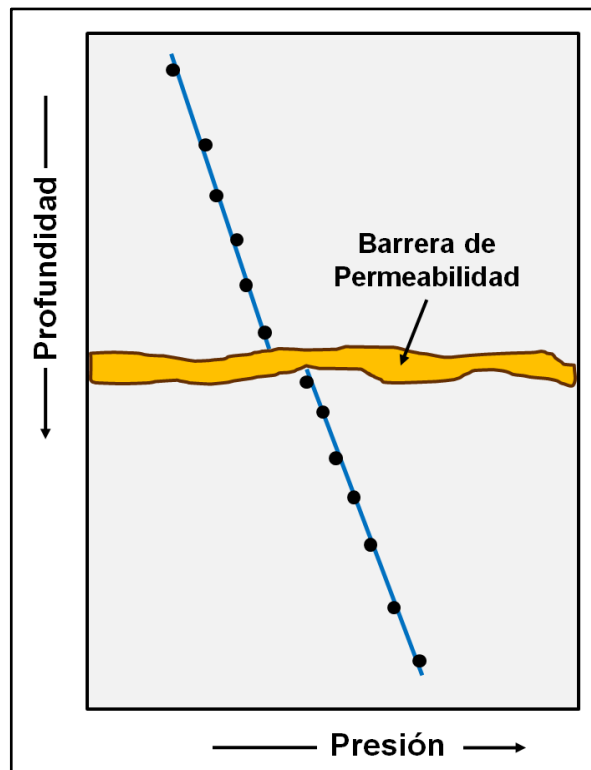
ρ_f Densidad del fluido como fase continua en yacimiento, lb/ft³

g Aceleración de la gravedad, ft/hr²

θ Angulo de desviación del pozo, grados

2.2.1.2. Identificación de barreras de permeabilidad. A lo largo del tiempo geológico, las barreras de flujo evitan que los fluidos de formación alcancen el equilibrio, provocando una diferencia de potencial a cada lado de la barrera. En la figura 26 se observa cómo se logra identificar una barrera de permeabilidad entre dos capas a partir de la diferencia de potencial existente entre ellas:

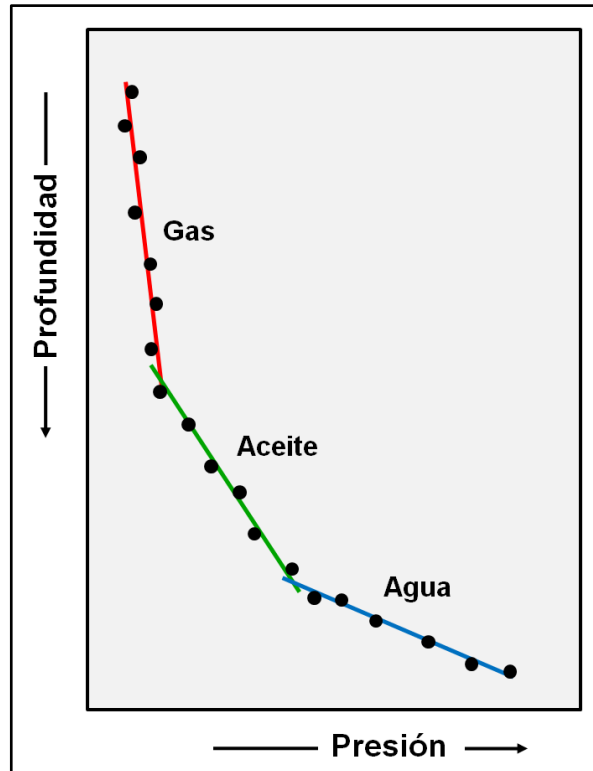
Figura 26 Identificación de barreras de permeabilidad



Fuente: SCHLUMBERGER. Fundamentals of formation testing. Schlumberger Marketing Communications. Sugar Land, Texas. 2006, p. 133. Modificado por el autor.

2.2.1.3. Identificación de contactos de fluidos. Otra de las aplicaciones que puede tener el trazado de gradientes de fluido en yacimientos vírgenes es la identificación de los contactos de fluido originales en el yacimiento. Esto se hace observando el cambio en los gradientes como se puede ver en la figura 27.

Figura 27 Identificación de contactos de fluidos



Fuente: SCHLUMBERGER. Wireline formation testing and sampling. Schlumberger Wireline & Testing. Houston, Texas. 1996, p. 8-6. Modificado por el autor.

Además, para un mismo pozo, los gradientes de fluido trazados en un yacimiento virgen se pueden luego comparar con el perfil de presiones versus profundidad mostrado en el mismo yacimiento ya desarrollado, permitiendo identificar si hay flujo vertical en el yacimiento, mejorar la identificación de comunicación hidráulica entre formaciones atravesadas por varios pozos o detectar el movimiento de los contactos de fluido.

2.2.2 Muestreo de fluidos

La herramienta MDT ha sido desarrollada también para permitir la toma de muestras representativas de fluidos de formación. El fluido que ingresa a la herramienta se expulsa hacia la columna de lodo hasta que se considera representativo de la formación y se envía a las cámaras de muestra, permitiendo la toma de varias muestras de alta calidad en una sola corrida. Existen varios inconvenientes que se suelen presentar durante las operaciones de muestreo y que la herramienta MDT, gracias a su diseño, intenta superar. Entre ellos se encuentran:

- Invasión de filtrado de lodo: Hace que se requieran mayores tiempos de operación para poder tomar una muestra de fluido que realmente sea de la formación. La herramienta MDT cuenta con una celda de resistividad donde se mide esta propiedad durante la operación, permitiendo discriminar entre filtrado de lodo (menos resistivo si es lodo base agua) y fluido de formación (más resistivo si es hidrocarburo). Además, MDT cuenta con un módulo de bombeo (MRPO) que permite expulsar fluidos no deseados durante el muestreo y de esta manera llenar las cámaras de muestra con fluido de formación representativo.
- Invasión de filtrado de lodo base aceite: En este caso las mediciones de resistividad no permiten distinguir entre el filtrado y el fluido de formación. Para ello, la herramienta MDT cuenta con un módulo de análisis óptico (MRFA) que permite diferenciar el tipo de fluido (agua, aceite o gas) que está pasando a través de la línea de flujo durante el muestreo.
- Alta caída de presión durante el muestreo: Hace que las condiciones del fluido que se está tomando caigan por debajo de su punto de saturación, haciendo que la muestra no sea representativa de las condiciones reales del yacimiento. En el caso del aceite se liberaría el gas de solución, mientras que en gas condensado se condensarían los líquidos. Para evitar

esto, la herramienta MDT permite controlar la tasa de flujo de las bombas desde superficie, que a su vez restringen la caída de presión durante el muestreo.

- Condiciones difíciles de la formación: En casos de formaciones con baja permeabilidad, arcillosas, laminadas o fracturadas, la probeta convencional para el muestreo puede presentar varios inconvenientes debido a sus limitaciones en cuanto al sello contra la formación y área de flujo. Para ello, la herramienta MDT cuenta con un módulo de doble empaque (MRPA) que permite obtener un mejor sello contra la formación gracias a sus empaques inflables, además de un mayor área de flujo. De esta forma, se pueden lograr condiciones más adecuadas para obtener una muestra representativa del fluido de formación.

Además, la herramienta MDT cuenta con un diseño especial de probeta que permite obtener en menos tiempo un nivel de contaminación muy bajo en la muestra. Vale la pena resaltar los aspectos importantes que se deben tener en cuenta para la toma de muestras representativas de fluido de formación para un análisis PVT (ver sección 2.3.1):

- Un sistema que permita disminuir la contaminación de la muestra, retirando fluido no deseado; módulo de bombeo, MRPO.
- Un sistema que permita detectar la calidad del fluido que se está tomando; módulo de análisis óptico, MRFA.
- Un sistema que permita almacenar de manera adecuada el fluido que se está tomando; módulo multi-muestra, MRMS.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN

2.3.1 MDT – Modular Formation Dynamics Tester

La herramienta MDT cuenta con varios módulos, cada uno con una función y características específicas. Algunos de dichos módulos se encuentran básicamente en todas las configuraciones de la herramienta, mientras que otros pueden ser adicionados a la misma dependiendo del trabajo que se requiera realizar.

Las principales aplicaciones que tiene la herramienta MDT son:

- Mediciones de presión de formación, estimación de gradientes de fluido e identificación de contactos
- Toma de muestras de fluido de formación y análisis de fluido en fondo
- Cálculo de la movilidad a partir del análisis de caída de presión en las pre-pruebas
- Determinación de la permeabilidad y anisotropía de la permeabilidad
- Determinación de los esfuerzos in situ y pruebas de mini-fracturamiento

La herramienta MDT es compatible con el sistema de telemetría por cable (CTS) y normalmente se combina con otros sistemas para control de la profundidad y monitoreo de la tensión. Se pueden usar otras herramientas por cable debajo de la sarta MDT si sus módulos se usan a través de cable.

El diámetro nominal externo de la herramienta es de 4.75”, permitiendo su uso en huecos hasta de 6”. Los pistones telescópicos que posee la herramienta, le permiten extenderse hasta 14.25” haciendo posible las mediciones en zonas de washout.

Las limitaciones de la herramienta en cuanto a temperatura y presión son:

- 400 °F. 350 °F si se usa un sensor de cristal de cuarzo (CQG)
- 20000 psi. 15000 psi si se usa un sensor de cristal de cuarzo (CQG)

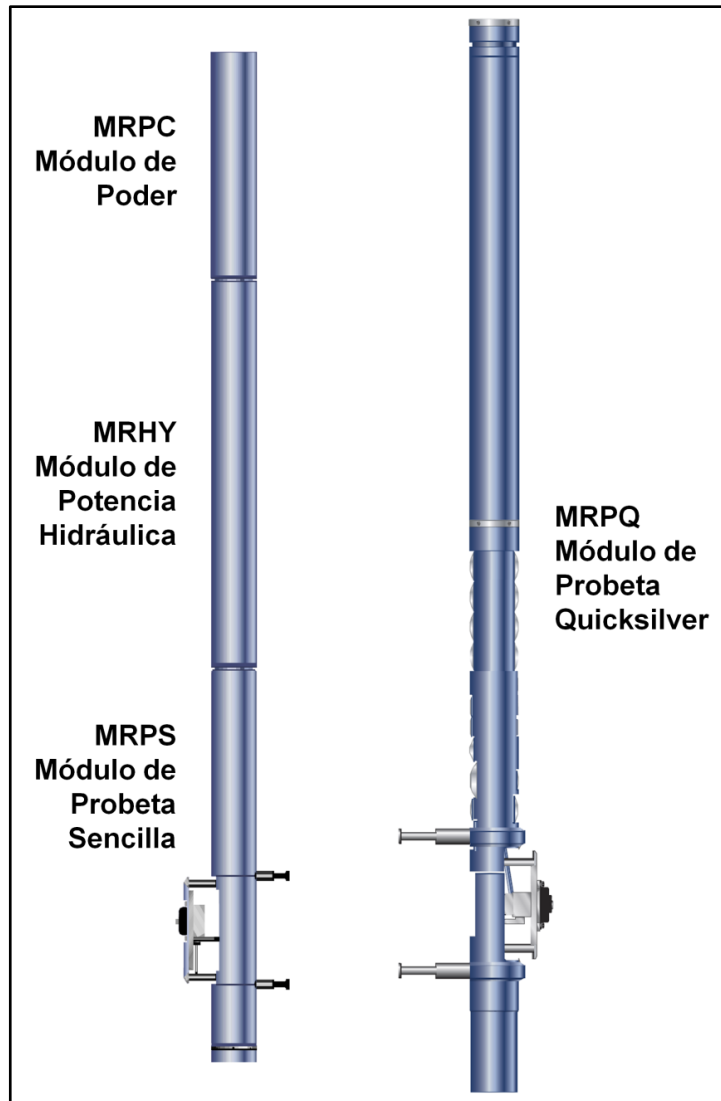
El sensor de cristal de cuarzo, CQG, tiene una precisión de ± 2 psi para todo el rango y una resolución de 0.01 psi. Existe una versión de la herramienta MDT para ambientes de alta presión (HP MDT) que puede soportar hasta 25000 psi y 350 °F. Se recomienda usar esta versión de la herramienta sólo si la presión hidrostática es mayor a 20000 psi.

La herramienta MDT cuenta con una línea de flujo y un bus hidráulico. La línea de flujo pasa a través de todos los módulos, excepto por el módulo de poder, MRPC, permitiendo que los demás módulos puedan ser ubicados en cualquier parte de la sarta MDT. El bus hidráulico establece la comunicación hidráulica entre el modulo de potencia hidráulica, MRHY, y el modulo de probeta sencilla, MRPS. Todo modulo que necesite conexión hidráulica deberá estar conectado a él y quien no tenga dicha conexión, no podrá estar ubicado entre los módulos MRHY y MRPS.

Los siguientes módulos componen la herramienta MDT básica que no incluye los requeridos para realizar muestreo de fluidos de yacimiento ni otros trabajos especiales como mini-fracturamiento, determinación de anisotropía de permeabilidad o esfuerzos in situ. La figura 28 muestra la configuración básica de la herramienta MDT. Los módulos mencionados son:

2.3.1.1. MRPC – Módulo de poder. El módulo MRPC es el encargado de convertir la corriente alterna (CA) que viene de superficie, en corriente directa (CD) requerida por todos los demás módulos en la herramienta. Por esta razón, el módulo MRPC debe ir siempre en la parte superior de la herramienta.

Figura 28 Configuración básica de MDT



Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/insitu_fluid/mdt_brochure.ashx

2.3.1.2. MRHY – Módulo de potencia hidráulica. El módulo MRHY contiene un motor y una bomba hidráulica que se utilizan para asentar o retirar los módulos que contienen las probetas. Tiene un sistema de emergencia para cerrar los módulos de las probetas en caso de una falla de potencia. Normalmente, el módulo MRHY se ubica junto al módulo que contiene la probeta.

2.3.1.3. MRPS – Módulo de probeta sencilla. El módulo MRPS contiene la probeta junto con:

- Empaques y pistones telescópicos
- Sensores de presión
- Sensores de temperatura y resistividad del fluido
- Facilidad de la pre-prueba (cámara de pre-prueba de 20 cc)

La probeta contenida en el módulo MRPS se asienta contra la pared del hueco y establece un camino sellado para el fluido desde la formación hasta la línea de flujo. El volumen, la tasa y la caída de presión se pueden controlar desde superficie para ajustarse a cualquier situación de prueba. Existen varias versiones del módulo MRPS y se clasifican dependiendo si contienen o no un sensor de cuarzo (CQG), están adaptados o no a alta presión y si funcionan o no con cable (through-wired). Éste módulo se puede ubicar en cualquier parte de la herramienta, pero siempre debe estar conectado al módulo de potencia hidráulica, MRHY.

2.3.1.4. MRPQ – Módulo de probeta Quicksilver. El módulo MRPQ es un diseño de nueva generación de las probetas para muestreo de fluidos, aunque también cumple las mismas funciones del módulo de probeta sencilla, MRPS. Usa un arreglo de probeta para muestreo enfocado, midiendo la presión y realizando la toma de muestras de fluido de formación. La principal característica del módulo MRPQ son las dos zonas de muestreo en el arreglo de la probeta; una zona perimetral y una central, conectadas a las líneas de flujo de guarda y de muestra respectivamente. La línea de flujo de guarda está diseñada para recibir principalmente filtrado de lodo de la zona invadida, mientras que la línea de flujo de muestra recibe principalmente fluido de formación no contaminado. Esto permite obtener muestras de fluido más rápido y con contaminación reducida, lo que las hace más representativas.

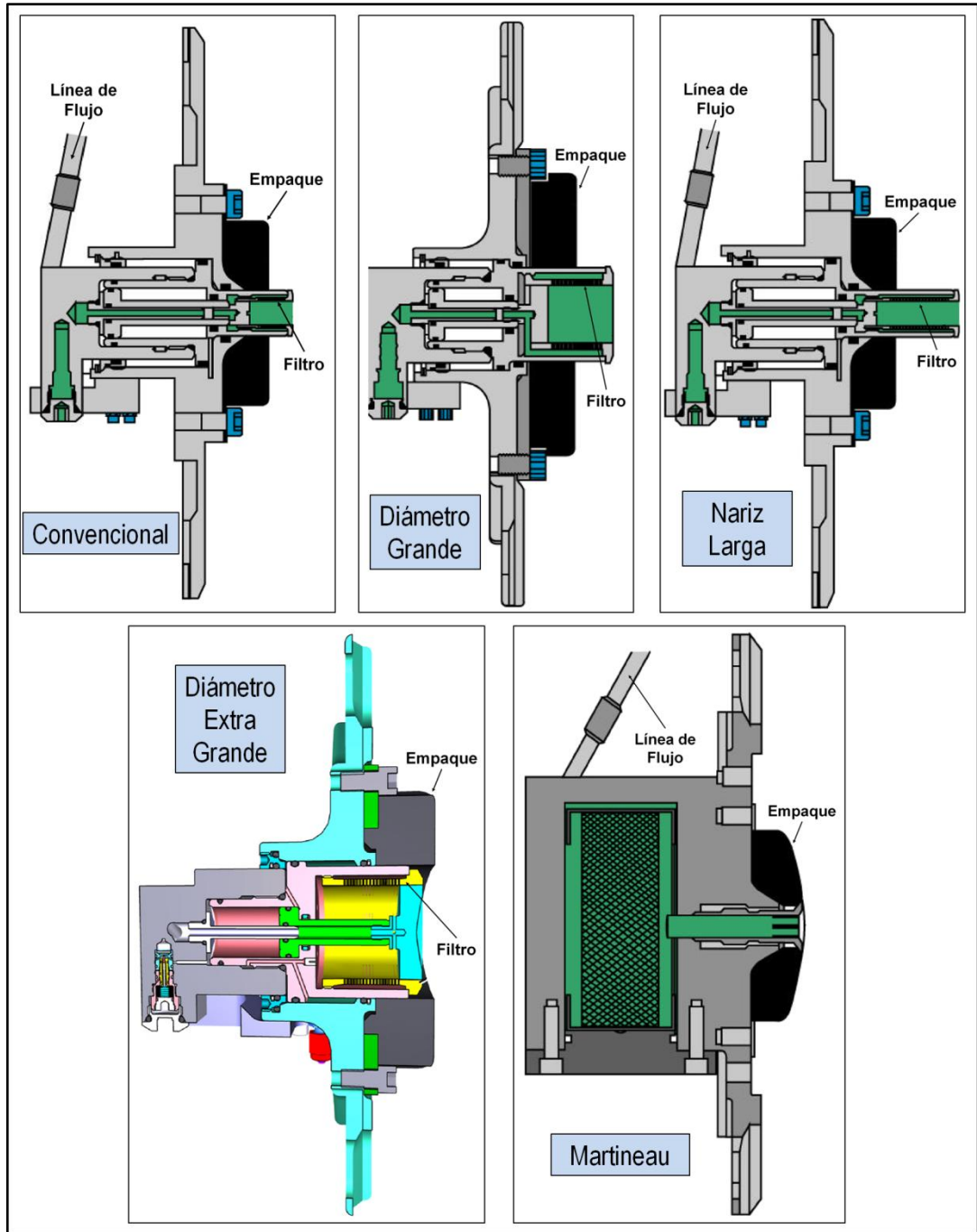
2.3.1.5. Tipos de probetas. Existen tres parámetros básicos que describen una probeta:

- Área transversal de entrada, CSA: Es el área superficial de la pared del hueco que está sellada frente a la probeta y a través de la cual pasa el fluido hacia la herramienta. Se debe escoger una probeta con menor CSA cuando se tienen problemas de torta de lodo excesiva o pérdida de partículas de la formación que pueden taponar la probeta. Una mayor CSA es adecuada en formaciones de baja permeabilidad o no consolidadas, ya que se disminuye la caída de presión y el tiempo para hacer las pruebas y muestreos, además de aumentar la tasa de flujo efectiva en formaciones de baja permeabilidad.
- Área de filtro, FA: Es el área disponible en la probeta para manejar material extraño y evitar que se tapone.
- Tamaño de filtro, FS: Corresponde a las dimensiones de los filtros en la probeta con los que se busca evitar que los sólidos que ingresen a la misma, la taponen.

Todas las probetas, excepto la probeta Martineau, tienen un filtro pistón que remueve los sólidos atrapados en los filtros cuando se retira la herramienta. Las probetas se pueden configurar con diferentes opciones de filtros y empaques, y se pueden tener más de dos módulos de probeta sencilla, MRPS, en la sarta de la herramienta. Esto permite optimizar las probetas para trabajos específicos como en rocas duras o suaves. La figura 29 muestra los tipos de probetas utilizados.

A continuación se hace una breve descripción de las características más importantes de las diferentes probetas disponibles para el modulo de probeta sencilla, MRPS:

Figura 29 Tipos de probetas



Fuente: ROSS, S y YONG, X. MRPS/MRPQ optional probes. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010.

Probeta convencional o estándar. Esta probeta es adecuada en formaciones consolidadas y de permeabilidad normal. Sus principales características son:

- Área transversal de entrada: 0.15 in^2 . Empaque de área grande: 3.976 in^2 .
- Área de filtro: 1.24 in^2 .
- Tamaño de filtro: Convencional: $0.018''$. Opcional: $0.012''$.

Hay seis opciones de empaques para esta probeta:

- Empaque estándar: Tiene $3.27''$ de diámetro y se puede usar en cualquier tamaño de hueco.
- Empaque reforzado: Tiene $3.27''$ de diámetro y un inserto de metal que ayuda a disminuir el desgaste de la probeta en ambientes de alta presión. Es mejor que el empaque estándar en pozos con lodo base aceite.
- 3 empaques para ambientes de altas temperaturas: Todos con $3.27''$ de diámetro, pero diferenciados por el radio de la curvatura en la cara del empaque; $3.25''$, $3.5''$ y $4.5''$.
- Empaque de área grande: Aumenta el área efectiva de la probeta a 3.976 in^2 . Ofrece ventajas en formaciones de baja permeabilidad y no consolidadas, al disminuir la caída de presión durante las pruebas, aunque puede atrapar gran cantidad de torta de lodo en frente de la probeta cuando se asienta, lo que puede taponar los filtros.

Probeta de diámetro grande. Esta probeta tiene un área transversal de entrada mayor a la de la probeta convencional, lo cual permite reducir la caída de presión en la formación. Sus principales características son:

- Área transversal de entrada: 0.85 in^2 .
- Área de filtro: 4.34 in^2 .
- Tamaño de filtro: $0.012''$ y $0.018''$.

Se puede usar de manera opcional un empaquetamiento con grava junto al filtro de 0.012" para una mejor filtración de arenas finas. Esta probeta puede presentar inconvenientes si se produce una cantidad considerable de arena de la formación o si la torta de lodo es muy espesa. Hay cinco opciones de empaques para esta probeta, todas con 4.78" de diámetro, pero diferenciados por el radio de la curvatura en la cara del empaque:

- Empaque estándar: 4.5".
- Otros cuatro: 6", 3.25", 3.25" y 4.5".

Probeta de diámetro extra grande. Esta probeta es adecuada en formaciones de baja porosidad o baja permeabilidad y en huecos con fluidos de alta viscosidad. Sus principales características son:

- Área transversal de entrada: 2.01 in².
- Área de filtro: 4.67 in².
- Tamaño de filtro: 0.012".

Esta probeta tiene un área transversal de entrada mucho mayor que las probetas anteriores, reduciendo la caída de presión en la formación y el tiempo requerido para tomar muestras de fluido. Las opciones de empaques para esta probeta son las mismas que tiene la probeta de diámetro grande.

Probeta de nariz larga. Esta probeta está diseñada para trabajar en formaciones de alta permeabilidad, no consolidadas o con daño por la perforación y en ambientes con torta de lodo espesa. Sus principales características son:

- Área transversal de entrada: 0.15 in².
- Área de filtro: 1.73 in².
- Tamaño de filtro: 0.018".

Hay que tener en cuenta que al tener menor área de flujo disponible, esta probeta incrementa la caída de presión y puede causar la producción de arena en formaciones no consolidadas. La utilidad de esta probeta en este tipo de formaciones depende de qué tan consolidada sea la formación y de la caída de presión durante la prueba. Los empaques disponibles para esta probeta son el estándar y el reforzado, también usados en la probeta convencional.

Probeta Martineau. Esta probeta está diseñada para trabajar en arenas suaves, plásticas y arcillosas. Sus principales características son:

- Área transversal de entrada: 0.126 in^2 .
- Área de filtro: 20.69 in^2 .

Sus principales desventajas son:

- Mayor posibilidad de taponamiento de los filtros de la probeta debido a que no se cuenta con un filtro pistón.
- Incremento de la caída de presión en la formación debido a que tiene el área transversal de entrada más pequeña de todas las probetas.

Una de las ventajas de esta probeta es el uso de un filtro canister en lugar de los filtros normales de las otras probetas, teniendo un área de filtro disponible de 20.69 in^2 , mucho mayor que el de las demás probetas. El único empaque disponible para esta probeta es el empaque estándar, usado también en la probeta convencional.

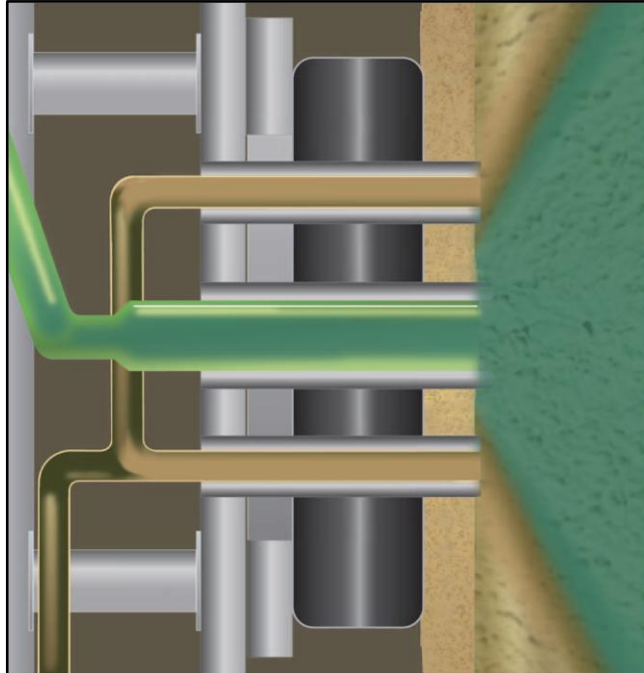
Probeta Quicksilver. Como se dijo anteriormente, esta probeta es especial para obtener muestras más representativas de fluido de formación, ya que cuenta con dos líneas de flujo; una para la muestra limpia y otra para el filtrado de lodo.

La línea de muestra de esta probeta es muy similar a la del módulo de probeta sencilla, MRPS, mientras que la línea de guarda tiene un sistema de filtración diferente. En la figura 30 se observa la probeta quicksilver. Hay dos opciones de empaques para esta probeta, ambos con reforzamiento interno para evitar el taponamiento de la probeta y el daño de los empaques:

- Empaque alineado con 9" de diámetro: Diseñado para trabajar en tamaños de hueco entre 8.5" y 10".
- Empaque alineado con 12.25" de diámetro: Diseñado para trabajar en tamaños de hueco entre 10" y 12.25".

La probeta Quicksilver se puede utilizar con una probeta de diámetro grande o extra grande, cerrando la línea de flujo de guarda con un tapón.

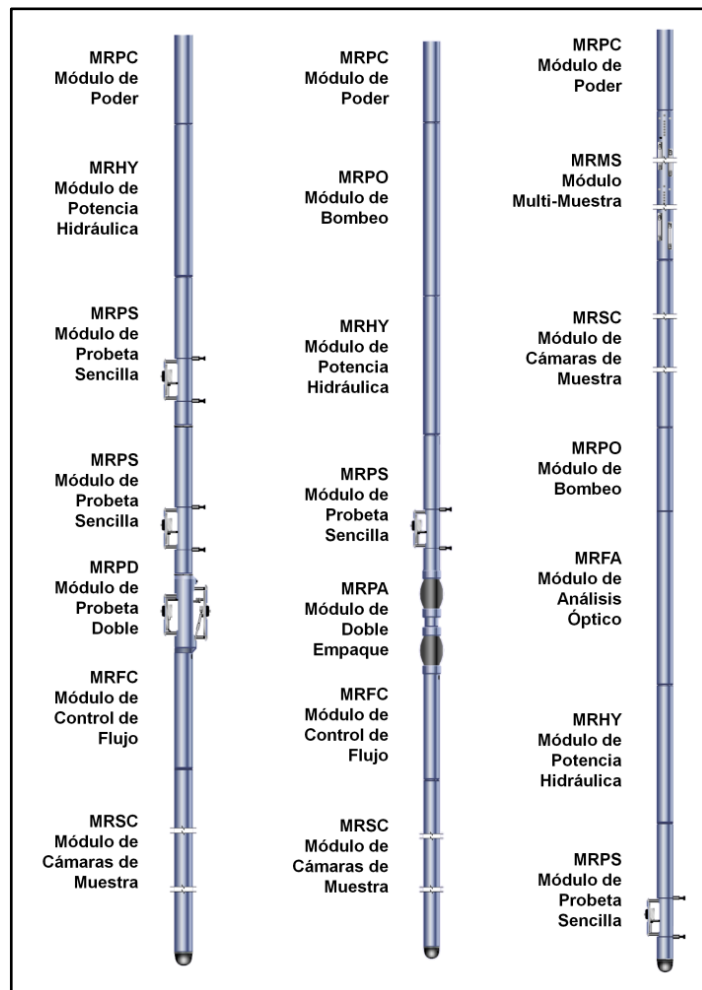
Figura 30 Probeta Quicksilver



Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/insitu_fluid/quicksilver_probe_brochure.ashx

Los siguientes módulos pueden ser adicionados a la configuración de la herramienta MDT dependiendo del trabajo requerido. En estos módulos se incluyen los necesarios para realizar muestreo de fluidos de formación, así como la determinación de anisotropía de permeabilidad y esfuerzos in situ. La figura 31 muestra varias configuraciones opcionales de la herramienta MDT.

Figura 31 Configuraciones opcionales de MDT



Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/insitu_fluid/mdt_brochure.aspx. Modificado por el autor.

2.3.1.6. MRPO – Módulo de bombeo. El módulo MRPO contiene una bomba y un pistón que pueden ser usados con varios fines:

- Bombear fluido no deseado hacia la columna de lodo durante el muestreo, con el fin de obtener muestras representativas de fluido de formación.
- Bombear fluido de una parte de la herramienta a otra. Por ejemplo, desde el módulo de cámara de muestras hacia los empaques inflables en el módulo de doble empaque, MRPA.
- Bombear fluido desde el pozo hacia la formación para trabajos de mini-fracturamiento.

La bomba puede operar a una presión máxima de 3500 psi, aunque normalmente opera a 800 psi, bombeando fluido a 0.6 gal/min. Este módulo se puede ubicar en cualquier parte de la sarta MDT bajo el módulo de poder, MRPC, aunque debido a su alto consumo de energía, se debe ubicar lo más cerca posible a éste último módulo.

2.3.1.7. MRFA – Módulo de análisis óptico. El módulo MRFA utiliza técnicas ópticas para detectar y cuantificar el tipo de fluido que pasa a través de la línea de flujo. Para la detección de agua y aceite se usa la espectrometría de luz visible y cercana a la infrarroja, mientras que para la detección de gas se usan técnicas de reflexión. Normalmente, este módulo se ubica junto al módulo que contiene la probeta en operaciones de muestreo de fluidos.

2.3.1.8. MRSC – Módulo de cámaras de muestra. El módulo MRSC tiene disponibles tres tamaños de cámaras de muestra:

- 1 galón y 2.75 galones: Están disponibles en versiones protegidas o no contra H₂S. Se pueden ubicar en cualquier lugar de la sarta de la herramienta.

- 6 galones: Sólo se puede ubicar en la parte inferior de la herramienta, ya que no tiene línea de flujo. Se pueden añadir más cilindros de muestra, expandiendo el volumen en múltiplos de 6 galones y teniendo en cuenta las restricciones de peso de la herramienta.

En la parte superior de cada cámara de muestra se encuentra una válvula que permite tomar muestras de fluido en cualquier cámara y en cualquier orden.

2.3.1.9. MRMS – Módulo multi-muestra. El módulo MRMS contiene seis cámaras de muestra, cada una de 450 cc, que permiten tomar muestras de fluido de formación de alta calidad para análisis PVT en laboratorio. Dadas sus características, las cámaras de muestra se pueden retirar fácilmente de la herramienta en superficie para llevarlas al laboratorio, por lo que no se necesitan mayores cuidados durante la transferencia en el sitio del pozo. Este módulo puede utilizar dos tipos de cámaras de muestra:

- MPSR – Recipiente de Muestra: Almacena 450 cc de fluido con cualquier concentración de H₂S a condiciones máximas de 400 °F y 20000 psi.
- SPMC – Multi-Cámara de Una Fase: Almacena 250 cc de fluido en una sola fase gracias a que la muestra es presurizada con nitrógeno.

Este módulo se puede combinar con el módulo de cámaras de muestra, MRSC, ofreciendo la posibilidad de obtener mayor número de muestras, limitado solamente por la resistencia del cable y las condiciones del pozo.

2.3.1.10. MRFC – Módulo de control de flujo. El módulo MRFC es básicamente una cámara de pre-prueba de 1 L donde se puede medir y controlar con precisión la tasa de flujo. Gracias a ello, este módulo puede crear un pulso de presión mayor en la formación, requerido para las mediciones realizadas con módulos multi-probeta.

También se puede utilizar durante el muestreo cuando se necesite controlar la tasa de flujo, aunque el volumen estará limitado a 1 L.

2.3.1.11. MRPD – Módulo de probeta doble. El módulo MRPD contiene dos probetas separadas 180° una de la otra en el mismo bloque. Este módulo normalmente se combina con el de probeta sencilla, MRPS, formando un sistema multi-probeta que permite realizar mediciones para determinar la anisotropía de permeabilidad cercana al pozo. Las probetas vertical (la de MRPS) y horizontal (una de las de MRPD) sirven para monitorear la presión, mientras que la otra probeta del módulo MRPD (probeta de succión) se usa para tomar fluido de formación hacia la cámara de muestra de 1 L en el módulo MRFC, razón por la cual éste último módulo se ubica justo debajo del módulo MRPD. Gracias a estas combinaciones, se pueden realizar pruebas de interferencia para monitorear la comunicación de presión entre formaciones adyacentes, así como utilizar diferentes tipos de probetas en condiciones difíciles de pruebas.

2.3.1.12. MRPA – Módulo de doble empaque. El módulo MRPA consta de dos empaques inflables que se asientan contra la pared del hueco y permiten aislar un intervalo entre 3 y 11 pies de formación, proporcionando un área transversal de flujo mucho mayor que la ofrecida por cualquier tipo de probeta. Los empaques se inflan mediante el módulo de bombeo, MRPO. El módulo MRPA permite realizar muestreo de fluidos y mediciones de presión donde las probetas tienen grandes dificultades, como en formaciones laminadas, arcillosas, fracturadas o de baja permeabilidad. Se pueden realizar pruebas a una tasa de flujo mayor sin caer por debajo del punto de saturación y estimar la permeabilidad con un radio de investigación de varias decenas de pies. Además, con este módulo se pueden realizar pruebas de interferencia, DSTs, mini-fracturamientos y pruebas para determinar los esfuerzos in situ.

La tabla 2 muestra el número máximo de módulos que puede soportar la sarta MDT.

Tabla 2 Número máximo de módulos en MDT

Módulo	Máximo en sarta MDT
Poder, MRPC	1
Potencia hidráulica, MRHY	3
Probeta sencilla, MRPS	3
Cámaras de muestra, MRSC	12
Bombeo, MRPO	2
Análisis óptico, MRFA	1
Multi-muestra, MRMS	2
Probeta doble, MRPD	3
Control de flujo, MRFC	3
Doble empaque, MRPA	1

Fuente: SCHLUMBERGER. Wireline formation testing and sampling. Schlumberger Wireline & Testing. Houston, Texas. 1996, p. 4-47.

2.3.2 XPT – Pressure Xpress Tool

La herramienta XPT funciona bajo un principio mecánico a diferencia del MDT que funciona bajo un principio hidráulico. Las principales aplicaciones del XPT son:

- Medición de la presión de formación
- Estimación de gradientes de presión
- Cálculo de movilidad de fluido

Las dos últimas versiones de la herramienta XPT son XPT-B y XPT-C.

En la tabla 3 se muestra una comparación de las principales características entre las herramientas MDT y XPT (B y C).

Tabla 3 Comparación entre MDT y XPT

	MDT	XPT – B	XPT – C
Longitud, ft	Variable	21.31	21.55
Peso, lb	Variable	2000	
Diámetro externo	5"	3.375" (3.875" en la sección de la probeta)	
Tamaños de hueco	6" – 14"	4.75" – 14.9"	
Máxima temperatura, °F	400 (350 con CQG)	300	320
Máxima presión, psi	20000 (15000 con CQG)	20000 (15000 con CQG)	
Tasa de flujo, cc/s	0.5 – 2	0.05 – 2	0.02 – 2
Volumen de pre-prueba, cc	20	35	
Volumen de línea de flujo, cc	125	56.73 (79.48 con CQG)	52.11 (74.86 con CQG)
Límite de tensión, lbf	50000	50000	
Límite de compresión, lbf	166000	22000	

Fuente: SCHLUMBERGER. XPT equipment guidelines. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010, p. 7.

Algunas de las ventajas que tiene el XPT son:

- Posibilidad total de combinar con otras herramientas de registros
- Sensores de presión de alta resolución
- Menor volumen de almacenamiento en la línea de flujo

- Control más preciso y rango más amplio en las pre-pruebas (en cuanto a volumen y tasa de flujo)
- Posibilidad de trabajar en diámetros de hueco menores a los que se pueden trabajar con MDT
- Posibilidad de ubicarse en cualquier lugar de una sarta bajada con cable
- Menor tiempo de asentamiento y retiro de la herramienta
- Menor riesgo de pega gracias a su diseño de asentamiento
- Requiere sólo de la potencia eléctrica de superficie y no de la hidráulica ya que no es modular

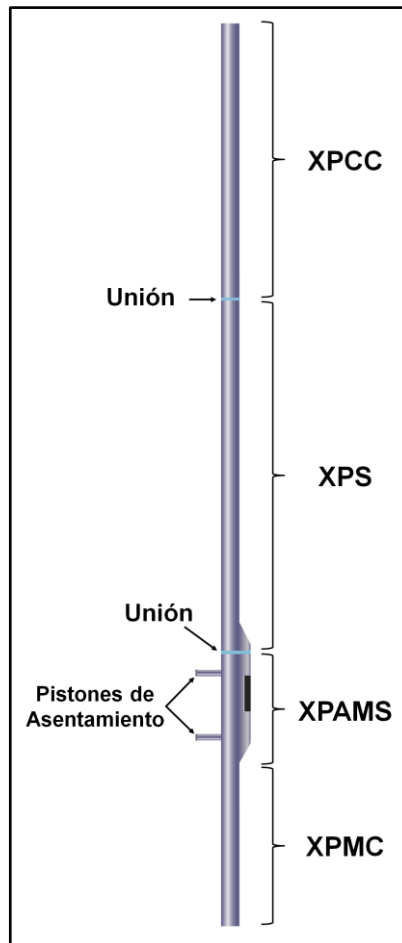
La herramienta XPT cuenta con dos componentes eléctricos (XPCC y XPMC), una sección mecánica (XPS) y un bloque donde se encuentra la probeta (XPAMS) como se muestra en la figura 32. Los componentes de la herramienta XPT son:

- XPCC - Componente eléctrico de control: Contiene toda la electrónica de control para el motor de la bomba hidráulica, el motor de pre-prueba, etc.
- XPS – Sonda del XPT: Contiene el motor de la bomba hidráulica, sensor de presión hidráulica, resortes de compensación de lodo y auto-retiro de la herramienta, entre otros.
- XPAMS – Sonda de asentamiento y medición: Contiene un bloque mecánico con el sistema de asentamiento de la herramienta y el arreglo empaque/probeta.
- XPMC – Componente eléctrico de medición: Contiene toda la electrónica de adquisición y control para los tres sensores de presión de la herramienta.

La herramienta cuenta con dos uniones; una entre XPCC y XPS, y la otra entre XPS y XPAMS que dividen la herramienta en tres partes con longitudes no mayores a 9 pies por cuestiones de transporte y flexibilidad. La herramienta XPT ofrece grandes ventajas para la realización de pre-pruebas en formaciones de baja permeabilidad ya que permite emplear tasas de flujo menores durante las mismas.

La herramienta tiene un diámetro externo de $3\frac{3}{8}$ " y de $3\frac{7}{8}$ " en la sección de la probeta, razón por la cual se puede usar en huecos de hasta $4\frac{3}{4}$ ". El sistema de asentamiento de la herramienta se ha optimizado para obtener un tiempo de retiro o asentamiento alrededor de 15 s o menos dependiendo del tamaño del hueco. Al igual que la herramienta MDT, XPT cuenta con un filtro pistón que evita que la probeta se tapone durante el asentamiento y remueve los sólidos atrapados mientras se retira la herramienta. Otro aspecto importante es el volumen reducido en la línea de flujo que permite disminuir el efecto de almacenamiento y mejorar la eficiencia de las mediciones.

Figura 32 Componentes de XPT



Fuente: SCHLUMBERGER. XPT equipment guidelines. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010, p. 7.

La herramienta XPT cuenta con dos sensores de zafiro (uno para medir presión hidrostática y otro para medir presión de formación) y uno de cristal de cuarzo, CQG, para medir presión de formación (ver tabla 4).

Tabla 4 Características de los sensores utilizados en XPT

Sensor	Rango de presión, psi	Rango de temperatura, °F	Posición en la línea de flujo	Precisión, psi	Resolución, psi
CQG	15000	350	Fondo	± 2	0.005
Zafiro (P _f)	20000	300	Fondo	± 5	0.04
Zafiro (P _m)	20000	300	Conectado a la columna hidrostática	± 5	0.04

Fuente: SCHLUMBERGER. XPT equipment guidelines. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010, p. 10.

Con el objetivo de cubrir diferentes rangos de tamaños de hueco, se han desarrollado cuatro paquetes para la herramienta XPT. Cada paquete cuenta con los pistones de asentamiento, zapatas de protección, empaques (similares a los del MDT), filtro especial y filtro pistón (ver tabla 5).

Tabla 5 Paquetes de asentamiento para XPT

Paquete	Tamaño de hueco
Muy pequeño	4.75" – 7"
Pequeño	5.6" – 9"
Mediano	7.4" – 11.5"
Grande	10" – 15.4"

Fuente: SCHLUMBERGER. XPT equipment guidelines. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010, p. 12.

