

**DISEÑO DE UN EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO PARA REALIZAR
PRUEBAS DE ANÁLISIS PETRÓFISICOS EN NÚCLEOS DE ROCA**

**DENYN SON PLATA LIEVANO
JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA
BUCARAMANGA
2005**

**DISEÑO DE UN EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO PARA REALIZAR
PRUEBAS DE ANÁLISIS PETRÓFISICOS EN NÚCLEOS DE ROCA**

**DENYN SON PLATA LIEVANO
JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ**

**Trabajo de grado presentado para optar a los títulos de
Ingeniero de Petróleos
Ingeniero Mecánico**

**Directores
ZULY HIMELDA CALDERON
Ingeniera de petróleos, PhD.**

**JAVIER RÚGELES
Ingeniero Mecánico.**

**Codirector
EMILIANO ARIZA
Ingeniero de Petróleos.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2005**

DEDICATORIA

Primero que todo a Dios.

A mis padres, quienes han sacrificado todo por entregármelo, ellos son los verdaderos artífices de este logro. A toda mi familia por su amor, a mis hermanos Javier, Lenix y Elkin, a mi tío Pastor donde quiera que esté, a mi nona María quién ha estado con migo siempre y a quién le debo mucho de lo que soy, a Yenny quién me ha cambiado la vida, a mis grandes amigos, los de la Universidad con quienes he compartido los mejores años de mi vida y a quienes tuve el honor de conocer, Oscar, Emiro, Henry, Fernando, Wilson, Edwuard, Julián, David, Luis Eduardo, Arnulfo, Ivan, y a Johanna; a mis otros amigos, los del Barrio, quienes me han enseñado cuan valiosas son las cosas sencillas de la vida, John, Oscar, Yennsy, al flaco Gustavo.

A los amigos en la distancia...

Denynson

DEDICATORIA

A Dios por haberme permitido cumplir este sueño, que a pesar de los obstáculos y tropiezos me permitió llegar a la meta.

A mi madre Isolina, a mis hermanos Ana, Luis, Francisco, Oscar, William y Omar, a mis sobrinos Yeison y Alex, a todos ellos quiero dedicarles este triunfo pues sin su apoyo este sueño no habría podido hacerse realidad. A mi padre que no tuvo la dicha de verme Ingeniero pero me formó como persona, me enseñó la responsabilidad y me brindó la oportunidad de ser profesional.

A todos aquellos que de una u otra manera me brindaron su apoyo.

Jorge Miguel.

AGRADECIMIENTOS

El más sincero agradecimiento a la Doctora Zuly Himelda Calderón por su confianza y apoyo incondicional.

Al Ingeniero Emiliano Ariza quién nos brindó toda su colaboración y respaldo en el desarrollo del proyecto.

Al Ingeniero Javier Rúgeles por su constante interés y asesoría.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ECOPETROL-ICP.

Un especial agradecimiento al Ingeniero Jorge Rojas Plata, quién nos aclaró el camino a seguir.

A todos los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos y de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander por la paciencia y el don de enseñarnos durante todos estos años.

Al Ingeniero Carlos Alberto Amaya Pérez, siempre dispuesto a colaborar.

A nuestros amigos y compañeros.

TABLA DE CONTENIDO

	INTRODUCCIÓN	
1.	PERMEABILIDAD	3
1.1	Introducción	3
1.2.	Ley de Darcy	4
1.2.1.	Flujo horizontal	7
1.2.2.	Flujo vertical	8
1.2.3.	Flujo radial	9
1.3.	Mediciones de permeabilidad	10
1.3.1.	Método con núcleos cortos	11
1.3.2.	Método con núcleos de diámetro completo	12
1.4.	Factores que afectan las mediciones de permeabilidad	13
1.4.1.	Efecto del deslizamiento del gas, “gas slippage”	13
1.4.2.	Efecto de la reactividad de los líquidos	15
1.4.3.	Efecto de la presión de sobrecarga	16
1.5.	Permeabilidades efectivas y relativas	16
1.6.	Medición de permeabilidades relativas	20
1.6.1	Métodos de estado estable	24
1.6.1.1	Método de Penn State	24
1.6.1.2.	Método dinámico de una muestra	25
1.6.1.3.	Método de fluido estacionario	26
1.6.1.4	Método Hassler	26
1.6.1.5	Método Hafford	27
1.6.1.6.	Método de alimentación dispersa	28