2.4 TIPOS Y RESULTADOS DE PRE-PRUEBAS

Las pre-pruebas realizadas con los probadores de formación descritos anteriormente (MDT y XPT) pueden llevarse a cabo de diferentes formas:

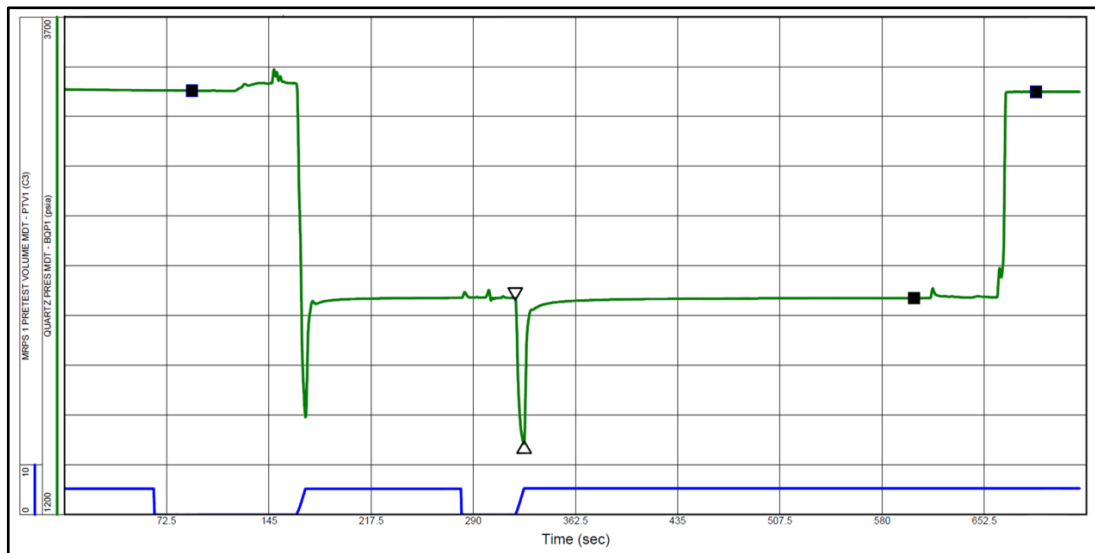
- Pre-prueba normal: Se realiza una pre-prueba de 20 cc a una tasa de flujo específica sin importar cuánto sea la caída de presión durante la pre-prueba.
- Pre-prueba volumétrica: La pre-prueba se realiza a una tasa de flujo y volumen (diferente de 20 cc) específicos, sin importar cuánto sea la caída de presión durante la pre-prueba.
- Pre-prueba de caída de presión: Se realiza la pre-prueba a una tasa de flujo específica hasta que la presión en el sensor caiga a un límite establecido, sin importar el volumen de fluido extraído durante la pre-prueba.
- Pre-prueba volumétrica con caída de presión: Se realiza la pre-prueba a una tasa de flujo específica hasta que la presión en el sensor caiga a un límite establecido ó el volumen de fluido extraído llegue también a un límite establecido por el Ingeniero.

La interpretación de las pruebas realizadas con los probadores de formación puede dar como resultado diferentes tipos de pre-pruebas en donde, dependiendo el caso, se reportan o no los valores de movilidad y presión de formación teniendo en cuenta si son representativos o no. A continuación se muestra la descripción y ejemplos de los diferentes resultados que se pueden dar a partir de la interpretación de las pre-pruebas. En las gráficas, la curva verde representa la presión medida y la azul el volumen de fluido extraído de la formación.

2.4.1 Pre-prueba buena

En este tipo de pruebas se presenta buena estabilización y se observa buena repetibilidad en los valores de presión de formación entre pre-pruebas, permitiendo obtener un valor confiable de presión de formación y movilidad. Normalmente, la tasa de estabilización se considera buena si es menor a 0.1 psi/min y se presenta en un tiempo considerablemente corto. La tasa y el volumen extraído de fluido permiten que haya una caída de presión suficiente para que se logre una restauración adecuada a la presión de formación. En la figura 33 se muestra un ejemplo de una pre-prueba buena:

Figura 33 Ejemplo de pre-prueba buena

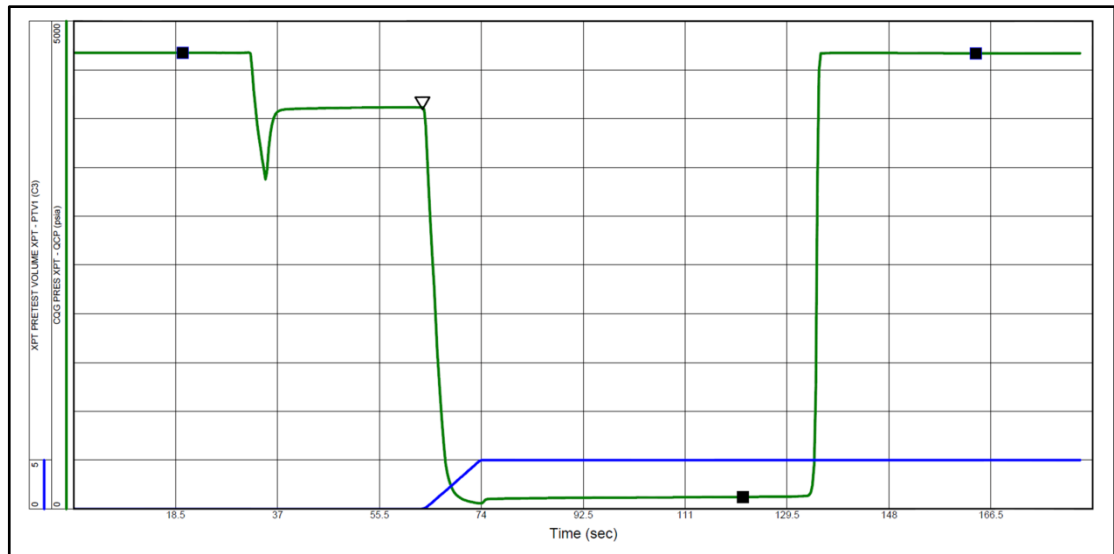


Fuente: El autor

2.4.2 Pre-prueba seca

En este tipo de pruebas se suele presentar una caída de presión bastante fuerte (hasta un valor cercano a 0 psi) y no se observa restauración a la presión de formación como lo muestra la figura 34.

Figura 34 Ejemplo de pre-prueba seca



Fuente: El autor

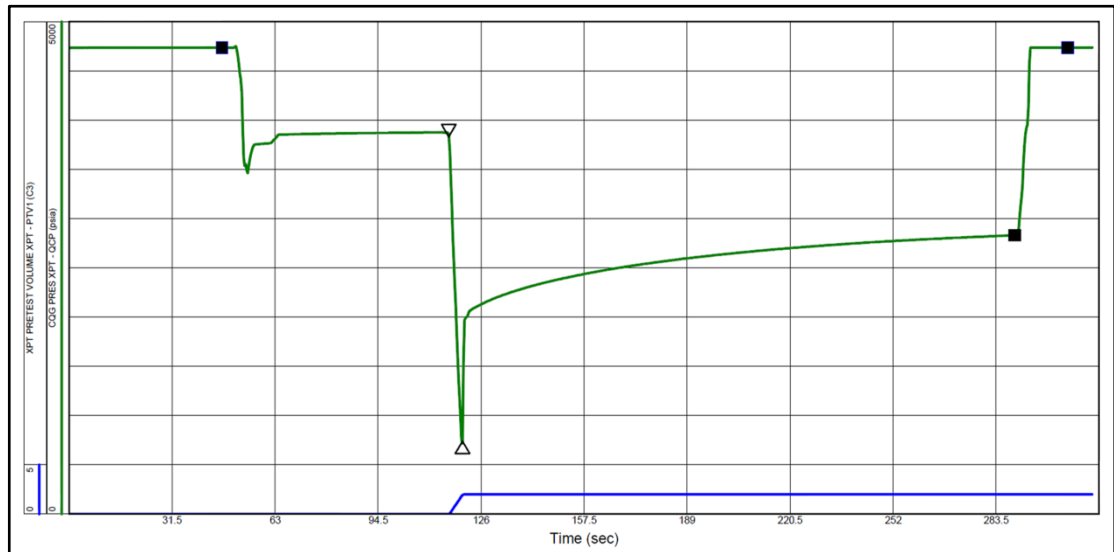
Este perfil de presión puede ser resultado de una baja movilidad de fluido o una baja presión de formación. En estas pruebas, se intenta extraer un volumen de fluido que la formación, por las razones citadas, no es capaz de aportar, generándose una especie de vacío en la línea de flujo de la herramienta. La baja movilidad que puede inducir una prueba seca, normalmente es producto de una baja permeabilidad de la formación, aunque también puede ser resultado de una alta viscosidad del fluido. Hay que tener en cuenta que en formaciones aparentemente con una buena permeabilidad, se pueden presentar pruebas secas debido a la reducción de permeabilidad posiblemente provocada por algunos agentes de puenteo en el lodo de perforación o incluso por sólidos de la formación si ésta no es bien consolidada. Como resultado, los datos obtenidos de movilidad y presión de formación para este tipo de pruebas, no son ni siquiera registrados.

2.4.3 Pre-prueba apretada

En la figura 35 se muestra un ejemplo de este tipo de pruebas características en formaciones de baja permeabilidad donde no se presenta restauración a la presión de formación. Durante la restauración de presión, se observa que la presión aumenta sin llegar nunca a un valor estable, dando como resultado un perfil característico en las derivadas de presión respecto al tiempo como el mostrado en la figura 36, donde la curva azul corresponde a la derivada esférica y la verde a la derivada radial.

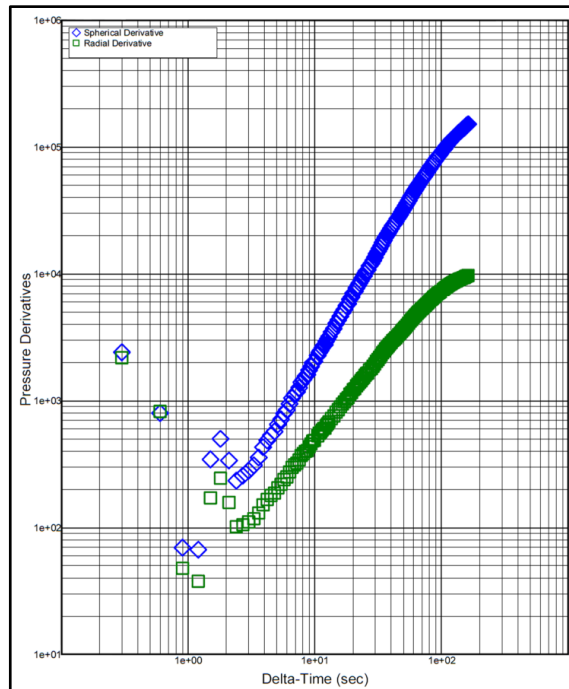
La movilidad y presión de formación obtenidas de este tipo de pruebas no son registradas debido a que no son para nada representativas.

Figura 35 Ejemplo de pre-prueba apretada



Fuente: El autor

Figura 36 Ejemplo de pre-prueba apretada. Derivadas de presión



Fuente: El autor

2.4.4 Pre-prueba de sobrecarga

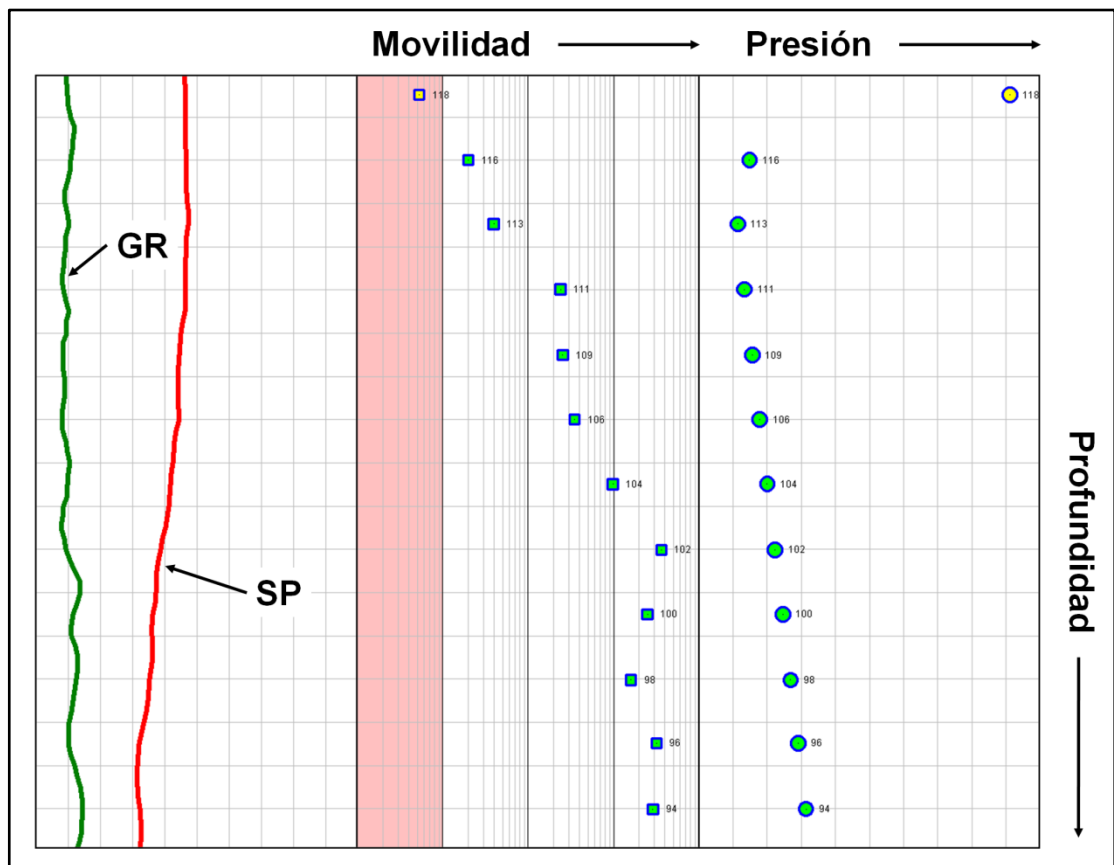
Este tipo de pruebas se dan como resultado del efecto de sobrecarga donde la presión registrada en la pre-prueba es mayor a la presión real de la formación como resultado de la invasión de filtrado de lodo, obteniéndose valores de presión de formación que no son representativos. En este tipo de pruebas normalmente se presentan valores de movilidad menores a 1 md/cp y existen varios aspectos que pueden ayudar a identificar el posible efecto de sobrecarga en una prueba, entre ellos están:

- Comparar la presión obtenida de esa prueba con la obtenida en puntos cercanos, siempre y cuando se pueda establecer que dichos puntos corresponden a la misma arena y/o están hidráulicamente conectados.

Si se observa que la presión de la prueba en cuestión es mayor a la de los otros puntos, se puede concluir que dicha prueba es de sobrecarga. Un ejemplo de esto se puede observar en la figura 37 donde la región sombreada corresponde a los valores de movilidad menores a 1 md/cp y claramente se puede identificar la pre-prueba 118 (color amarillo) con sobrecarga de presión, además de presentar una movilidad menor a 1 md/cp.

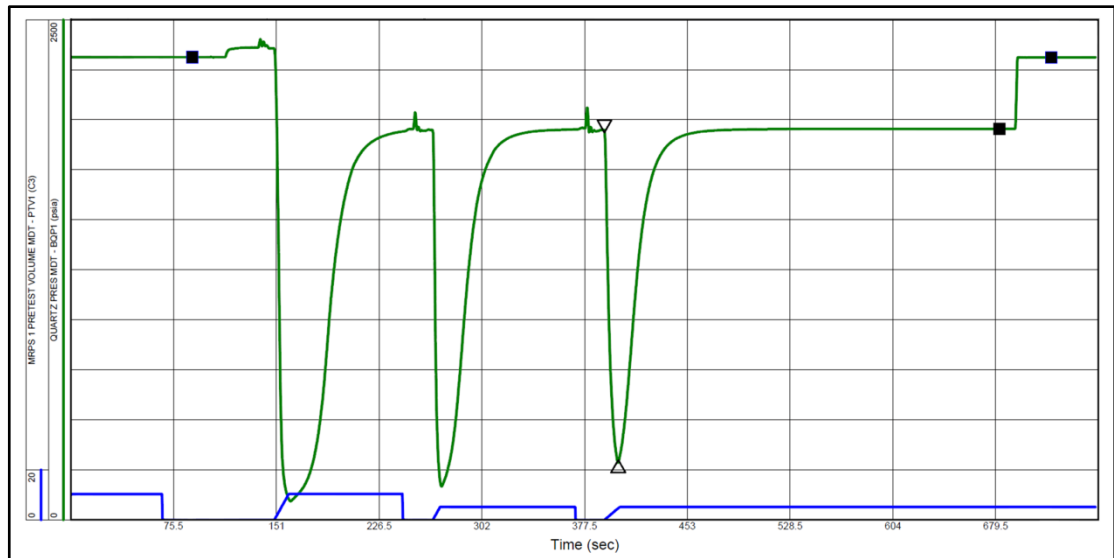
- A medida que aumenta el número de pre-pruebas, se observa cómo se disipa el efecto de sobrecarga ya que la presión restaura a un valor cada vez menor como se observa en la figura 38.

Figura 37 Identificación de pre-prueba de sobrecarga en un gráfico de presión contra profundidad



Fuente: El autor

Figura 38 Ejemplo de pre-prueba de sobrecarga

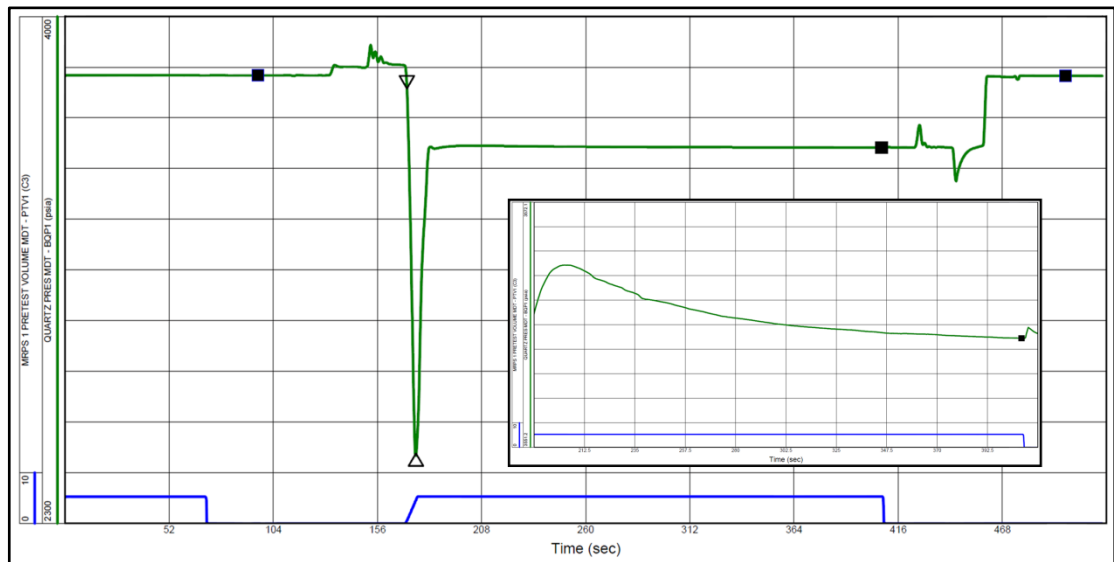


Fuente: El autor

2.4.5 Pre-prueba de restauración de presión con perfil descendente

Estas pruebas se consideran también como un tipo de sobrecarga en donde se presenta invasión de filtrado de lodo hacia la formación influenciada por las malas propiedades de la torta de lodo o el asentamiento inadecuado de la herramienta contra la pared del hueco. Durante la etapa de restauración de presión, se observa una disminución de la presión a medida que avanza el tiempo, como lo muestra la figura 39. Por lo tanto, tanto la presión de formación como la movilidad obtenidas de estas pruebas se consideran cuestionables.

Figura 39 Ejemplo de pre-prueba de restauración de presión con perfil descendente



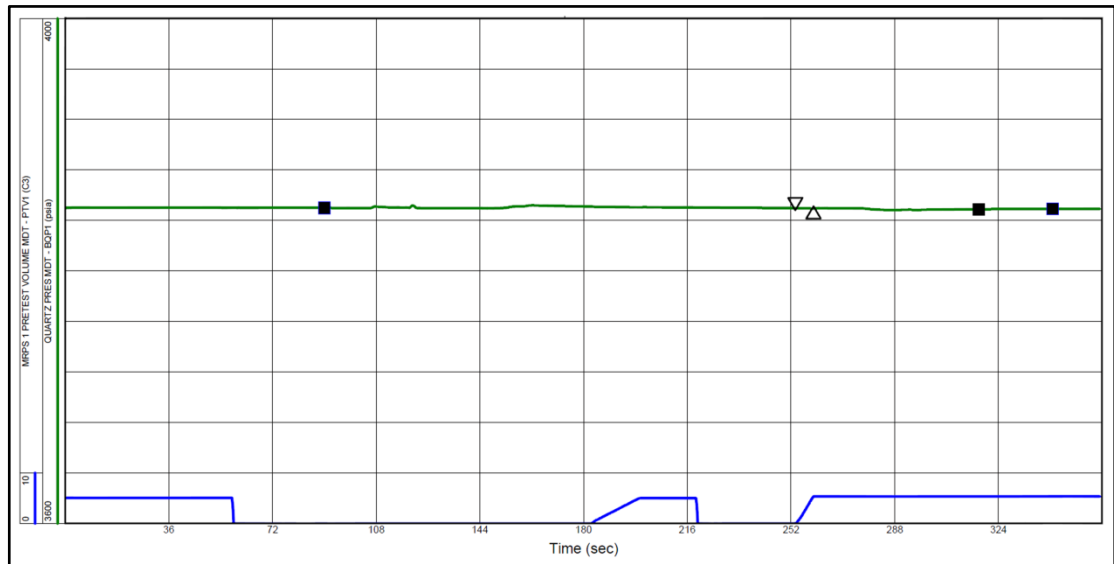
Fuente: El autor

2.4.6 Pre-prueba sin sello

En este tipo de pruebas la presión registrada corresponde a la presión hidrostática, debido a que no se logra establecer un sello adecuado entre la herramienta y la pared del hueco. Como consecuencia, en estas pruebas no se registran los valores de movilidad ni presión de formación. Normalmente, estas pruebas están influenciadas por las condiciones del hueco, presentándose en zonas de washout, aunque también pueden ser resultado del desprendimiento de roca alrededor de los empaques de la herramienta. Por esta razón se recomienda realizar una primera prueba en el revestimiento para verificar la calidad de los empaques, dicha prueba se conoce como “casing check” y debe dar como resultado una prueba seca ya que no se extrae ningún tipo de fluido.

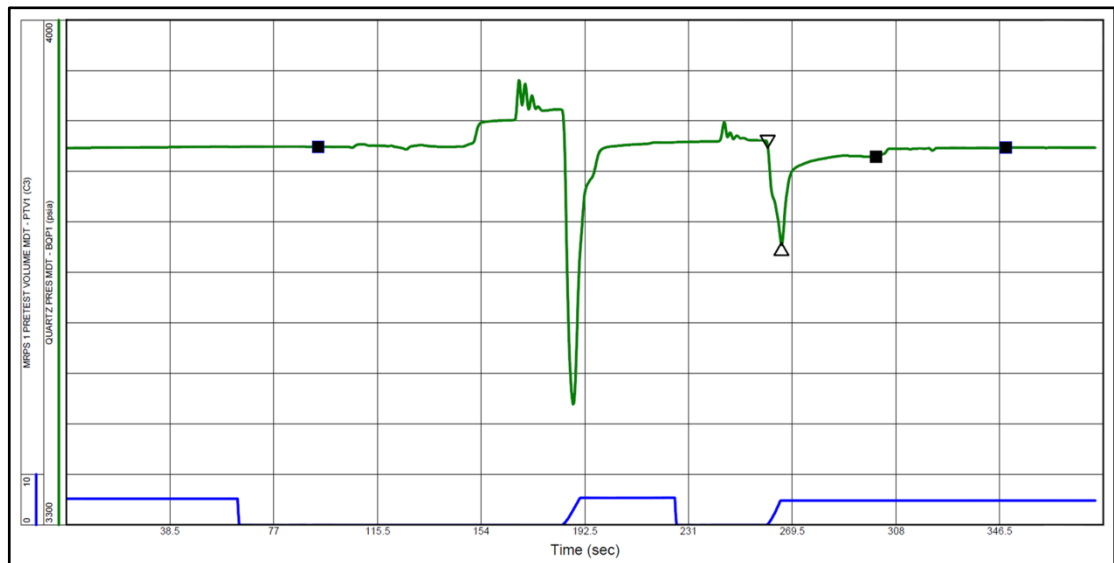
En la figura 40 se muestra un ejemplo de una prueba donde no se obtuvo un sello adecuado en ningún momento, mientras que la figura 41 muestra una prueba donde hubo pérdida del sello durante la misma.

Figura 40 Ejemplo de pre-prueba sin sello



Fuente: El autor

Figura 41 Ejemplo de pre-prueba con pérdida de sello

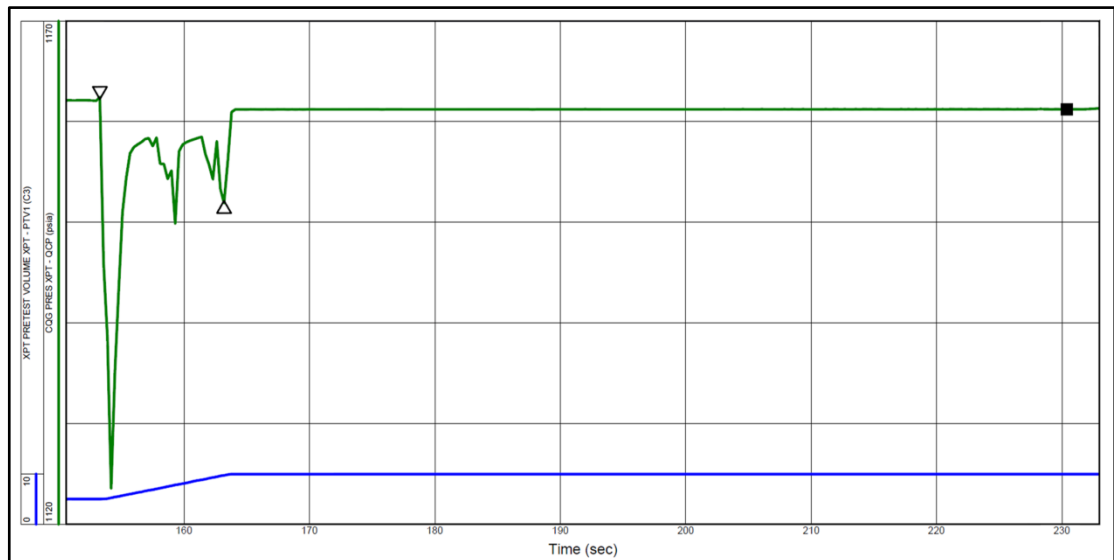


Fuente: El autor

2.4.7 Pre-prueba con fugas en el empaque

Este tipo de pruebas también están influenciadas por las condiciones del hueco y se caracterizan por presentar pérdidas momentáneas del sello entre la formación y el empaque de la herramienta, produciéndose una restauración de presión con pequeños picos que tienden a presión hidrostática. Tanto la presión como la movilidad obtenidas de estas pruebas se consideran cuestionables. En la figura 42 se muestra un ejemplo de una prueba con fugas en el empaque durante la etapa de caída de presión, afectando de ésta manera el cálculo de movilidad.

Figura 42 Ejemplo de pre-prueba con fugas en el empaque



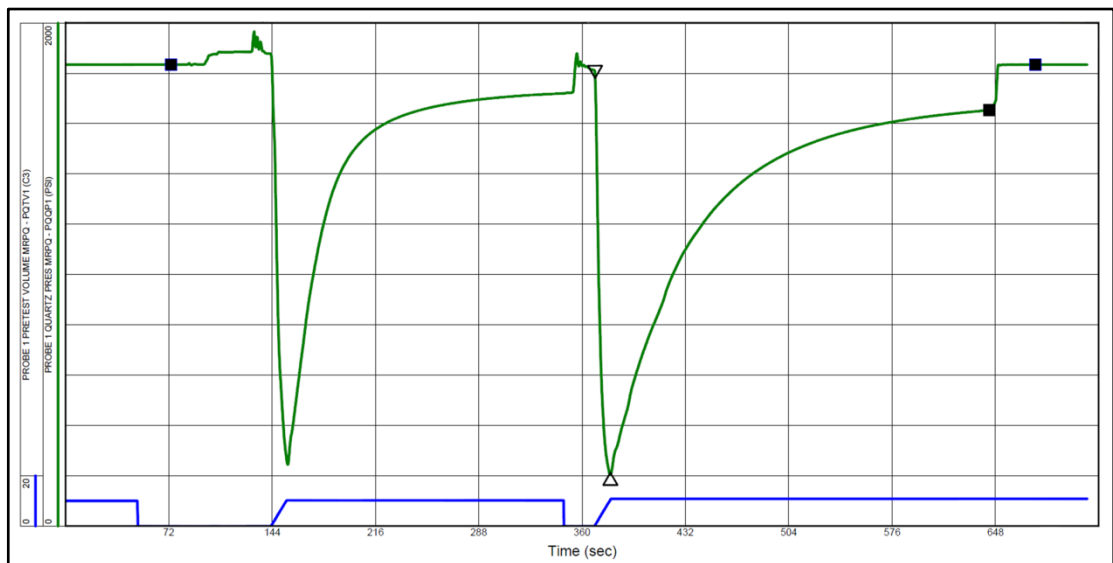
Fuente: El autor

2.4.8 Pre-prueba sin estabilización de presión

Este tipo de pruebas se suelen presentar en zonas de baja permeabilidad o incluso donde hay presencia del efecto de sobrecarga, se caracterizan porque durante la etapa de restauración de presión, ésta no logra estabilizar a un valor

que permita obtener un dato confiable de presión de formación ni de movilidad. Normalmente estas pruebas parecen buenas a simple vista, pero realizando un análisis más detallado se pueden encontrar tasas de estabilización superiores a 0.1 psi/min que no son adecuadas, especialmente si los resultados de presión se requieren para el trazado de gradientes de fluido. La figura 43 muestra un ejemplo de prueba sin estabilización de presión.

Figura 43 Ejemplo de pre-prueba sin estabilización de presión



Fuente: El autor

3. REGISTROS DE POZO

Los registros de pozo componen una de las actividades más importantes en la industria petrolera, teniendo en cuenta la relevancia de la información que de ellos se obtiene para el entendimiento de los yacimientos y la vida productiva de los pozos. A lo largo de los años se han desarrollado diversas tecnologías que permiten obtener información cada vez más importante de los registros de pozo. Los registros básicos por su parte, incluyen los diseñados para identificar arenas permeables y zonas arcillosas (Gamma Ray, GR y Potencial Espontáneo, SP), además de los registros de resistividad y los de porosidad de la formación (Densidad, RHOZ, Neutrón, NPHI y Sónico) que en conjunto permiten evaluar la saturación de los fluidos presentes en la roca. Los registros de resistividad cuentan con varias lecturas que permiten diferentes profundidades de investigación para la evaluación de la saturación de fluidos y dan una indicación del perfil de invasión.

3.1. REGISTROS BÁSICOS

A continuación se hará una breve descripción de los registros básicos utilizados en el presente estudio:

- Gamma Ray (GR)
- Densidad (RHOZ)
- Factor fotoeléctrico (PEFZ)
- Neutrón (NPHI)

3.1.1. Gamma Ray

El registro de rayos gamma, introducido a finales de los 30's, mide la radiactividad natural de las formaciones en unidades API y es utilizado para diferenciar arenas permeables de zonas arcillosas, siendo usado algunas veces como indicador cuantitativo de shale. En formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones, teniendo en cuenta que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas, mientras que las formaciones limpias normalmente tienen un nivel bajo de radiactividad. Sin embargo, existen algunas rocas que también son radiactivas como los carbonatos y rocas ricas en feldespatos. El registro de rayos gamma también se utiliza para la correlación entre pozos, correlación de profundidad entre hueco abierto y revestido, y entre las corridas de registros.

Los rayos gamma son destellos de ondas de alta energía electromagnética que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos. Prácticamente toda la radiación gamma encontrada en la tierra es emitida por los elementos de potasio, uranio y torio, cada uno con energías distintivas. Estos rayos gamma, cuando pasan a través de la materia experimentan una dispersión sucesiva con los átomos del material de la formación, perdiendo energía con cada colisión, en un fenómeno conocido como *compton scattering*. Luego que han perdido cierta cantidad de energía, son absorbidos por un átomo de la formación por medio del efecto fotoeléctrico. De esta forma, los rayos gamma son absorbidos, y sus energías reducidas, a medida que pasan a través de la formación. La tasa de absorción de rayos gamma varía con la densidad de la formación, teniendo que las formaciones menos densas tendrán mayor radiactividad¹⁴. La sonda de rayos gamma contiene un detector que mide la radiación gamma que se origina en el volumen de formación cercano a la sonda.

¹⁴ SCHLUMBERGER. Log interpretation principles/applications. Schlumberger Wireline & Testing. Sugar Land, Texas. 1989. 209p.

Las mediciones hechas por la herramienta deben ser corregidas por efectos del hueco como diámetro, peso del lodo, y tamaño y posición de la herramienta.

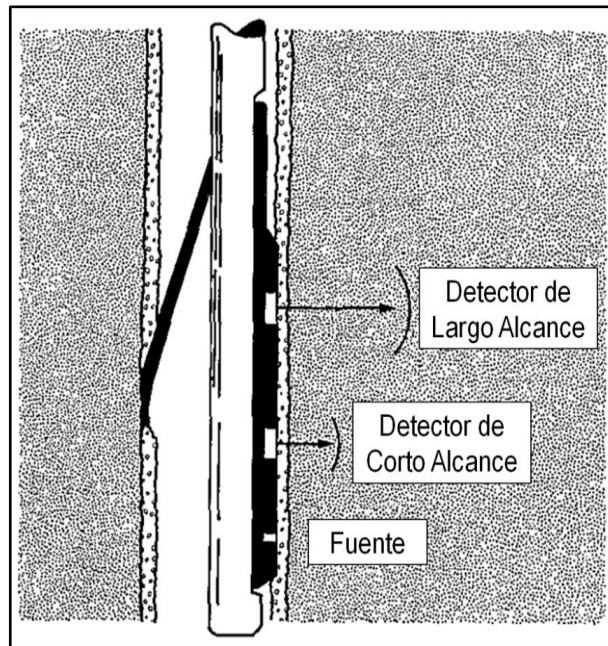
3.1.2. Densidad

El registro de densidad evalúa la densidad de la formación midiendo la atenuación de rayos gamma entre una fuente y unos detectores. Se usa principalmente como registro de porosidad, aunque también puede ser utilizado para la identificación de minerales, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburo, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas, y cálculo de presión de overburden y propiedades mecánicas de la roca.

El principio de medición de este registro consiste en la emisión de rayos gamma de mediana energía hacia la formación a través de una fuente radiactiva ubicada en la pared del hueco. Estos rayos gamma colisionan con los electrones de la formación y van perdiendo energía en un fenómeno de dispersión sucesiva mencionado anteriormente. Los rayos gamma que llegan al detector, representan una indicación de la densidad de la formación. El número de colisiones está relacionado directamente con la densidad de electrones de la formación que a su vez, está relacionada con la densidad *bulk* verdadera que depende de la densidad de la matriz de la roca, porosidad de la formación y densidad de los fluidos presentes en los poros. Entre mayor sea la densidad de la formación, menor será la nube de rayos gamma alrededor de la fuente. La fuente de emisión de rayos gamma se encuentra en un patín lateral que, al igual que los detectores, están protegidos para minimizar la influencia de la columna de lodo. Las aberturas ubicadas en la fuente y los detectores son aplicadas contra la pared del hueco mediante un brazo centralizado. La figura 44 muestra la herramienta utilizada en el registro de densidad.

El detector de largo alcance registra más pulsos a medida que se expande la nube de rayos gamma, y menos a medida que se encoje. El detector de corto alcance, por su parte, se utiliza para corregir las lecturas de densidad *bulk* por efectos de torta de lodo residual y rugosidad del hueco, cuando el asentamiento de la herramienta contra la pared del hueco no es perfecto.

Figura 44 Esquema de la herramienta utilizada en el registro de densidad



Fuente: DEWAN, John. Essentials of modern open-hole log interpretation. PenWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 1983, p. 98. Modificado por el autor.

El cálculo de la porosidad a partir del registro de densidad se realiza de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (45)$$

Donde: ρ_m Densidad de matriz, g/cc
 ρ_b Densidad *bulk*, g/cc

ρ_f Densidad del fluido, g/cc

ρ_m Porosidad, v/v

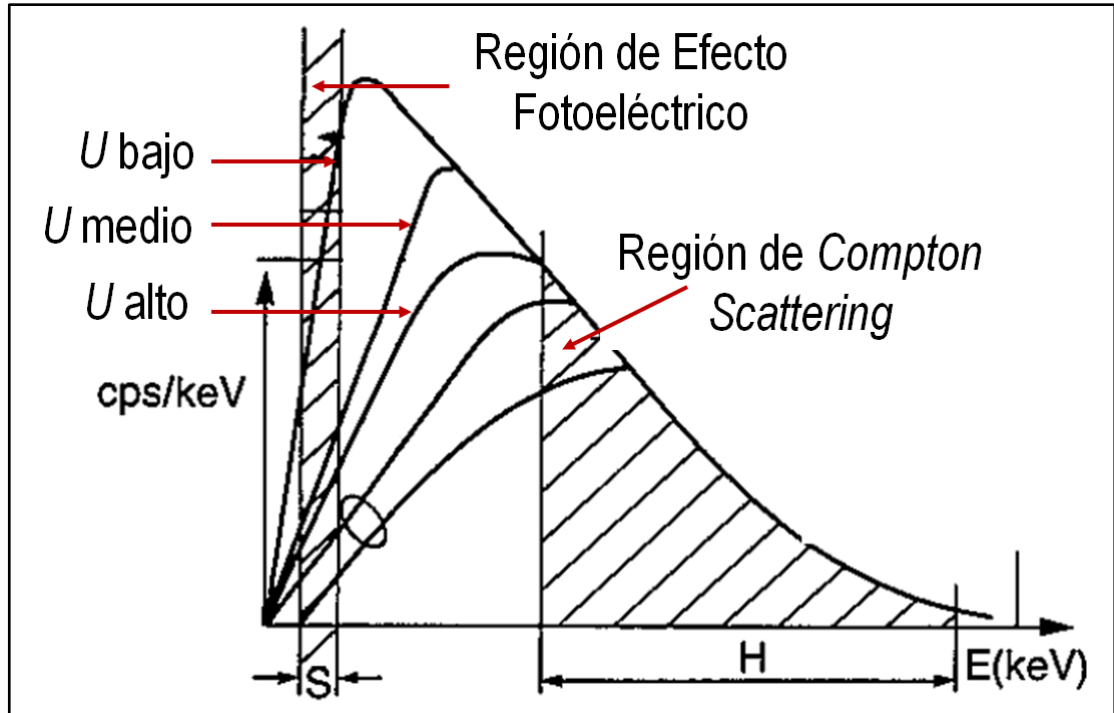
Cabe resaltar que la porosidad calculada mediante la ecuación anterior debe utilizar la densidad de matriz apropiada (2.65 g/cc para sandstone, 2.71 g/cc para limestone y 2.87 g/cc para dolomita), mientras que la densidad del fluido normalmente es la del filtrado de lodo (1 g/cc para lodo fresco) debido al radio de investigación del registro.

3.1.3. Factor fotoeléctrico

La información de factor fotoeléctrico de formación que está relacionado con la litología se deriva del registro '*Litho-Density*', LDT, que además obtiene mediciones de densidad *bulk*. La configuración de la herramienta para este registro es similar a la mostrada en la figura 44, sin embargo, la operación es un poco diferente. Las mediciones de densidad *bulk* y factor fotoeléctrico se hacen seleccionando la energía de los rayos gamma que llegan al detector de largo alcance. La figura 45 muestra el número de rayos gamma que llegan al detector en función de su energía para tres formaciones con igual densidad *bulk* pero diferentes índices de absorción fotoeléctrica, U.

En la región designada como H, donde toma lugar el efecto de *compton scattering*, se encuentran los rayos gamma de alta energía que llegan al detector de largo alcance y que se usan para la medición de densidad *bulk*. Por otro lado, la medición de factor fotoeléctrico de la formación se realiza registrando los rayos gamma que se encuentran en la región designada como S, donde toma lugar la absorción fotoeléctrica a medida que ellos interactúan con los electrones presentes.

Figura 45 Ventanas de detección de rayos gamma para el registro LDT



Fuente: DEWAN, John. Essentials of modern open-hole log interpretation. PenWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 1983, p. 109. Modificado por el autor.

El factor fotoeléctrico de formación está definido como:

$$P_e = \frac{1.0704 \cdot U}{\rho_b + 0.1883} \quad (46)$$

De esta forma, realizando mediciones independientes del índice de absorción fotoeléctrica, U , y densidad *bulk*, ρ_b , es posible determinar el factor fotoeléctrico de la formación, P_e . Como se ha mencionado, dicho factor fotoeléctrico refleja la litología de la formación, ya que depende fuertemente del número atómico efectivo del medio absorbente de rayos gamma. Las correcciones aplicadas al registro LDT por efectos del hueco son similares a las aplicadas al registro de densidad.

3.1.4. Neutrón

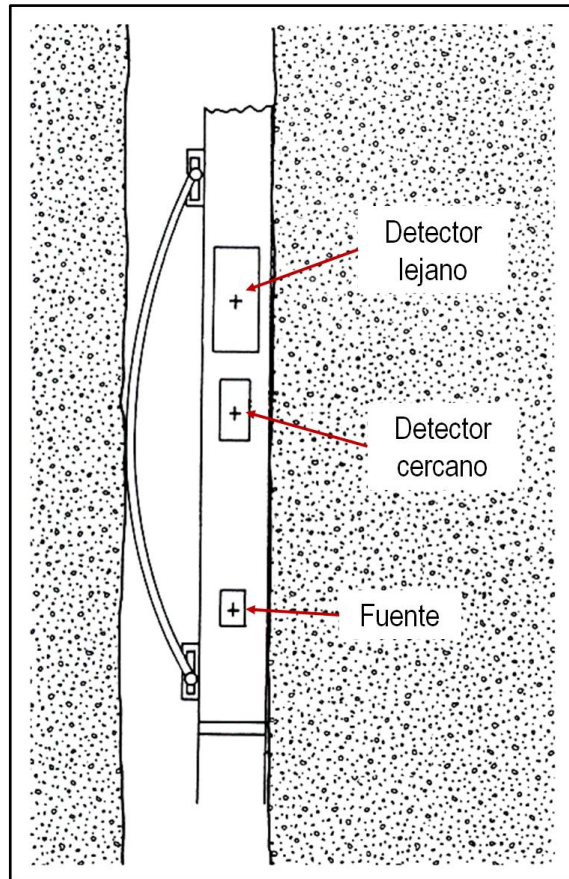
El registro neutrón se utiliza principalmente para la identificación de formaciones porosas y la determinación de su porosidad, respondiendo a la cantidad de hidrógeno en la formación. De esta forma, el registro refleja la porosidad llena de líquido en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o aceite. Adicionalmente, su comparación con el registro de densidad permite la identificación de zonas de gas, estimación más precisa de porosidad, identificación de litología y evaluación del contenido de shale.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras con una masa casi idéntica a la de un átomo de hidrógeno. En el registro neutrón, se emiten continuamente neutrones de alta energía (~5 meV) desde una fuente radiactiva en la sonda. Estos neutrones colisionan con los núcleos de los materiales de la formación, perdiendo parte de su energía con cada colisión. La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa de los núcleos con los que colisionan los neutrones, teniendo mayor pérdida de energía cuando el neutrón colisiona con un núcleo de masa prácticamente igual, es decir, un átomo de hidrógeno. En unos pocos microsegundos, los neutrones habrán perdido gran parte de su energía debido a las colisiones sucesivas, llegando alrededor de 0.025 eV, para luego difundirse aleatoriamente y ser finalmente capturados por los núcleos de los átomos presentes en la formación quienes durante la captura emiten un rayo gamma de alta energía. De esta forma, si la concentración de hidrogeno es alta en el material alrededor de la fuente de neutrones, la mayoría de dichos neutrones serán capturados a una distancia corta de la fuente.

El registro de neutrón es el '*Compensated Neutron Log*', CNL, el cual consta de una fuente de neutrones ubicada en el fondo de la herramienta y dos detectores térmicos de neutrones espaciados entre 1 y 2 pies sobre la fuente (ver figura 46).

Estos detectores perciben la cantidad de neutrones de menor densidad en su vecindad. Durante el registro, se mide la relación entre las tasas de pulso de los detectores cercano y lejano, para luego relacionarla con la porosidad de la formación escogiendo el tipo de matriz (limestone, sandstone o dolomita).

Figura 46 Esquema de la herramienta CNL



Fuente: DEWAN, John. Essentials of modern open-hole log interpretation. PenWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 1983, p. 119. Modificado por el autor.

Antes de iniciar la interpretación, al registro neutrón deben realizarse varias correcciones ambientales relacionadas con tamaño del hueco, espesor de la torta de lodo, salinidad y peso del lodo, temperatura, presión, entre otros.

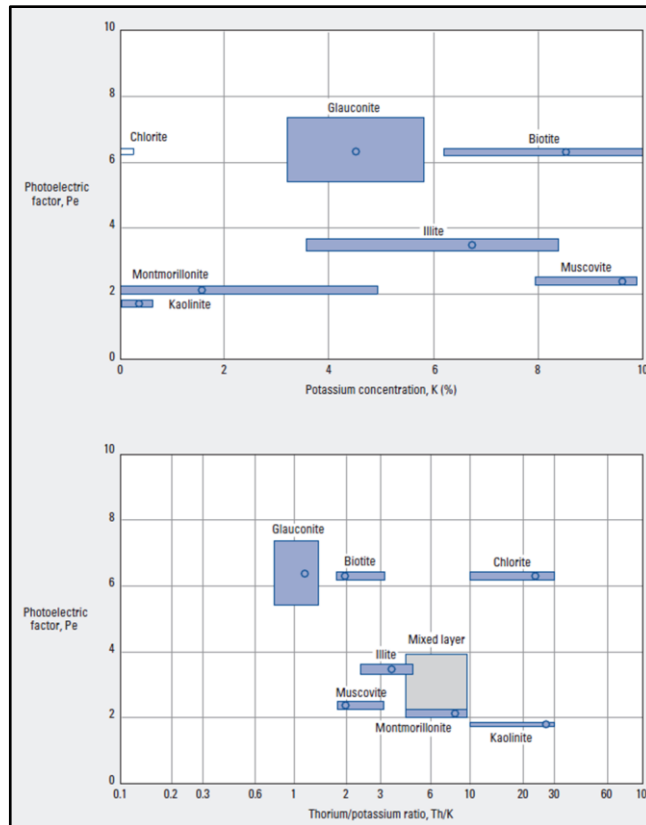
3.2. REGISTRO DE GAMMA RAY ESPECTRAL

El registro de Gamma Ray Espectral, NGS, mide la radiactividad natural de la formación al igual que el registro GR. Sin embargo, a diferencia del registro GR que mide la radiactividad total, el registro NGS mide tanto el número de rayos gamma como el nivel de energía de cada uno, permitiendo la determinación de las concentraciones de los elementos radiactivos de torio, potasio y uranio en la formación.

A medida que los rayos gamma viajan desde el punto de origen en la formación hacia el detector ubicado en el hueco, sus energías se van degradando. Sin embargo, con la instrumentación adecuada, es posible separar el registro GR total en sus componentes de uranio, torio y potasio y obtener las concentraciones de estos elementos en la formación. En la presentación del registro, las concentraciones de uranio y torio se dan en ppm, mientras que las de potasio se muestran en porcentaje en peso.

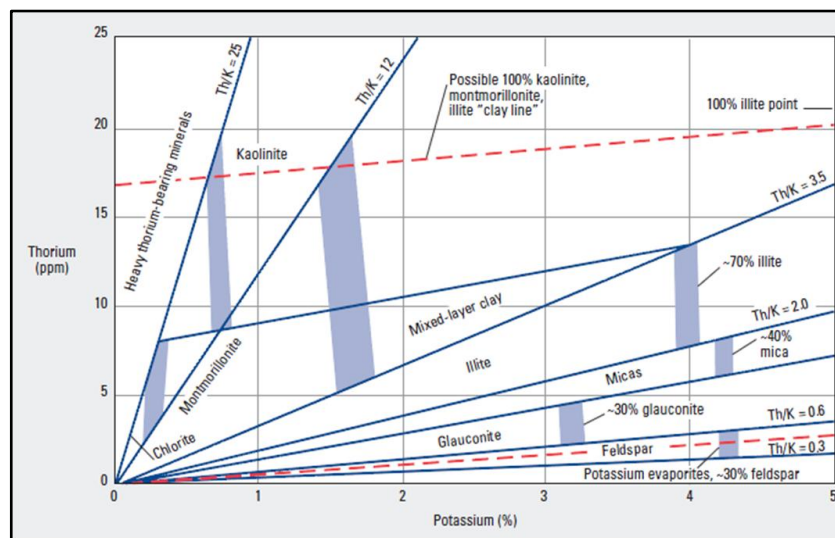
Un aspecto importante del registro NGS, es la facilidad que ofrece para identificar el tipo de mineral presente en la roca en conjunto con el registro de factor fotoeléctrico. Para ello, se utilizan las cartas de interpretación de registros LITH-1 y LITH-2, mostradas en las figuras 47 y 48 respectivamente. En la carta LITH-1a (parte superior) se grafican las lecturas de factor fotoeléctrico contra la concentración de potasio en %, mientras que en la carta LITH-1b (parte inferior), se grafica contra la relación entre las concentraciones de torio (en ppm) y potasio (en %). En la gráfica LITH-2 se grafica la concentración de torio en ppm contra la de potasio en %.

Figura 47 Carta LITH-1 para la identificación del tipo de mineral



Fuente: SCHLUMBERGER. Log Interpretation Charts. Sugar Land, Texas. 2009, p. 193.

Figura 48 Carta LITH-2 para la identificación del tipo de mineral



Fuente: SCHLUMBERGER. Log Interpretation Charts. Sugar Land, Texas. 2009, p. 194.

3.3. REGISTRO DE RESONANCIA MAGNÉTICA

La resonancia magnética se refiere al principio físico de respuesta de los núcleos a un campo magnético. Muchos núcleos tienen un momento magnético y se comportan como un imán giratorio. De esta forma, pueden interactuar con campos magnéticos externos, produciendo señales medibles. Las señales detectadas para la mayoría de elementos son pequeñas, sin embargo, el hidrógeno, abundante en los fluidos que se encuentran en el espacio poroso, tiene un momento magnético relativamente grande, comparado con el de otros elementos¹⁵.

El registro de resonancia magnética (NMR) usa un magneto permanente junto con un transmisor y receptor de radio frecuencia. Las mediciones del registro consisten de una serie de manipulaciones de los protones de hidrógeno en las moléculas de fluido en los poros. Dichos protones tienen un momento magnético y se comportan como pequeños imanes cuya orientación se puede controlar mediante campos magnéticos. Durante el registro se mide la amplitud y decadencia de la señal. La amplitud es proporcional al número de núcleos de hidrógeno presentes y se utiliza para obtener la porosidad libre de efectos litológicos. Por otro lado, la decadencia de la señal durante cada ciclo de medición se llama tiempo de relajación y depende del tamaño de poro (tiempos más cortos corresponden a tamaños de poro menores). Los tiempos de relajación cortos están asociados al agua ligada a la arcilla y por efectos capilares, mientras que los tiempos de relajación largos son posibles gracias a poros más grandes que tienden a contener los fluidos producibles. En experimentos de laboratorio se puede medir el tiempo de relajación longitudinal (T_1) y transversal (T_2), mientras que las herramientas de registros miden éste último. Los tiempos de relajación dependen de los tamaños de poro y su distribución se utiliza para obtener otros parámetros petrofísicos como la permeabilidad y la saturación de fluido ligado y móvil, mediante los

¹⁵ CASTELIJINS, K et. al. So what is reservoir permeability? SPE 63138. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas. 2000.

parámetros de corte derivados empíricamente para separar la distribución de T_2 en áreas iguales para la porosidad de fluido libre y la porosidad de agua irreducible.

3.4. ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

Como se mencionó en el capítulo 1, la estimación de la permeabilidad a partir de registros de pozo no es muy aceptada en la industria petrolera, aunque existen algunas relaciones empíricas que permiten obtener valores confiables de permeabilidad. A continuación se muestran dos de los métodos más utilizados para la estimación de la permeabilidad a partir de registros de pozo.

3.4.1. Permeabilidad a partir de registros convencionales

Existen varias relaciones empíricas que utilizan información como la porosidad y saturación de agua para estimar la permeabilidad. Sin embargo, uno de los métodos más utilizados es el de K-Lambda propuesto por Herron en 1998. En dicho método, el parámetro lambda se relaciona con el tamaño de los poros dinámicamente conectados y se puede utilizar para estimar la permeabilidad de la siguiente forma¹⁶:

$$k_{\Lambda 1} = \frac{Z_1 \phi^{m^* + 2}}{\rho_m^2 (1 - \phi)^2 \left(\sum M_i v_i S_{o_i} \right)^2} \quad (47)$$

Donde:

Z_1 Constante = 200 m^* Exponente de cementación

¹⁶ HERRON, M et al. A robust permeability estimator for siliciclastics. SPE 49301. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. 1998.

ρ_m Densidad de matriz M_i Fracción en peso de cada mineral
 v_i Fracción del área superficial de cada mineral que afecta el flujo de fluidos
 S_{o_i} Área superficial específica de cada mineral

Si la permeabilidad calculada con la ecuación 47 es menor a 100 md, se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$k_{\Lambda 2} = \frac{0.37 Z_1^{1.7} \phi^{1.7(m^*+2)}}{\rho_m^{3.4} (1-\phi)^{3.4} \left(\sum M_i v_i S_{o_i} \right)^{3.4}} \quad (48)$$

El exponente de cementación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$m^* = 1.653 + 0.0818 (S_o \rho_m)^{0.5} \quad (49)$$

Donde S_o es el área superficial específica igual a la sumatoria en el denominador de las ecuaciones 47 y 48. La densidad de la matriz se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \frac{1}{\sum \frac{M_i}{\rho_i}} \quad (50)$$

Donde ρ_i es la densidad de cada mineral. El valor de v_i es se incluye debido a que no toda el área superficial de los minerales de arcilla influye en el flujo hidráulico. Normalmente se toma un valor de 0.1 para minerales detríticos y 0.2 para arcillas autigénicas como la illita.

En la tabla 6 se muestran los valores del área superficial específica para cada mineral requeridos en el cálculo de K-Lambda.

Tabla 6 Valores de S_o para cada mineral usados en el cálculo de K-Lambda

Mineral	Área superficial específica, m ² /g
Caolinita	23
Ilita	101
Esmectita	46
Clorita	23
Cuarzo	0.22
Feldespatos	0.3
Pirita	0.3
Dolomita	2
Siderita	2

Fuente: HERRON, M et al. A robust permeability estimator for siliciclastics. SPE 49301. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. 1998, p. 6.

De esta forma, si se conoce la distribución de los minerales presentes en la roca y la porosidad, es posible estimar la permeabilidad de la formación a partir de los registros convencionales aplicando la ecuación 47 o 48.

3.4.2. Permeabilidad a partir del registro de resonancia magnética

Existen dos métodos para obtener la permeabilidad a partir del registro de resonancia magnética. Uno de ellos es el método SDR que utiliza la media logarítmica del tiempo de relajación transversal (T_2), la porosidad y una constante de ajuste (normalmente 4.5 para areniscas y 0.1 para carbonatos):

$$k = a\phi^4 T_2^2 \quad (51)$$

El otro método (más recomendado) es el de Timur-Coates donde se utiliza el volumen de fluido ligado derivado del registro CMR¹⁷, la permeabilidad se define como:

$$k = b\phi^4 \left[\frac{(\phi - BFV)}{BFV} \right]^2 \quad (52)$$

Donde: b Constante de ajuste, normalmente = 10000
 BFV Volumen de fluido ligado

3.5. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA USANDO ELAN

ELAN es la abreviación de '*Elemental Analysis*' y corresponde a un módulo del software GeoFrame para la interpretación de registros de pozo. Este módulo permite la evaluación cuantitativa de la formación en sistemas litológicos complejos mediante la solución optimizada de ecuaciones simultáneas descritas en uno o más modelos de interpretación, usando registros en hueco abierto o revestido. Existen tres elementos que componen un modelo petrofísico en ELAN¹⁸:

- Ecuaciones, t : Respuestas dadas por las herramientas de registros, corregidas por efectos ambientales. Ejemplo: GR, RHOZ, NPHI, etc.
- Volúmenes, v : Fracciones volumétricas de los componentes de la formación. Ejemplo: Cuarzo, caolinita, montmorillonita, etc.
- Parámetros, R : Valores que debería leer una herramienta de registros para cierto componente, asumiendo que la formación está compuesta 100% de dicho componente. Ejemplo: RHOZ=2.65 g/cc para cuarzo.

¹⁷ CMR: Combinable Magnetic Resonance, Registro de Schlumberger.

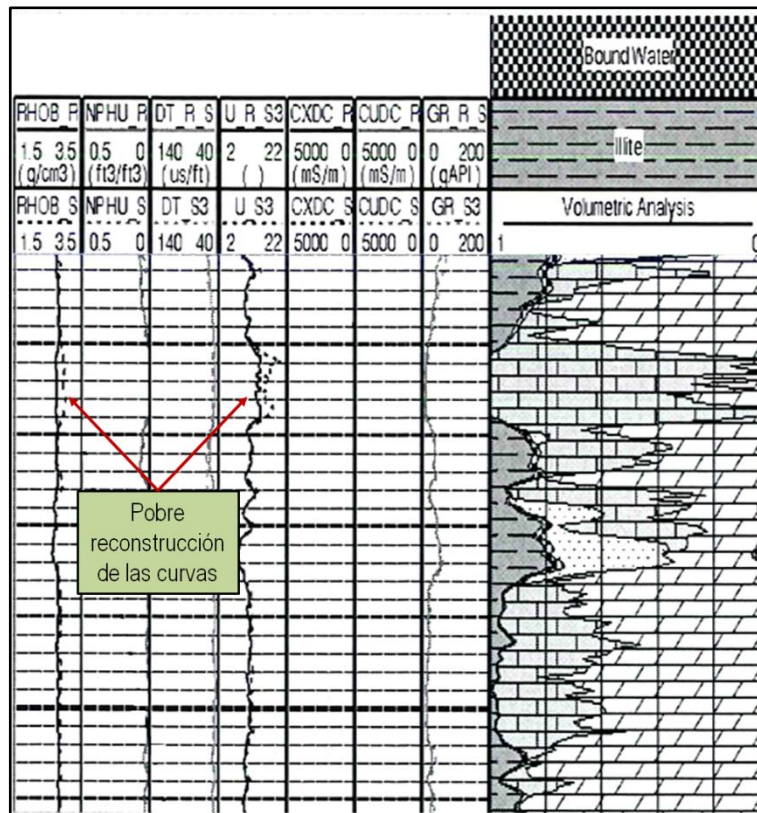
¹⁸ SCHLUMBERGER. GeoFrame ELANPlus advanced petrophysical interpretation. Schlumberger Information Solutions. Houston, Texas. 2009. 162p.

De esta forma, se pueden resolver tres tipos de problemas con ELAN:

- Problema inverso: Corresponde al problema más común en el que se desean conocer las fracciones volumétricas de los componentes de la formación, conociendo los parámetros y las lecturas de los registros de pozo.
- Problema progresivo: Se conoce como la reconstrucción de registro en la que se usan los parámetros y los volúmenes para calcular las respuestas de los registros de pozo.
- Problema de calibración: En este tipo de problema se utilizan las respuestas de los registros de pozo y los volúmenes para calcular los parámetros. Se utiliza cuando se quiere ajustar la información de registros de pozo y las fracciones volumétricas de unos componentes asumidos, a otro tipo de información petrofísica, como corazones.

En el caso del problema inverso, también se resuelve el problema progresivo en el que se reconstruyen las lecturas de los registros de pozo. Estas curvas reconstruidas, se comparan con las curvas verdaderas de los registros para determinar la calidad de los resultados volumétricos obtenidos por el modelo petrofísico utilizado (ver figura 49). De esta forma, entre mejor sea el ajuste entre la curva reconstruida y la verdadera, los resultados obtenidos de las fracciones volumétricas de los componentes de la formación al resolver el problema inverso, serán más acertados. Por otro lado, si se observa separación entre las dos curvas en un intervalo, seguramente las fracciones volumétricas obtenidas o los componentes incluidos dentro del modelo para dicho intervalo no son los correctos.

Figura 49 Comparación entre las curvas reconstruida y verdadera para la validación de los resultados del análisis petrofísico con ELAN



Fuente: SCHLUMBERGER. GeoFrame advanced petrophysical interpretation using ELANPlus. Schlumberger Information Solutions. Houston, Texas. 1999, p. 2-19.

La respuesta dada por los registros de pozo (t), se relaciona con el parámetro de respuesta (R) de cada componente i de la formación así:

$$t = \sum_{i=1}^N V_i \cdot R_i \quad (52)$$

Así por ejemplo, para el registro de densidad se podría considerar su respuesta de la siguiente forma, asumiendo que la formación consiste solamente de calcita y agua:

$$RHOZ = [\phi \cdot RHOZ_{agua}] + [(1 - \phi) \cdot RHOZ_{calcita}] \quad (53)$$

Asumiendo que la densidad del agua es 1 g/cc y la de la calcita es de 2.71 g/cc y que la respuesta dada por el registro es de 2.368 g/cc, se tiene lo siguiente:

$$2.368 = [\phi \cdot 1] + [(1 - \phi) \cdot 2.71] \quad (54)$$

Resolviendo la anterior ecuación se obtiene una porosidad de 0.2 y una fracción volumétrica de calcita de 0.8. De esta forma, incluyendo varios registros y componentes de formación, se resuelve un sistema de ecuaciones para cada profundidad que permite obtener, en el caso del problema inverso, las fracciones volumétricas de los componentes de la formación a partir de las respuestas dadas por los registros de pozo y los parámetros de respuesta.

Durante la interpretación petrofísica con ELAN, se establece si ésta se hace en modo *dry* o *wet*. Normalmente se utiliza el segundo donde se establece que las arcillas están compuestas por el mineral arcilloso como tal y el agua ligada o asociada a él. La relación entre agua ligada y mineral es constante para cada tipo de arcilla, siendo máxima en la montmorillonita y mínima en la kaolinita.

4. COMPARACIÓN DE LA PERMEABILIDAD OBTENIDA DE PROBADORES DE FORMACIÓN CON WIRELINE Y LA PERMEABILIDAD DERIVADA DE REGISTROS DE POZO

La identificación de los factores que afectan el cálculo de la movilidad a partir del análisis de la caída de presión en las pre-pruebas realizadas con probadores de formación con wireline, requiere la comparación de dicha movilidad con otra fuente de información. En este estudio, se ha utilizado la permeabilidad derivada de registros de pozo estimada como se ha mostrado en la sección 3.4.1, usando una viscosidad de filtrado de lodo de 1 cp, para convertir de movilidad a permeabilidad drawdown.

4.1. INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA EL ESTUDIO

Teniendo en cuenta la información disponible en el campo para realizar el estudio, se clasificaron los pozos seleccionados en pozos de estudio y de validación. Estos primeros, 10 en total, incluyeron pruebas realizadas con probadores de formación (9 MDT y 1 XPT) e información de registros convencionales de pozo, además del registro de gamma ray espectral (HNGS) en uno de ellos y muestreo de fluidos en 3. En 6 de los pozos de estudio se realizaron las pruebas MDT con probeta de diámetro grande (LD), 3 con probeta de diámetro extra grande (XLD) y 1 con probeta convencional. La información disponible en los 9 pozos de validación incluyó registro de gamma ray espectral en 7 de ellos, registro de resonancia magnética (CMR) en 4 y registros convencionales en todos. La información de los análisis de corazones disponibles en algunos pozos donde no se contaba con pruebas MDT o XPT, se consideró no representativa teniendo en cuenta los altos valores de permeabilidad obtenidos en laboratorio, como resultado de la poca

consolidación de la formación. Se observaron permeabilidades mayores a 15 darcy, e incluso hasta de 200 darcy. De esta forma, la validación de la permeabilidad derivada de registros convencionales de pozo se realizó con la permeabilidad obtenida de registros de resonancia magnética en 4 de los 9 pozos de validación, mientras que el registro de gamma ray espectral disponible en 7 pozos de validación y 1 de estudio, se utilizó para identificar el mineral predominante en el campo.

Las tablas 7 y 8 muestran la información disponible en los pozos de estudio y validación respectivamente. Los registros convencionales incluyen registro gamma ray (GR), neutrón (NPHI), densidad (RHOZ), factor fotoeléctrico (PEFZ) y resistividades:

Tabla 7 Información disponible en los pozos de estudio

Pozo	MDT/XPT (Probeta usada)	Estaciones de fluido	Registros convencionales	GR Espectral (HNCS)
PE-01	MDT (XLD)		X	
PE-02	MDT (XLD)	1	X	X
PE-03	MDT (LD)	2	X	
PE-04	MDT (LD)	1	X	
PE-05	MDT (LD)		X	
PE-06	MDT (LD)		X	
PE-07	MDT (LD)		X	
PE-08	MDT (LD)		X	
PE-09	XPT (Conv.)		X	
PE-10	MDT (XLD)		X	

Fuente: El autor

Tabla 8 Información disponible en los pozos de validación

Pozo	Registros convencionales	GR Espectral (HNGS)	Resonancia Magnética (CMR)
PV-01	X	X	
PV-02	X	X	
PV-03	X	X	
PV-04	X	X	
PV-05	X	X	
PV-06	X	X	X
PV-07	X	X	X
PV-08	X		X
PV-09	X		X

Fuente: El autor

4.2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LOS POZOS DE VALIDACIÓN

El análisis de la información disponible en los 9 pozos de validación incluyó las siguientes etapas:

- Identificación del mineral predominante en el campo usando información de los registros de gamma ray espectral y factor fotoeléctrico
- Estimación de la permeabilidad a partir de registros convencionales
- Validación de la permeabilidad derivada de registros convencionales con la permeabilidad obtenida de registros de resonancia magnética

4.2.1. Identificación del mineral predominante en el campo usando información de los registros de gamma ray espectral y factor fotoeléctrico

Con ayuda de las cartas de interpretación de registros LITH-1 y LITH-2, y usando la información del registro de gamma ray espectral y factor fotoeléctrico disponible en 7 pozos de validación y 1 de estudio, se logró establecer que el mineral predominante en el campo es la caolinita. La tendencia mostrada por dichas cartas muestra que para valores bajos de gamma ray predomina la caolinita, mientras que para valores más altos se observa presencia de montmorillonita y minerales pesados ricos en torio.

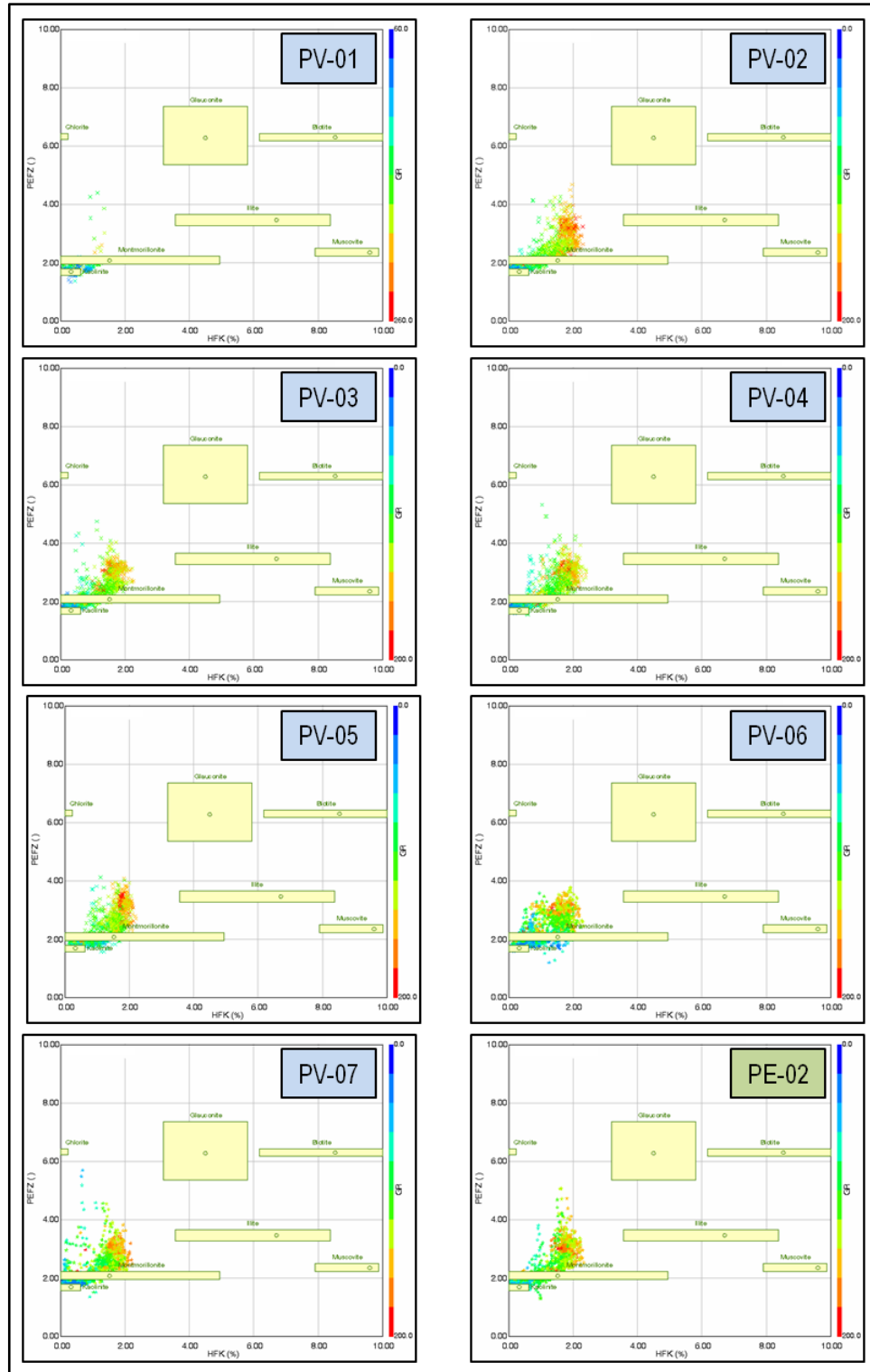
La discriminación de la información por los valores de gamma ray se hace teniendo en cuenta que los puntos seleccionados para las pruebas con MDT o XPT, están preferencialmente ubicados en arenas relativamente limpias con valores bajos de gamma ray.

La carta LITH-1 consta de dos gráficas. La primera de ellas, LITH-1a, compara los valores de factor fotoeléctrico (PEFZ) contra concentración de potasio (HFK) en %, mientras que la segunda, LITH-1b, lo hace contra la relación torio/potasio (HTPR) en ppm/%.

La carta LITH-2 por su parte, tiene en cuenta sólo la información del registro de gamma ray espectral comparando la concentración de torio (ppm) contra la de potasio (%).

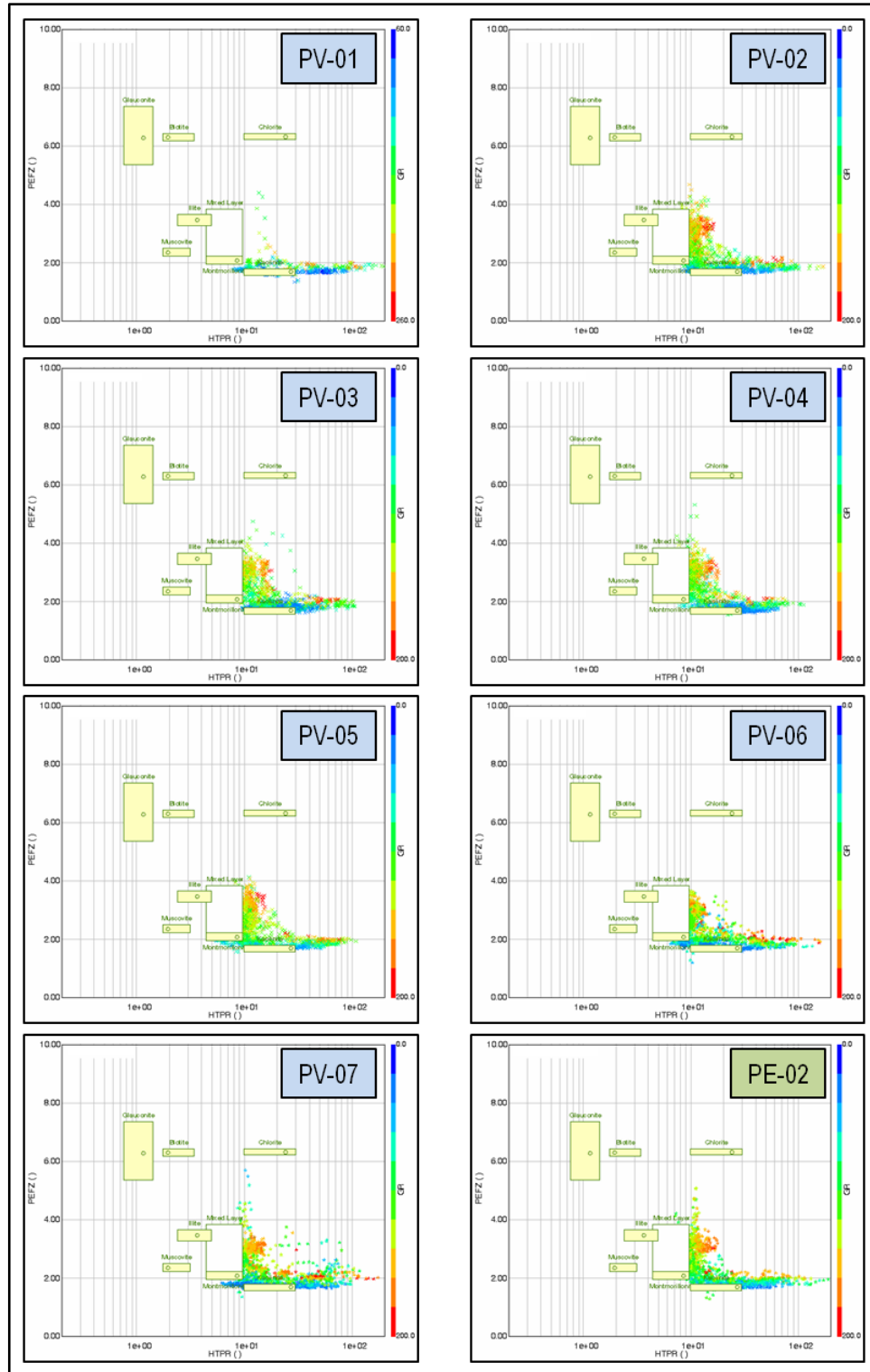
Las figuras 50 a 52 muestran las cartas de interpretación LITH-1 y LITH-2 para los 7 pozos de validación y 1 de estudio que incluían registro de gamma ray espectral y factor fotoeléctrico. Los puntos que tienden hacia un color azul, representan valores bajos de gamma ray, mientras los que tienden a rojo, valores altos de gamma ray.

Figura 50 Identificación del mineral predominante usando la carta LITH-1a



Fuente: El autor

Figura 51 Identificación del mineral predominante usando la carta LITH-1b

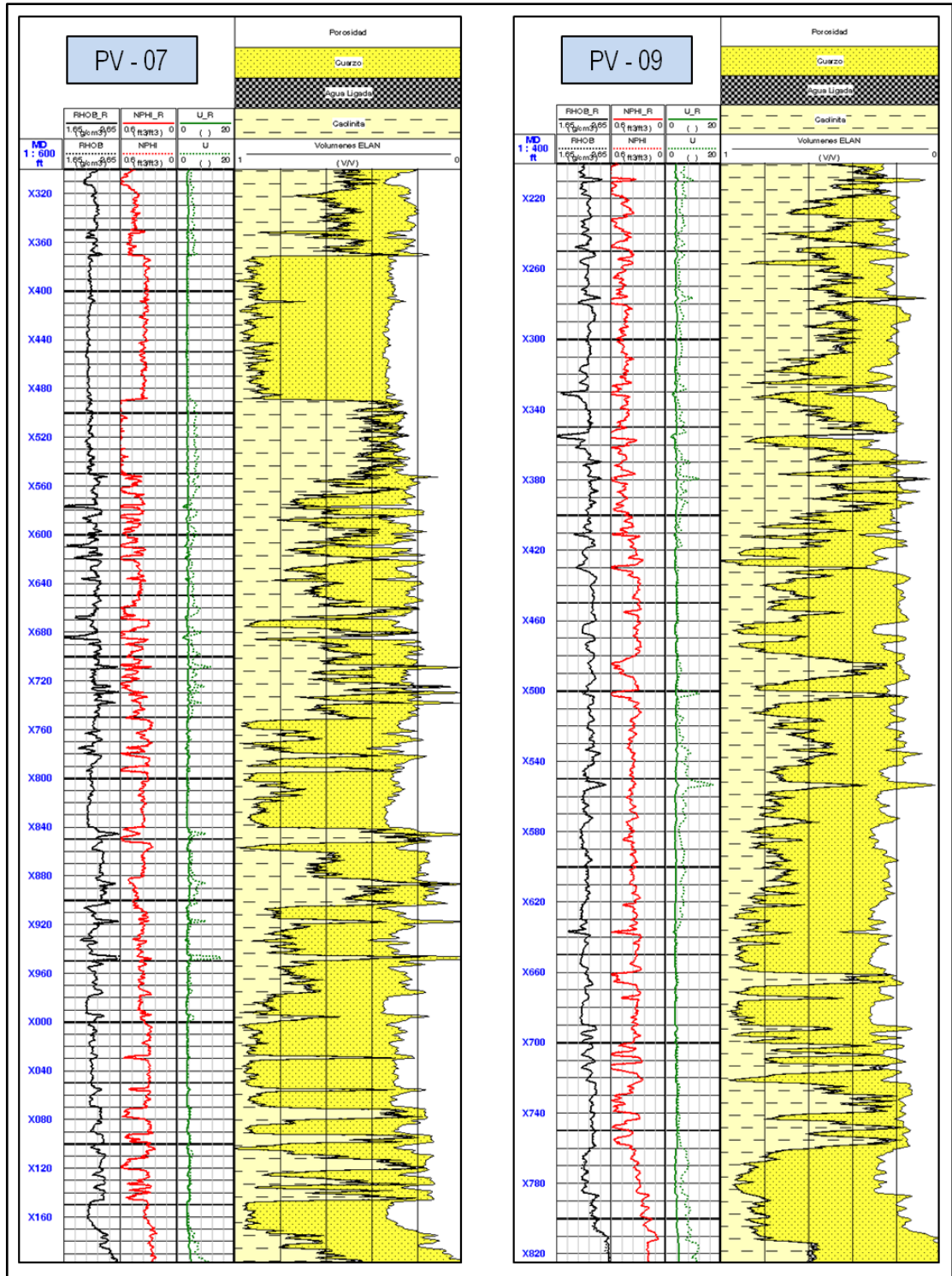


Fuente: El autor

4.2.2. Estimación de la permeabilidad a partir de registros convencionales (KINT)

Una vez identificado el mineral predominante en el campo, se utilizó el módulo de ELAN (Elemental Analysis) de GeoFrame, para realizar la interpretación petrofísica en los pozos que incluían registro de resonancia magnética, usando información de registros convencionales. Los registros utilizados en la interpretación incluyeron neutrón, densidad y factor fotoeléctrico, es decir, los mejores indicadores de litología en cuanto a registros convencionales se refiere, mientras que el modelo petrofísico utilizado incluyó cuarzo y caolinita, representando el mineral predominante en las arenas y arenas arcillosas respectivamente. La interpretación se realizó en los pozos que contaban con registro de resonancia magnética (PV-06, PV-07, PV-08 y PV-09) para luego permitir la validación de la permeabilidad derivada del análisis mineralógico con ELAN. La figura 53 muestra los resultados del análisis mineralógico realizado con ELAN en 2 (PV-07 y PV-09) de los 4 pozos mencionados. En la primera pista se observan las curvas reconstruida y verdadera para el registro de densidad, en la segunda para neutrón y en la tercera para factor fotoeléctrico. La curva reconstruida de dichos registros corresponde a la línea sólida, mientras que la línea punteada corresponde a la curva verdadera de cada registro. En la cuarta pista se observan las fracciones volumétricas de cada mineral presente. Como era de esperarse, se observa un buen ajuste en las arenas más limpias teniendo en cuenta la unión entre las curvas reconstruida y verdadera para los registros utilizados en la interpretación. La separación entre dichas curvas tiende a presentarse más en las zonas arcillosas dado que seguramente la caolinita no es el mineral predominante en dichas zonas, sino tal vez la montmorillonita o minerales pesados ricos en torio como se mostró en la sección anterior por las cartas LITH-1 y LITH-2.

Figura 53 Resultados del análisis mineralógico en los pozos PV-07 y PV-09



Fuente: El autor

Una vez realizado el análisis mineralógico que permitió obtener las fracciones volumétricas de cada mineral, se estimó la permeabilidad de la forma mostrada en la sección 3.4.1.

4.2.3. Validación de la permeabilidad derivada de registros convencionales con la permeabilidad obtenida de registros de resonancia magnética (KTIM)

Una vez estimada la permeabilidad a partir del análisis mineralógico realizado con información de registros convencionales, se comparó con la permeabilidad obtenida de los registros de resonancia magnética en los 4 pozos de validación que contaban con dicho registro. El método escogido para dicha comparación fue el de Timur-Coates, descrito en la sección 3.4.2.

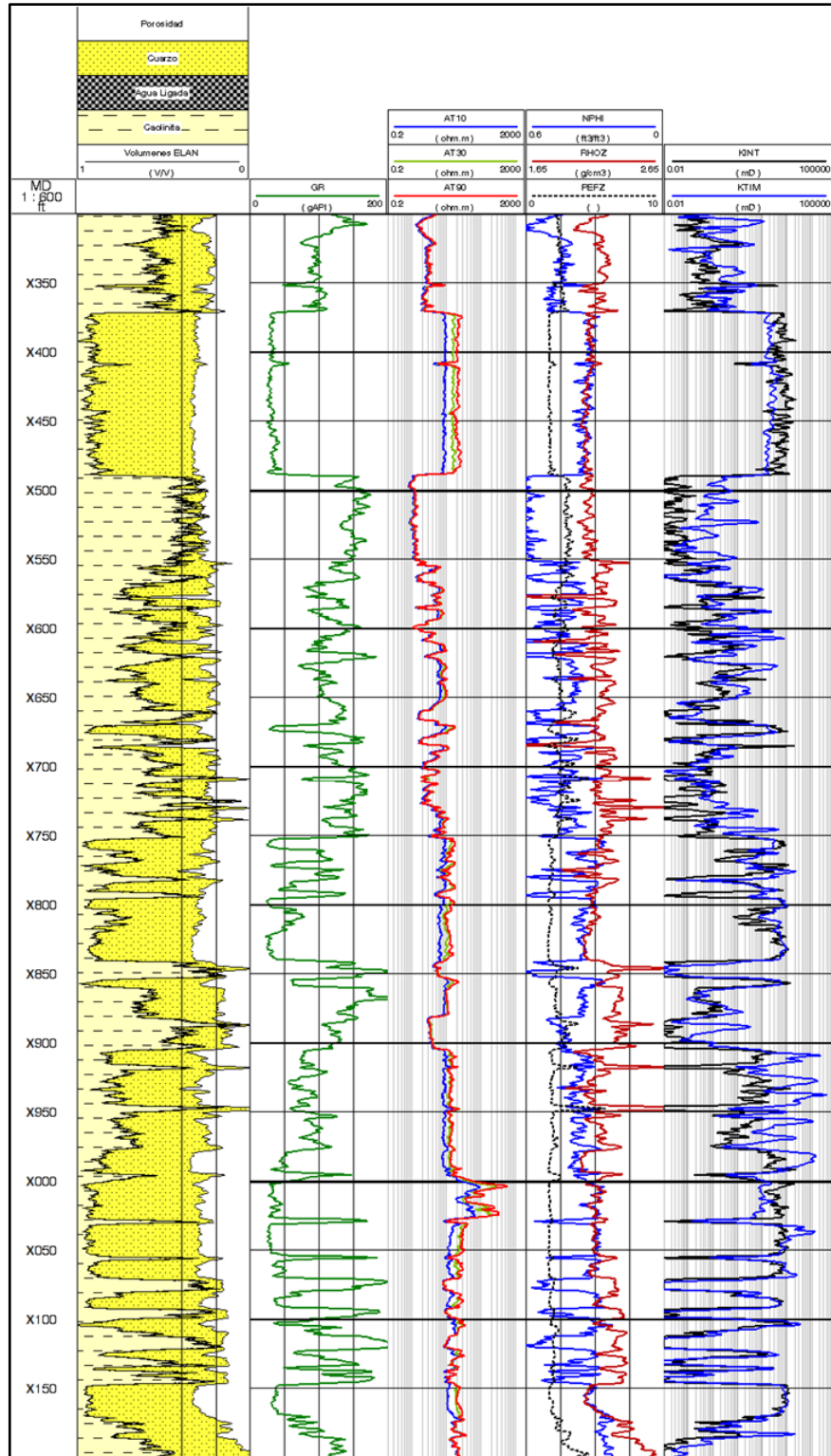
Las figuras 54 y 55 (ver última pista) muestran la comparación realizada entre la permeabilidad derivada de registros convencionales (KINT) y la obtenida de registros de resonancia magnética mediante el método de Timur-Coates (KTIM) para los pozos de validación 7 y 9 respectivamente. La información mostrada en cada pista es la siguiente:

- Pista 1: Fracciones volumétricas de cada mineral presente en la roca
- Pista 2: Registro de gamma ray (GR)
- Pista 3: Curvas de resistividad somera (AHT10), mediana (AHT30) y profunda (AHT90)
- Pista 4: Registro de neutrón (NPHI), densidad (RHOZ) y factor fotoeléctrico (PEFZ)
- Pista 5: Permeabilidad derivada de registros convencionales (KINT) y la obtenida con el método de Timur-Coates (KTIM)

Como era también de esperarse, se observa mayor diferencia entre estas dos permeabilidades en las zonas más arcillosas debido a la inclusión equivocada de caolinita como mineral predominante en dichas zonas. En otros intervalos menos arcillosos se observan también grandes diferencias, sin embargo los valores de KTIM para dichos intervalos llegan incluso hasta 10 darcy, por lo que no se pueden considerar representativas dichas permeabilidades. En términos generales, se observa buen ajuste entre las dos curvas, especialmente en los intervalos más limpios.