1.6.2.	Métodos de estado no estable	28
1.6.3.	Métodos de presión capilar	30
1.6.4.	Métodos centrífugos	31
1.6.5.	Cálculos a partir de datos de campo	32
1.7.	Permeabilidades relativas de dos fases	33
1.8.	Factores que afectan las permeabilidades relativas de dos fases	33
1.8.1.	Curvas de permeabilidad relativa de dos fases	33
1.8.2.	Efecto de los estados de saturación	37
1.8.3.	Efecto de las propiedades de las rocas	38
1.8.4.	Mojabilidad	39
1.8.5.	Determinación de la mojabilidad	43
1.8.5.1.	Método del ángulo de contacto	44
1.8.5.2.	Método por imbibición	45
1.8.5.3.	Método de permeabilidad relativa	46
1.8.6.	Factores que influyen en la evaluación de la mojabilidad	49
1.8.7.	Influencia de la mojabilidad en el flujo multifásico	50
1.8.8.	Influencia de la mojabilidad en el flujo multifásico	52
1.8.9.	Efectos de la presión de sobrecarga	55
1.8.10.	Efectos de la porosidad y la permeabilidad	56
1.8.11.	Efectos de la temperatura	56
1.8.12.	Efectos de la densidad y la tensión interfacial	56
1.8.13.	Efectos de la viscosidad	57
1.8.14.	Efectos de la saturación inicial de la fase mojante	59
1.8.15.	Efectos de una tercera fase inmóvil	59
1.8.16.	Efectos de otros factores	61
1.9.	Permeabilidades relativas de tres fases	62
1.9.1.	Modelos de probabilidad	69

1.9.2.	Confirmación experimental	70
1.9.3.	Equipo de laboratorio	70
1.10.	Principales usos de los datos de permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa	72
1.11.	Compresibilidad	72
2.	EQUIPOS DE DESPLAZAMIENTO: PERMEÁMETROS	75
2.1.	Introducción	75
2.2.	Descripción básica de un permeámetro	77
2.2.1.	Equipo	77
2.2.1.1.	Porta núcleos	77
2.2.1.2.	Sistema de confinamiento	78
2.2.1.3	Horno	79
2.2.1.4.	Sistema de desplazamiento de fluidos	79
2.2.1.5.	Sistema de contrapresión	79
2.2.1.6.	Sistema de registro de diferencial de presión	80
2.3.	Aplicaciones y usos de los permeámetros	80
2.3.1.	Permeámetro absoluto para medir el efecto de los cambios de temperatura	80
2.3.1.1.	Descripción del aparato	80
2.3.1.2.	Horno	81
2.3.1.3.	Bomba de agua y acumulador	82
2.3.1.4.	Loop para exceso de flujo	83
2.3.1.5.	Filtros	83
2.3.1.6.	Sistema de presión de confinamiento	83
2.3.1.7.	Porta núcleos	84
2.3.1.8.	Registrador de temperatura	84
2.3.1.9.	Registro y calibración de los diferenciales de presión	85

2.3.1.10.	Sistemas de enfriamiento	85
2.3.1.11.	Medidor de la tasa de flujo	85
2.3.1.12.	Sistema de agua de producción	85
2.3.1.13.	Sistema de gas	86
2.3.1.14.	Válvula del manifold	86
2.3.1.15.	Observaciones referentes al equipo	86
2.3.2.	Permeámetro líquido para medir muy bajas permeabilidades	86
2.3.2.1.	Componentes del equipo	87
2.3.2.2.	Ecuación de trabajo	89
2.3.2.3.	Procedimiento experimental	91
2.3.2.4.	Resultados y Discusión	92
2.3.3.	Permeámetro multitap para desarrollar pruebas de estimulación ácida en núcleos largos	93
2.3.3.1.	Permeámetro ácido	94
2.3.3.2.	Procedimiento de prueba con núcleos	95
2.3.3.3.	Resultados y discusión	96
2.3.4.	Mini-permeámetros	96
2.3.4.1.	Métodos de medida	97
2.3.5.	Permeámetro Klinkenberg para estado no estable	98
2.3.5.1.	Teoría de Operación	99
2.3.5.2.	Flujo Darcy	101
2.3.5.3.	Flujo no Darcy	102
2.3.5.4.	Equipo	102
2.3.5.5.	Capacidades y limitaciones	103
2.3.5.6.	Factores de deslizamiento Klinkenberg	104
2.3.5.7.	Factores de Turbulencia	105

2.3.6.	Permeámetro de perfil	105
2.3.6.1.	Teoría	106
2.3.6.2.	Principio de la medición de caída de presión	108
2.3.6.3.	Resistencia inercial al flujo	109
2.3.6.4.	Diseño del sello	109
2.3.7.	Perfiles de desplazamiento, saturaciones y porosidad a partir de mediciones de permeabilidad en estado estable	110
2.3.7.1.	Descripción del permeámetro	111
2.3.7.2.	Perfiles de desplazamiento y saturación	113
2.3.7.3.	Perfiles de porosidad	113
2.3.8.	Mediciones de permeabilidades relativas en muestras de alta permeabilidad	114
2.3.8.1.	Selección de muestras	114
2.3.8.2.	Permeabilidad relativa	115
2.3.8.3.	Medidas en estado inestable de desplazamiento de aceite por gas	115
2.3.8.4.	Desplazamiento de aceite por agua en estado estable	117
2.3.8.5.	Condiciones para pruebas confiables de permeabilidad relativa en estado inestable	117
2.3.9.	Permeámetro líquido de freón	118
2.3.9.1.	Descripción del permeámetro	119
2.3.9.2.	Operación	120
2.3.9.3.	Cálculos	121
2.3.10.	Determinación de permeabilidades a partir de caída de pulsos de presión	122
2.3.10.1.	Teoría	123

2.3.10.2.	Procedimiento de medida	124
2.3.10.3.	Discusión	124
2.3.11.	Técnicas de análisis de estudio para yacimientos naturalmente fracturados	125
2.3.11.1.	Revisión de análisis convencional de núcleos	126
2.3.11.2.	Nuevas técnicas de análisis de fracturas	128
2.3.11.3.	Análisis de núcleos completos (full diameter)	129
2.3.12.	Medidas de permeabilidad tridimensional	130
2.3.12.1.	Equipo	130
2.3.12.2.	Análisis del desarrollo de las ecuaciones de flujo de fluidos tridimensional en un medio homogéneo	131
2.3.13.	Uso de sistemas microondas de monitoreo de la saturación en la determinación de permeabilidad relativa, presión capilar y resistividad eléctrica	132
2.3.13.1.	Descripción del aparato	134
2.4.	Alcances de la pruebas de desplazamiento	134
2.4.1.	Generalidades	135
2.4.1.1.	Permeabilidades relativas al agua y al aceite	138
2.4.2.	Limitaciones y avances en medición e interpretación de las técnicas de inyección de fluidos para determinar las permeabilidades relativas	139
2.4.2.1.	Mediciones e interpretación	140
3.	DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO TIPO PERMEÁMETRO	143
3.1.	Introducción	143
3.2.	Diseño	144
3.2.1.	Descripción del equipo de desplazamiento diseñado	144
3.2.1.1	Porta núcleos	148