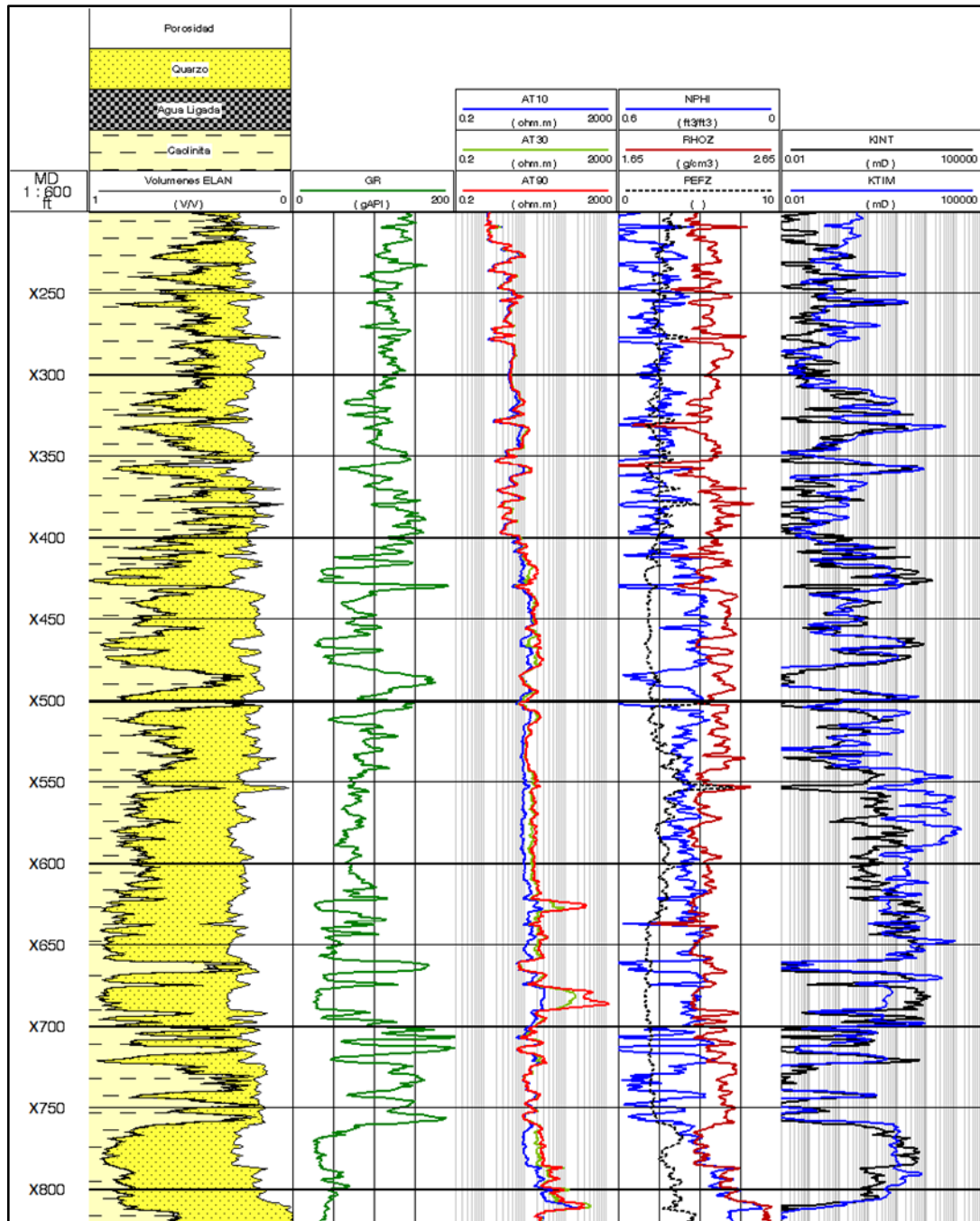
La figura 56 muestra la comparación entre la permeabilidad derivada de registros convencionales (KINT) y la obtenida de registros de resonancia magnética (KTIM) para los 4 pozos evaluados. Para dicha comparación se han excluido las zonas arcillosas y los valores no representativos de KTIM mencionados anteriormente. Como se puede observar, los datos muestran una tendencia lineal que permite validar los resultados obtenidos de KTIM para los 4 pozos evaluados y aplicar de manera confiable dicha estimación en los 10 pozos de estudio que cuentan con las pruebas realizadas con MDT o XPT.

Figura 54 Comparación KINT-KTIM para el pozo de validación 7



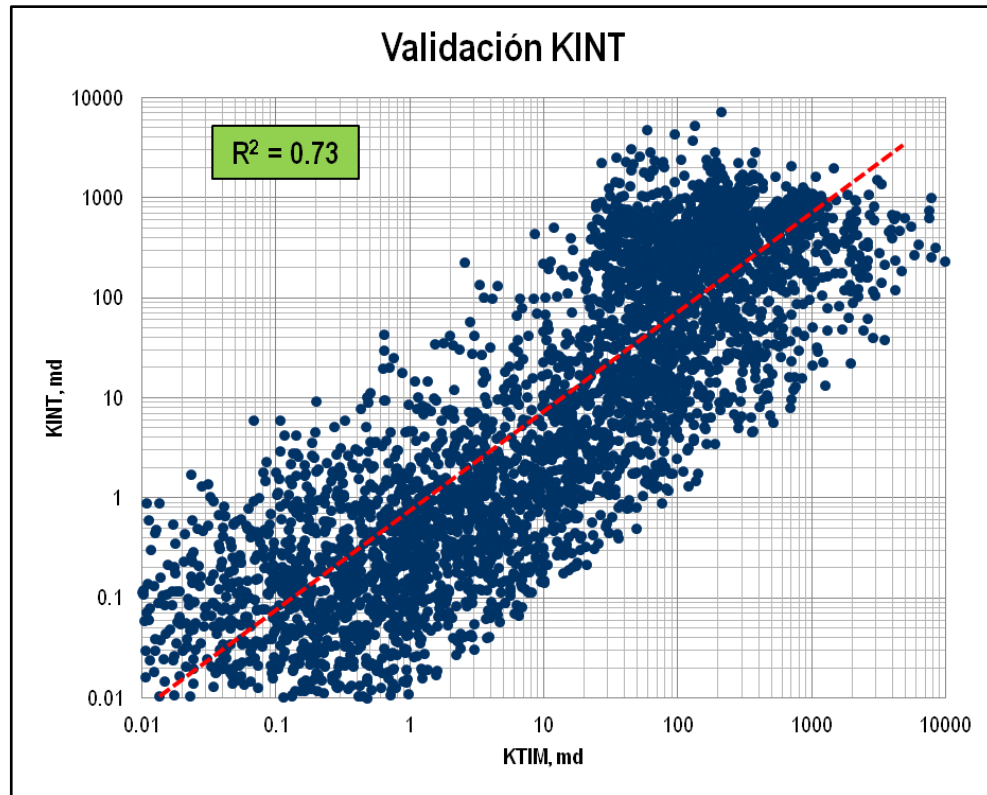
Fuente: El autor

Figura 55 Comparación KINT-KTIM para el pozo de validación 9



Fuente: El autor

Figura 56 Comparación KINT-KTIM para los pozos de validación 6, 7, 8 y 9



Fuente: El autor

4.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LOS POZOS DE ESTUDIO

El análisis de la información disponible en los 10 pozos de estudio incluyó las siguientes etapas:

- Cálculo de la permeabilidad a partir de la caída de presión para las prepruebas realizadas con probadores de formación
- Estimación de la permeabilidad a partir de registros convencionales
- Estimación de la permeabilidad a partir de información de muestreo de fluidos

4.3.1. Cálculo de la permeabilidad a partir de la caída de presión para las pruebas realizadas con probadores de formación (DDPERM)

Esta etapa consistió en la interpretación de las pre-pruebas de presión realizadas con probadores de formación en los 10 pozos de estudio (9 MDT y 1 XPT). En total se interpretaron 225 pre-pruebas utilizando un criterio de estabilización de presión de 0.1 psi/min. De las 225 pruebas, se obtuvieron 3 pruebas apretadas, 2 secas, 2 con pérdida del sello entre la herramienta y la pared del hueco, mientras que de las pruebas restantes se observaron 74 con ligeras fugas durante la etapa de restauración de presión, 43 sin buena estabilización de presión, 16 con sospecha de efecto de sobrecarga (4 de ellas presentando restauración de presión con perfil descendente) y las demás de buena calidad en cuanto a las mediciones de presión.

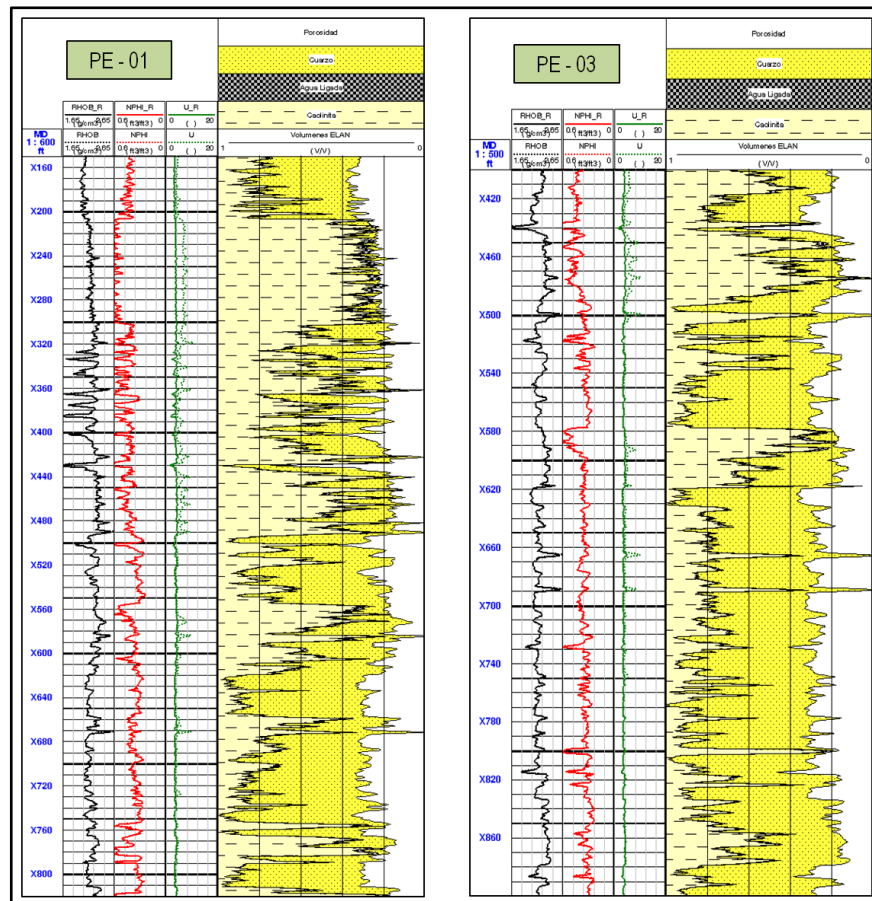
Para las 218 pre-pruebas donde se obtuvo valor de presión de formación, se calculó la movilidad a partir del análisis de la caída de presión de la forma mostrada en la sección 1.4.1.2, cuyos valores se encuentran entre 0.1 y 3000 md/cp. Asumiendo una viscosidad de filtrado de lodo de 1 cp, se convirtieron dichos valores de movilidad a permeabilidad obtenida del análisis de caída de presión.

4.3.2. Estimación de la permeabilidad a partir de registros convencionales (KINT)

Durante esta etapa se realizó el análisis mineralógico para los 10 pozos de estudio de la misma forma en que se realizó para los 4 pozos de validación que contaban con registro de resonancia magnética. El modelo petrofísico utilizado consistió también de caolinita y cuarzo, y se utilizaron igualmente los registros neutrón, densidad y factor fotoeléctrico.

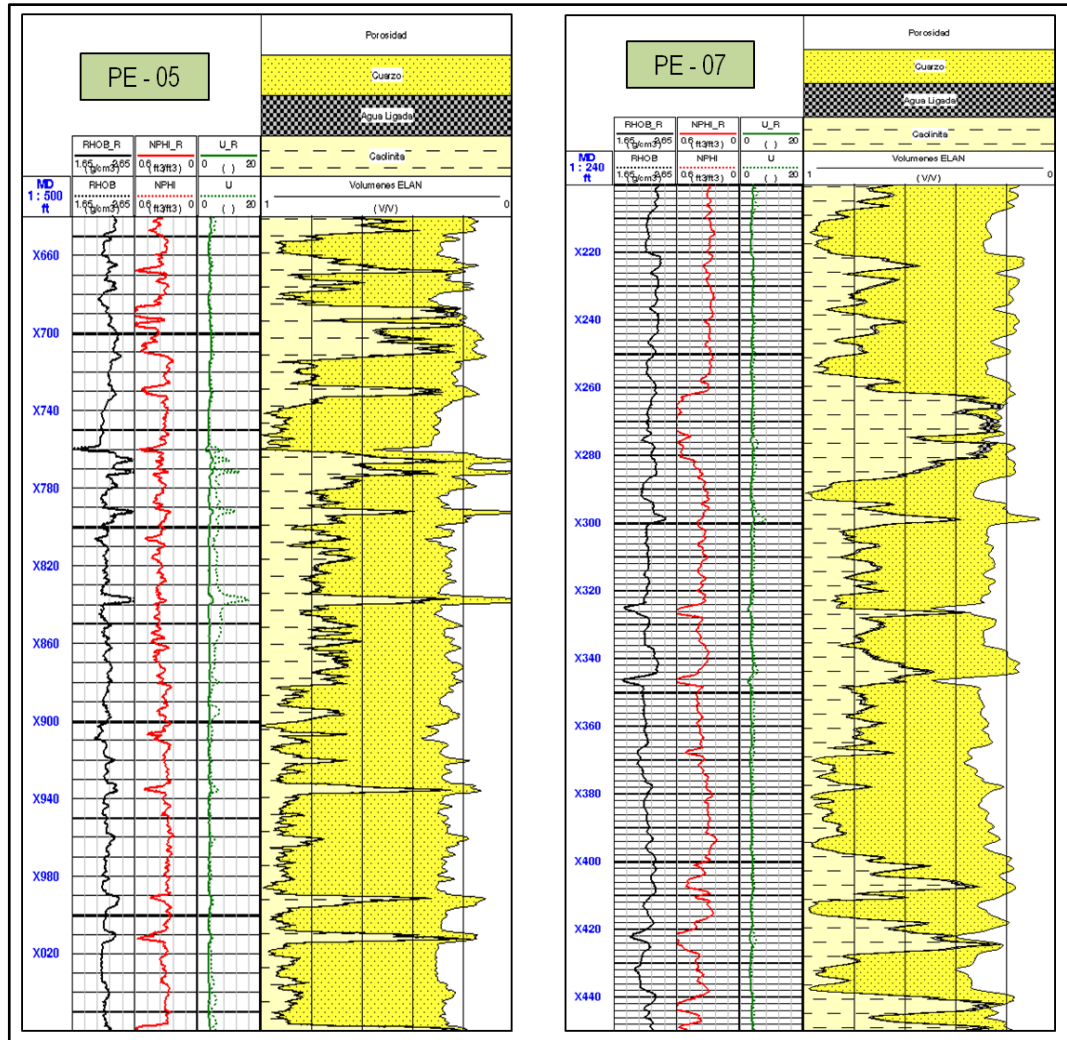
Las figuras 57 y 58 muestran los resultados del análisis mineralógico realizado con ELAN en 4 de los 10 pozos de estudio. Tal como se observó en los pozos de validación, los resultados en los pozos de estudio también tienden a mostrar mejor ajuste en las arenas limpias, teniendo en cuenta la unión entre las curvas reconstruida (línea sólida) y verdadera (línea punteada) de los registros utilizados, y la asignación de cuarzo y caolinita como minerales predominantes. En los intervalos más arcillosos se sigue observando separación entre las curvas reconstruida y verdadera de los registros utilizados en la interpretación, debido a la asignación equivocada de caolinita como mineral predominante en dichos intervalos.

Figura 57 Resultados del análisis mineralógico en los pozos de estudio 1 y 3



Fuente: El autor

Figura 58 Resultados del análisis mineralógico en los pozos de estudio 5 y 7



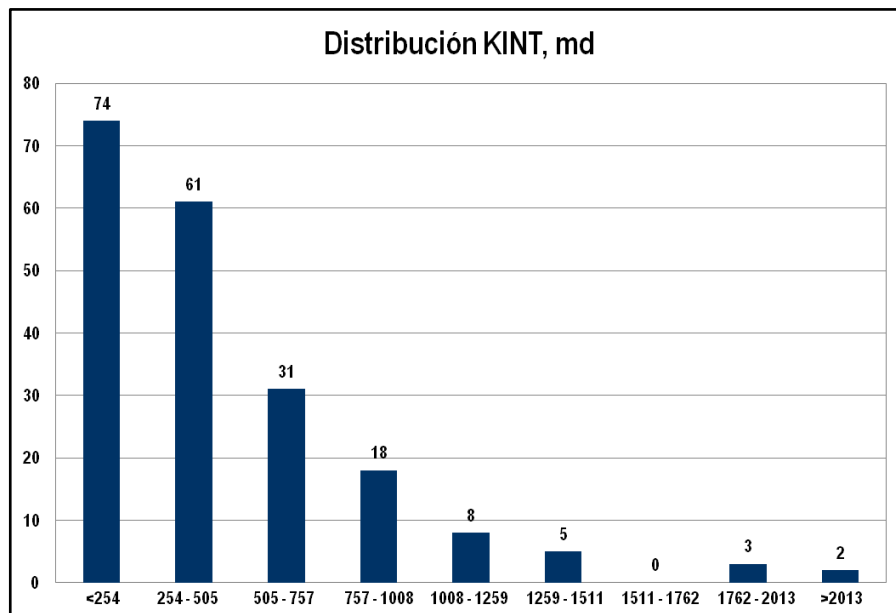
Fuente: El autor

Una vez determinadas las fracciones volumétricas de cada mineral en los 10 pozos de estudio, se estimó la permeabilidad a partir de registros convencionales de la misma forma en que se hizo para los pozos de validación.

Las figuras 59 y 60 muestran la distribución de permeabilidad y porosidad obtenida de registros convencionales para las profundidades a las cuales se realizaron pruebas con probadores de formación. Estos valores de permeabilidad y porosidad han sido calculados considerando una ventana de 1 pie para cada

profundidad de prueba con probador de formación¹⁹. Esto se hace teniendo en cuenta la resolución vertical de los registros de pozo y el error estimado en la medición de profundidad para los probadores de formación. Por esta misma razón, de las 218 pruebas donde se logró obtener valor de presión de formación se excluyeron 16 debido a que se encuentran en capas de arena muy delgadas o cerca a topes o bases de arena, completando así un total de 202 pre-pruebas de presión sobre las cuales se hizo la comparación entre DDPERM y KINT (ver sección 4.4).

Figura 59 Distribución de KINT para las pruebas con probadores de formación



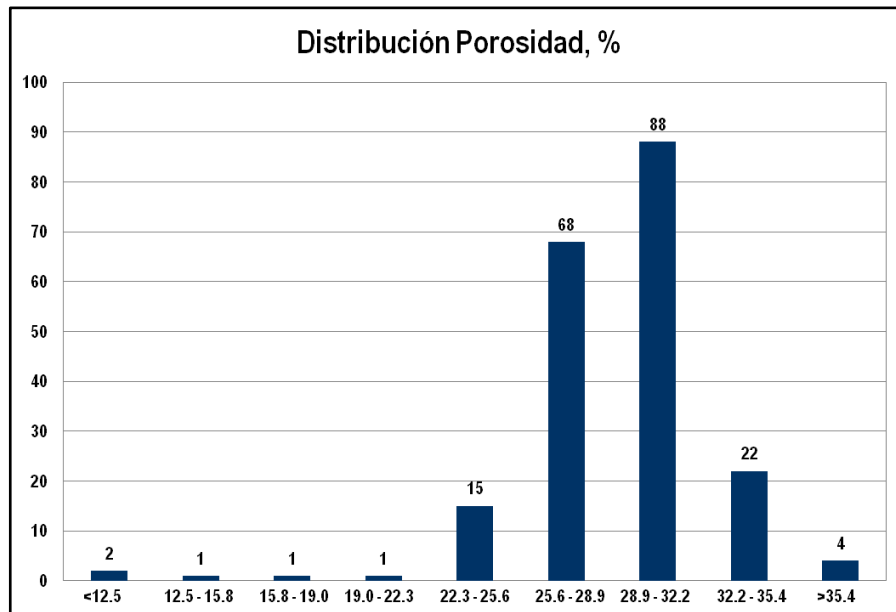
Fuente El autor

Las distribuciones de permeabilidad y porosidad mostradas en las figuras 59 y 60 respectivamente, han sido realizadas utilizando la regla de Sturges²⁰ para el cálculo del tamaño de clases y agrupación de datos.

¹⁹ HERRON, Michael. Estimating the intrinsic permeability of clastic sediments from geochemical data. SPWLA 28th Annual Logging Symposium. 1987

²⁰ BORROR, Connie et al. Probabilidad y estadística para ingeniería. 4ta edición. Compañía Editorial Continental. México D.F. 2006. 780p.

Figura 60 Distribución de porosidad para las pruebas con probadores de formación



Fuente El autor

De estas figuras se puede observar que en el 63.4% de las pre-pruebas de presión con probadores de formación, la permeabilidad estimada de registros convencionales es mayor a 254 md. Además, de las 74 pruebas donde la permeabilidad es menor a 254 md, en 38 es mayor a 100 md, lo cual permite establecer que en el 82.2% de las pruebas la permeabilidad estimada de registros de pozo es mayor a 100 md. En cuanto a la porosidad, se observa que en el 97.5% de las pruebas la porosidad es mayor a 22.3%, con un 77.2% de las pruebas con porosidades entre 25.6-32.2%.

Estas observaciones permiten establecer una reducida complejidad litológica en el sistema poroso encontrado en el campo de estudio, evidenciada por la tendencia a encontrar altas porosidades y altas permeabilidades donde aplica muy bien la correlación empírica utilizada para la estimación de la permeabilidad a partir de registros convencionales de pozo, como se mencionó anteriormente.

4.3.3 Estimación de la permeabilidad a partir de información de muestreo de fluidos

Durante esta etapa se buscaba estimar una permeabilidad con mayor radio de investigación para compararla con las permeabilidades obtenidas de los probadores de formación y registros de pozo. Se analizaron las estaciones de muestreo de fluidos realizadas con la herramienta MDT en 3 de los 10 pozos de estudio. En total se analizaron 4 estaciones de fluido (2 en el pozo PE-03) que dieron como resultado agua según las indicaciones del analizador óptico utilizado en la configuración de la herramienta MDT.

Una vez hecha esta observación, se utilizaron los datos de presión de fondo fluyendo, tasa de flujo y tiempo de prueba durante el muestreo para ajustar dichos datos a un valor estimado de permeabilidad mediante un proceso iterativo usando el software ECRIN²¹. Para ello, se realizaron las siguientes suposiciones:

- Viscosidad de fluido (agua) de 1 cp
- No hay daño a la formación
- Yacimiento homogéneo e infinito
- Factor volumétrico de formación de 1 bbl/STB
- Compresibilidad total de 3×10^{-6} 1/psi

La suposición de la inexistencia de daño a la formación se hizo teniendo en cuenta que al momento del muestreo, los pozos estaban recién perforados y la presencia de daño es menos probable en un radio de investigación mayor como el que se tiene durante las operaciones de muestreo de fluidos. La tabla 9 muestra los resultados obtenidos del ajuste entre los datos de presión y caudal en las estaciones de muestreo y valores de permeabilidad, además del valor promedio calculado de KINT para el intervalo en el cual se realizó el muestreo.

²¹ www.kappaeng.com

Tabla 9 Resultados del ajuste de permeabilidad a los datos de muestreo

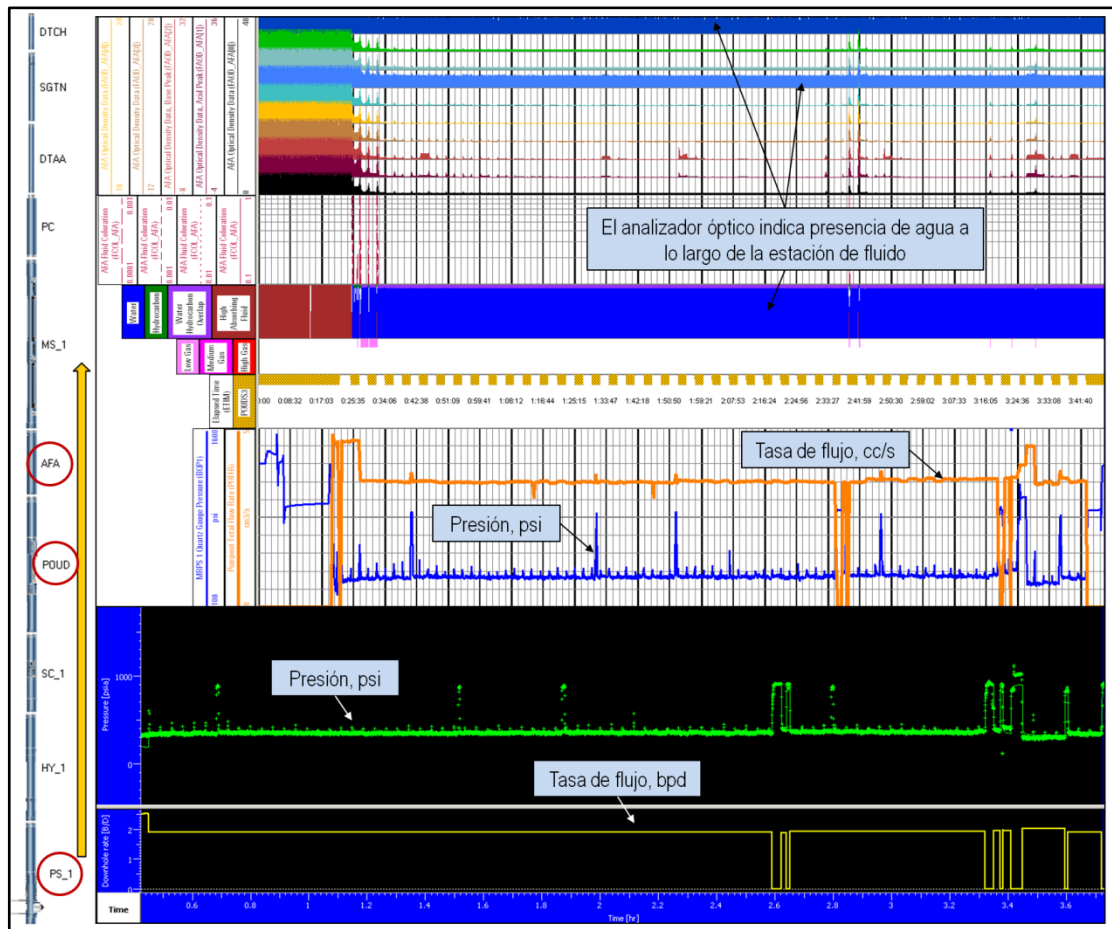
Pozo	N. Estación	Permeabilidad, md	KINT promedio, md
PE-02	1	104.4	84.3
PE-03	1	2500.0	581.1
	2	1808.7	1352.9
PE-04	1	980.0	192.4

Fuente: El autor

La figura 61 muestra en la parte superior el registro de muestreo con las observaciones del analizador óptico y en la parte inferior, el ajuste obtenido en la presión de fondo fluyendo para los valores estimados de permeabilidad en la estación de fluido en el pozo de estudio 2. La indicación de agua a lo largo de la estación por parte del analizador óptico se observa teniendo en cuenta la activación principal de los canales 6 y 9 que corresponden al espectro de activación de agua, y a la fracción calculada de agua a lo largo de la estación. La flecha de color amarillo indica la dirección del flujo durante la estación, el cual va desde la probeta (PS) impulsado por la bomba (PO) pasando por el módulo de análisis óptico (AFA) para la identificación de fluido. En general, se observa buen ajuste entre los datos originales de presión (puntos verdes) y la presión reconstruida (línea verde) para el valor estimado de permeabilidad (104.4 md).

Sin embargo, se debe tener en cuenta que la permeabilidad estimada mediante este método corresponde a la permeabilidad efectiva al agua con un radio de investigación mucho mayor que el de las pre-pruebas realizadas con probadores de formación. Además, la primera corresponde a una permeabilidad esencialmente radial, mientras que la segunda es esférica teniendo en cuenta la geometría de flujo hacia la probeta.

Figura 61 Estimación de la permeabilidad con datos de muestreo de fluidos en el pozo de estudio 2



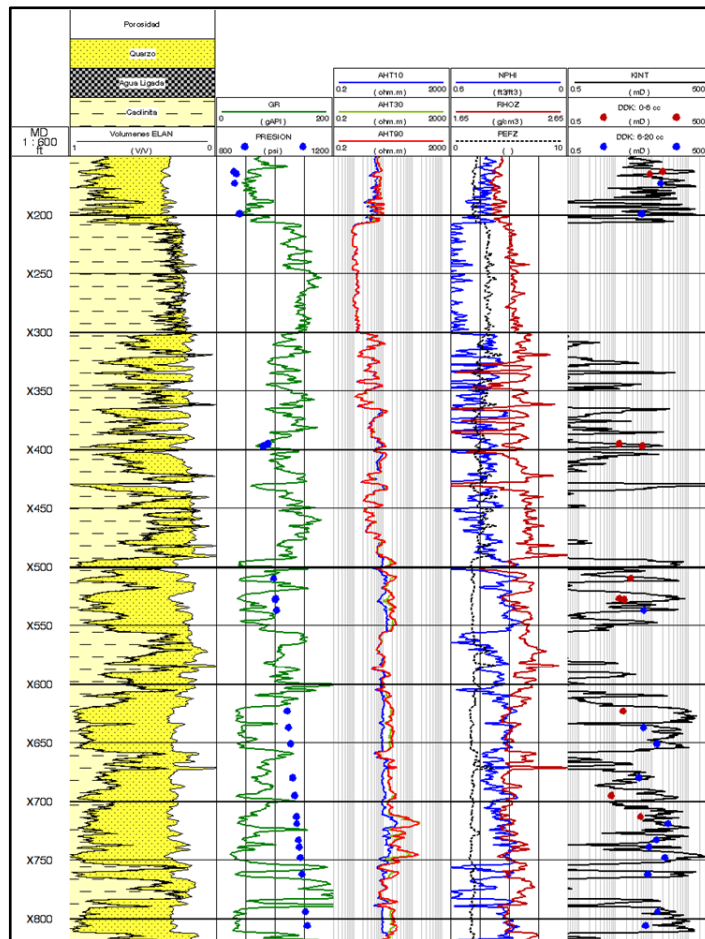
Fuente: El autor

4.4 COMPARACIÓN ENTRE LA PERMEABILIDAD OBTENIDA DE PROBADORES DE FORMACIÓN Y LA DERIVADA DE REGISTROS CONVENCIONALES

Una vez estimada la permeabilidad a partir del análisis de la caída de presión en las pruebas con probadores de formación (DDPERM) y la obtenida a partir de información de registros convencionales (KINT), se realizó la comparación de estas dos permeabilidades para los 10 pozos de estudio.

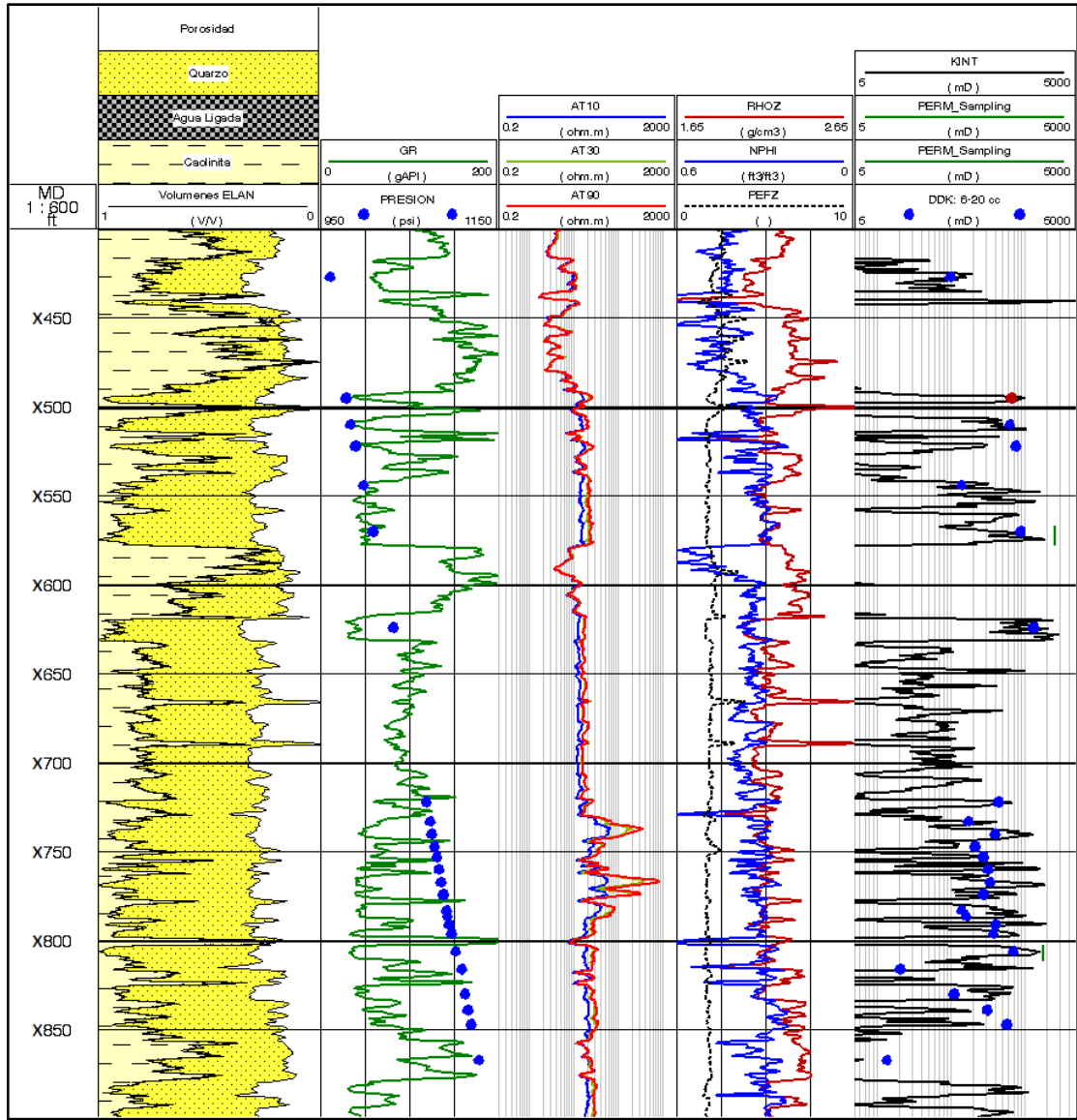
Las figuras 62 a 65 muestran los resultados obtenidos en los pozos de estudio 1, 3, 5 y 7. En la última pista los puntos en color rojo representan la permeabilidad obtenida de la caída de presión para las pre-pruebas en las cuales se utilizaron menos de 6 cc, mientras que las pre-pruebas donde se utilizaron más de 6 cc corresponden a los puntos en azul. Las líneas verdes corresponden a la permeabilidad ajustada a los datos de muestreo de fluidos para el intervalo supuesto. Como se puede observar, se obtiene mejor ajuste entre las dos permeabilidades (DDPERM y KINT) en las pre-pruebas con mayor volumen utilizado, aunque se presentan algunas diferencias que corresponden a otro tipo de afectaciones que serán analizadas más adelante.

Figura 62 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 1



Fuente: El autor

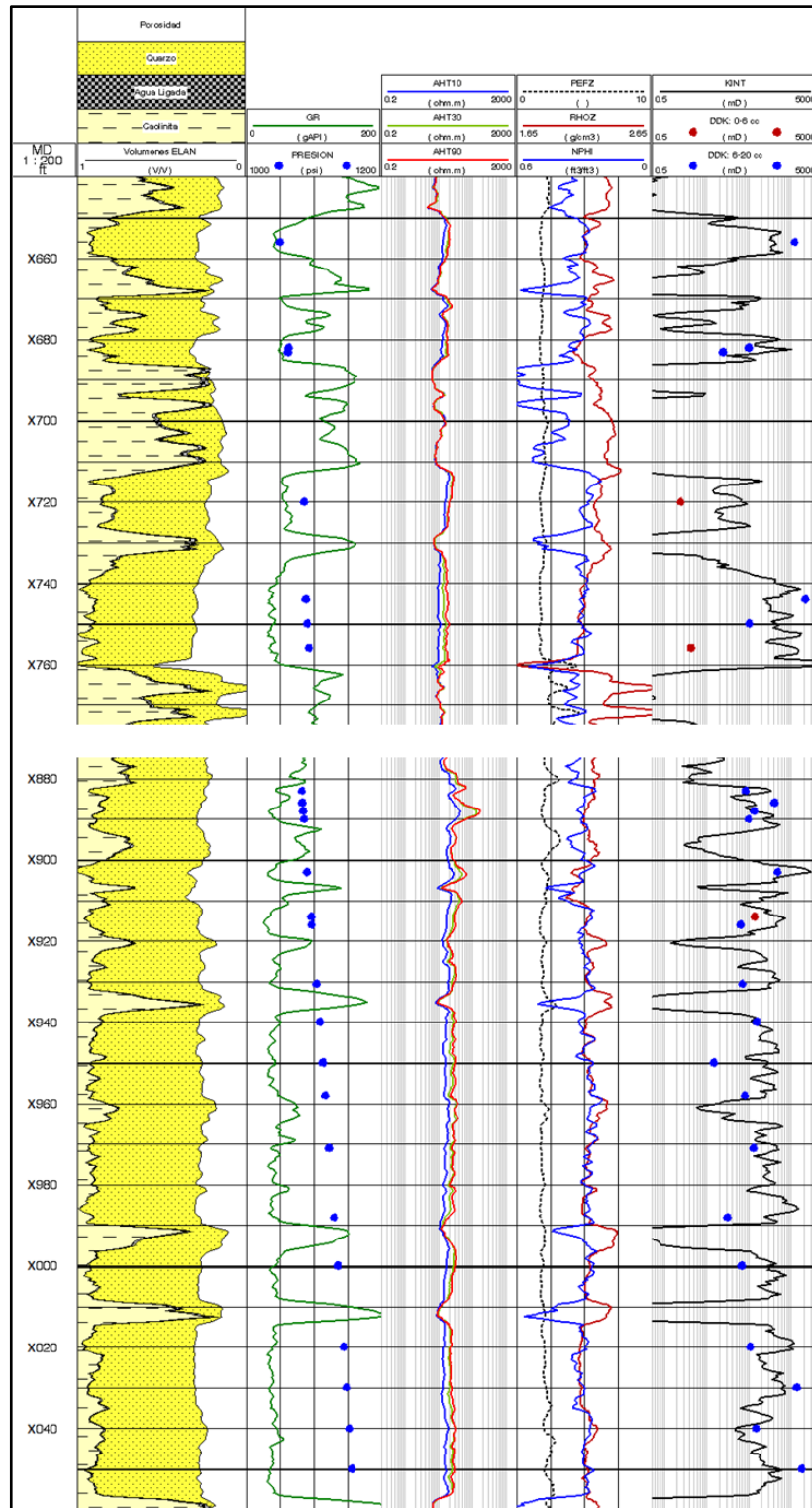
Figura 63 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 3



Fuente: El autor

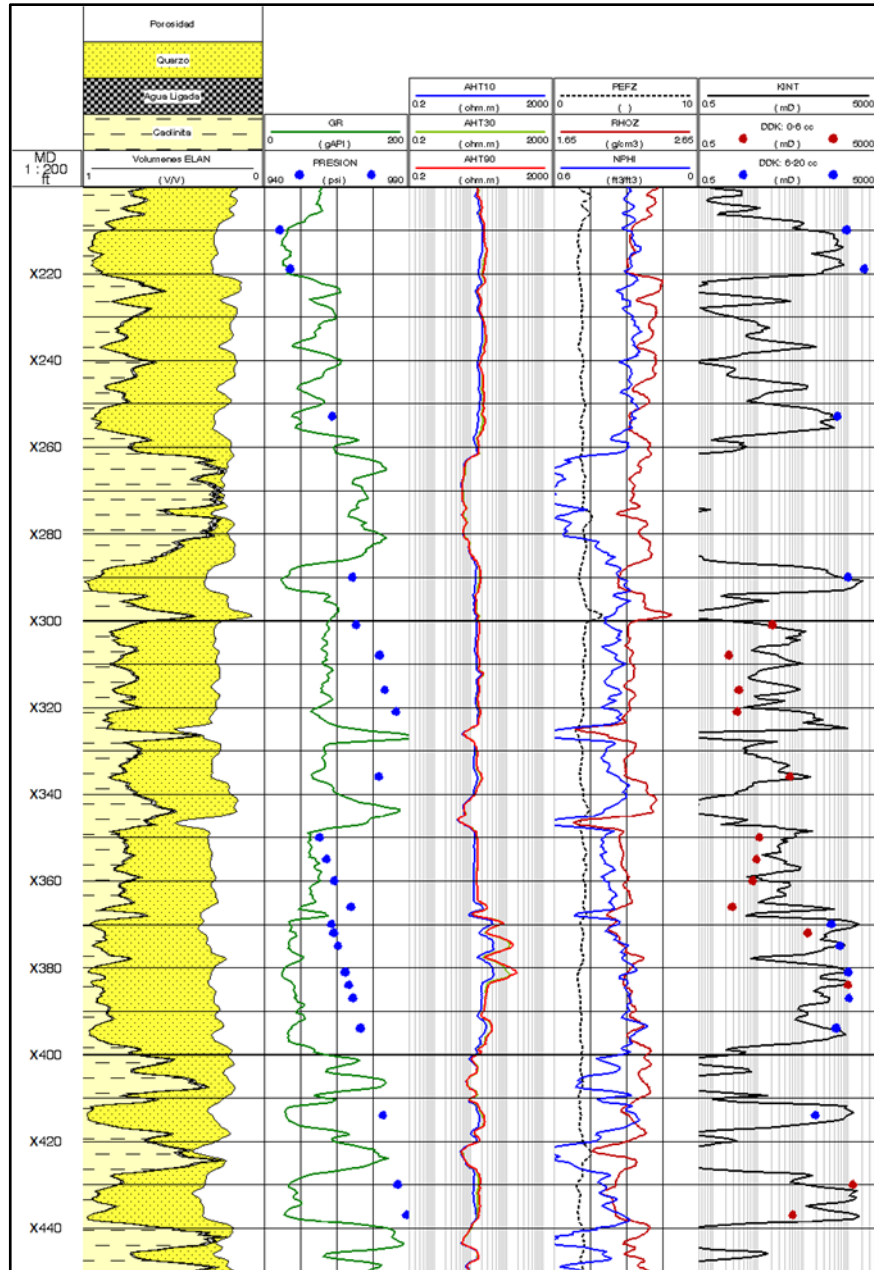
En la figura 63 se pueden observar las permeabilidades obtenidas de las dos estaciones de muestreo de fluidos en el pozo de estudio 3, las cuales presentan un ajuste relativamente bueno con la permeabilidad obtenida de los registros convencionales de pozo.