3.2.1.2.	Sistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos	165
3.2.1.3.	Sistema de contrapresión	174
3.2.1.4.	Sistema de confinamiento	177
3.2.1.5.	Sistema de temperatura de formación	180
3.2.1.6.	Sistema de medición	204
3.2.1.7.	Panel de control	208
3.2.1.8.	Sistema de líneas de flujo	211
3.2.1.9.	Sistema de elementos auxiliares	212
3.2.1.10.	Descripción general del tipo de acero utilizado	213
3.2.2.	Programa de diseño Solid Edge v. 12	214
3.3.	Simulación	217
3.3.1.	Programas de simulación COSMOSDesignSTAR v. 4.0	217
3.3.2.	Simulación mecánica y térmica	219
3.3.3.	Simulación de flujo de fluidos	232
3.3.3.1.	Programa de simulación SENDRA	232
3.3.3.2.	Uso del simulador	234
4.	ANÁLISIS DE COSTOS	241
5.	DISTRIBUCIÓN DE PLANTA FÍSICA	242
6.	CONCLUSIONES	246
7.	RECOMENDACIONES	248
	BIBLIOGRAFÍA	249
	ANEXO: PLANOS DE CONSTRUCCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO.	263

LISTA DE TABLAS

TABLA 1.	Variación de las permeabilidades relativas y saturación de agua con la mojabilidad.	47
TABLA 2.	Lista de partes del equipo.	146
TABLA 3.	Factores de área de cortante para barrido de roscas.	161
TABLA 4.	Comparación entre resultados matemáticos y de simulación de análisis de transferencia de calor para el horno.	231
TABLA 5.	Análisis de costos.	241

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.	Equipo experimental utilizado por Henry Darcy.	4
FIGURA 2.	Diseño esquemático del equipo experimental de Darcy.	5
FIGURA 3.	Flujo horizontal.	7
FIGURA 4.	Tipos de Flujo vertical .	8
FIGURA 5.	Sistema de flujo radial.	9
FIGURA 6.	Resultados experimentales de cálculos de permeabilidad.	11
FIGURA 7.	Equipos para pruebas con núcleos largos.	12
FIGURA 8.	Permeabilidad contra el recíproco de la presión.	14
FIGURA 9.	Factor Klinkenberg.	15
FIGURA 10.	Permeabilidades relativas al gas y al aceite.	18
FIGURA 11.	Comparación de resultados de permeabilidad relativa con seis métodos.	22
FIGURA 12.	Porta Núcleos de tres secciones.	24
FIGURA 13.	Aparato de laboratorio del método Hassler.	26
FIGURA 14.	Equipo de permeabilidad relativa de Hafford.	27
FIGURA 15.	Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite.	34
FIGURA 16.	Curvas normalizadas de permeabilidad relativa agua – aceite.	35
FIGURA 17.	Curvas de permeabilidad relativa gas – aceite.	36
FIGURA 18.	Condiciones de mojabilidad sobre superficies planas y tubos capilares.	39
FIGURA 19.	Efecto de la mojabilidad en el comportamiento de flujo.	41

FIGURA 20.	Permeabilidad relativa para varios tipos de roca.	43
FIGURA 21.	Esquema de los efectos de de la mojabilidad en curvas de permeabilidad relativa, sistema mojado por agua.	47
FIGURA 22.	Esquema de los efectos de de la mojabilidad en curvas de permeabilidad relativa, sistema mojado por aceite.	48
FIGURA 23.	Efecto de la mojabilidad en el comportamiento de flujo.	51
FIGURA 24.	Curva primaria de drenaje de permeabilidad relativa.	53
FIGURA 25.	Curva secundaria de drenaje.	53
FIGURA 26.	Características del flujo agua – aceite de rocas consolidadas.	54
FIGURA 27.	Efectos de la presión de sobrecarga sobre la permeabilidad relativa de un sistema agua – aceite.	55
FIGURA 28.	Efecto de tensiones interfaciales pequeñas en permeabilidades relativas gas – aceite.	57
FIGURA 29.	Efecto de la relación de viscosidades M en la permeabilidad relativa al agua.	58
FIGURA 30.	Efecto de la saturación de agua original en la permeabilidad relativa.	59
FIGURA 31.	Efecto del agua connata sobre la relación de permeabilidades relativas.	60
FIGURA 32.	Permeabilidad relativa al agua, en función de la saturación de agua.	62
FIGURA 33.	Permeabilidad relativa al aceite como función de la saturación en un sistema de tres fases.	63
FIGURA 34.	Permeabilidad relativa al gas como función de la saturación en un sistema de tres fases.	63
FIGURA 35.	Limites aproximados de saturaciones con al menos 5% de todos los componentes en la corriente de flujo para tres fases.	64
FIGURA 36.	Permeabilidad relativa para tres fases.	67