Figura 64 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 5



Fuente: El autor

Figura 65 Comparación DDPERM-KINT para el pozo de estudio 7



Fuente: El autor

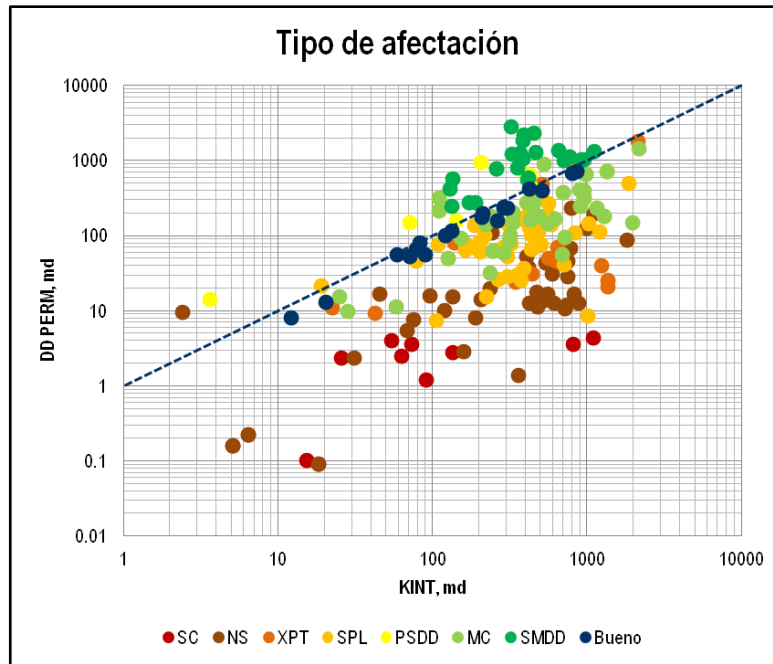
4.4.1. Identificación de los casos donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown

Teniendo en cuenta los casos presentados en las secciones 1.5 y 2.4, se lograron identificar los siguientes casos donde se ve afectado el cálculo de movilidad a partir de la caída de presión en las 202 pre-pruebas analizadas en los 10 pozos de estudio, ordenados de menor a mayor grado de afectación:

- Pre-pruebas buenas
- Pre-pruebas con caída de presión insuficiente (SMDD)
- Pre-pruebas con efecto de torta de lodo (MC)
- Pre-pruebas con pérdida parcial del sello durante el drawdown (PSDD)
- Pre-pruebas con pequeñas fugas durante el buildup (SPL)
- Pre-pruebas con bajo volumen realizadas con XPT
- Pre-pruebas sin buena estabilización de presión (NS)
- Pre-pruebas con sobrecarga de presión (SC)

Cabe resaltar que en algunas de las pruebas se identificaron más de uno de los casos listados, afectando aún más el cálculo de movilidad. La figura 66 muestra la comparación entre KINT y DDPERM de acuerdo a estos casos. Las recomendaciones para corregir el cálculo de movilidad en las pruebas donde se presentan estos casos, así como algunas recomendaciones generales, serán presentadas en el capítulo 5. La tabla 10 muestra algunos parámetros importantes de pre-prueba para cada uno de los casos identificados. Dichos parámetros son: número y porcentaje de pruebas realizadas, número y porcentaje de pruebas realizadas con cada tipo de probeta, volumen promedio, volumen promedio establecido durante la operación, tiempo promedio de drawdown, caída de presión promedio, tasa promedio de estabilización de presión, número y porcentaje de pruebas con repetibilidad en los valores de presión entre pre-pruebas, tipo de roca promedio (ver sección 4.4.1) y porcentaje de error promedio.

Figura 66 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de afectación



Fuente: El autor

El porcentaje de error mostrado en la tabla 10 se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$\% Er = \left| \frac{\log(KINT) - \log(DDPERM)}{\log(KINT)} \right| \times 100 \quad (55)$$

A partir de la información mostrada en la tabla 10, se pueden establecer algunas observaciones importantes:

- El caso más común identificado en las pruebas analizadas es el de ligeras fugas durante el periodo de restauración de presión (33.2%), seguido por el efecto de torta de lodo durante el drawdown (22.3%), pruebas sin buena estabilización de presión (19.3%), drawdown insuficiente (11.4%), pruebas buenas (9.4%), pérdida parcial del sello durante el drawdown (7.4%), pruebas con bajo volumen realizadas con XPT (6.9%) y pruebas con sospecha de efecto de sobrecarga de presión (5.9%).

- Las pre-pruebas donde el volumen y tiempo de drawdown promedio fue mayor (12.2 cc y 10.7 s), se presentaron pérdidas parciales de sello entre la herramienta y la pared del hueco durante la etapa de caída de presión.
- Las mayores caídas de presión promedio se presentan en las pruebas sin buena estabilización de presión (122.9 psi) y con sospecha de efecto de sobrecarga (765.7 psi), producto de una baja permeabilidad en la zona cercana al hueco.
- A pesar que el volumen promedio utilizado en las pruebas buenas fue tan solo de 5.5 cc, estos buenos resultados pueden ser atribuidos a que en un 84.2% de estas pruebas se realizaron al menos dos pre-pruebas con el fin de confirmar el valor de presión medido y generar un mayor disturbio de presión con un radio de investigación ligeramente mayor, permitiendo obtener un valor confiable de movilidad drawdown.
- En el caso de pruebas con sospecha de efecto de sobrecarga, donde el porcentaje de pruebas con repetibilidad es similar al de las pruebas con buenos resultados (83.3%), el alto porcentaje de error promedio (115.3%) puede ser atribuido a las altas caídas de presión (765.7 psi) y malas tasas de estabilización de presión (0.27 psi/min) promedio, encontradas normalmente en pruebas de este tipo.
- En el caso de las pruebas realizadas con XPT, el porcentaje de error promedio es de 31.7% a pesar que en todas ellas se realizaron al menos dos pre-pruebas de presión. Esta diferencia puede ser atribuida al volumen demasiado bajo utilizado en las pruebas (promedio 0.8 cc), lo cual impide obtener un radio de investigación suficiente para obtener un dato confiable de movilidad.
- Para cada caso identificado la mayoría de las pruebas se realizaron con probeta de diámetro grande (LD), a excepción de las pruebas sin buena estabilización de presión donde un 76.9% de ellas se realizaron con probeta de diámetro extra grande (XLD).

Tabla 10 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al tipo de afectación

Caso	Número pruebas (%)		LD (%)		XLD (%)		Convenc. (%)		Vol. Prom, cc	Vol. Estab. prom, cc
Bueno	19	9.4	16	84.2	3	15.8	0	0	5.5	6.6
SMDD	23	11.4	21	91.3	2	8.7	0	0	9.3	10.8
MC	45	22.3	27	60.0	14	31.1	4	8.9	10.0	12.4
PSDD	15	7.4	15	100	0	0	0	0	12.2	14.2
SPL	67	33.2	46	68.7	19	28.4	2	3.0	8.1	9.9
XPT	14	6.9	0	0	0	0	14	100	0.8	0.8
NS	39	19.3	9	23.1	30	76.9	0	0	4.7	7.6
SC	12	5.9	9	75.0	2	16.7	1	8.3	4.3	4.6
	202		118	58.4	63	31.2	21	10.4	6.8	8.4
Caso	Tiempo prom, s	DD prom, psi	Estab. prom, psi/min		Repetibilidad (%)		Tipo roca prom	% Er prom		
Bueno	4.6	54.4	0.07		16	84.2	3.3	5.3		
SMDD	7.0	3.7	0.04		17	73.9	2.5	15.1		
MC	10.1	24.9	0.05		19	42.2	2.4	17.6		
PSDD	10.7	16.5	0.05		7	46.7	2.9	20.9		
SPL	5.8	25.5	0.08		45	67.1	2.4	22.1		
XPT	2.0	67.9	0.01		14	100	2.1	31.7		
NS	8.7	122.9	0.32		11	28.2	2.4	63.2		
SC	4.3	765.7	0.27		10	83.3	3.3	115.3		
	6.7	78.4	0.11		128	63.4	2.6	31.4		

Fuente: El autor

4.4.2 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la calidad de roca

Con el fin de identificar la calidad de la formación en donde se realizaron las pruebas de presión y permitir una mejor comparación entre DDPERM y KINT, se utilizaron los resultados obtenidos de la interpretación petrofísica en los 19 pozos incluidos en el estudio (9 de validación y 10 de estudio).

La clasificación de la calidad de roca se realizó graficando la permeabilidad obtenida de registros convencionales (KINT) contra la porosidad calculada a partir de los registros de pozo (PIGN). Una vez graficados estos datos, se discriminó la información de acuerdo al volumen de clay de la siguiente forma:

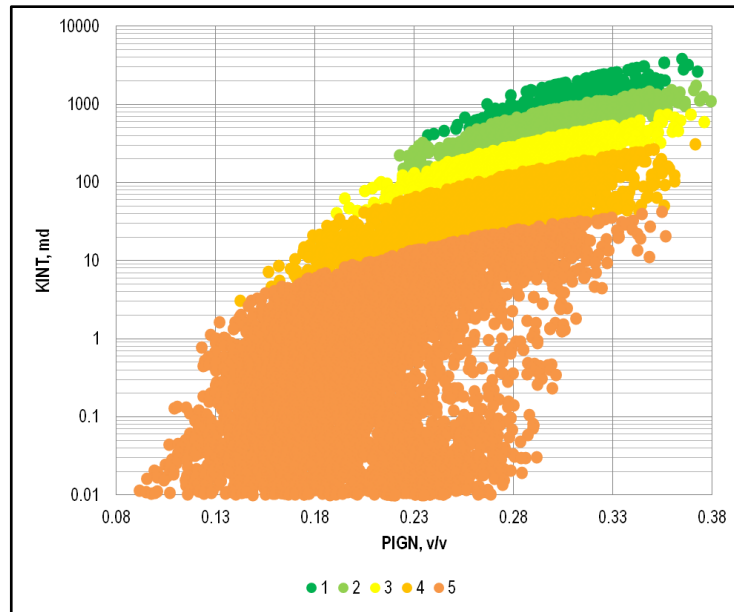
Tabla 11 Clasificación del tipo de roca

Tipo de roca	Volumen de clay, fracción
1	< 0.05
2	0.05 – 0.10
3	0.10 – 0.15
4	0.15 – 0.25
5	> 0.25

Fuente: El autor

Cabe resaltar que el volumen de clay calculado corresponde al volumen de clay como tal más el volumen de agua ligada. De esta manera, se identificaron 5 tipos de roca donde las mejores propiedades corresponden al tipo de roca 1 (con menor volumen de clay), y las peores, al tipo de roca 5 (con mayor volumen de clay). La figura 67 muestra la gráfica de KINT contra PIGN para la identificación de la calidad de roca en el campo.

Figura 67 Clasificación del tipo de roca



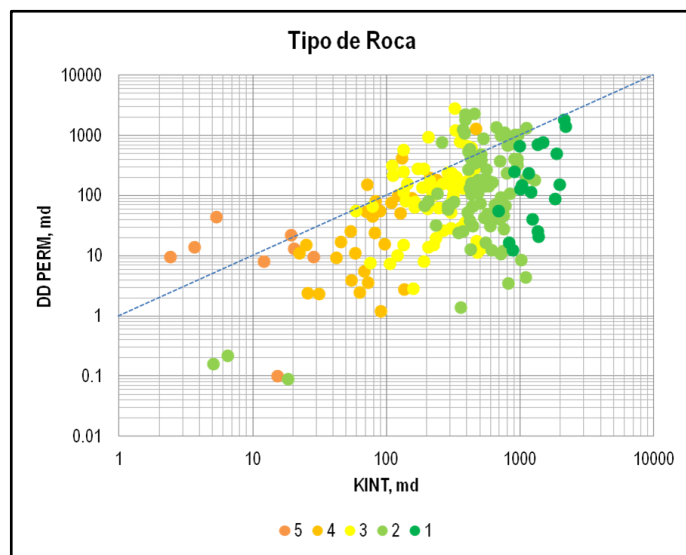
Fuente: El autor

Es importante resaltar que como se mencionó en la sección 3.4.1, el método para estimar la permeabilidad a partir de registros convencionales aplica muy bien en sistemas porosos no tan complejos, es decir, de alta porosidad y alta permeabilidad, mientras que para porosidades más bajas, el método no es tan efectivo. Como se puede observar de la figura 67, las porosidades obtenidas son relativamente altas para las arenas limpias (alrededor del 30%), además de presentar mayores valores de permeabilidad. Por otro lado, para las arenas más arcillosas, a pesar de tener valores considerables de porosidad, las permeabilidades no son tan altas, constituyendo otra razón para no confiar en los valores de permeabilidad obtenidos de registros convencionales en dichos intervalos.

La figura 68 muestra la comparación entre DDPERM y KINT de acuerdo al tipo de roca donde se realizaron las pre-pruebas de presión. Como se puede observar, se presentan diferencias considerables entre estas dos permeabilidades en prácticamente todos los tipos de roca identificados en el campo.

Sin embargo, muchas de estas diferencias están relacionadas con los casos listados en la sección 4.4.1 donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown. Es importante resaltar algunos puntos que perteneciendo a rocas de buena calidad, presentan valores bajos de permeabilidad drawdown (DDPERM). Posiblemente, dichos puntos estén siendo afectados por una reducción de permeabilidad en la zona cercana al pozo debido al daño a la formación causado por el ingreso de sólidos a la misma.

Figura 68 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de roca



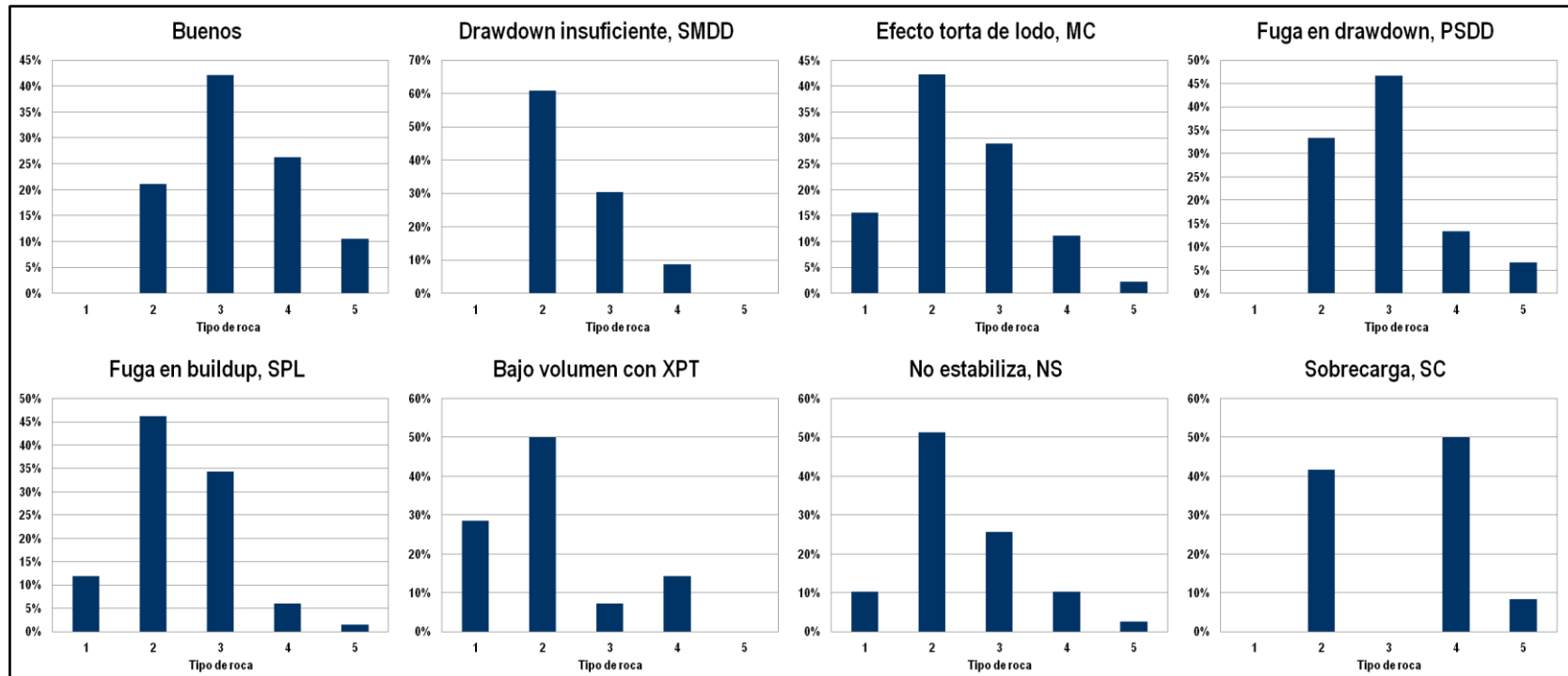
Fuente: El autor

La figura 69 muestra la distribución de los tipos de roca identificados en cada caso donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown, mientras que la tabla 12 muestra algunos parámetros de pre-prueba de acuerdo a dicha clasificación. Dichos parámetros son: número y porcentaje de pruebas realizadas, volumen promedio, volumen promedio establecido durante la operación, tiempo promedio de drawdown, caída de presión promedio, tasa promedio de estabilización de presión, número y porcentaje de pruebas con repetibilidad en los valores de presión entre pre-pruebas, porcentaje de error promedio, y número y porcentaje de pruebas donde se ha identificado alguno o algunos de los casos mencionados.

Algunas observaciones a partir de la información mostrada en la figura 69 y tabla 12 son:

- El 81.2% de las pruebas analizadas se realizaron en las rocas de mejor calidad (tipos 1, 2 y 3), con alta porosidad y permeabilidad, mostrando una vez más la buena calidad del sistema poroso en el campo de estudio y la viabilidad para la utilización de la correlación empírica utilizada para estimar la permeabilidad a partir de registros convencionales de pozo.
- El tipo de roca predominante para las pre-pruebas de presión es el 2 con un 42.6%, donde se realizaron las pruebas con mayor volumen y tiempo de drawdown promedio (7.4 cc y 7.9 s).
- Las mayores caídas de presión promedio (190.7 y 298.1 psi) y tasas promedio de estabilización de presión (0.16 y 0.18 psi/min), se presentan en las rocas de menor calidad (tipos 4 y 5) donde se espera una baja permeabilidad en la zona cercana al hueco.
- En rocas de tipo 2 se realizaron la mayor cantidad de pruebas con repetibilidad (54/128) y se obtuvo el mayor número de pruebas con drawdown insuficiente (14/23), con efecto de la torta de lodo durante el drawdown (19/45), con ligeras fugas durante el buildup (31/67), pruebas con bajo volumen realizadas con XPT (7/14) y pruebas sin buena estabilización de presión (20/39).
- En el tipo de roca 3 se obtuvo la mayor cantidad de pruebas buenas (8/19) y con pérdida parcial del sello durante el drawdown (7/15), mientras que la mayor cantidad de pruebas con efecto de sobrecarga de presión se realizaron en rocas de tipo 4 (6/12).
- El caso más identificado en cada tipo de roca es el de ligeras fugas durante el buildup, a excepción de las rocas tipo 4 y 5 donde se identificaron más casos de pruebas con sospecha de efecto de sobrecarga (20%) y pruebas con buenos resultados (25%), respectivamente.

Figura 69 Distribución de tipos de roca para cada tipo de problema



Fuente: El autor

Tabla 12 Parámetros de pre-prueba de acuerdo a la calidad de roca

Tipo roca	Número de pruebas (%)		Vol. prom, cc	Vol. establecido prom, cc	Tiempo prom, s	Drawdown prom, psi	Estabilización prom, psi/min	Repetibilidad (%)		% Error prom
1	19	9.4	4.9	6.4	4.5	28.1	0.09	11	57.9	30.5
2	86	42.6	7.4	9.2	7.9	68.9	0.09	54	62.8	31.9
3	59	29.2	7.0	8.8	5.7	21.7	0.11	35	59.3	23.9
4	30	14.9	5.7	6.7	7.0	190.7	0.16	23	76.7	32.6
5	8	4.0	7.4	8.7	5.6	298.1	0.18	5	62.5	79.3
	202		6.8	8.4	6.7	78.4	0.11	128	63.4	31.4

Tipo roca	Buenos (%)		SMDD (%)		MC (%)		PSDD (%)		SPL (%)		XPT (%)		NS (%)		SC (%)	
1	0	0	0	0	7	36.8	0	0	8	41.1	4	21.1	4	21.1	0	0
2	4	4.7	14	16.3	19	22.1	5	5.8	31	36.0	7	8.1	20	23.3	5	5.8
3	8	13.6	7	11.9	13	22.0	7	11.9	23	39.0	1	1.7	10	16.9	0	0
4	5	16.7	2	6.7	5	16.7	2	6.7	4	13.3	2	6.7	4	13.3	6	20.0
5	2	25.0	0	0	1	12.5	1	12.5	1	12.5	0	0	1	12.5	1	12.5
	19	9.4	23	11.4	45	22.3	15	7.4	67	33.2	14	6.9	39	19.3	12	5.9

Fuente: El autor

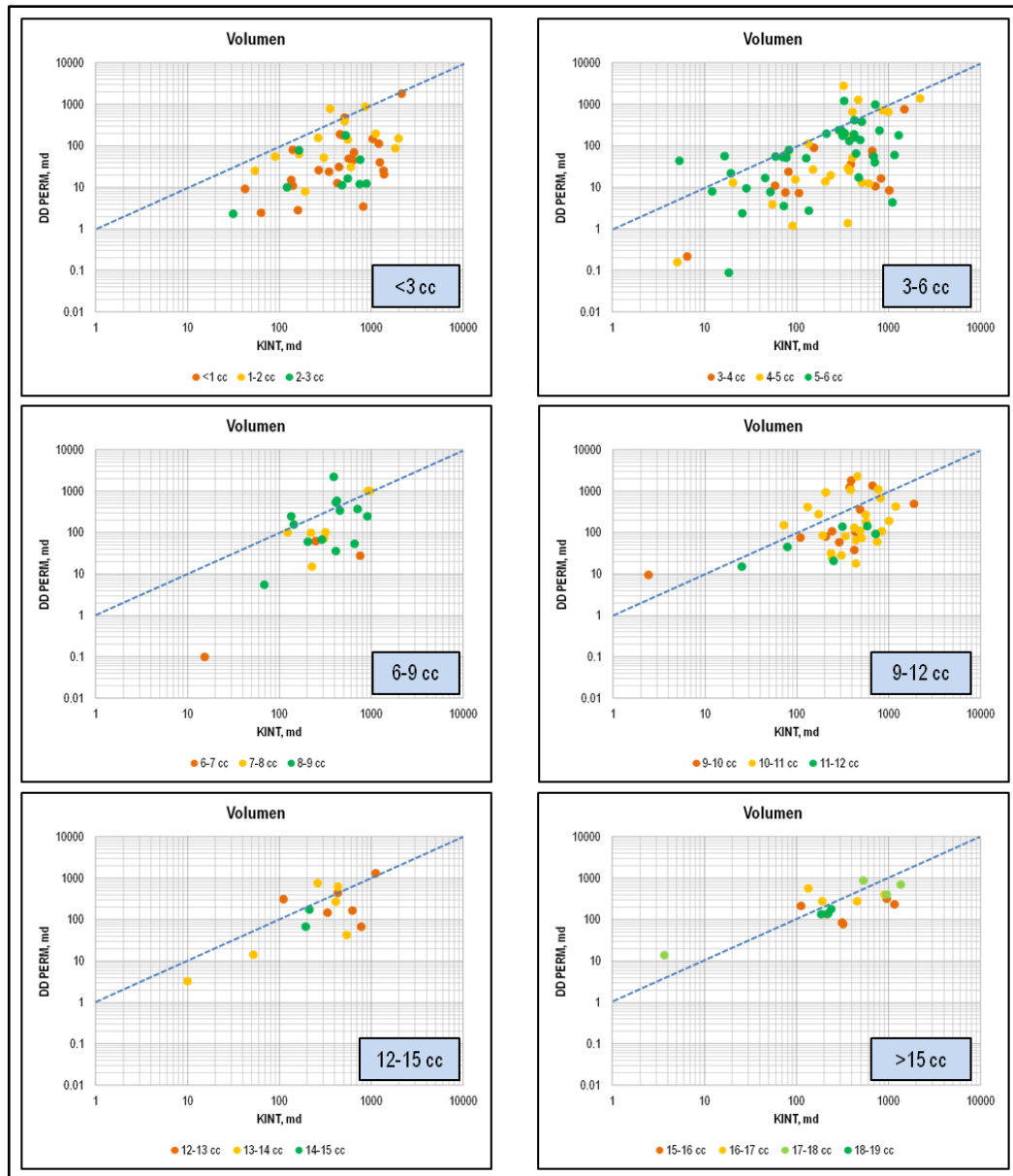
- El gran número de pruebas sin buena estabilización de presión en rocas tipo 2 (20/59) puede ser atribuido a una reducción de permeabilidad en la zona cercana al hueco, producto de la invasión de sólidos del lodo de perforación hacia la formación.
- De las 12 pruebas con sospecha de efecto de sobrecarga, en 3 se observó una restauración de presión con perfil descendente, todas ellas en rocas tipo 4, mientras que en otras 3 no se obtuvo una buena estabilización de presión, todas ellas en rocas tipo 2.

4.4.3. Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al volumen de pre-prueba

La figura 70 muestra la comparación entre DDPERM y KINT de acuerdo al volumen de pre-prueba. La información disponible se ha dividido en 6 grupos de acuerdo al volumen así: <3, 3-6, 6-9, 9-12, 12-15 y >15 cc. Como se puede observar, las mayores diferencias entre KINT y DDPERM tienden a presentarse cuando el volumen de pre-prueba es menor a 6 cc. Dicho comportamiento se puede explicar por el reducido radio de investigación que tienen las pre-pruebas de presión, además de la incertidumbre asociada a la medición del volumen por debajo de 5 cc en el caso de la herramienta MDT, dado el principio de funcionamiento hidráulico de la herramienta.

La figura 71 muestra el porcentaje de error contra el volumen de pre-prueba, identificando además cada tipo de afectación del cálculo de movilidad drawdown. Como se puede observar, existe una tendencia decreciente en el porcentaje de error a medida que el volumen de pre-prueba es mayor, debido principalmente a un mayor radio de investigación y mayor confiabilidad en la medición del volumen por parte de la herramienta MDT, como se mencionó anteriormente.

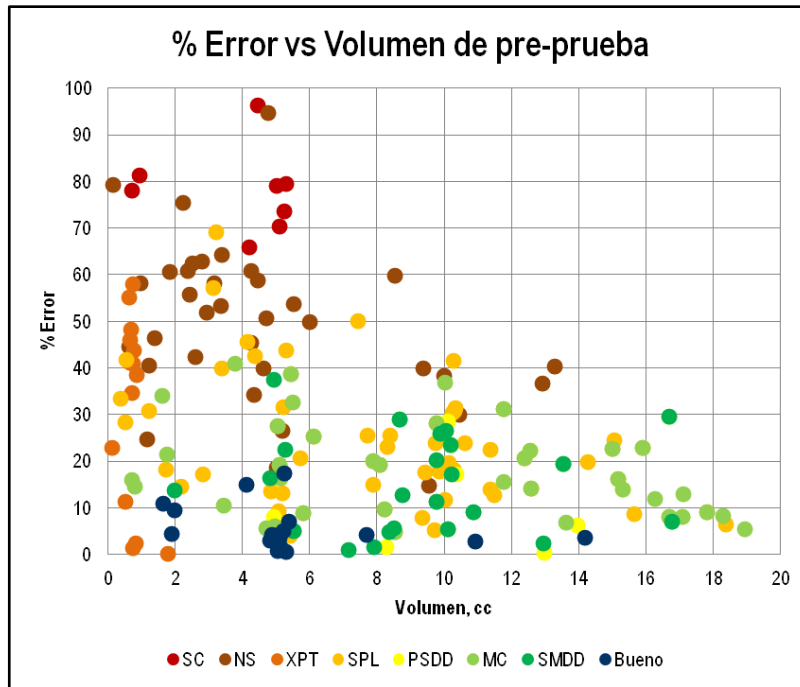
Figura 70 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al volumen usado



Fuente: El autor

La figura 72 muestra la distribución de volúmenes de pre-prueba para cada tipo de afectación del cálculo de movilidad drawdown, mientras que la tabla 13 muestra los mismos parámetros de pre-prueba mostrados en la tabla 12, esta vez agrupados de acuerdo a la clasificación de volúmenes de pre-prueba.

Figura 71 Porcentaje de error contra volumen de pre-prueba



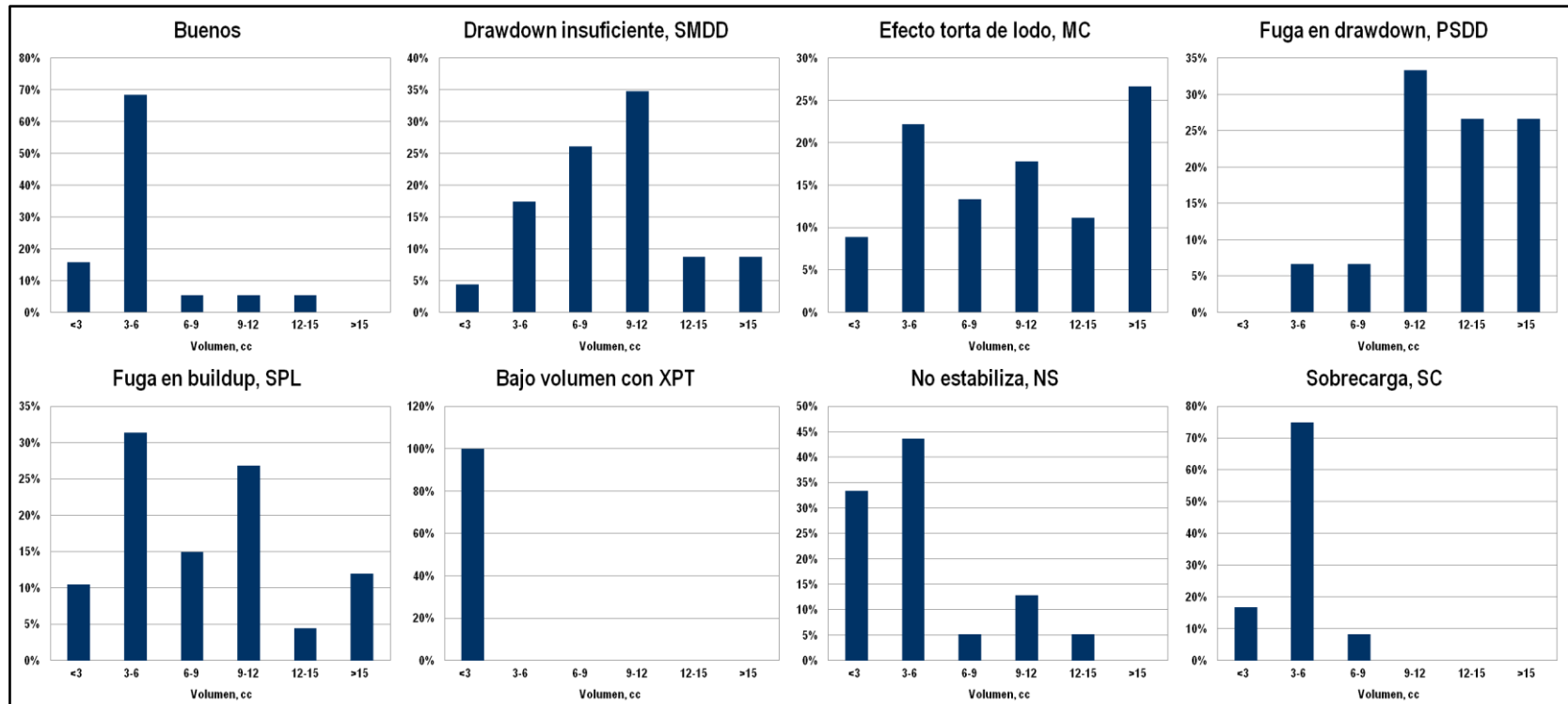
Fuente: El autor

A partir de la información mostrada en la figura 72 y tabla 13 se pueden establecer algunas observaciones importantes:

- Existe una tendencia decreciente del porcentaje de error a medida que aumenta el volumen de pre-prueba. Otros factores que inciden en este comportamiento son los mayores tiempos de drawdown promedio, caídas de presión no muy grandes, mejores tasas de estabilización de presión y la identificación principal de los casos donde el cálculo de movilidad no se ve tan afectado (SMDD, MC, PSDD y SPL).
- Para las pruebas con menor volumen, por el contrario, los tiempos promedio de las etapas de caída de presión son menores y las caídas de presión mayores, además de presentar tasas de estabilización de presión no muy buenas, influenciadas principalmente por la identificación de pruebas sin estabilización de presión y con sobrecarga de presión.

- En el 57.4% de las pre-pruebas de presión se utilizó un volumen menor a 6 cc, donde se presentan los porcentajes de error más altos, mientras que sólo el 14.4% de las pre-pruebas fueron realizadas con un volumen mayor a 12 cc, donde se presentan los menores porcentajes de error.
- El número considerable de pruebas con buenos resultados y con volúmenes entre 3 y 6 cc (18.3%), obedece principalmente al gran número de estas pruebas donde se realizaron al menos dos pre-pruebas para confirmar el valor de presión medido (76.1%), obteniendo buena repetibilidad en los valores de presión entre pre-pruebas.
- En el caso de las pruebas con bajos volúmenes realizadas con XPT, donde a pesar de obtener valores confiables de presión dada la repetibilidad y las buenas tasas de estabilización de presión, el reducido volumen utilizado en las pruebas (menos de 1.7 cc) afecta de gran manera el cálculo de movilidad (porcentaje de error promedio 31.7%).
- El caso más identificado para cada grupo de volúmenes de pre-prueba es el de ligeras fugas durante el buildup, a excepción de las pruebas con volúmenes menores a 3 cc y mayores a 12 cc donde los casos más identificados son pruebas con bajo volumen realizadas con XPT y el efecto de la torta de lodo durante el drawdown, respectivamente.
- Para las pruebas entre 3 y 6 cc se presentó el mayor número de pruebas buenas (13/19), con ligeras fugas durante el buildup (21/67), sin buena estabilización de presión (17/39) y con efecto de sobrecarga (9/12). Para las pruebas entre 9 y 12 cc se identificó el mayor número de pruebas con drawdown insuficiente (8/23) y pérdida parcial del sello durante la caída de presión (5/15), mientras que las pruebas con efecto de torta de lodo durante el drawdown se presentaron más en las pruebas con volúmenes mayores a 15 cc (12/45).

Figura 72 Distribución de volúmenes de pre-prueba para cada tipo de problema



Fuente: El autor

Tabla 13 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al volumen utilizado

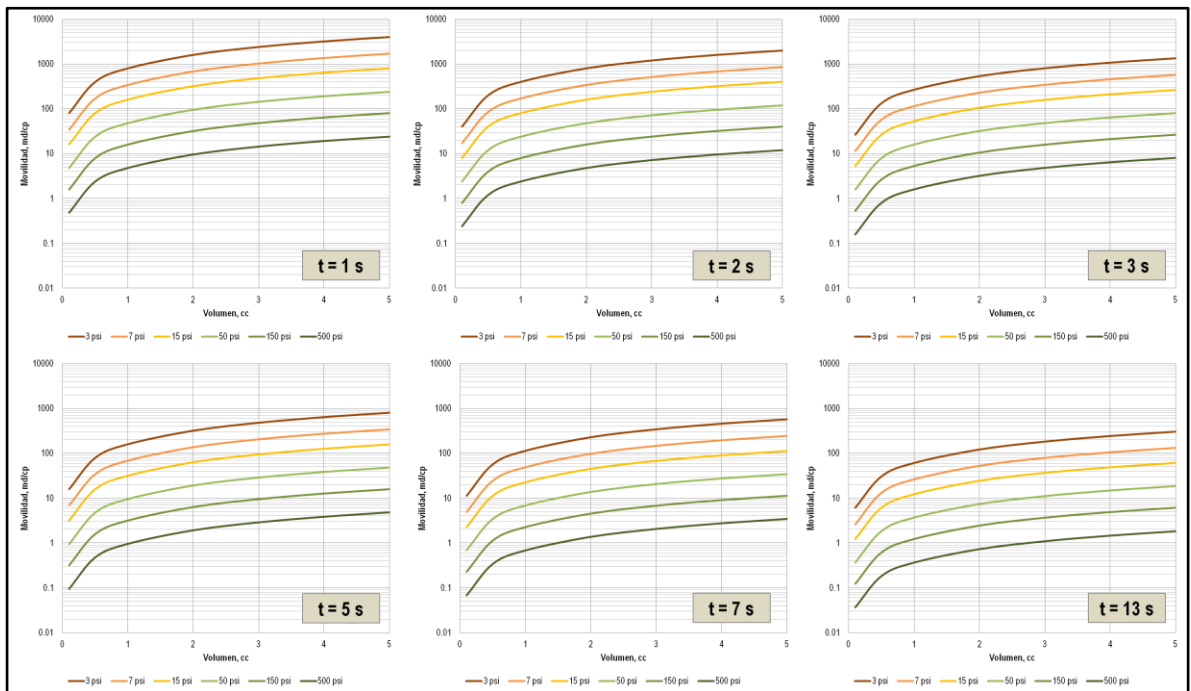
Vol, cc	Número de pruebas (%)		Vol. prom, cc	Vol. establecido prom, cc	Tiempo prom, s	Drawdown prom, psi	Estabilización prom, psi/min	Repetibilidad (%)		% Error prom
<3	45	22.3	1.3	2.8	2.2	52.2	0.17	28	62.2	36.5
3 – 6	71	35.1	4.7	5.6	4.6	149.4	0.11	54	76.1	38.3
6 – 9	21	10.4	7.9	10.6	6.7	68.8	0.10	13	61.9	27.2
9 – 12	36	17.8	10.3	11.5	7.1	30.4	0.06	30	83.3	25.1
12 – 15	12	5.9	13.3	17.5	19.8	5.8	0.09	1	8.3	16.0
>15	17	8.4	16.7	19.2	17.6	16.2	0.05	2	11.8	18.7
	202		6.8	8.4	6.7	78.4	0.11	128	63.4	31.4

Vol, cc	Buenos (%)		SMDD (%)		MC (%)		PSDD (%)		SPL (%)		XPT (%)		NS (%)		SC (%)	
<3	3	6.7	1	2.2	4	8.9	0	0	7	15.6	14	31.1	13	28.9	2	4.4
3 – 6	13	18.3	4	5.6	10	14.1	1	1.4	21	29.6	0	0	17	23.9	9	12.7
6 – 9	1	4.8	6	28.6	6	28.6	1	4.8	10	47.6	0	0	2	9.5	1	4.8
9 – 12	1	2.8	8	22.2	8	22.2	5	13.9	18	50.0	0	0	5	13.9	0	0
12 – 15	1	8.3	2	16.7	5	41.7	4	33.3	3	25.0	0	0	2	16.7	0	0
>15	0	0	2	11.8	12	70.6	4	23.5	8	47.1	0	0	0	0	0	0
	19	9.4	23	11.4	45	22.3	15	7.4	67	33.2	14	6.9	39	19.3	12	5.9

Fuente: El autor

Como se ha mencionado, otro de los factores que puede influir en un mayor porcentaje de error para las pruebas realizadas con volúmenes pequeños, es la incertidumbre asociada a la medición del volumen por parte de la herramienta MDT por debajo de 5 cc, dado el principio de funcionamiento hidráulico de dicha herramienta. Para entender un poco más este aspecto, se realizó un análisis de sensibilidad del cálculo de la movilidad cuando se ha alcanzado el estado estable durante la caída de presión, usando volúmenes menores a 5 cc y diferentes caídas de presión (3, 7, 15, 50, 150 y 500 psi) y tiempos de pre-prueba (1, 2, 3, 5, 7 y 13 s). La figura 73 muestra los resultados de dicho análisis de sensibilidad usando una probeta de diámetro grande (LD), discriminando por la caída de presión para cada tiempo de duración de las pre-pruebas.

Figura 73 Análisis de sensibilidad del cálculo de movilidad para volúmenes menores a 5 cc



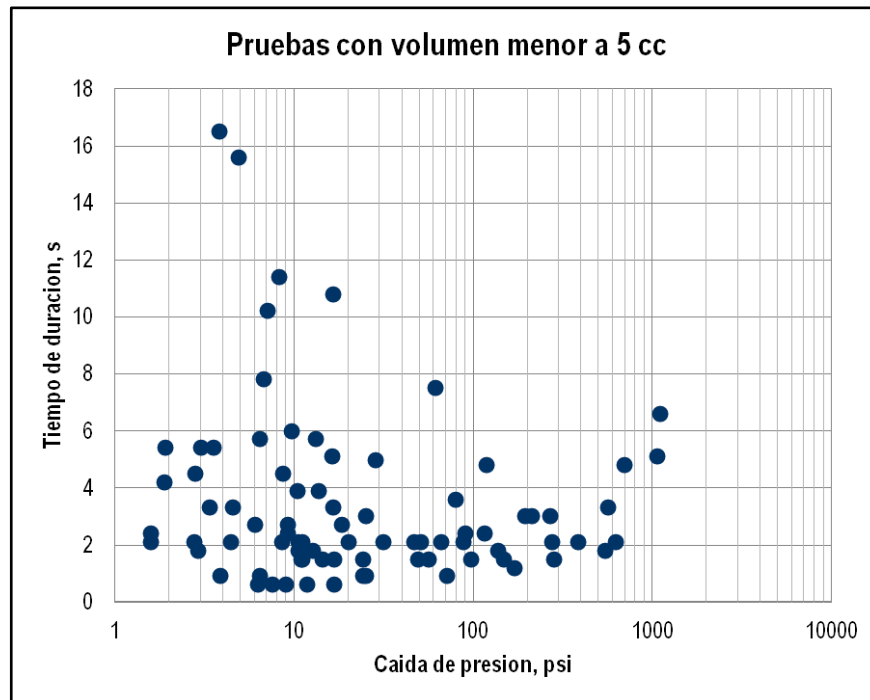
Fuente: El autor

Como se puede observar, entre menor es el tiempo de drawdown y la caída de presión en las pre-pruebas, mayor será la incertidumbre asociada al valor obtenido de movilidad en cuanto a su magnitud. Así mismo, dicha incertidumbre será mayor en magnitud para la probeta convencional y menor para la probeta de diámetro extra grande (XLD), teniendo en cuenta los valores de factor de forma utilizados en el cálculo de movilidad para cada una de ellas (1556.5 para XLD, 2395 para LD y 5660 para convencional). Diferentes resultados entre el análisis de sensibilidad y las pre-pruebas analizadas en el presente estudio se pueden presentar teniendo en cuenta que para las pre-pruebas realizadas en los 10 pozos de estudio, la movilidad se calculó mediante el método del área bajo la curva y pueden estar afectadas por otros factores como los mencionados en la sección 4.4.1.

La figura 74 compara los tiempos de drawdown y las caídas de presión observadas en las pre-pruebas donde se utilizaron volúmenes menores a 5 cc. Como se puede observar, la mayoría de dichas pruebas (86%) tienen tiempos de drawdown menores a 3 s o caídas de presión por debajo de 30 psi, por lo que de acuerdo a lo mencionado anteriormente, la incertidumbre asociada al cálculo de movilidad para estas pruebas, es bastante alta.

Otro aspecto que para tener en cuenta es que el volumen mencionado en los párrafos anteriores corresponde al volumen incluido en el cálculo de la movilidad a partir del análisis de la caída de presión usando el método del área bajo la curva. En algunos casos, este volumen es menor al establecido durante la operación para la realización de las pre-pruebas. En estos casos, el volumen restante corresponde al volumen de descompresión de la línea de flujo. Por lo tanto, es recomendable asegurarse durante la operación que el volumen realmente incluido dentro del cálculo de la movilidad, es decir, el volumen medido en el intervalo de tiempo en que la presión registrada es menor a la presión de formación, sea lo suficientemente grande como para confiar en el valor obtenido de movilidad.