FIGURA 37.	Datos de permeabilidad de tres fases obtenidos por Caudle.	68
FIGURA 38.	Efecto de la compactación natural sobre la porosidad.	73
FIGURA 39.	Vista general del equipo. (Saagev, 1980)	81
FIGURA 40.	Diagrama esquemática de la bomba de agua, el acumulador y el loop de exceso de flujo. (Saagev, 1980)	82
FIGURA 41.	Esquema del sistema de presión de confinamiento. (Saagev, 1980)	84
FIGURA 42.	Diagrama esquemático del sistema. (Sanyal, 1972).	88
FIGURA 43.	Porta Núcleos Hassler de alta presión. (Sanyal, 1972).	88
FIGURA 44.	Curvas de caída de presión para muestras de areniscas.	92
FIGURA 45.	Esquema del permeámetro ácido.	94
FIGURA 46.	Principio de operación de un permeámetro en estado no estable. (Jones, 1971)	99
FIGURA 47.	Correlación del factor Klinkenberg vs. Permeabilidad.	104
FIGURA 48.	Factores geométricos para medidas de permeabilidad.	107
FIGURA 49.	Porta núcleos tipo Hassler. (Potter, 1969)	111
FIGURA 50.	Escáner de rayos X. (Potter, 1969)	112
FIGURA 51.	Permeámetro automático para estado no estable. (Potter, 1993)	116
FIGURA 52.	Diagrama del permeámetro líquido de freón.	120
FIGURA 53.	Esquema del permeámetro de pulsos de presión.	123
FIGURA 54.	Caracterización de una formación altamente fracturada.	127
FIGURA 55.	Resultados típicos de pruebas de desplazamiento de aceite mediante inyección de salmuera en muestras de roca de diferentes tipos de mojabilidad.	136

FIGURA 56.	Diseño esquemático del equipo de desplazamiento (Plata – Sandoval, 2005)	145
FIGURA 57.	Vista general del porta muestras. (Plata-Sandoval, 2005)	148
FIGURA 58.	Corte principal del porta muestras para pruebas con uno o dos fluidos. (Plata-Sandoval, 2005)	150
FIGURA 59.	Detalle del aspersor de flujo en corte. (Plata-Sandoval, 2005)	151
FIGURA 60.	Vista isométrica porta núcleos para pruebas gas-líquido. (Plata-Sandoval, 2005)	153
FIGURA 61.	Sistema de medición de gas. (Plata-Sandoval, 2005)	154
FIGURA 62.	Cilindro de pared gruesa sometido a presión interna.	157
FIGURA 63.	Distribución de esfuerzos en el cilindro.	157
FIGURA 64.	Rosca métrica internacional.	160
FIGURA 65.	Diseño esquemático del sistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos. (Plata-Sandoval, 2005)	165
FIGURA 66.	Diseño esquemático del subsistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos líquidos. (Plata-Sandoval, 2005)	166
FIGURA 67.	Vista isométrica del cilindro de desplazamiento. (Plata-Sandoval, 2005)	167
FIGURA 68.	Diseño esquemático del subsistema de inyección de gases. (Plata-Sandoval, 2005)	172
FIGURA 69.	Diseño esquemático del sistema de contrapresión. (Plata-Sandoval, 2005)	175
FIGURA 70.	Corte de la válvula de contrapresión. (Plata-Sandoval, 2005)	170
FIGURA 71.	Esquema del sistema de confinamiento. (Plata-Sandoval, 2005)	178