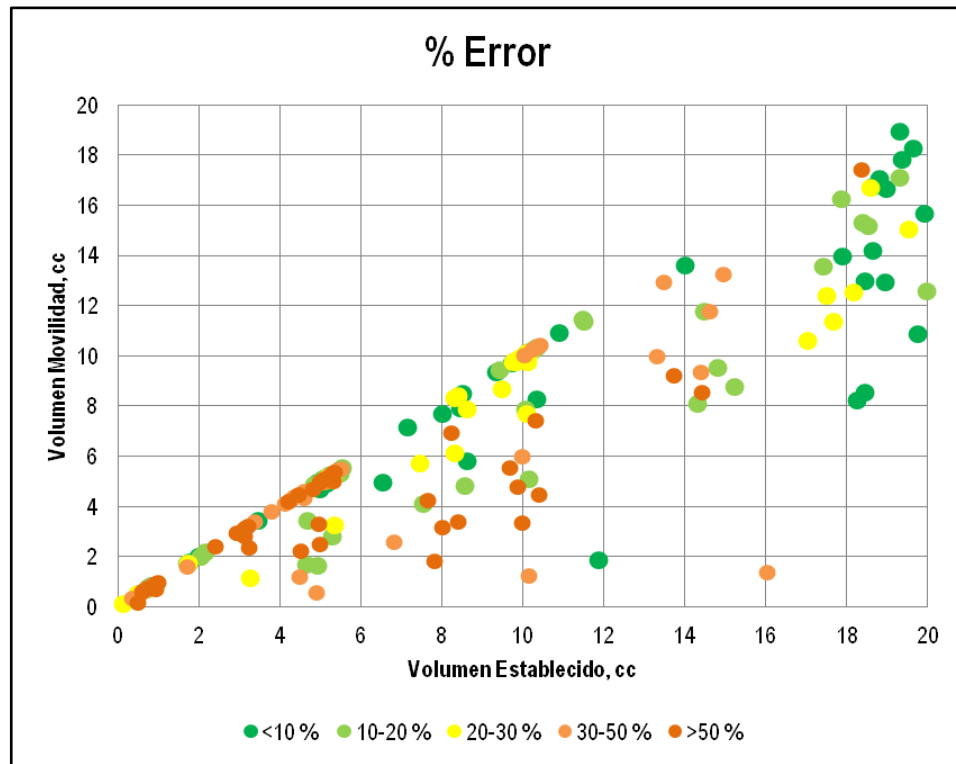
Figura 74 Tiempo de drawdown y caída de presión para las pruebas con volúmenes menores a 5 cc



Fuente: El autor

La figura 75 compara los volúmenes incluidos en el cálculo de movilidad (eje Y) con los volúmenes establecidos durante la operación para la realización de las pre-pruebas de presión (eje X), en función del porcentaje de error. Los puntos en color verde representan las pre-pruebas con mejor ajuste entre KINT y DDPERM, mientras que los puntos en marrón, los que presentan mayor diferencia. Como se había mencionado anteriormente, se observa mejor ajuste para las pre-pruebas donde se han utilizado volúmenes mayores a 6 cc en el cálculo de movilidad. Esta gráfica también muestra algunos puntos en los que durante la operación se establecieron volúmenes mayores a 6 cc, sin embargo, el volumen de expansión de la línea de flujo es tan grande, que hace que el volumen finalmente incluido en el cálculo de la movilidad sea menor a 6 cc, generando valores de movilidad que en su mayoría no son representativos.

Figura 75 Comparación de los volúmenes de pre-prueba en función del porcentaje de error

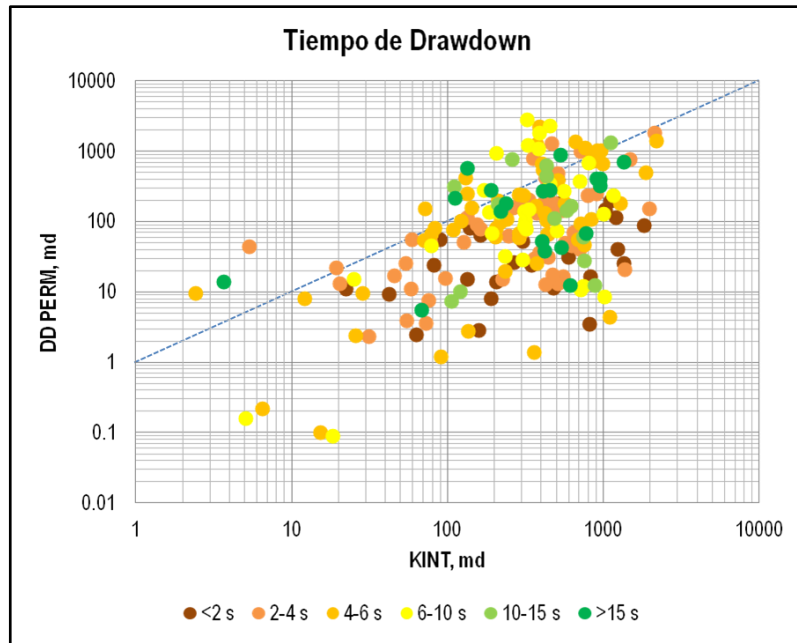


Fuente: El autor

4.4.4. Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tiempo de drawdown y caída de presión en las pre-pruebas de presión

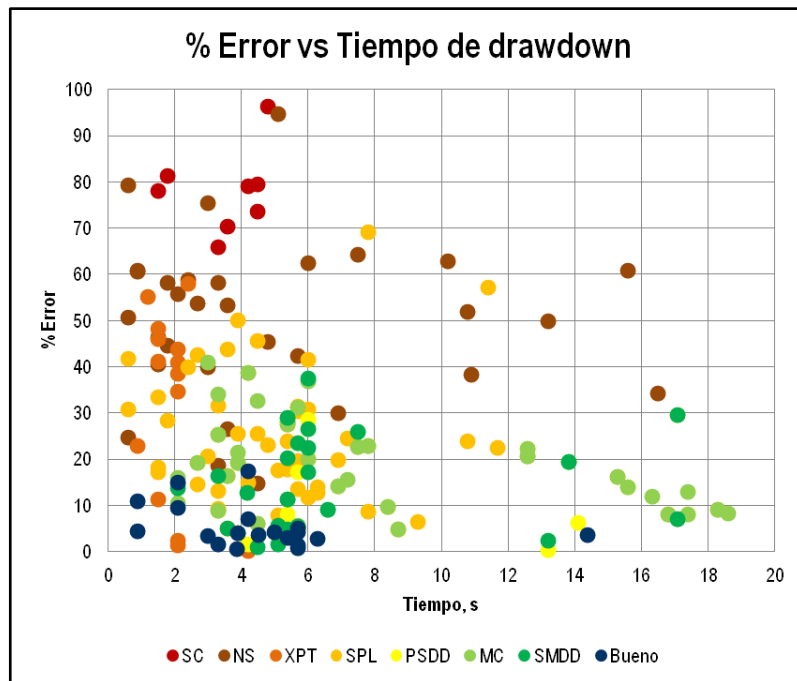
Otro de los parámetros importantes para considerar en las pre-pruebas realizadas con probadores de formación, es el tiempo de duración de la etapa de caída de presión. La figura 76 muestra la comparación entre KINT y DDPERM de acuerdo a este parámetro agrupado así: <2, 2-4, 4-6, 6-10, 10-15 y >15 s, mientras que la figura 77 muestra el porcentaje de error contra el tiempo de duración del drawdown para cada prueba, identificando además cada tipo de afectación del cálculo de movilidad drawdown.

Figura 76 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tiempo de drawdown



Fuente: El autor

Figura 77 Porcentaje de error contra tiempo de drawdown



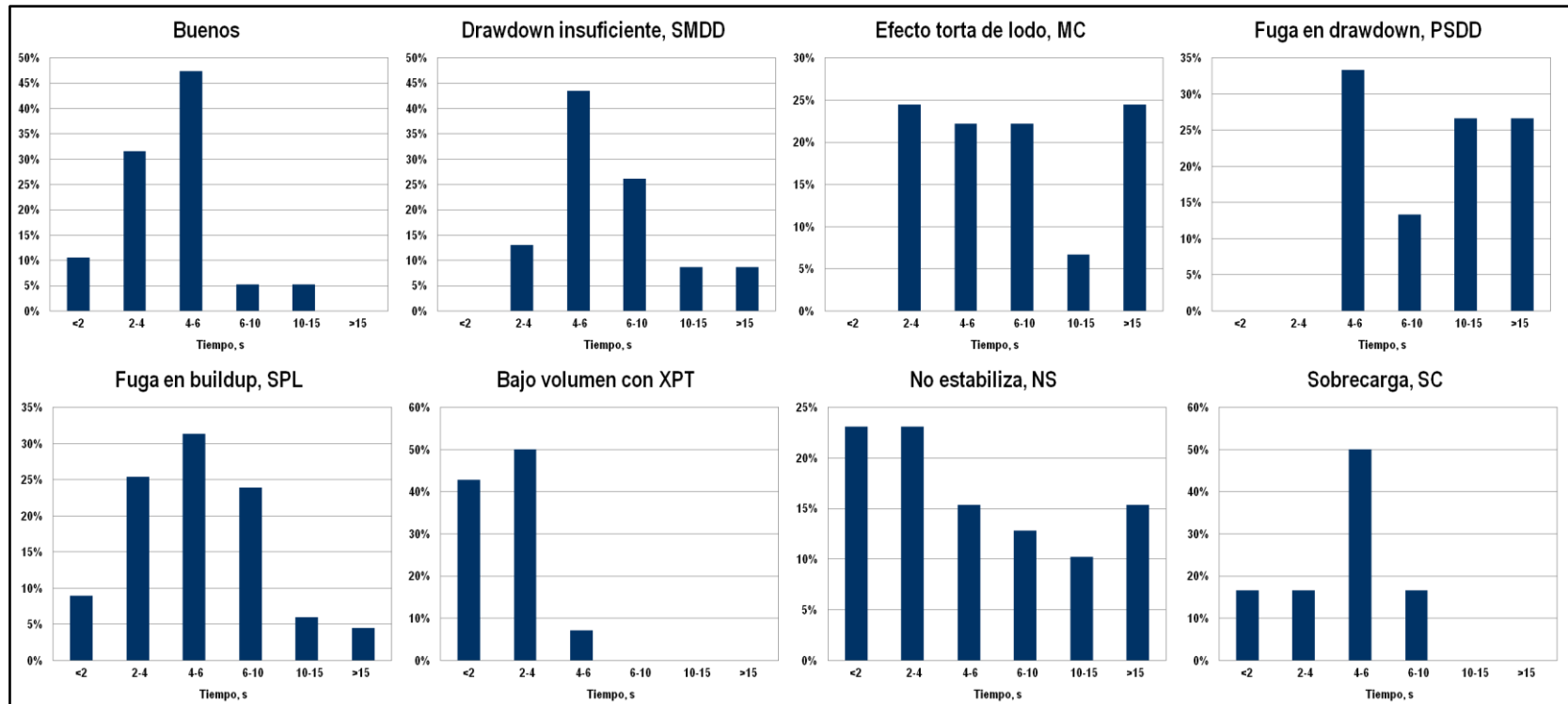
Fuente: El autor

Como se puede observar de estas figuras, al igual que para el volumen de pre-prueba, existe una tendencia decreciente en el porcentaje de error a medida que aumenta el tiempo de drawdown. Sin embargo, se presentan algunos puntos con bajos porcentajes de error y bajos volúmenes, los cuales pertenecen en su mayoría a pruebas donde se han realizado al menos dos pre-pruebas de presión.

La figura 78 muestra la distribución de los tiempos de drawdown para cada tipo de problema identificado, mientras que la tabla 14 muestra los parámetros de pre-prueba agrupados de acuerdo al tiempo de duración del drawdown. A partir de la información mostrada, se puede establecer que:

- Solamente el 16.3% de las pruebas superan los 10 s de drawdown, donde se presentan los menores porcentajes de error promedio.
- El mayor porcentaje de error promedio (40.9%) se presenta en las pruebas con tiempos de drawdown menores a 2 s, atribuido principalmente a que el 34.6% de estas pruebas no presentan buena estabilización de presión y que sólo en la mitad de ellas se realizaron al menos dos pre-pruebas.
- Se observa una tendencia decreciente del porcentaje de error para tiempos de drawdown mayores, aunque no tan clara como la observada para la clasificación de volúmenes de pre-prueba. Los porcentajes de error similares encontrados para las pruebas entre 2 y 10 s de drawdown, pueden ser atribuidos a la realización de al menos dos pre-pruebas en un porcentaje similar de pruebas (76.4, 86.0 y 64.5 %).
- Las mayores tasas promedio de estabilización de presión (0.14 psi/min) se presentan en las pruebas con tiempos de drawdown menores a 4 s, donde se identificó el mayor número de pruebas sin buena estabilización de presión (18/39), mientras que las mayores caídas de presión promedio (115.2 psi) se presentan en las pruebas entre 4 y 6 s de drawdown donde se identificaron la mitad de las pruebas con sobrecarga de presión (6/12).

Figura 78 Distribución de tiempos de drawdown para cada tipo de problema



Fuente: El autor

Tabla 14 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al tiempo de drawdown

Tiempo, s	Número de pruebas (%)		Vol. prom, cc	Vol. establecido prom, cc	Tiempo prom, s	Drawdown prom, psi	Estabilización prom, psi/min	Repetibilidad (%)		% Error prom
<2	26	12.9	1.4	3.8	1.3	68.4	0.14	13	50.0	40.9
2 – 4	55	27.2	3.9	4.9	3.0	73.4	0.14	42	76.4	28.8
4 – 6	57	28.2	7.1	7.8	5.1	115.2	0.08	49	86.0	29.9
6 – 10	31	15.3	10.0	12.3	6.9	97.2	0.09	20	64.5	35.7
10 – 15	14	6.9	10.0	13.9	12.4	10.9	0.10	2	14.3	27.2
>15	19	9.4	14.2	16.3	25.6	15.6	0.08	2	10.5	26.9
	202		6.8	8.4	6.7	78.4	0.11	128	63.4	31.4

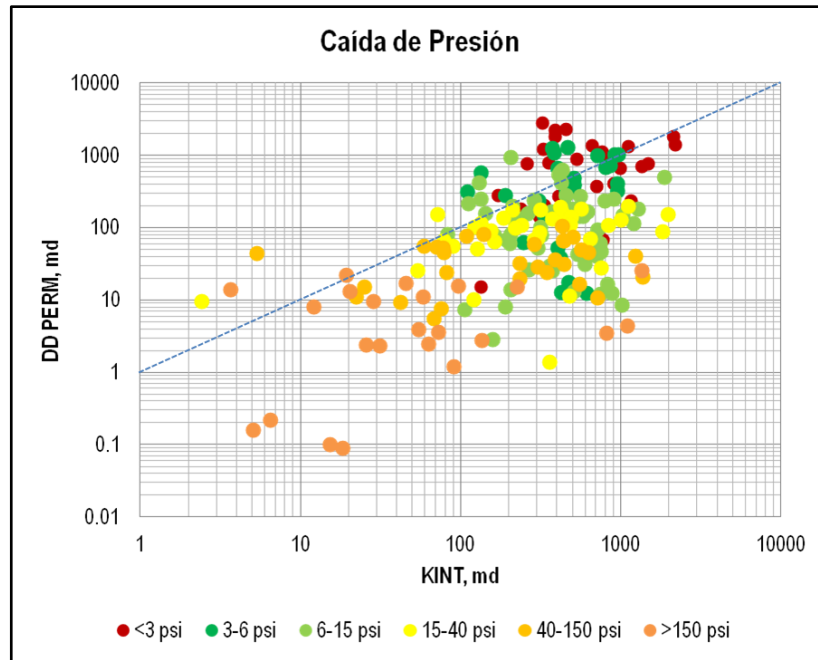
Tiempo, s	Buenos (%)		SMDD (%)		MC (%)		PSDD (%)		SPL (%)		XPT (%)		NS (%)		SC (%)	
<2	2	7.7	0	0	0	0	0	0	6	23.1	6	23.1	9	34.6	2	7.7
2 – 4	6	10.9	3	5.5	11	20.0	0	0	17	30.9	7	12.7	9	16.4	2	3.6
4 – 6	9	15.8	10	17.5	10	17.5	5	8.8	21	36.8	1	1.8	6	10.5	6	10.5
6 – 10	1	3.2	6	19.4	10	32.3	2	6.5	16	51.6	0	0	5	16.1	2	6.5
10 – 15	1	7.1	2	14.3	3	21.4	4	28.6	4	28.6	0	0	4	28.6	0	0
>15	0	0	2	10.5	11	57.9	4	21.1	3	15.8	0	0	6	31.6	0	0
	19	9.4	23	11.4	45	22.3	15	7.4	67	33.2	14	6.9	39	19.3	12	5.9

Fuente: El autor

- El caso más identificado para cada grupo de tiempos de drawdown es el de ligeras fugas durante el periodo de restauración de presión, a excepción de las pruebas con tiempos de drawdown menores a 2 s y mayores a 15 s, donde los casos más identificados son el de pruebas sin buena estabilización de presión y el efecto de torta de lodo durante el drawdown, respectivamente.
- Para las pruebas entre 4 y 6 s de drawdown se presentó la mayor cantidad de pruebas buenas (9/19), con drawdown insuficiente (10/23), con pérdida parcial del sello durante el drawdown (5/15), con ligeras fugas durante el buildup (21/67) y con sospecha de efecto de sobrecarga (6/12). Para las pruebas entre 2 y 4 s de drawdown se presentó el mayor número de pruebas con efecto de torta de lodo (11/45) y con bajo volumen realizadas con XPT (7/14), mientras que 18 de las 39 pruebas sin buena estabilización de presión tuvieron tiempos de drawdown menores a 4 s.

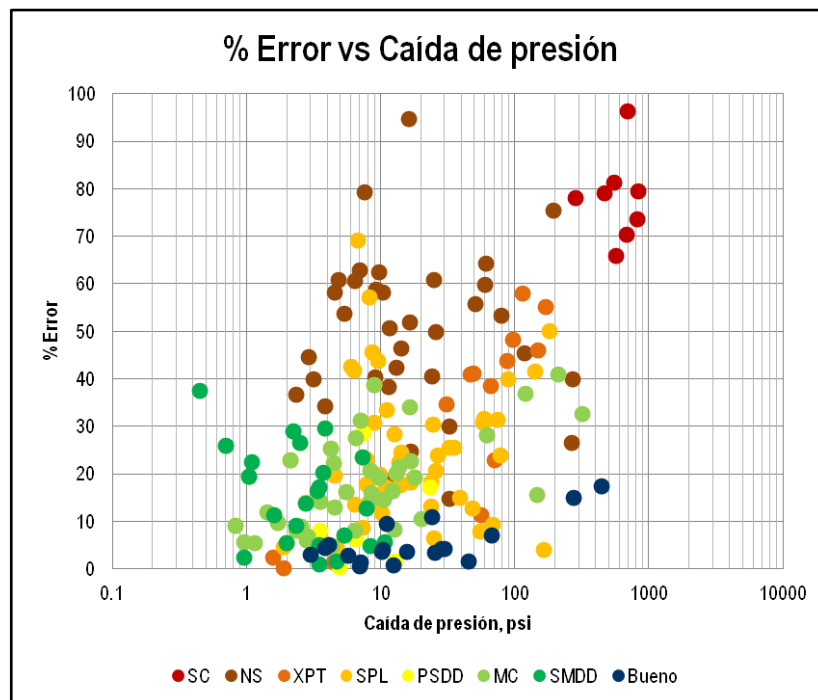
La figura 79 muestra la comparación entre DDPERM y KINT de acuerdo a la caída de presión en las pre-pruebas agrupadas así: <3, 3-6, 6-15, 15-40, 40-150 y >150 psi, mientras que la figura 80 muestra el porcentaje de error contra la caída de presión en cada pre-prueba, identificando además cada tipo de afectación del cálculo de movilidad drawdown. Como se puede observar, existe también una tendencia a encontrar menores porcentajes de error a medida que disminuye la caída de presión, aunque se observan algunos puntos con porcentajes de error considerables y bajas caídas de presión, que han sido identificados como pruebas con drawdown insuficiente (SMDD). Más allá de la tendencia mencionada, se observan bajos porcentajes de error en prácticamente todo el rango de caídas de presión, especialmente por debajo de 100 psi.

Figura 79 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la caída de presión



Fuente: El autor

Figura 80 Porcentaje de error contra caída de presión



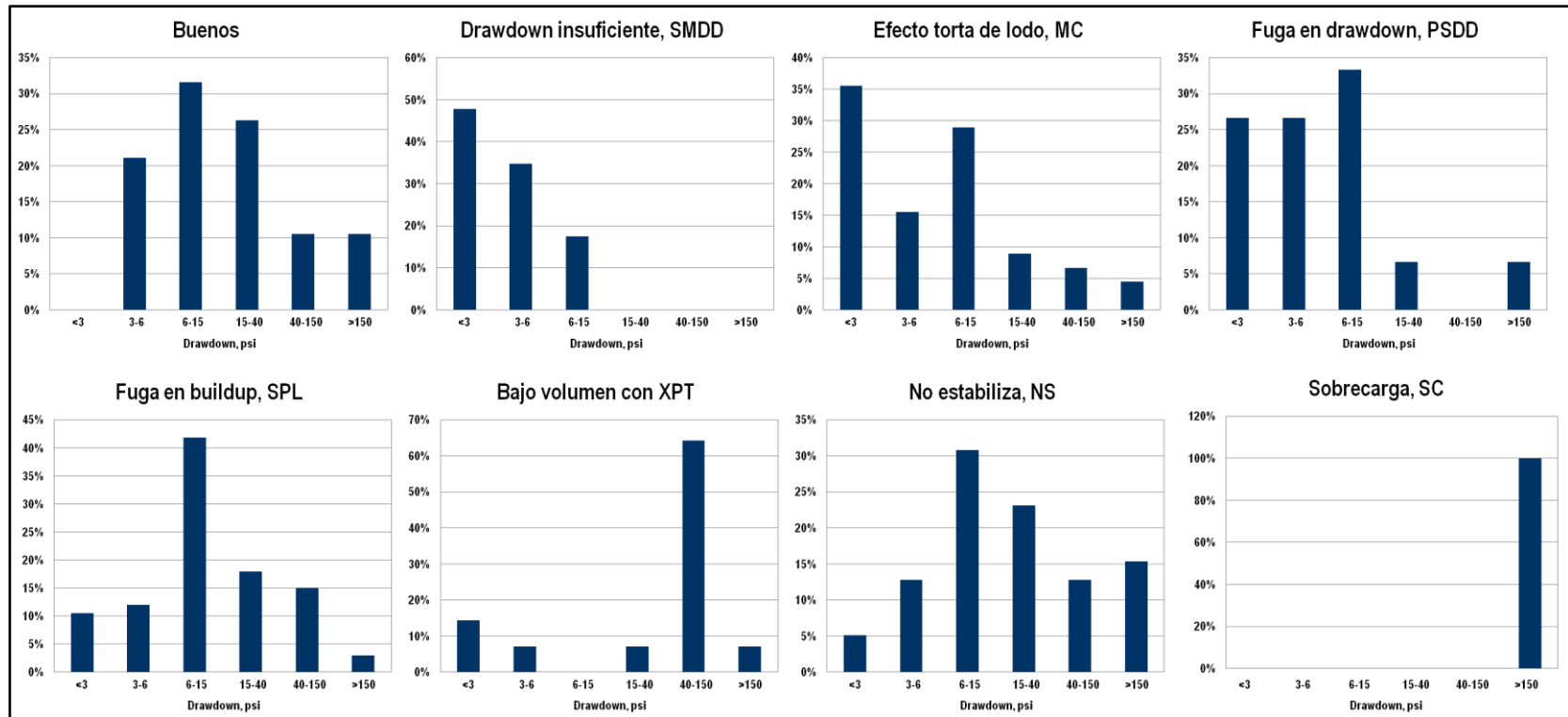
Fuente: El autor

La figura 81 muestra la distribución de las caídas de presión para cada tipo de afectación del cálculo de movilidad drawdown, mientras que la tabla 15 muestra los parámetros de pre-prueba clasificados de acuerdo a la caída de presión en las pruebas. Algunas observaciones importantes a partir de esta información son:

- En un 45.5% de las pruebas la caída de presión está entre 6 y 40 psi.
- El mayor porcentaje de error promedio se presenta en las pruebas con caídas de presión mayores a 150 psi (80.2%), donde se identificaron todas las pruebas con sospecha de efecto de sobrecarga (12), mientras que las pruebas con caídas de presión menores a 3 psi presentan el porcentaje de error promedio más bajo (14.6%), como resultado de mayor volumen y tiempo de pre-prueba promedio (9.2 cc y 11.9 s), alto porcentaje de pruebas con repetibilidad (64.3%) y mejores tasas promedio de estabilización de presión (0.06 psi/min).
- Los porcentajes de error tienen una tendencia decreciente a medida que la caída de presión es menor, influenciado además por mejores tasas de estabilización de presión y volúmenes de pre-prueba y tiempos de drawdown mayores. Sin embargo, se debe tener en cuenta que una caída de presión muy pequeña puede afectar el cálculo de movilidad drawdown (SMDD).
- En las pruebas con caídas de presión entre 40 y 150 psi se obtiene un alto porcentaje de error promedio (36.6%), a pesar que en el 83.3% de estas pruebas se obtuvo repetibilidad en las mediciones de presión entre pre-pruebas. Este comportamiento puede ser atribuido a que el 30% de estas pruebas se realizaron con XPT, usando volúmenes muy bajos que impiden obtener un valor confiable de movilidad. Adicionalmente, se obtiene un número considerable de pruebas sin buena estabilización de presión (16.7%).

- El caso más identificado en cada grupo de caídas de presión es el de ligeras fugas durante el periodo de restauración de presión, a excepción de las pruebas con caídas de presión menores a 3 psi y las mayores a 150 psi, donde el caso más identificado es el del efecto de la torta de lodo durante el drawdown y el efecto de sobrecarga de presión, respectivamente.
- En las pruebas con caídas de presión entre 6 y 15 psi se identificó la mayor cantidad de pruebas buenas (6/19), con pérdida parcial del sello durante el drawdown (5/15) y el buildup (28/67) y pruebas sin buena estabilización de presión (12/39). En las pruebas con menos de 3 psi de caída de presión, se identificó el mayor número de pruebas con caída de presión insuficiente (11/23) y con efecto de torta de lodo durante el drawdown (16/45), mientras que las pruebas con bajo volumen realizadas con XPT tuvieron caídas de presión principalmente entre 40 y 150 psi (9/14) y todas las pruebas con efecto de sobrecarga tuvieron más de 150 psi de caída de presión, como se mencionó anteriormente.

Figura 81 Distribución de la caída de presión para cada tipo de problema



Fuente: El autor

Tabla 15 Parámetros de pre-prueba de acuerdo a la caída de presión

DD, psi	Número de pruebas (%)		Vol. prom, cc	Vol. establecido prom, cc	Tiempo prom, s	Drawdown prom, psi	Estabilización prom, psi/min	Repetibilidad (%)		% Error prom
<3	28	13.9	9.2	10.8	11.9	1.8	0.06	18	64.3	14.6
3 – 6	29	14.4	8.4	10.7	8.8	4.3	0.06	15	51.7	17.0
6 – 15	58	28.7	6.6	8.5	6.3	9.7	0.07	32	55.2	26.9
15 – 40	34	16.8	6.5	8.5	4.9	24.5	0.14	20	58.8	27.8
40 – 150	30	14.9	5.1	5.9	4.7	80.7	0.09	25	83.3	36.6
>150	23	11.4	4.9	5.5	4.4	515.3	0.32	18	78.3	80.2
	202		6.8	8.4	6.7	78.4	0.11	128	63.4	31.4

DD, psi	Buenos (%)		SMDD (%)		MC (%)		PSDD (%)		SPL (%)		XPT (%)		NS (%)		SC (%)	
<3	0	0	11	39.3	16	57.1	4	14.3	7	25.0	2	7.1	2	7.1	0	0
3 – 6	4	13.8	8	27.6	7	24.1	4	13.8	8	27.6	1	3.4	5	17.2	0	0
6 – 15	6	10.3	4	6.9	13	22.4	5	8.6	28	48.3	0	0	12	20.7	0	0
15 – 40	5	14.7	0	0	4	11.8	1	2.9	12	35.3	1	2.9	9	26.5	0	0
40 – 150	2	6.7	0	0	3	10.0	0	0	10	33.3	9	30.0	5	16.7	0	0
>150	2	8.7	0	0	2	8.7	1	4.3	2	8.7	1	4.3	6	26.1	12	52.2
	19	9.4	23	11.4	45	22.3	15	7.4	67	33.2	14	6.9	39	19.3	12	5.9

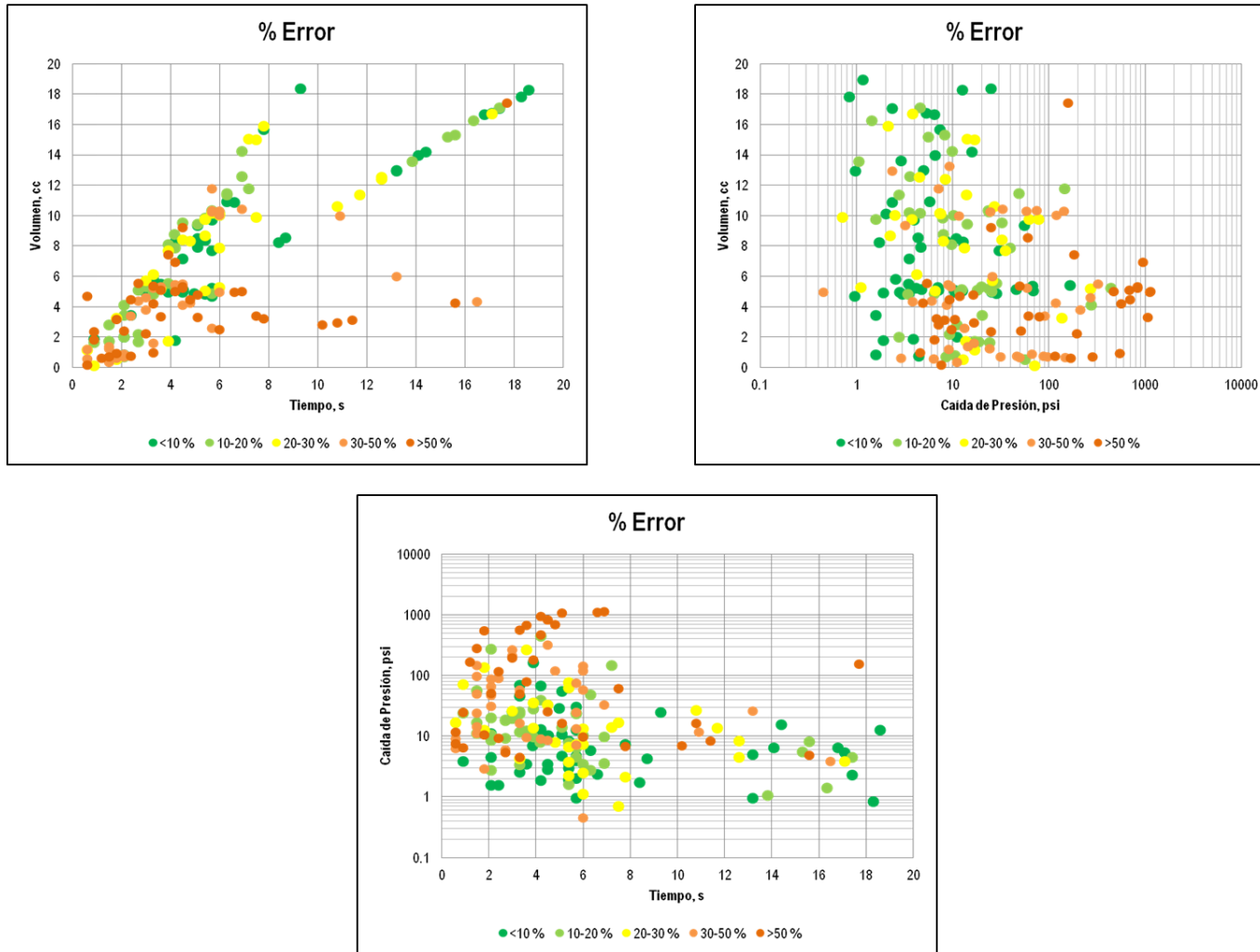
Fuente: El autor

La figura 82 muestra una comparación entre los tres parámetros de pre-prueba analizados previamente (volumen, tiempo de drawdown y caída de presión) en función del porcentaje de error. A partir de estas figuras se pueden confirmar algunas de las observaciones realizadas anteriormente, las cuales hacen referencia a menores porcentajes de error para volúmenes de pre-prueba mayores a 6 cc, sin importar el tiempo de duración del drawdown y la magnitud de la caída de presión.

Como se puede observar en las gráficas ubicadas en la parte superior de la figura 82 (volumen contra tiempo y volumen contra caída de presión), para algunas pruebas con volúmenes menores a 6 cc, se observan bajos porcentajes de error, sin embargo dichos resultados están asociados principalmente a pruebas donde se observó repetibilidad en los valores de presión entre pre-pruebas. Para las pruebas con estos volúmenes bajos, hay una tendencia a encontrar mayores porcentajes de error, especialmente cuando la caída de presión es mayor a 7 psi, sin importar el tiempo de drawdown.

De la gráfica ubicada en la parte inferior de la figura 82 (caída de presión contra tiempo), se observan mayores porcentajes de error para las pruebas con caídas de presión más grandes, debido principalmente a que en estas pruebas se identificaron la mayoría de pruebas sin buena estabilización de presión y con efecto de sobrecarga. Las pruebas con caídas de presión bajas presentan menores porcentajes de error. De estas pruebas, las que tienen tiempos de drawdown bajos están asociadas a bajos volúmenes y deben ese bajo porcentaje de error principalmente a la realización de al menos dos pre-pruebas de presión, mientras que las pruebas con mayores tiempos de drawdown están asociadas a mayores volúmenes de pre-prueba.

Figura 82 Comparación de parámetros de pre-prueba en función del porcentaje de error



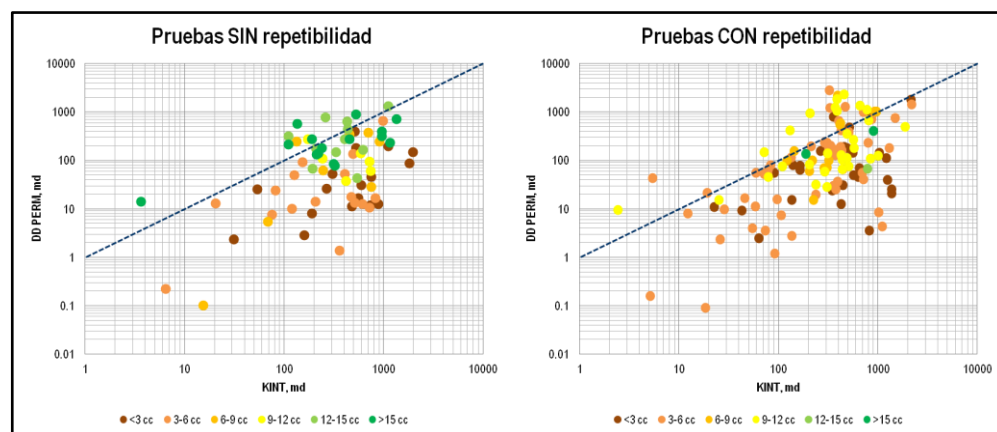
Fuente: El autor

4.4.5. Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la repetibilidad de las pruebas de presión

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los aspectos más importantes que afecta el cálculo de la movilidad drawdown es la realización de al menos dos pruebas de presión que permita no sólo confirmar el valor de presión medido, sino además obtener un radio de investigación un poco mayor que permita obtener valores más confiables de movilidad. Esto se da especialmente para las pruebas donde se han utilizado volúmenes pequeños, teniendo en cuenta el volumen disponible en la herramienta para las pruebas (20 cc para MDT y 35 cc para XPT).

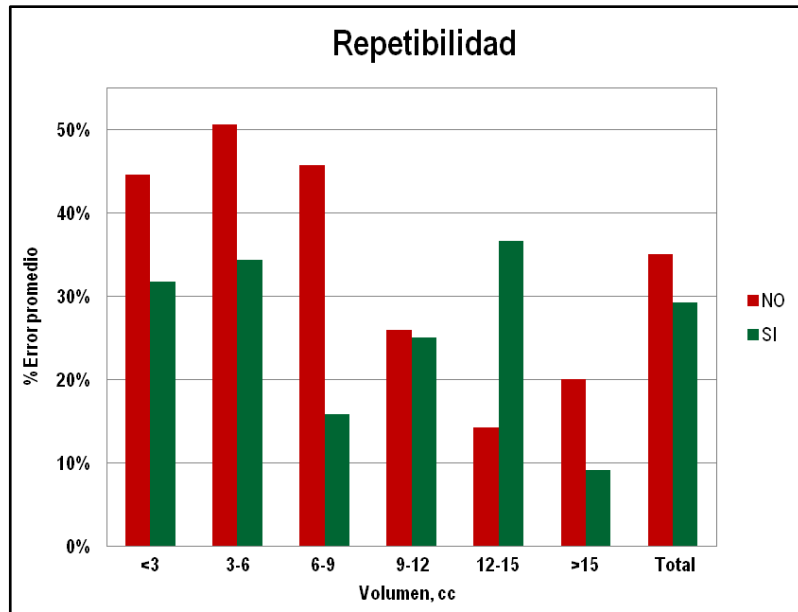
La figura 83 muestra la comparación entre KINT y DDPERM para las pruebas con y sin repetibilidad de acuerdo al volumen de pre-prueba, mientras que la figura 84 compara los porcentajes de error promedio con base a la misma clasificación. Como se puede observar, para cada grupo de volumen de pre-prueba, el porcentaje de error promedio es menor si se han realizado al menos dos pruebas, a excepción de las pruebas con un volumen entre 12 y 15 cc, donde la única prueba con repetibilidad no presentó una buena tasa de estabilización de presión, obteniendo un porcentaje de error de 36.6%.

Figura 83 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo a la repetibilidad



Fuente: El autor

Figura 84 Porcentaje de error contra volumen en función de la repetibilidad

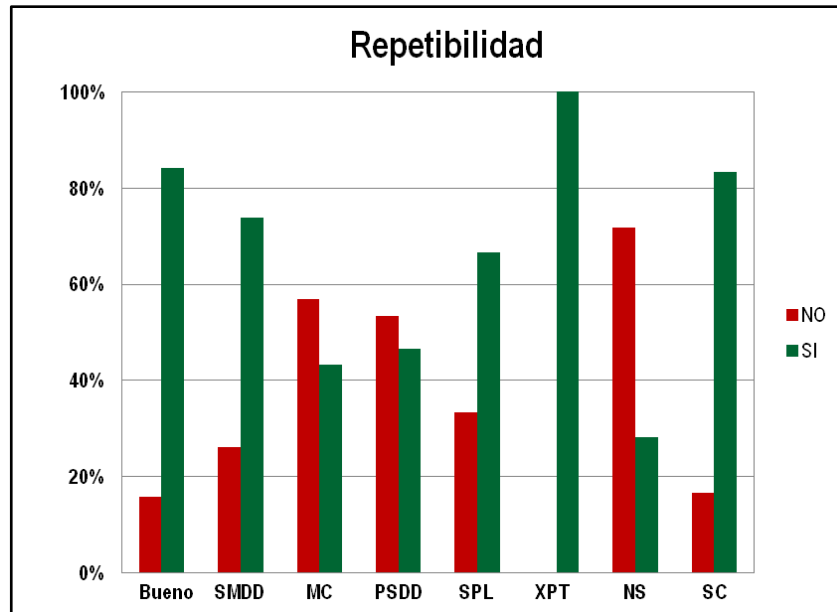


Fuente: El autor

La figura 85 muestra la distribución de las pruebas donde se ha identificado cada tipo de afectación del cálculo de movilidad drawdown en función de la repetibilidad, mientras que las tablas 16 y 17 muestran los parámetros de pre-prueba clasificados para las pruebas sin y con repetibilidad respectivamente. A partir de la información mostrada en esta figura y tablas, se pueden establecer las siguientes observaciones:

- Las pruebas con repetibilidad presentan un porcentaje de error promedio menor al de las pruebas sin repetibilidad (29.3 contra 35.1 %).
- Como se mencionó anteriormente, el porcentaje de error promedio para las pruebas con repetibilidad es menor para cada grupo de volúmenes de pre-prueba, a excepción de las pruebas con volúmenes entre 12 y 15 cc, debido a que la única prueba con repetibilidad y con un volumen en este rango (13 cc) no presenta una buena estabilización de presión (0.15 psi/min), induciendo un porcentaje de error mayor que el promedio de las pruebas sin repetibilidad para este rango de volúmenes (36.6 contra 14.2 %).

Figura 85 Distribución de pruebas en función de la repetibilidad



Fuente: El autor

- En el 84.2% de las pruebas con buenos resultados se realizaron al menos dos pre-pruebas de presión, por lo tanto, en el 12.5% de las pruebas con repetibilidad se obtuvieron buenos resultados.
- En 28 de las 39 (71.8%) pruebas sin buena estabilización de presión no se realizó una pre-prueba de confirmación de presión, generando que para estas pruebas la tasa de estabilización promedio sea mayor que la observada en las pruebas con repetibilidad (0.2 contra 0.06 psi/min).
- El volumen promedio de descompresión de la línea de flujo es mayor en las pruebas donde se realiza una sola pre-prueba de presión (3.8 contra 0.3 cc), teniendo en cuenta la diferencia entre el volumen establecido durante la operación y el volumen realmente aportado por la formación.
- El caso más identificado en las pruebas sin repetibilidad es el de pruebas sin buena estabilización de presión (37.8%), seguido por el efecto de la torta de lodo durante el drawdown (35.1%) y ligeras fugas durante el buildup (29.7%).