FIGURA 72.	Vista principal en corte del sistema de temperatura de formación. (Plata-Sandoval, 2005)	181
FIGURA 73.	Esquema de las conexiones eléctricas del horno. (Plata-Sandoval, 2005)	183
FIGURA 74.	Análisis de transferencia de calor para el porta muestras. (Plata – Sandoval, 2005).	188
FIGURA 75.	Análisis de transferencia de calor para el aire. (Plata – Sandoval, 2005).	189
FIGURA 76.	Análisis de transferencia de calor para la placa de separación. (Plata – Sandoval, 2005).	190
FIGURA 77.	Análisis de transferencia de calor para las paredes internas del horno. (Plata – Sandoval, 2005).	191
FIGURA 78.	Análisis de transferencia de calor para la lámina de aislante del horno.	192
FIGURA 79.	Análisis de transferencia de calor para las paredes exteriores del horno.	193
FIGURA 80.	Análisis térmico en estado transitorio para el horno	202
FIGURA 81	Comportamiento térmico del horno a tiempos cortos	203
FIGURA 82.	Transductor de presión diferencial	205
FIGURA 83.	Sistema de medición de gas. (Plata-Sandoval, 2005)	206
FIGURA 84.	Vista principal del panel de control. (Plata, Sandoval, 2005)	209
FIGURA 85.	Vista posterior del panel de control. (Plata-Sandoval, 2005)	210
FIGURA 86.	Interfase de Solid Edge v.12	216
FIGURA 87.	Interface de COSMOSDesignSTAR v. 4.0.	218
FIGURA 88.	Fuerzas aplicadas al interior del cilindro de desplazamiento. (Plata-Sandoval, 2005)	219

FIGURA 89.	Vista del cilindro de desplazamiento simulado. (Plata-Sandoval, 2005)	220
FIGURA 90.	Fuerzas aplicadas en el porta núcleos para uno o dos fluidos. (Plata – Sandoval, 2005)	222
FIGURA 91.	Fuerzas aplicadas en el porta núcleos para gas y líquido. (Plata – Sandoval, 2005)	223
FIGURA 92.	Vista exterior de la simulación del porta núcleos para desplazamiento de uno o dos líquidos. (Plata – Sandoval, 2005)	225
FIGURA 93.	Comportamiento interno del porta núcleos para dos líquidos con sus fuerzas aplicadas. (Plata –Sandoval, 2005)	226
FIGURA 94.	Vista exterior de la simulación del porta núcleos para desplazamiento de gas y líquido. (Plata – Sandoval, 2005)	227
FIGURA 95.	Comportamiento interno del porta núcleos para gas y líquido con sus fuerzas aplicadas. (Plata – Sandoval, 2005)	228
FIGURA 96.	Simulación del sistema de temperatura de formación en corte. (Plata – Sandoval, 2005)	230
FIGURA 97.	Ventana principal de SENDRA.	234
FIGURA 98.	Ventana de aplicación del simulador para pruebas en núcleos de roca.	235
FIGURA 99.	Editor de los archivos de entrada para SENDRA	236
FIGURA 100.	Opciones de gráficos del simulador de inyección en núcleos de roca	237

FIGURA 101.	Gráfica de respuesta del simulador de producción de aceite contra tiempo	237
FIGURA 102.	Gráfica de respuesta del simulador de caída de tiempo	238
FIGURA 103.	Ventana de aplicación del paquete de estimación de parámetros.	238
FIGURA 104.	Opciones de gráficos de la ventana del paquete de estimación de parámetros.	239
FIGURA 105.	Gráfico de permeabilidades relativas obtenidas con el paquete de estimación de parámetros.	240
FIGURA 106.	Gráfico de history matching obtenido con el paquete de estimación de parámetros.	240
FIGURA 107.	Plano general del laboratorio de análisis petrofísicos incluyendo la ubicación del equipo de desplazamiento diseñado.	243
FIGURA 108.	Vista en 3D de la ubicación del equipo de desplazamiento dentro del laboratorio de análisis petrofísicos.	244
FIGURA 109.	Vista de plata general del laboratorio de análisis petrofísicos.	245

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UN EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO PARA REALIZAR PRUEBAS DE ANÁLISIS PETRÓFISICOS EN NÚCLEOS DE ROCA¹.

**AUTORES: DENYN SON PLATA LIEVANO²
JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ³**

PALABRAS CLAVES: Equipo para pruebas de desplazamiento, Análisis petrofísicos especiales, Núcleos de roca.

DESCRIPCIÓN

Este proyecto cuenta con una completa revisión sobre los conceptos básicos de petrofísica especialmente los que tienen que ver con la permeabilidad para asegurar un buen entendimiento del estudio y diseño del equipo.

Cuenta con un estado del arte sobre los equipos de desplazamiento a nivel mundial, sus aplicaciones y principios.

Se desarrolló el diseño mecánico y térmico de un equipo de desplazamiento para hacer pruebas de análisis petrofísicos especiales en núcleos de roca soportado en simulación computacional por medio de diseño e ingeniería asistida por computador (CAD – CAE); esta diseñado para trabajar a condiciones de yacimiento a temperaturas hasta de 400 °F y presiones de 10000 psi, con núcleos de roca de un pie de longitud y una y media pulgada en diámetro.

Puede realizar pruebas de determinación de permeabilidades relativas en sistemas líquido – líquido y gas – líquido, determinación de la permeabilidad absoluta al líquido, relaciones de permeabilidades efectivas, pruebas de determinación y restauración de la mojabilidad, además de pruebas de compresibilidad de la roca y de sensibilidad de la formación. Incluye también el manual de procedimientos técnicos de ensayo del equipo de desplazamiento.

¹ TRABAJO DE GRADO

² FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS, ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

³ FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS, ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

DIRECTORES: Ing. ZULY HIMELDA CALDERON Ph.D, Ing. JAVIER RÚGELES, Ing. EMILIANO ARIZA.

SUMMARY

TITLE: DESIGN OF A DISPLACEMENT EQUIPMENT TO MAKE CORE PETROPHYSICS ANALYSIS⁴.

**AUTHORS: DENYN SON PLATA LIEVANO⁵
JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ⁶**

KEY WORDS: Displacement equipment, petrophysics analysis, cores.

DESCRIPCIÓN

This Project has a full review about the basic concepts on petrophysics, especially those about permeability, looking for assuring a complete understanding on the concepts in the design of the equipment.

There is also a state of the art about the displacement equipments in the world, it's applications and principles.

The mechanical and thermal design of a displacement equipment to make core petrophysics analysis is the main part of the project. This design is supported under simulation technology as computer assisted design and engineering (CAD-CAE).

The equipment has been designed to work at reservoir conditions of temperatures up to 400 °F and pressures up to 10000 pounds per square inch, with a feet long and one and half inches diameter cores.

It can make relative permeabilities tests on liquid - liquid and gas – liquid systems, besides the absolute permeability determinations, the effective permeability ratios, wettability determinations and restoration as well compressibility tests and sensibility formation experiments.

With the equipment design the project gives a laboratory manual, showing the suggested tests and the steps to develop every one of them.

⁴ DEGREE PROJECT

⁵ PHYSIQUE- CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL

⁶ PHYSIQUE- MECHANICAL ENGINEERINGS FACULTY, MECHANICAL ENGINEERING SCHOOL

DIRECTORS: Eng. ZULY HIMELDA CALDERON Ph.D, Eng. JAVIER RÚGELES, Eng. EMILIANO ARIZA.

INTRODUCCIÓN

La Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander en convenio con el Instituto Colombiano del Petróleo, ECOPETROL-ICP, han venido desarrollando proyectos de investigación en diferentes áreas de la ingeniería. Este proyecto hace parte del grupo de investigación en petrófísica.

El estudio de las propiedades petrófísicas de las rocas es un aspecto fundamental de la Ingeniería de Petróleos y sobre el cual se deben hacer esfuerzos por profundizar en un mayor nivel de formación que proyecten al Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander como un excelente profesional de calidades técnicas competitivas frente a la industria.

La obtención de un equipo de desplazamiento utilizado para estudiar las propiedades petrófísicas de las rocas es una prioridad en la Escuela de Ingeniería de Petróleos ya que hace parte de una de las principales recomendaciones hechas para obtener la extensión de la acreditación.