Tabla 16 Parámetros de pre-prueba para las pruebas sin repetibilidad

Volumen, cc	Número de pruebas (%)		Vol. prom, cc	Vol. establecido prom, cc	Tiempo prom, s	Drawdown prom, psi	Estabilización prom, psi/min	% Error prom
<3	17	23.0	1.8	5.6	2.5	25.7	0.36	44.6
3 – 6	17	23.0	4.2	7.3	5.2	104.3	0.27	50.6
6 – 9	8	10.8	7.7	13.4	9.8	132.6	0.16	45.7
9 – 12	6	8.1	10.5	15.8	12.3	11.8	0.09	25.9
12 – 15	11	14.9	13.3	17.8	17.3	6.2	0.09	14.2
>15	15	20.3	16.6	19.2	18.2	16.6	0.05	20.0
	74	36.6	8.4	12.2	10.1	49.4	0.20	35.1

Volumen, cc	Buenos (%)		SMDD (%)		MC (%)		PSDD (%)		SPL (%)		XPT (%)		NS (%)		SC (%)	
<3	1	5.9	0	0	1	5.9	0	0	3	17.6	0	0	11	64.7	0	0
3 – 6	1	5.9	0	0	3	17.6	0	0	3	17.6	0	0	11	64.7	1	5.9
6 – 9	0	0	1	12.5	4	50.0	0	0	4	50.0	0	0	2	25.0	1	12.5
9 – 12	0	0	1	16.7	2	33.3	0	0	2	33.3	0	0	3	50.0	0	0
12 – 15	1	9.1	2	18.2	5	45.5	4	36.4	3	27.3	0	0	1	9.1	0	0
>15	0	0	2	13.3	11	73.3	4	26.7	7	46.7	0	0	0	0	0	0
	3	4.1	6	8.1	26	35.1	8	10.8	22	29.7	0	0	28	37.8	2	2.7
	19	9.4	23	11.4	45	22.3	15	7.4	67	33.2	14	6.9	39	19.3	12	5.9

Fuente: El autor

Tabla 17 Parámetros de pre-prueba para las pruebas con repetibilidad

Volumen, cc	Número de pruebas (%)		Vol. prom, cc	Vol. establecido prom, cc	Tiempo prom, s	Drawdown prom, psi	Estabilización prom, psi/min	% Error prom
<3	28	21.9	1.0	1.1	2.0	68.3	0.06	31.7
3 – 6	54	42.2	4.9	5.1	4.5	163.6	0.06	34.4
6 – 9	13	10.2	8.0	8.9	4.8	29.6	0.05	15.8
9 – 12	30	23.4	10.2	10.7	6.0	34.1	0.06	25.0
12 – 15	1	0.8	13.0	13.5	47.1	2.4	0.15	36.6
>15	2	1.6	17.3	19.2	12.8	13.2	0.05	9.1
	128	63.4	5.9	6.2	4.8	95.2	0.06	29.3

Volumen, cc	Buenos (%)		SMDD (%)		MC (%)		PSDD (%)		SPL (%)		XPT (%)		NS (%)		SC (%)	
<3	2	7.1	1	3.6	3	10.7	0	0	4	14.3	14	50	2	7.1	2	7.1
3 – 6	12	22.2	4	7.4	7	13.0	1	1.9	18	33.3	0	0	6	11.1	8	14.8
6 – 9	1	7.7	5	38.5	2	15.4	1	7.7	6	46.2	0	0	0	0	0	0
9 – 12	1	3.3	7	23.3	6	20.0	5	16.7	16	53.3	0	0	2	6.7	0	0
12 – 15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100	0	0
>15	0	0	0	0	1	50.0	0	0	1	50.0	0	0	0	0	0	0
	16	12.5	17	13.3	19	14.8	7	5.5	45	35.2	14	10.9	11	8.6	10	7.8
	19	9.4	23	11.4	45	22.3	15	7.4	67	33.2	14	6.9	39	19.3	12	5.9

Fuente: El autor

- Para las pruebas con repetibilidad, las ligeras fugas durante el buildup es el caso más identificado (35.2%), seguido por el efecto de la torta de lodo (14.8%) y caída de presión insuficiente (13.3%).
- El porcentaje de pruebas con repetibilidad es mayor en las pruebas buenas, con drawdown insuficiente, con ligeras fugas durante el buildup, con bajo volumen realizadas con XPT y con efecto de sobrecarga de presión, mientras que para las pruebas con efecto de torta de lodo, con pérdida parcial del sello durante el drawdown y sin buena estabilización de presión, el porcentaje de pruebas sin repetibilidad es mayor.

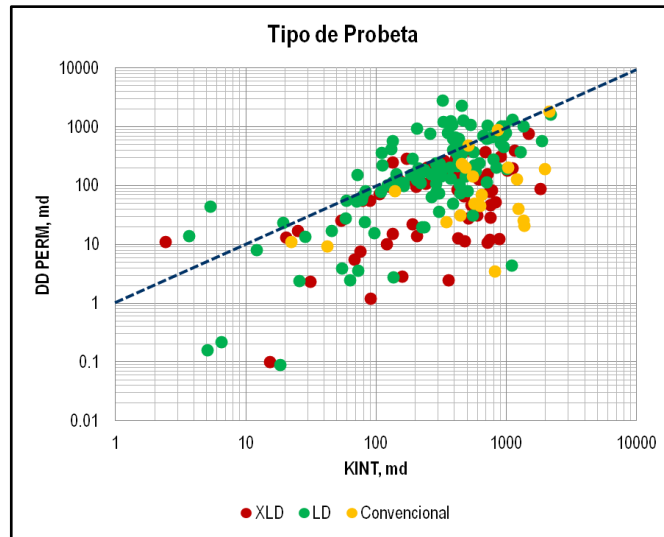
En la última fila de las tablas 16 y 17 se muestra el número y porcentaje de pruebas donde se ha identificado cada tipo de afectación del cálculo de movilidad respecto a las 202 pruebas analizadas, mientras que en la penúltima fila se muestra el número y porcentaje de pruebas donde se ha identificado cada tipo de afectación para las pruebas sin y con repetibilidad respectivamente.

4.4.6. Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de probeta usada

En la figura 86 se muestra la comparación entre los valores de DDPERM y KINT de acuerdo al tipo de probeta utilizada en las pre-pruebas de presión, mientras que la tabla 18 muestra los parámetros de pre-prueba clasificados de la misma forma. Algunas de las observaciones importantes a partir de la información mostrada en esta tabla son:

- El 58.4% de las pruebas fueron realizadas con probeta de diámetro grande (LD) en las cuales se presenta el menor porcentaje de error promedio (26%) comparado con el de las pruebas realizadas con probeta de diámetro extra grande (41.4%) y convencional (32%).

Figura 86 Comparación DDPERM-KINT de acuerdo al tipo de probeta usada



Fuente: El autor

- Algunos de los factores que influyen en este comportamiento son el mayor volumen promedio de pre-prueba (8 cc), mejores tasas promedio de estabilización de presión (0.08 psi/min), mayor porcentaje de pruebas con repetibilidad (76.3%) y el hecho que 16 de las 19 pruebas de buena calidad se hayan realizado con esta probeta (LD).
- Para las pruebas con probeta convencional a pesar de tener mejores tasas promedio de estabilización de presión (0.02 psi/min) y mayor porcentaje de pruebas con repetibilidad (95.2%), el principal factor que influye en un mayor porcentaje de error promedio (32%) es el reducido volumen utilizado en las pruebas (promedio 0.8 cc) como se ha explicado anteriormente.
- El factor que más influye en el alto porcentaje de error promedio para las pruebas realizadas con probeta XLD (41.4%), es la alta tasa promedio de estabilización de presión (0.19 psi/min) teniendo en cuenta que en el 47.6% de las pruebas realizadas con esta probeta no se observa buena estabilización de presión.
- Todas las pruebas donde se observó una pérdida parcial del sello entre la herramienta y la pared del hueco fueron realizadas con probeta LD.

Tabla 18 Parámetros de pre-prueba de acuerdo al tipo de probeta usada

Probeta	Número de pruebas (%)		Vol. prom, cc	Vol. establecido prom, cc	Tiempo prom, s	Drawdown prom, psi	Estabilización prom, psi/min	Repetibilidad (%)		% Error prom
LD	118	58.4	8.0	9.0	6.4	94.8	0.08	90	76.3	26.0
XLD	63	31.2	6.6	9.7	8.8	48.9	0.19	18	28.6	41.4
Convenc.	21	10.4	0.8	0.8	2.1	74.9	0.02	20	95.2	32.0
	202		6.8	8.4	6.7	78.4	0.11	128	63.4	31.4

DD, psi	Buenos (%)		SMDD (%)		MC (%)		PSDD (%)		SPL (%)		XPT (%)		NS (%)		SC (%)	
LD	16	13.6	21	17.8	27	22.9	15	12.7	46	39.0	0	0	9	7.6	9	7.6
XLD	3	4.8	2	3.2	14	22.2	0	0	19	30.2	0	0	30	47.6	2	3.2
Convenc.	0	0	0	0	4	19.0	0	0	2	9.5	14	66.7	0	0	1	4.8
	19	9.4	23	11.4	45	22.3	15	7.4	67	33.2	14	6.9	39	19.3	12	5.9

Fuente: El autor

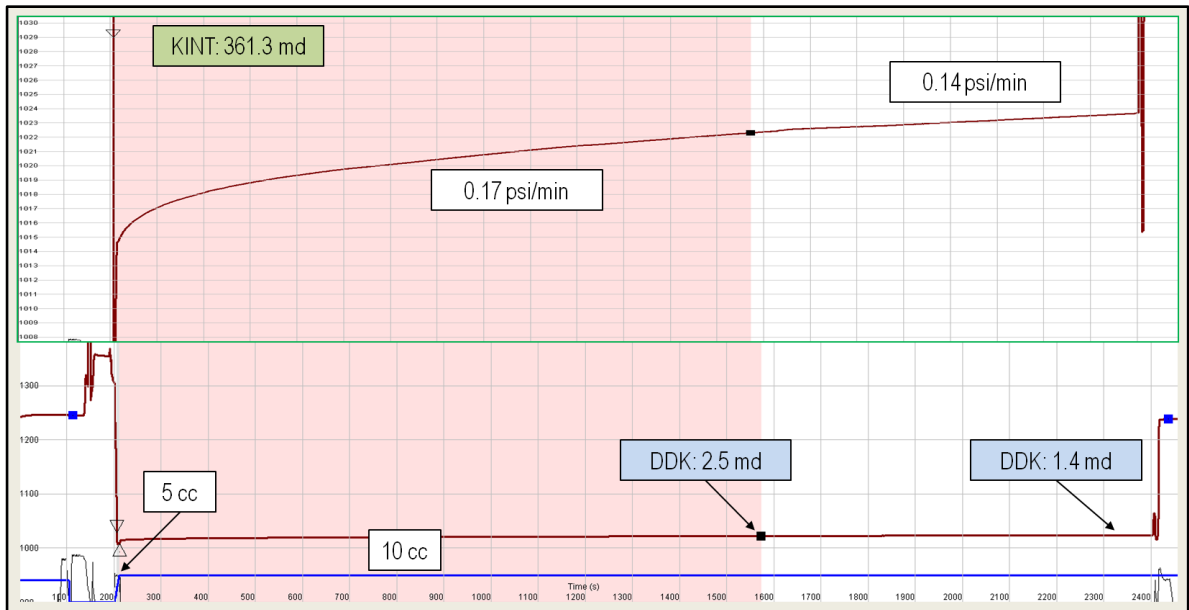
5. RECOMENDACIONES PARA LA CORRECCIÓN DEL CÁLCULO DE MOVILIDAD A PARTIR DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN PRE-PRUEBAS REALIZADAS CON PROBADORES DE FORMACIÓN

A continuación se presentan algunas recomendaciones para tratar de obtener valores más confiables de movilidad drawdown para cada uno de los casos identificados en la sección 4.4.1.

5.1 PRE-PRUEBAS SIN BUENA ESTABILIZACIÓN DE PRESIÓN

En el 19.3% de las pruebas analizadas no se observó una buena estabilización de presión durante el buildup, de acuerdo al criterio de estabilización utilizado de 0.1 psi/min y, como se observó en la figura 66, las permeabilidades calculadas a partir de la caída de presión en estas pruebas, están muy por debajo de las obtenidas de registros convencionales. La figura 87 muestra un ejemplo de prueba sin buena estabilización de presión donde se ha realizado una sola pre-prueba con un volumen de 10 cc, aunque el volumen realmente incluido dentro del cálculo de la movilidad es de apenas 5 cc. La permeabilidad obtenida de registros convencionales para la profundidad a la cual se realizó dicha pre-prueba es de 361.3 md, mientras que la obtenida del análisis de la caída de presión es de 1.4 md ubicando el final de la etapa de restauración de presión hacia el final de la prueba (alrededor de 2300 s), con una tasa de estabilización observada para esta prueba de 0.14 psi/min.

Figura 87 Ejemplo de pre-prueba sin buena estabilización de presión



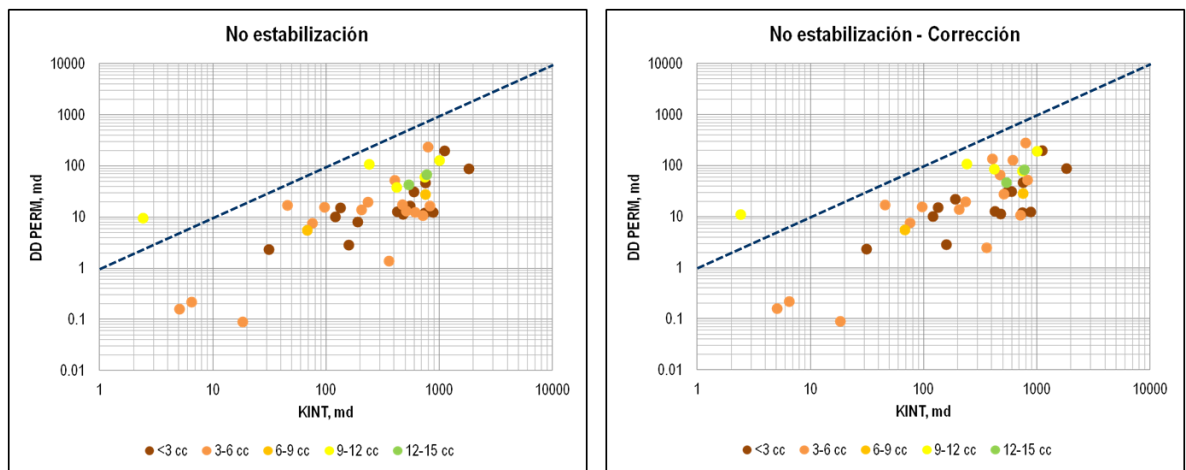
Fuente: El autor

El método recomendado para tratar de obtener valores más representativos de movilidad en las pre-pruebas que presentan este comportamiento, consiste en ubicar el final de la etapa de restauración de presión más temprano en el tiempo, buscando un valor de presión que no se aleje tanto de la tendencia mostrada por otros puntos cercanos y disminuir el área bajo la curva con el fin de obtener valores más altos de movilidad. Sin embargo, a pesar de ubicar el final del buildup más temprano, la permeabilidad corregida es tan solo de 2.5 md para el ejemplo mostrado en la figura 87, estando todavía muy lejos de la obtenida de registros convencionales. Varios de los aspectos que pueden estar afectando el cálculo de movilidad para esta pre-prueba, tienen que ver con el bajo volumen incluido en dicho cálculo y la no realización de una segunda pre-prueba donde se buscara una mejor estabilización que permitiera confirmar el valor de presión y tener un radio de investigación mayor para un cálculo más confiable de movilidad.

La figura 88 compara los valores de KINT y DDPERM para las pre-pruebas sin buena estabilización de presión antes y después de la corrección propuesta.

Como se puede observar, a pesar de la corrección aplicada en dichas pre-pruebas, se sigue presentando gran diferencia entre las dos permeabilidades, teniendo en cuenta que el porcentaje de error promedio para estas pruebas es de 63.2 y 59.1 %, antes y después de aplicar la recomendación propuesta, respectivamente.

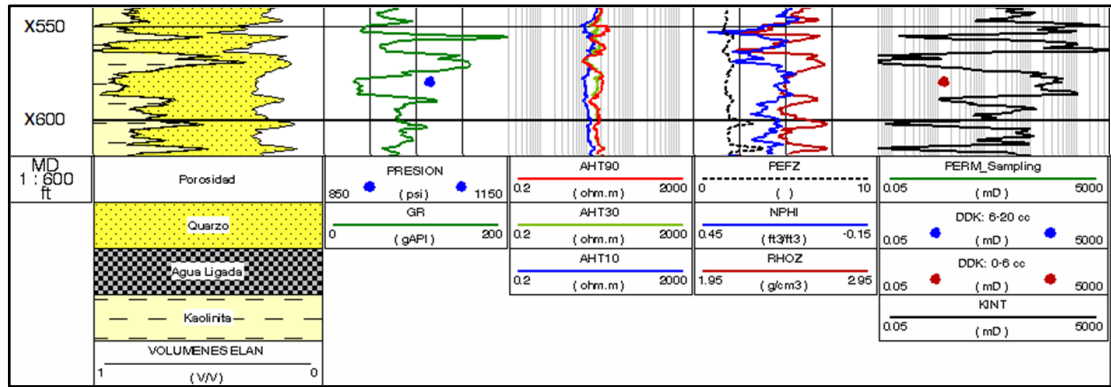
Figura 88 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas sin estabilización de presión antes y después de la corrección propuesta



Fuente: El autor

Una explicación para esta diferencia puede ser la reducción de permeabilidad en la cara de la formación ocasionada por el posible ingreso de sólidos del lodo de perforación hacia la formación. Dicha explicación se ve soportada por el hecho de que el volumen establecido durante la operación es mayor al que la formación realmente puede aportar como se mostró en el ejemplo anterior, donde el volumen de fluido extraído fue apenas la mitad del establecido en la operación. Además, como se muestra en la figura 89, el punto de presión mostrado como ejemplo está ubicado en una arena de buena calidad teniendo en cuenta los valores bajos de gamma ray y la unión en las lecturas de los registros densidad-neutrón. Sería de esperar entonces una buena permeabilidad en dicha arena como efectivamente se muestra por la curva KINT.

Figura 89 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba sin buena estabilización de presión



Fuente: El autor

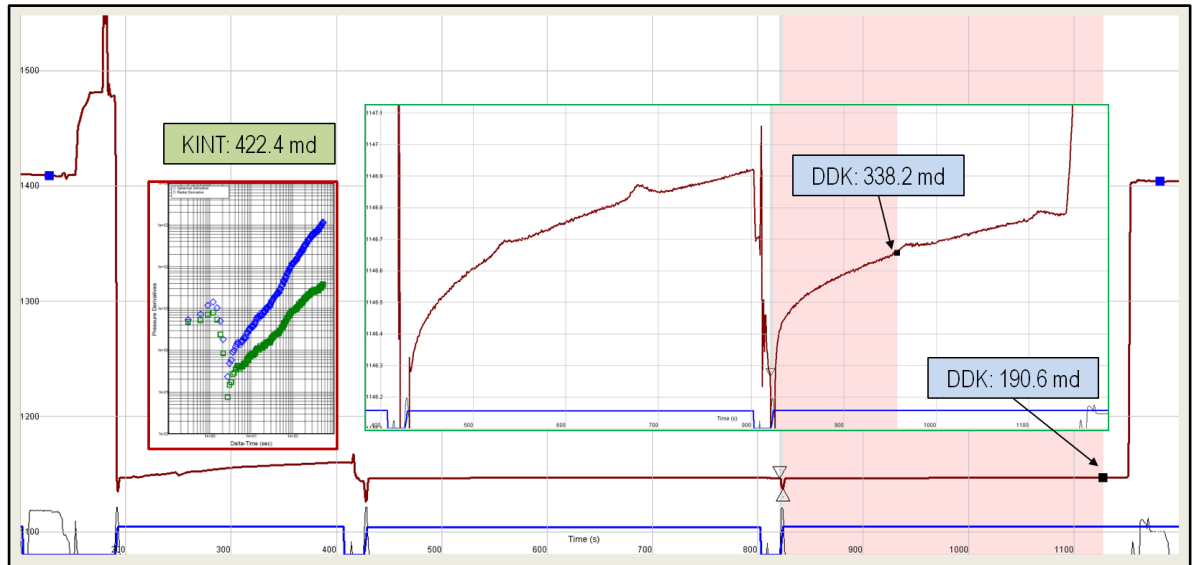
Sin embargo, la permeabilidad obtenida de la caída de presión es mucho menor a la esperada, debido posiblemente al ingreso de sólidos que reducen la permeabilidad de la formación. Además, La separación de las lecturas de los registros de resistividad indica una profundidad de invasión considerable, donde es más probable que los sólidos del lodo hayan ingresado a la formación y reducido la permeabilidad.

5.2 PRE-PRUEBAS CON LIGERAS FUGAS DURANTE EL BUILDUP

En el 33.2% de las pre-pruebas analizadas se observaron pequeñas fugas durante la etapa de restauración de presión. Como se puede observar en la figura 66, las permeabilidades calculadas a partir de la caída de presión en las pre-pruebas que presentan este comportamiento, tienden a ser menores a las obtenidas de registros convencionales, debido principalmente a que al ubicar el final del buildup hacia el final de la prueba, se aumenta el área bajo la curva, disminuyendo el valor obtenido de movilidad. La figura 90 muestra un ejemplo de pre-prueba con pequeñas fugas durante la etapa de restauración de presión con el método propuesto de corrección para este tipo de pre-pruebas.

La permeabilidad obtenida de registros convencionales para la profundidad a la cual se realizó esta prueba fue de 422.4 md, mientras que la permeabilidad obtenida del drawdown ubicando el final del buildup hacia el final de la prueba, es de 190.6 md.

Figura 90 Ejemplo de pre-prueba con ligeras fugas durante el buildup



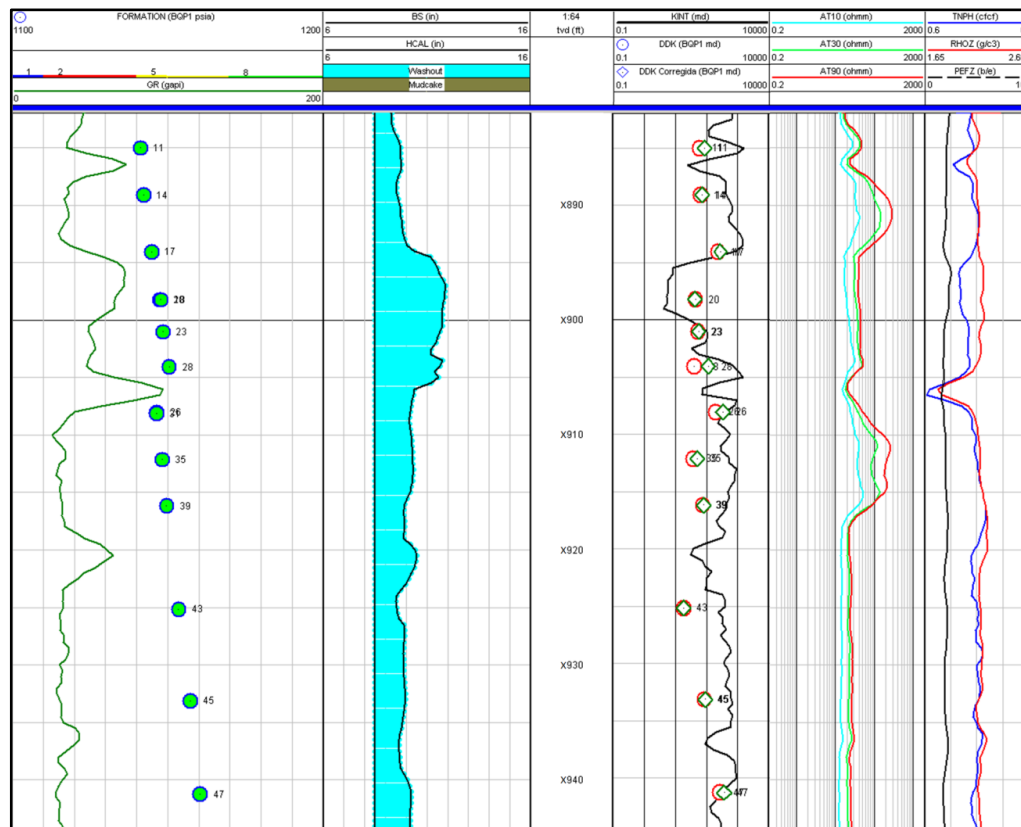
Fuente: El autor

Un elemento importante que permite identificar fugas durante el buildup en una pre-prueba de presión, además de la curva de presión contra tiempo, lo constituyen las derivadas de presión. En las pre-pruebas con dicho comportamiento, las derivadas tanto esférica como radial, tienden a presentarse con una pendiente sostenida luego del periodo de almacenamiento como se observa en la figura 90 (recuadro rojo), donde la curva azul representa la derivada esférica, y la curva verde, la derivada radial para la última pre-prueba mostrada en la figura 90.

Uno de los aspectos importantes que puede inducir la presencia de pequeñas fugas durante el buildup como resultado de la pérdida momentánea del sello entre la herramienta y la pared del hueco, tiene que ver con la presencia de zonas de washout en el pozo, donde es más complicado establecer un sello adecuado entre los empaques de la herramienta y la pared del hueco, llegando incluso a presentarse una pérdida total de dicho sello. Aunque se debe tener en cuenta que dichas fugas se pueden presentar también en zonas donde haya creación de torta de lodo. La aparición de zonas de washout, como se mencionó anteriormente, se debe principalmente a la densidad del lodo empleado durante la perforación del pozo. La figura 91 muestra un intervalo de uno de los pozos de estudio donde se utilizó una densidad de lodo mayor a la de los demás pozos. Como se puede observar, a lo largo de todo el intervalo se presenta washout a pesar que las arenas son relativamente limpias, teniendo en cuenta los bajos valores de gamma ray. Como resultado, en las 12 pruebas tomadas a lo largo del intervalo se observaron pequeñas fugas durante el buildup, afectando el cálculo de permeabilidad a partir del drawdown mostrada por los círculos rojos en la pista 4.

El método propuesto de corrección para las pre-pruebas que presentan este comportamiento, mostrado en la figura 90, consiste en identificar el momento en el cual se empiezan a presentar las pequeñas fugas durante el buildup y ubicar el final de dicho periodo en este instante. De esta manera, se busca que la medición de presión no se vea tan afectada por las pequeñas fugas observadas y disminuir el área bajo la curva que permita obtener valores más altos de movilidad a partir del drawdown. Se debe tener en cuenta, sin embargo, la tendencia de los valores de presión mostrada por puntos cercanos que se encuentren en la misma arena, ya que el cambio del final del buildup para pruebas con pequeñas fugas puede alterar dicha tendencia. En la figura 91 por ejemplo, se observan claramente dos tendencias en los valores de presión tomados en las pruebas realizadas a lo largo del intervalo, a pesar que todos ellos presentan ligeras fugas durante el buildup.

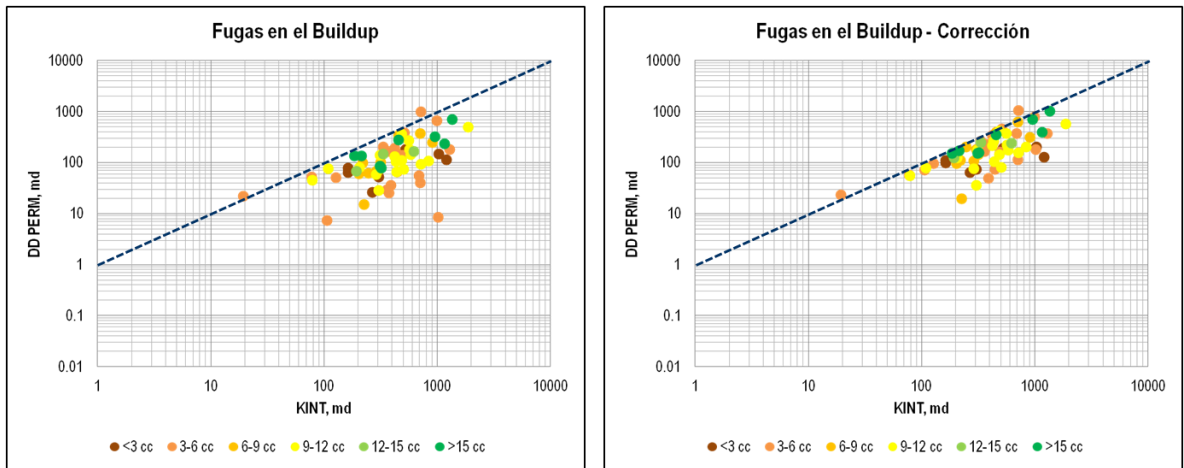
Figura 91 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con ligeras fugas durante el buildup



Fuente: El autor

Estas dos tendencias observadas, pueden indicar una posible barrera de permeabilidad debida al cuerpo arcilloso observado a X905 pies de profundidad. Los diamantes verdes mostrados en la pista 4 de la figura 91 muestran los valores corregidos de permeabilidad a partir del drawdown para estas pruebas, mientras que la figura 92 muestra la comparación entre los valores de DDPERM y KINT para las pre-pruebas con pequeñas fugas durante el buildup antes y después de la corrección propuesta. El porcentaje de error promedio para estas pruebas es de 22.1 y 13.6 % antes y después de aplicar la corrección, respectivamente. Se debe tener en cuenta que las pruebas en las cuales se siguen observando diferencias entre KINT y DDPERM aún aplicando la corrección, pueden estar afectadas por una no muy buena estabilización de presión.

Figura 92 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas con pequeñas fugas en el empaque antes y después de la corrección propuesta



Fuente: El autor

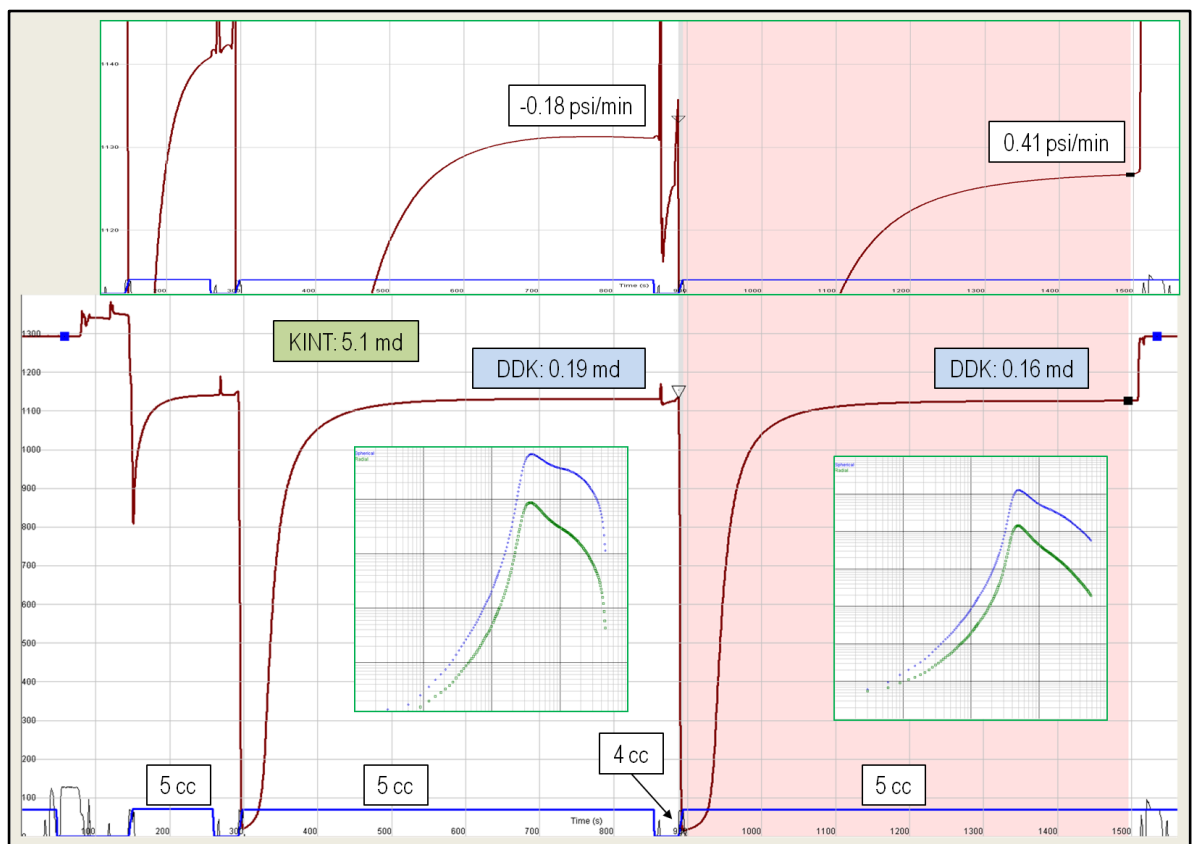
5.3 PRE-PRUEBAS CON SOBRECARGA DE PRESIÓN

En un 5.9% de las pruebas analizadas se evidenció el efecto de sobrecarga de presión, mientras que en un 2% se observó restauración de presión con perfil descendente, que corresponde también a un efecto de sobrecarga, como se ha mencionado anteriormente.

La figura 93 muestra un ejemplo de prueba donde se ha identificado el efecto de sobrecarga. La permeabilidad obtenida de registros convencionales para la profundidad a la cual se realizó la prueba es de 5.1 md. La prueba consistió de 3 pre-pruebas donde se utilizaron 5 cc de volumen en cada una de ellas. En la primera pre-prueba no se logró una buena estabilización de presión, en la segunda se obtuvo una restauración de presión con perfil descendente (-0.18 psi/min) y en la tercera tampoco se logró buena estabilización (0.41 psi/min). Uno de los elementos importantes que permite identificar el efecto de sobrecarga en esta prueba, es la disipación de dicho efecto a medida que aumenta el número de

pre-pruebas como se puede observar en la parte superior de la figura 93, teniendo en cuenta que en cada pre-prueba se llega a un valor más bajo de presión. Otro elemento importante lo constituyen las derivadas de presión observadas en las pre-pruebas, mostradas también en la figura 93. La permeabilidad obtenida del drawdown para la última pre-prueba es de 0.16 md, lo suficientemente baja como para identificar plenamente el efecto de sobrecarga en la prueba.

Figura 93 Ejemplo de pre-prueba con efecto de sobrecarga



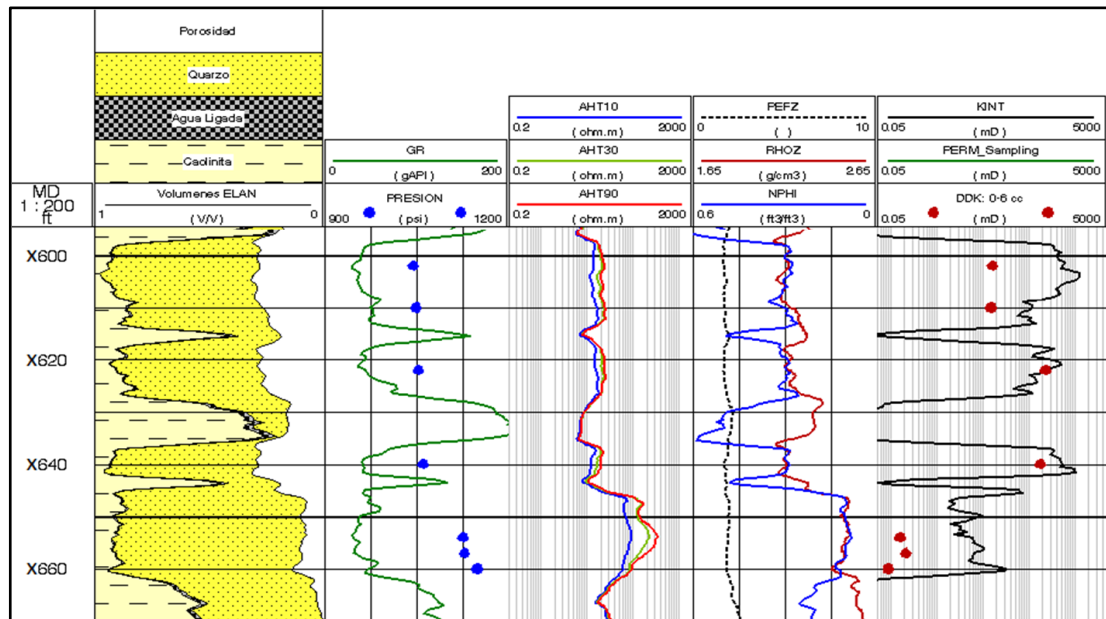
Fuente: El autor

Como se ha mencionado anteriormente, las causas del efecto de sobrecarga tienen que ver con la invasión de filtrado de lodo hacia la formación debido posiblemente a una mala calidad de la torta de lodo, generando una presión en la cara de la formación mayor a la esperada.

Este fenómeno también está ligado a una reducción de la permeabilidad en la cara de la formación, haciéndose más severo cuando la relación entre la permeabilidad de la formación y la zona lavada es baja. Es de esperar entonces valores bajos de permeabilidad en las pruebas donde se identifique el efecto de sobrecarga, y en algunos casos, como el mostrado en la figura 93, obtener pruebas sin buena estabilización de presión. La figura 94 muestra los registros convencionales para la prueba mostrada como ejemplo en la figura 93. A partir de esta figura se pueden derivar varias observaciones importantes:

- En las tres pruebas ubicadas hacia el fondo del intervalo se identificó efecto de sobrecarga, además de no presentar una buena estabilización de presión durante el buildup.
- Esta identificación se confirma observando el perfil de presiones y movilidad a lo largo del intervalo donde, para las tres pruebas mencionadas se observan mayores presiones y menores movilidades comparadas con los otros puntos. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las arenas donde se encuentran dichos puntos, podrían no estar comunicadas hidráulicamente con la arena donde se encuentran las tres pruebas con efecto de sobrecarga.
- En la arena donde se encuentran los puntos con sobrecarga se observa un perfil de invasión considerable teniendo en cuenta la separación de las curvas de resistividad y la disminución de porosidad en dicha arena, donde normalmente se espera mayor invasión.

Figura 94 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con efecto de sobrecarga



Fuente: El autor

Dentro de las recomendaciones para tratar de mitigar el efecto de sobrecarga se encuentran²²:

- Minimizar el número de corridas de herramientas en el pozo antes de realizar las mediciones de presión con probadores de formación, tratando de preservar la calidad de la torta de lodo.
- Usar información de otros registros para la selección de los puntos a tomar con probadores de formación. Por ejemplo, el registro de resonancia magnética, para obtener valores de permeabilidad que pueden ayudar a una mejor selección de los puntos.
- Utilizar dobles empacadores para aislar un mayor intervalo de la formación y extraer mayor cantidad de fluido que permita disipar el efecto de sobrecarga en la cara de la formación.

²² CARNEGIE, A et. al. New techniques in wireline formation testing in tight reservoirs. SPE 50128. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia. 1998.

5.4 PRE-PRUEBAS CON EFECTO DE TORTA DE LODO DURANTE EL DRAWDOWN

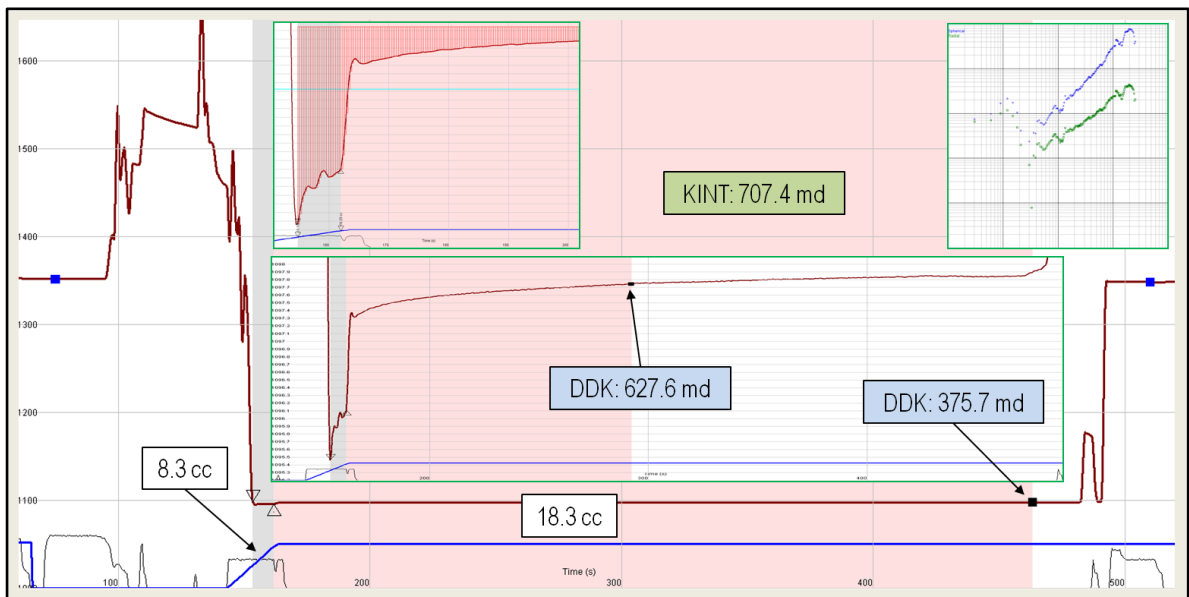
En un 22.3% de las pruebas analizadas se observó el efecto de la torta de lodo sobre el cálculo de la movilidad a partir de la caída de presión mencionado en la sección 1.5.2. Como se puede observar en la figura 66, los valores de permeabilidad calculados a partir del drawdown para estas pruebas, tienden a ser menores que los obtenidos de registros convencionales. Los valores de DDPERM que son mayores a KINT para las pruebas con este comportamiento, pueden estar también afectadas por caídas de presión insuficientes y/o fugas durante el drawdown, descritos más adelante.

La figura 95 muestra un ejemplo de pre-prueba donde se evidencia el efecto de la torta de lodo durante el drawdown, además de presentar ligeras fugas de presión durante el buildup. El volumen establecido durante la operación para esta única prueba fue de 18.3 cc, sin embargo, el volumen realmente aportado por la formación fue de 8.3 cc, aunque el suficiente como para obtener un radio de investigación que permita un cálculo confiable de la movilidad. La permeabilidad obtenida de registros convencionales para la profundidad a la cual se realizó esta prueba es de 707.4 md. Sin embargo, la permeabilidad calculada a partir del drawdown para esta prueba es de 375.7 md. La figura 95 muestra también la corrección aplicada para las fugas observadas durante el buildup, explicada anteriormente, y la corrección propuesta por Dussan²³ para el efecto de la torta de lodo durante el drawdown, obteniéndose un valor corregido de permeabilidad a partir del drawdown de 627.6 md. En la parte superior derecha de la figura 95 se muestran las derivadas esférica y radial para la prueba ejemplo, permitiendo identificar las ligeras fugas de presión durante el buildup.

²³ DUSSAN, E.B. A robust method for calculating formation mobility with a formation tester. SPE 143302. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011.

La corrección mencionada para el efecto de la torta de lodo durante el drawdown, consiste en calcular el área bajo la curva desde el tiempo en que la presión medida durante el drawdown llega a un mínimo donde la torta de lodo se desprende de la pared del hueco e inicia el flujo libre de fluido hacia la línea de flujo de la herramienta.

Figura 95 Ejemplo de pre-prueba con efecto de torta de lodo durante el drawdown

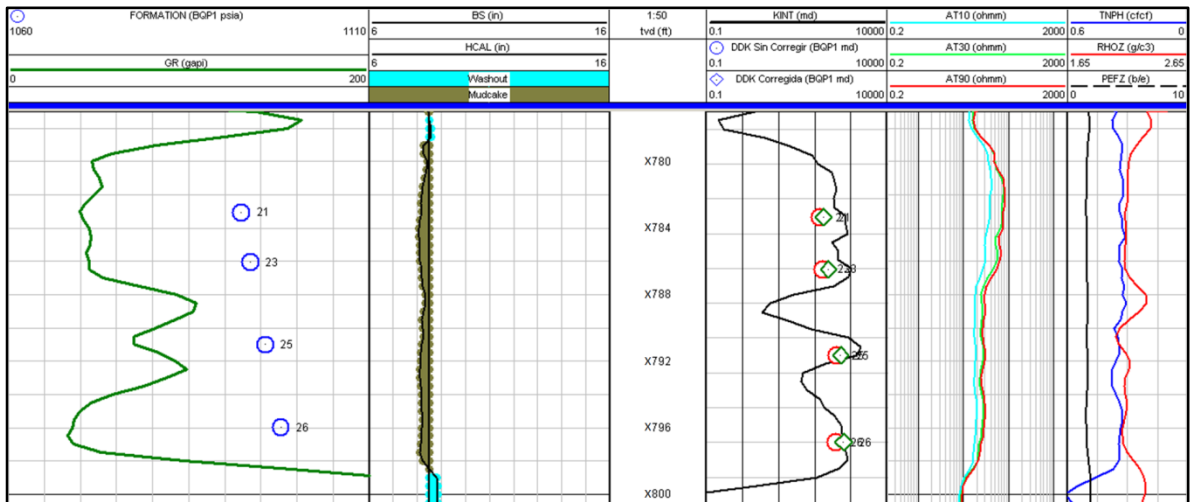


Fuente: El autor

La figura 96 muestra el intervalo donde está ubicada la prueba mostrada en la figura 95, identificada con el número 26. A lo largo de dicho intervalo se observa la presencia de torta de lodo adherida a la pared del hueco, teniendo en cuenta las lecturas del registro caliper (HCAL). Como resultado, en las 4 pruebas realizadas se presentó el efecto de la torta de lodo durante el drawdown y se aplicó la corrección mencionada anteriormente.

La figura 97 muestra la comparación entre los valores de DDPERM y KINT para las pre-pruebas donde se observó el efecto de la torta de lodo durante el drawdown antes y después de la corrección recomendada.

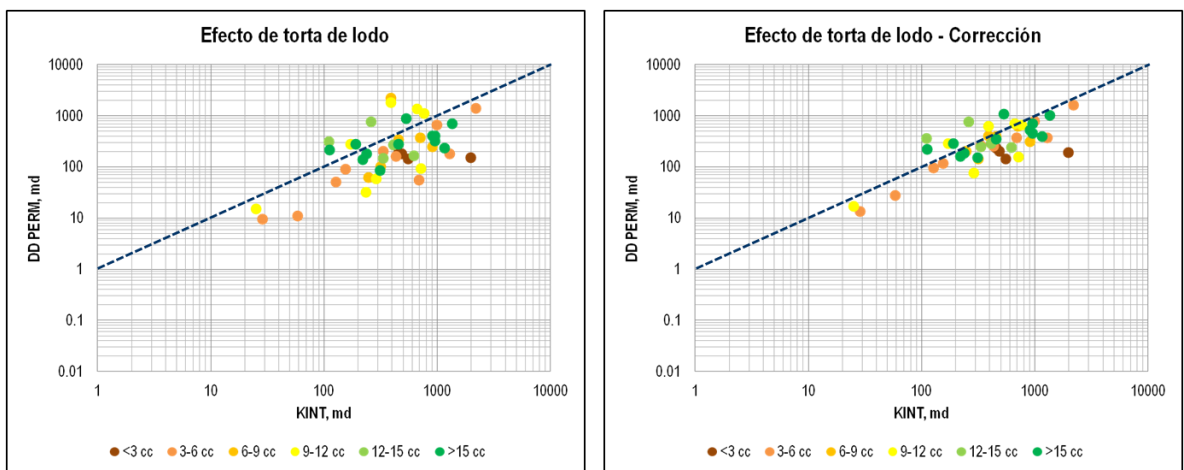
Figura 96 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con efecto de torta de lodo durante el drawdown



Fuente: El autor

El porcentaje de error promedio para estas pruebas es de 17.6 y 10.5 % antes y después de aplicar la corrección por efecto de torta de lodo durante el drawdown, validando el método propuesto por Dussan para corregir este comportamiento.

Figura 97 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas con efecto de torta de lodo durante el drawdown antes y después de la corrección propuesta



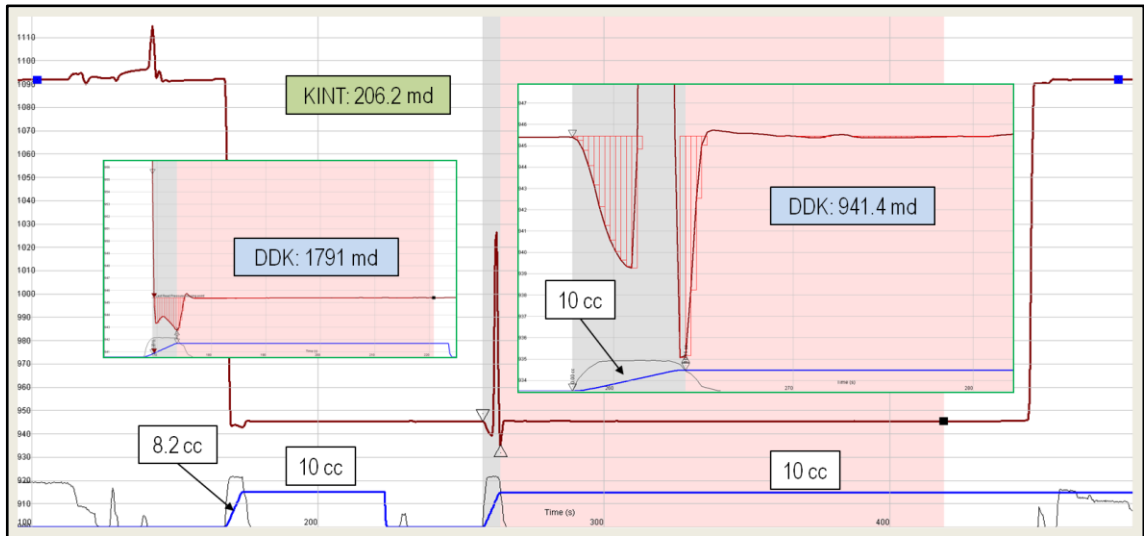
Fuente: El autor

5.5 PRE-PRUEBAS CON PÉRDIDA PARCIAL DEL SELLO DURANTE EL DRAWDOWN

En un 7.4% de las pruebas analizadas se observaron pequeñas fugas de presión durante el drawdown que corresponden a pérdidas momentáneas del sello entre la herramienta y la pared del hueco durante esta etapa de las pruebas. Como se puede ver en la figura 66, los valores calculados de permeabilidad a partir del drawdown para estas pruebas, son mayores a los obtenidos de registros convencionales.

La figura 98 muestra un ejemplo de dos pre-pruebas realizadas a una misma profundidad donde se observaron fugas durante el drawdown. La permeabilidad estimada de registros convencionales para la profundidad a la cual se realizaron estas pre-pruebas es de 206.2 md. La permeabilidad obtenida de la primera pre-prueba es de 1791 md, donde si bien la fuga observada durante el drawdown no es muy grande, el cálculo de la movilidad se ve seriamente afectado por la caída de presión insuficiente (2.5 psi) lograda durante la pre-prueba. Para la segunda pre-prueba realizada, la caída de presión es más grande (9.2 psi), sin embargo, se observa una gran pérdida parcial del sello entre la herramienta y la pared del hueco durante el drawdown, afectando de gran manera el cálculo de la permeabilidad a partir del drawdown, la cual es de 941.4 md. Al igual que las pruebas con ligeras fugas durante el buildup, las pruebas que presentan pérdida parcial del sello durante el drawdown se suelen presentar más en zonas de washout, aunque la presencia de torta de lodo adherida a la pared del hueco también puede inducir este comportamiento.

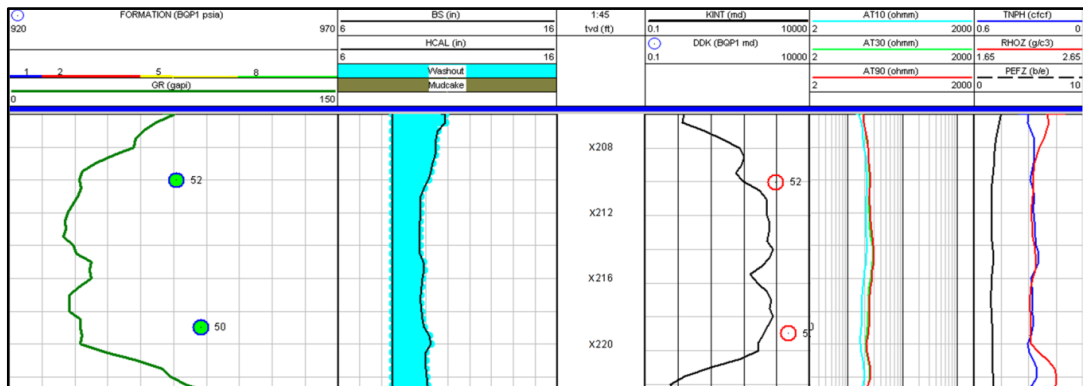
Figura 98 Ejemplo de pre-prueba con pérdida parcial del sello durante el drawdown



Fuente: El autor

La figura 99 muestra el intervalo en el cual se encuentra ubicada la prueba ejemplo mostrada en la figura 98, identificada con el número 52, y otra prueba (número 50) que presenta el mismo comportamiento. Como se puede observar, el washout se presenta a lo largo de todo el intervalo propiciando la pérdida parcial del sello, en este caso durante el drawdown, para las dos pruebas ubicadas en él.

Figura 99 Registros convencionales para el ejemplo de pre-prueba con pérdida parcial del sello durante el drawdown

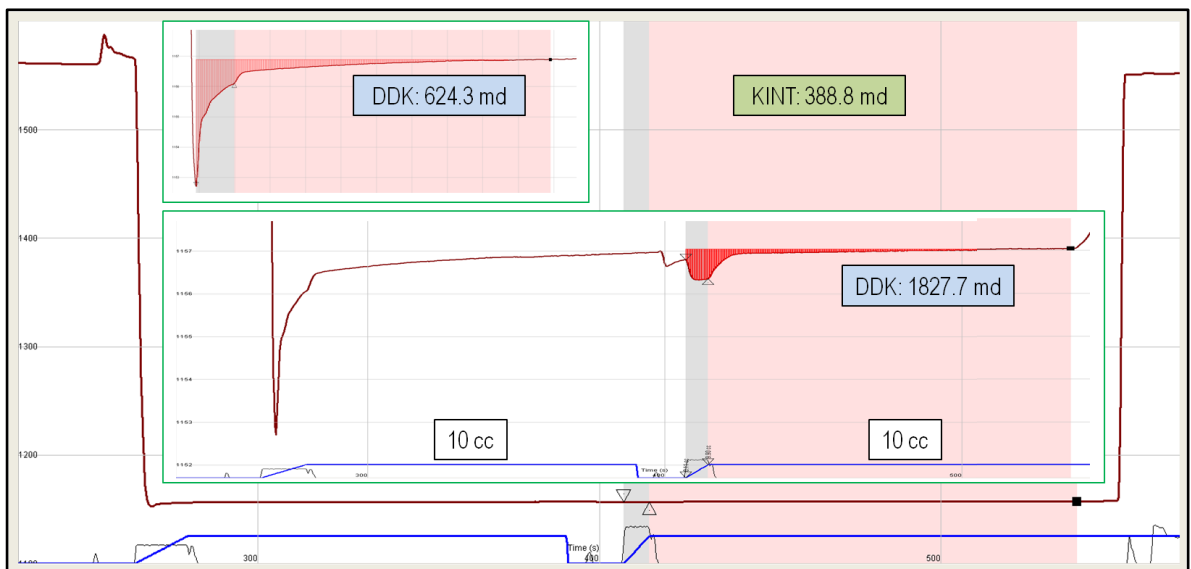


Fuente: El autor

5.6 PRE-PRUEBAS CON CAÍDA DE PRESIÓN INSUFICIENTE

En un 11.4% de las pruebas analizadas se presentó una caída de presión que en muchos casos no supera la precisión del sensor de presión con el que cuenta la herramienta (± 2 psi). Como se observa en la figura 66, las permeabilidades calculadas a partir de la caída de presión para estas pruebas, tienden a ser mayores a las obtenidas de registros convencionales, teniendo en cuenta la reciprocidad que existe entre el área bajo la curva y el cálculo de la movilidad. La figura 100 muestra un ejemplo de pre-prueba donde no se ha obtenido una caída de presión representativa.

Figura 100 Ejemplo de pre-prueba con caída de presión insuficiente



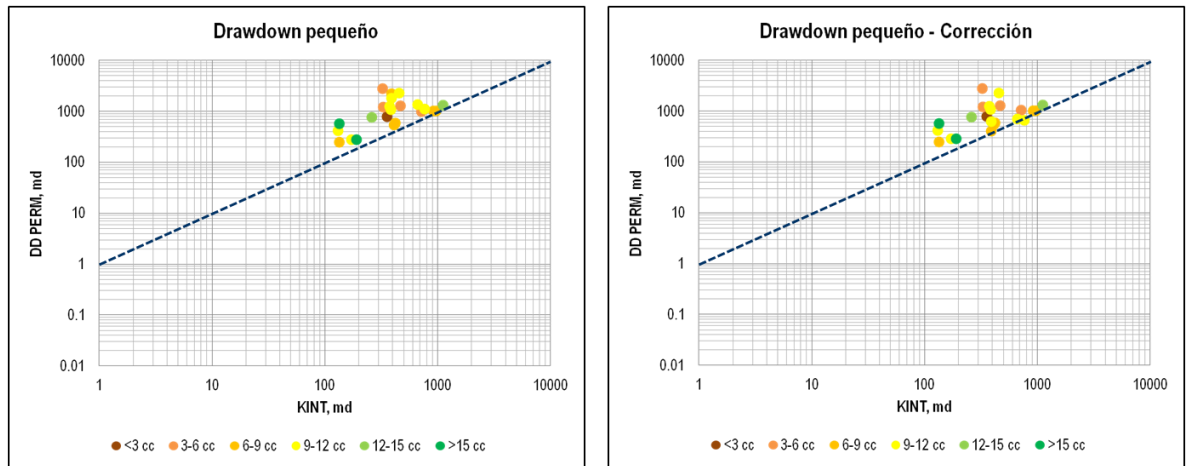
Fuente: El autor

La permeabilidad obtenida de registros convencionales para la profundidad a la cual se realizó esta prueba es de 388.8 md, mientras que la permeabilidad obtenida a partir del drawdown para la segunda pre-prueba mostrada en la figura 100, donde la caída de presión es de menos de 1 psi, es de 1827.7 md.

La recomendación propuesta para tratar de obtener valores más representativos de movilidad en las pre-pruebas que presentan este comportamiento, consiste en utilizar una pre-prueba anterior para los cálculos de presión y movilidad, siempre y cuando se observe repetibilidad en el valor de presión medido en las dos pre-pruebas y por supuesto se observe una caída de presión representativa. Sin embargo, esta condición no se puede cumplir en muchos casos ya que las pre-pruebas anteriores realizadas a la misma profundidad pueden estar afectadas por otros de los factores mencionados anteriormente. En el caso del ejemplo mostrado en la figura 100, la pre-prueba que precede la pre-prueba con caída de presión insuficiente, está afectada por el efecto de torta de lodo durante el drawdown y por una no muy buena estabilización de presión (0.13 psi/min), aunque presenta buena repetibilidad con la presión medida de la última pre-prueba con mejor estabilización (0.05 psi/min). La diferencia de la presión medida por las dos pre-pruebas es tan solo de 0.08 psi.

La figura 101 muestra la comparación entre los valores de DDPERM y KINT para las pre-pruebas donde no se ha obtenido una caída de presión representativa antes y después de aplicar la recomendación propuesta en algunas de ellas. El porcentaje de error promedio para estas pruebas es de 15.1 y 12.5 % antes y después de realizar la interpretación tomando la pre-prueba anterior en algunas de las pruebas, teniendo en cuenta que las otras pruebas pueden estar afectadas por otros factores y/o no presentar repetibilidad en la presión medida entre pre-pruebas, por lo que se decidió no modificar los resultados.

Figura 101 Comparación DDPERM-KINT para las pre-pruebas con caída de presión insuficiente



Fuente: El autor

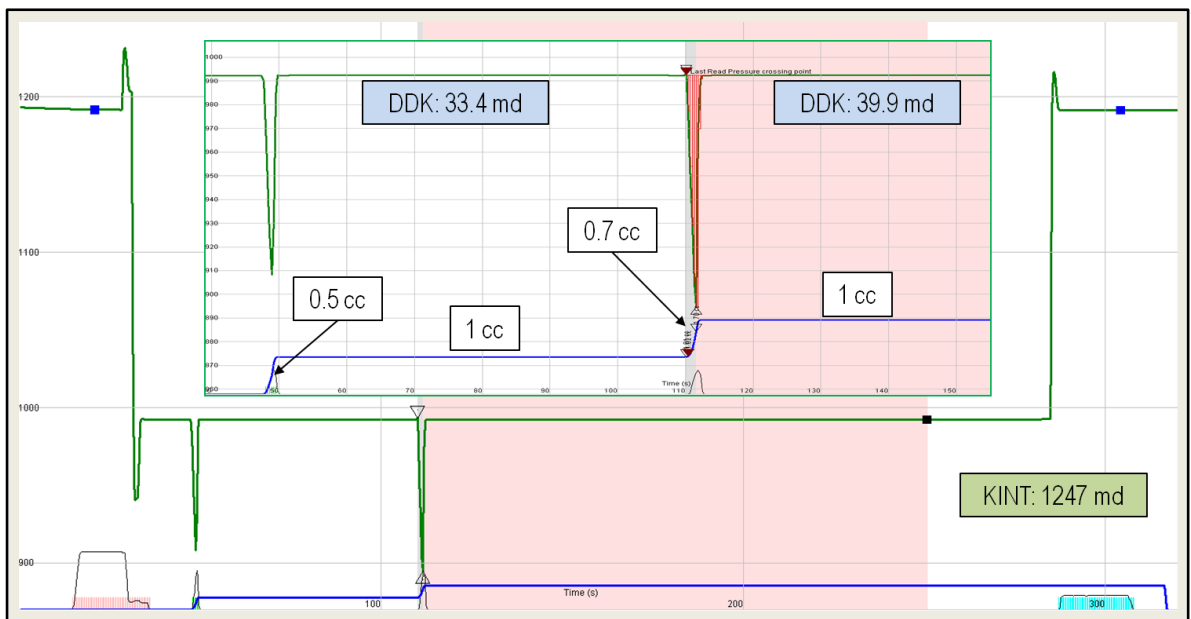
5.7 PRE-PRUEBAS CON BAJO VOLUMEN REALIZADAS CON XPT

Otro de los aspectos importantes en el cálculo de la movilidad es el tipo de probeta usada durante las pruebas. Como se mostró en la sección 4.4.6, las pruebas donde se utilizó probeta de diámetro grande (LD) tienden a presentar mejor ajuste entre DDPERM y KINT.

Las pruebas en las cuales se usó probeta convencional, corresponden al pozo PE-09 donde se utilizó la herramienta XPT. Como se mencionó anteriormente, con esta herramienta se tiene mayor control y precisión en el volumen medido durante la operación, por lo cual se pueden usar volúmenes incluso menores a 1 cc. Sin embargo, debido a los bajos volúmenes utilizados en las pruebas, en algunos casos (14/21, 66.7%) no se obtiene un buen ajuste entre los valores de DDPERM y KINT, teniendo en cuenta el reducido radio de investigación que se obtiene con estos volúmenes tan bajos.

La figura 102 muestra un ejemplo de pre-prueba con bajo volumen realizada con la herramienta XPT. La permeabilidad obtenida de registros convencionales para la profundidad a la cual se realizó la prueba es de 1247 md. Durante la prueba se realizaron dos pre-pruebas utilizando un volumen de 1 cc para cada una. En la primera pre-prueba, el volumen aportado por la formación fue tan solo de 0.5 cc, obteniendo una permeabilidad a partir del drawdown de 33.4 md. Para la segunda pre-prueba, el volumen aportado por la formación fue de apenas 0.7 cc con una permeabilidad obtenida del drawdown de 39.9 md, estando todavía muy lejos de la obtenida de registros convencionales (1247 md). Este es un claro ejemplo del efecto negativo que tiene la utilización de volúmenes bajos de pre-prueba en los resultados obtenidos de movilidad a partir del drawdown, a pesar de obtener buena repetibilidad en los valores de presión entre pre-pruebas y muy buena estabilización de presión durante el buildup (debido principalmente al bajo volumen utilizado). Por lo tanto, es recomendable utilizar volúmenes más grandes para obtener valores más representativos de movilidad drawdown.

Figura 102 Ejemplo de pre-prueba realizada con XPT

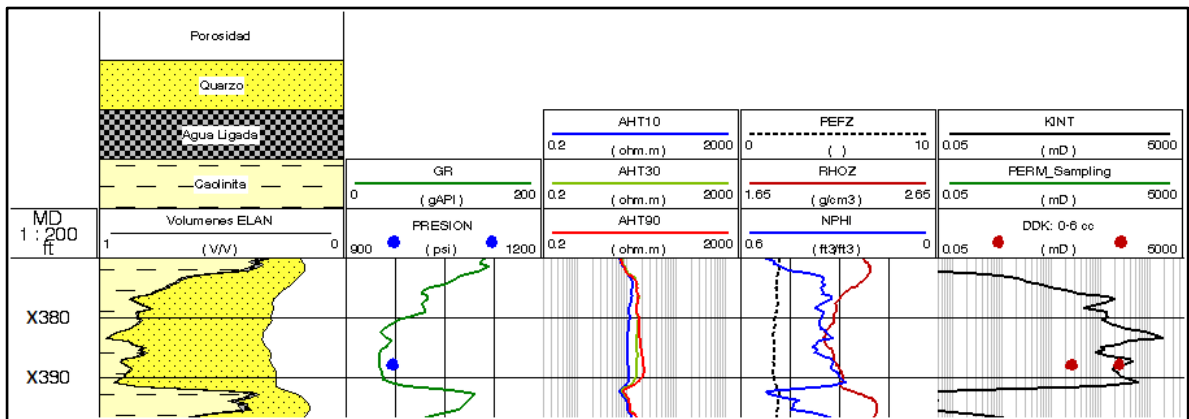


Fuente: El autor

5.8 RECOMENDACIONES GENERALES

Como se ha mencionado, el volumen de pre-prueba es fundamental para obtener valores confiables de movilidad a partir del drawdown. Además, la realización de al menos dos pre-pruebas permite no sólo confirmar el dato de presión sino obtener un radio mayor de investigación para un cálculo más confiable de movilidad. Las figuras 104 y 105 muestran dos ejemplos de pre-pruebas de presión en los que se pueden explicar los efectos de los aspectos mencionados anteriormente sobre el cálculo de movilidad. Las dos pruebas fueron realizadas prácticamente a la misma profundidad, con una diferencia de tan solo 0.1 pies (figura 103).

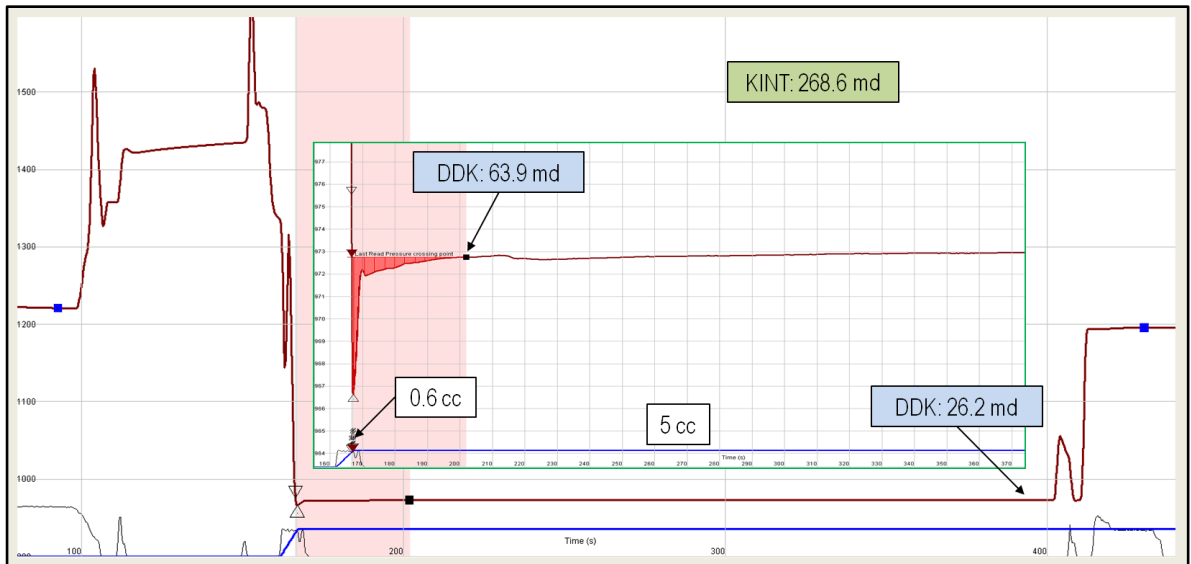
Figura 103 Registros convencionales para los ejemplos de pre-pruebas de buena y baja calidad



Fuente: El autor

En la primera de las pruebas (figura 103) se realizó una sola pre-prueba usando un volumen de 5 cc. El volumen aportado por la formación para esta pre-prueba fue tan sólo de 0.6 cc. La tasa de estabilización de presión observada durante el buildup fue de 0.1 psi/min, aunque se observan ligeras fugas durante este periodo. Por esta razón, se decidió ubicar el final del buildup en un tiempo más temprano obteniendo una permeabilidad a partir del drawdown de 63.9 md, mientras que la permeabilidad derivada de registros convencionales es de 268.6 md.

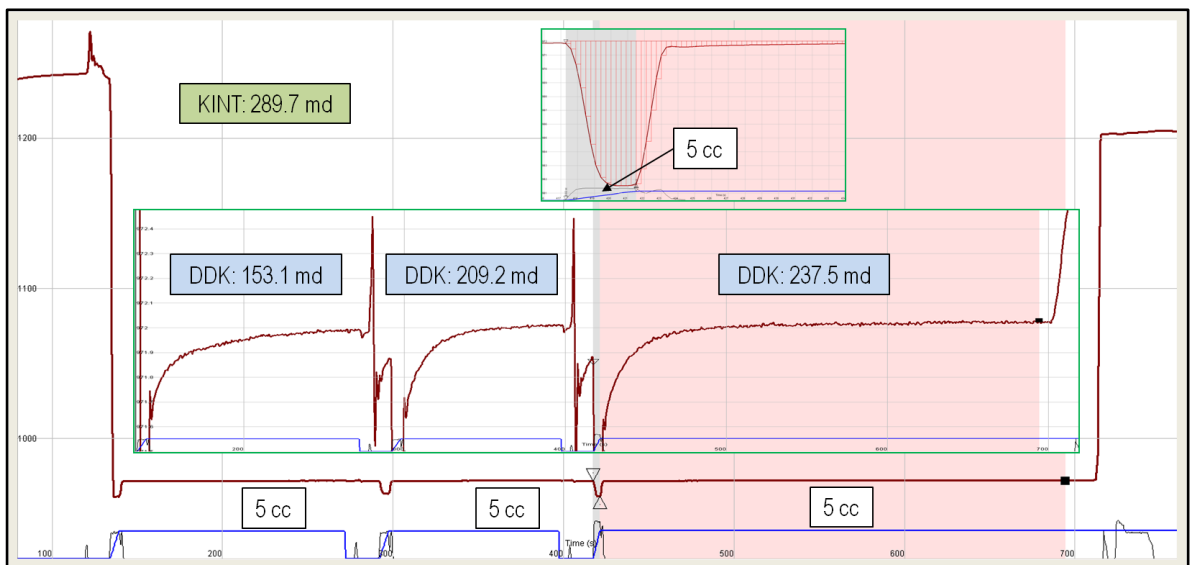
Figura 104 Ejemplo de pre-prueba de baja calidad



Fuente: El autor

Por otro lado, en la segunda de las pruebas (figura 104) se realizaron tres pre-pruebas estableciendo un volumen durante la operación de 5 cc para cada una de ellas.

Figura 105 Ejemplo de pre-prueba de buena calidad



Fuente: El autor

En la última de estas pre-pruebas el volumen aportado por la formación fue igualmente de 5 cc, la tasa de estabilización de presión observada fue de 0.01 psi/min y se obtuvo un valor de permeabilidad a partir de la caída de presión de 237.5 md, mientras que la permeabilidad derivada de registros convencionales fue de 289.7 md. Resulta claro entonces que la prueba donde se realizaron varias pre-pruebas, a pesar que el volumen no era tan alto, presenta mejor ajuste entre la permeabilidad a partir del drawdown y la derivada de registros convencionales, mientras que la prueba donde se realizó una sola pre-prueba y el volumen aportado por la formación fue demasiado bajo, la diferencia entre KINT y DDPERM es mucho mayor.

Otro aspecto importante para resaltar de la prueba de buena calidad mostrada en la figura 105, son los valores de permeabilidad a partir del drawdown obtenidos en cada una de las tres pre-pruebas realizadas. Como se puede ver, a medida que se realizan más pre-pruebas, la permeabilidad calculada a partir del drawdown aumenta y se acerca cada vez más a la permeabilidad derivada de registros convencionales. Esto permite confirmar el hecho de que a pesar de usar un volumen bajo en cada una de las pre-pruebas, se puede obtener un mayor radio de investigación y valores más confiables de movilidad si se realizan varias pre-pruebas donde se observe repetibilidad en los valores de presión.

Otra de las recomendaciones para tratar de obtener valores más confiables de movilidad drawdown, consiste en realizar la interpretación tomando una pre-prueba anterior en el caso de que en la última pre-prueba se identifique alguno o algunos de los casos donde se ve afectado dicho cálculo. La tabla 19 muestra los resultados para las cuatro pruebas donde se realizó la interpretación aplicando esta recomendación. Como se puede observar, en todas estas pruebas el drawdown no era suficiente y se presentaba efecto de la torta de lodo durante el drawdown, mientras que sólo en una se observó una pérdida parcial del sello entre la herramienta y la pared del hueco durante el drawdown.

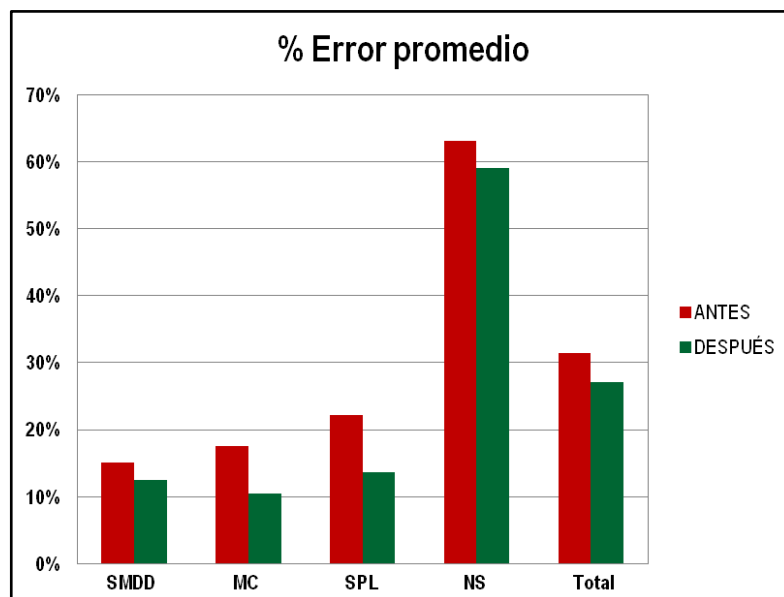
Tabla 19 Pruebas donde se realizó la interpretación tomando una pre-prueba anterior

Caso	N. de pruebas (%)	% Error prom antes	% Error prom después
SMDD	4	100	15.5
MC	4	100	15.5
PSDD	1	25.0	5.0
	4	2.0	15.5
			2.9

Fuente: El autor

La figura 106 compara los porcentajes de error promedio antes y después de aplicar las recomendaciones propuestas para cada uno de los casos donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown. Como se puede observar, la mayor reducción en el porcentaje de error se da en las pruebas con ligeras fugas durante el buildup (8.6%), seguido por las pruebas con efecto de torta de lodo (7.1%) y las que no presentan buena estabilización de presión (4.1%).

Figura 106 Porcentaje de error promedio antes y después de aplicar las recomendaciones propuestas



Fuente: El autor

Teniendo en cuenta los casos presentados en las secciones previas y la comparación entre los valores de DDPERM y KINT realizada en la sección 4.4, se pueden establecer las siguientes recomendaciones generales para tratar de obtener valores más confiables de movilidad a partir de la caída de presión en las pruebas realizadas con probadores de formación, sin afectar las mediciones de presión:

- El porcentaje de error promedio para las pruebas con volumen menor a 6 cc es de 37.6%, mientras que para las pruebas con más de 6 cc, es de 23.1%. Por lo tanto, se recomienda asegurarse durante la operación que el volumen realmente incluido dentro del cálculo de movilidad, es decir, el volumen realmente aportado por la formación, sea de mínimo 6 cc.
- En el 8.9% de las pruebas donde se estableció un volumen mayor a 6 cc durante la operación, el volumen realmente incluido dentro del cálculo de movilidad drawdown es menor a 6 cc, mientras que esto mismo sucede sólo en el 3% de las pruebas donde se estableció un volumen mayor a 10 cc. Por lo tanto, se recomienda utilizar un volumen mínimo de 10 cc para la realización de las pre-pruebas de presión, siempre y cuando las condiciones esperadas de la formación lo permitan, teniendo en cuenta que en algunos casos no todo el volumen establecido durante la operación podrá ser aportado por la formación y que para volúmenes menores a 5 cc, en el caso de la herramienta MDT, no se tienen mediciones confiables del volumen realmente utilizado durante la operación.
- El porcentaje de error promedio para las pruebas sin repetibilidad es de 35.1%, mientras que para las pruebas con repetibilidad es de 29.3%. Por lo tanto, se recomienda realizar al menos dos pre-pruebas al asentar la herramienta, una de investigación y otra de confirmación, con el fin de tener un radio de investigación un poco mayor y confirmar el valor obtenido de presión.

- Se recomienda realizar estas dos pre-pruebas de presión especialmente si en la primera de ellas se ha identificado alguno o algunos de los casos en los que se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown.
- Al realizar la interpretación tomando una pre-prueba de investigación para el cálculo de movilidad drawdown, se pasó de un porcentaje de error promedio de 15.5 a 2.9 %. Por lo tanto, en el caso que la pre-prueba de confirmación esté afectada por alguno o algunos de los casos expuestos anteriormente, se recomienda utilizar la pre-prueba de investigación para los cálculos de presión y movilidad, siempre y cuando se observe buena repetibilidad en los valores de presión medidos por las dos pre-pruebas y por supuesto, el cálculo de la movilidad a partir del drawdown esté menos afectado en la pre-prueba de investigación.
- Teniendo en cuenta que luego de las pruebas con efecto de sobrecarga, el porcentaje de error promedio más alto se encuentra en las pruebas sin buena estabilización de presión, es recomendable asentar la herramienta a una profundidad cercana y realizar otra prueba con el fin de obtener mejores tasas de estabilización que permitan resultados confiables de presión y movilidad. En el 25% de las pruebas con efecto de sobrecarga, no se obtiene una buena estabilización de presión.

CONCLUSIONES

- Se lograron identificar los casos donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown en un campo petrolero colombiano, obteniendo que en las pruebas con efecto de sobrecarga, sin estabilización de presión y con bajo volumen realizadas con XPT, se genera la mayor incertidumbre en dicho cálculo, con porcentajes de error promedio mayores a 31.7%.
- Se identificó que los parámetros de pre-prueba que más afectan el cálculo de movilidad drawdown, incluyen el bajo volumen utilizado y la realización de al menos dos pre-pruebas. Para el primero de ellos, aspectos como el reducido radio de investigación y la incertidumbre asociada a la medición de bajos volúmenes por parte de la herramienta, contribuyen a este comportamiento, el cual es especialmente crítico para volúmenes de prueba menores a 6 cc, donde el porcentaje de error promedio es de 37.6%.
- En algunos de los casos identificados donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown, se establecieron algunas recomendaciones para tratar de obtener valores más confiables de dicha propiedad, logrando disminuir el porcentaje de error promedio de 17.6 a 12.7 % sin incluir las pruebas sin estabilización de presión.
- La diferencia encontrada entre la permeabilidad obtenida de registros de pozo y la ajustada a datos de muestreo de fluidos, puede ser atribuida a la diferencia en las escalas de medición, teniendo en cuenta el mayor radio de investigación que se obtiene durante una estación de muestreo de fluidos.

- La identificación de los casos donde se ve afectado el cálculo de movilidad drawdown, así como las recomendaciones planteadas para disminuir la incertidumbre asociada a dicho cálculo, contribuyen al desarrollo de perfiles más confiables de movilidad drawdown, y por ende, a un mejoramiento en la selección de estaciones de muestreo de fluidos en fondo y caracterización de yacimiento. La integración con demás fuentes de información, es necesaria para corroborar dichas observaciones.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio similar en otro campo donde se cuente con información que permita integrar varias fuentes de permeabilidad como corazones, registros de resonancia magnética y pruebas de pozo para validar los resultados y recomendaciones propuestas en el presente trabajo.
- Integrar a dicho estudio la movilidad calculada a partir de la restauración de presión en las pre-pruebas, siempre y cuando las condiciones de la formación en el campo escogido permitan la identificación de flujo esférico y/o radial en las derivadas de presión.
- Realizar pruebas de laboratorio al filtrado del lodo de perforación con el fin de utilizar valores más confiables de viscosidad de filtrado en la conversión de movilidad a permeabilidad drawdown.

BIBLIOGRAFÍA

- AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook. 3ra Edición. Elsevier Inc. Oxford, UK. 2006. 1377p.
- AKI, Ahmet; AMARI, Khalid; EYUBOGLU, Sami; GYLLENSTEN, Asbjorn; LAUGHANI, Jasim; MASOUD, Rashad; NABAWY, Sherif; PROETT, Mark y SALEM, Gamal. Using formation testing while drilling pressures to optimize a Middle East carbonate reservoir drilling program. SPE 120715. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Kingdom of Bahrain. 2009.
- AMAN, M. MDT basic wellsite reference manual. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010. 355p.
- AYAN, Cosan; DANILOVA, Darya; DELIYA, S.V, GALKIN, Maxim y WEINHEBER, Peter. Use of a wireline formation tester to optimize sampling and production testing operations in environmentally sensitive drilling environments. SPE 149549. SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition. Moscú, Rusia. 2011.
- AYAN, Cosan; KIN, Khong Chee y LI, Chen. Comparing wireline formation tester derived productivity index to drill stem test. SPE 130868. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Brisbane, Queensland, Australia. 2010.
- BADRY, R; CASTELIJNS, C; DECOSTER, E y HYDE, C. Combining NMR and formation tester data for optimum hydrocarbon typing, permeability and producibility estimation. SPWLA 40th Annual Logging Symposium. 1999.

- BELL, W.T; SCHULTZ, A.L y URBANOSKY, H.J. Advancements in uncased hole, wireline formation tester techniques. SPE 5035. SPE Annual Fall Meeting. Houston, Texas. 1974.
- BORROR, Connie; GOLDSMAN, David; HINES, William y MONTGOMERY, Douglas. Probabilidad y estadística para ingeniería. 4ta edición. Compañía Editorial Continental. México D.F. 2006. 780p.
- BRIE, A; ENDO, T; JOHNSON, D.L y Pampuri, F. Quantitative formation permeability evaluation from Stoneley waves. SPE 49131. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. 1998.
- CARNEGIE, A; HOOKWAY, S; NEVILLE, T y PARKES, R. New techniques in wireline formation testing in tight reservoirs. SPE 50128. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia. 1998.
- CASTELIJINS, K; CRIBBS, M; HADDAD, S; SAGAR, R; TANG, Y y VIRO, E. Integrating permeabilities from NMR, formation tester, well test and core data. SPE 71722. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. 2001.
- CASTELIJINS, K; CRIBBS, M; HADDAD, S; SAGAR, R; TANG, Y y VIRO, E. So what is reservoir permeability? SPE 63138. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas. 2000.
- CHANG, Y; FOLLINI, J.M y POP, J. Optimized test sequences for formation tester operations. SPE 97283. Offshore Europe. Aberdeen, Scotland, UK. 2005.

- DEWAN, John. Essentials of modern open hole log interpretation. PenWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 1983. 360p.
- DONALDSON, Erle y TIAB, Djebbar. Petrophysics. 2da Edición. Elsevier Inc. Oxford, UK. 2004. 889p.
- DUNLAP, James; FAROOQUI, M.Y; KHAN, Zuber; KLIMENTOS, Theodore y KUMAR, Vikash. The use of wireline formation tester for optimization of conventional well test design and interpretation. SPE 129031. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Mumbai, India. 2010.
- DUSSAN, E.B. A robust method for calculating formation mobility with a formation tester. SPE 143302. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011.
- ELSHAHAWI, H; FATHY, K y SAMIR, M. Correcting for wettability and capillary pressure effects on formation tester measurements. SPE 63075. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas. 2000.
- ELSHAHAWI, H y RAMASWAMI, S. Integration of wireline formation testing and well testing evaluation – an example from the Caspian. SPE 139837. SPE Caspian Carbonates Technology Conference. Atyrau, Kazakhstan. 2010.
- ESCÁRRAGA, Cristian y SANTAMARÍA, Camilo. Evaluación de la influencia de la torta de lodo, filtrado y agentes de puenteo sobre los datos obtenidos con probadores de formación corridos con wireline. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2009. 105p.

- FINKLEA, E.E y MORAN, J.H. Theoretical analysis of pressure phenomena associated with the wireline formation tester. SPE 177. SPE Annual Fall Meeting. Dallas, Texas. 1962.
- GRINGARTEN, A.C; LEE, J y WHITTLE, T.M. Will wireline formation tests replace well tests? SPE 84086. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado. 2003.
- HEBERT, John; MORRIS, Charles y PINTO, Keith. Formation testers interpretation help document. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2009. 105p.
- HERRON, Michael. Estimating the intrinsic permeability of clastic sediments from geochemical data. SPWLA 28th Annual Logging Symposium. 1987.
- HERRON, M; JOHNSON, D.L y SCHWARTZ, L.M. A robust permeability estimator for siliciclastics. SPE 49301. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. 1998.
- KADAM, Rohan. XPT and pretest fundamentals. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2006.
- PEDEN, J.M; PHELPS, G.D y STEWART, G. The analysis of the invaded zone characteristics and their influence on wireline log and well test interpretation. SPE 13287. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas. 1984.
- ROSS, S y YONG, X. MRPS/MRPQ optional probes. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010.

- SCHLUMBERGER. CHDT Cased Hole Dynamics Tester [en línea]. Schlumberger, Junio 2003. Disponible en: <http://www.slb.com/~media/Files/production/brochures/wireline_cased_hole/analysis_behind_casing/chdt.ashx>.
- SCHLUMBERGER. Fundamentals of formation testing. Schlumberger Marketing Communications. Sugar Land, Texas. 2006. 263p.
- SCHLUMBERGER. GeoFrame advanced petrophysical interpretation using ELANPlus. Schlumberger Information Solutions. Houston, Texas. 1999. 191p.
- SCHLUMBERGER. GeoFrame ELANPlus advanced petrophysical interpretation. Schlumberger Information Solutions. Houston, Texas. 2009. 162p.
- SCHLUMBERGER. Log interpretation charts. Sugar Land, Texas. 2009. 310p.
- SCHLUMBERGER. Log interpretation principles/applications. Schlumberger Wireline & Testing. Sugar Land, Texas. 1989. 209p.
- SCHLUMBERGER. MDT Modular Formation Dynamics Tester. Schlumberger Educational Services. Sugar Land, Texas. 2005. 69p.
- SCHLUMBERGER. MDT Modular Formation Dynamics Tester [en línea]. Schlumberger, Junio 2002. Disponible en: <http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/insitu_fluid/mdt_brochure.ashx>.

- SCHLUMBERGER. MDT pressure permeability applications. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2008. 42p.
- SCHLUMBERGER. Quicksilver probe [en línea]. Schlumberger, 2007. Disponible en: <http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/insitu_fluid/quicksilver_probe_brochure.ashx>.
- SCHLUMBERGER. SRFT Slim Hole Repeat Formation Tester [en línea]. Schlumberger, Julio 2001. Disponible en: <http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/other/srft_br.ashx>.
- SCHLUMBERGER. Stethoscope [en línea]. Schlumberger, 2010. Disponible en: <http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/lwd/scope/stethoscope_spanish.ashx>.
- SCHLUMBERGER. Wireline formation testing and sampling. Schlumberger Wireline & Testing. Houston, Texas. 1996. 180p.
- SCHLUMBERGER. XPT equipment guidelines. Documento no publicado. Propiedad de Schlumberger. 2010. 14p.