Para esto y debido que la Escuela no cuenta con un equipo de desplazamiento con el que se realicen pruebas de análisis petrófísico y contando con que los costos de importación de un equipo de estas características son demasiado altos, se realizó el diseño de un permeámetro para realizar pruebas de desplazamiento sobre núcleos de roca en estado no estable, con el cual las muestras de roca pueden ser sometidas a condiciones de presión y temperatura de yacimiento a la vez que se desplazan los fluidos dentro de la roca para estimar las permeabilidades efectivas y relativas, además de la realización de otras pruebas que involucran la mojabilidad y la compresibilidad de la roca en sistemas líquido-líquido y gas-líquido; datos con los cuales se pueden hacer estimaciones de la eficiencia en la recuperación de aceite en yacimientos donde se apliquen técnicas de recuperación secundaria o mejorada por medio de la inyección de líquidos o gases dentro de la formación.

Partiendo de una completa revisión de la teoría básica sobre las propiedades petrofísicas de las rocas y el flujo de fluidos a través de ellas, además de la realización del estado del arte a cerca de los permeámetros y su utilización a nivel mundial, se presenta el equipo de desplazamiento o permeámetro entregando todos los cálculos de diseño mecánico y térmico, además de la descripción detallada de cada una de sus partes, los planos de construcción y la ubicación recomendada del equipo diseñado dentro del laboratorio de petrófísica en el Centro de Investigación de Guatiguara, así como el análisis de costos de manufactura colombiana. Es decir el proyecto entrega absolutamente todo lo necesario para una vez se cuente con el presupuesto, se inicie el proceso de construcción y montaje.

Además de esto, se presenta el manual de procedimientos de ensayo para análisis petrofísicos especiales del equipo de desplazamiento diseñado; agrupando las pruebas recomendadas para que una vez sea montado se lleve a cabo su puesta en marcha.

1. PERMEABILIDAD

1.1. Introducción

La permeabilidad es la descripción de la habilidad de la formación para conducir fluidos. Es una propiedad del medio poroso y mide la capacidad del medio para transmitir fluidos, por lo tanto las medidas de permeabilidad reflejan la conductividad de fluido de un material en particular y representa el recíproco de la resistencia que ofrece el medio poroso al flujo de fluidos.

Se han desarrollado intentos para describir de manera correcta los cálculos de la conductividad de una roca con el objeto de argumentar o suplantar la relación empírica de permeabilidad desarrollada por Darcy.⁷

Por medio de las ecuaciones de Poiseuille y Fanning para flujo viscoso asumiendo el medio como un paquete de tubos de longitud conocida se intentó describir el flujo de fluidos en un medio poroso y su capacidad de conducción basados en el concepto de flujo de fluidos en tubos circulares, sin embargo, la realidad de un medio poroso dista mucho de esta suposición, las interconexiones entre los canales de flujo, la imposibilidad de tomar medidas exactamente de todos los radios y todas las longitudes presentes en una muestra de roca ya que estos están distribuidos al azar lleva a la conclusión que la Ley de Poiseuille no reúne las características necesarias para describir el flujo de fluidos en un medio poroso.

Intentos por derivar una ecuación de flujo partiendo del diámetro de los granos de la roca y de la variación del tamaño de poro ya que estos decrecen a medida que el tamaño de grano decrece se han llevado a cabo; Se han desarrollado⁸ procedimientos experimentales dirigidos a encontrar una relación entre el tamaño de grano y la conductancia del medio poroso, los resultados los correlacionaron con la ecuación de

⁷ DARCY, 1856.

⁸ FANCHER, LEWIS y BARNES, 1933.

Fanning; estos arrojaron una expresión del factor de fricción en términos del número de Reynolds para arenas no consolidadas, mientras que para arenas consolidadas no se obtuvo ninguna correlación; debido a la falta de una expresión para correlacionar el tamaño de grano con el tipo de roca (consolidada o no consolidada) este intento no puede ser usado para describir el flujo de fluidos en un medio poroso.

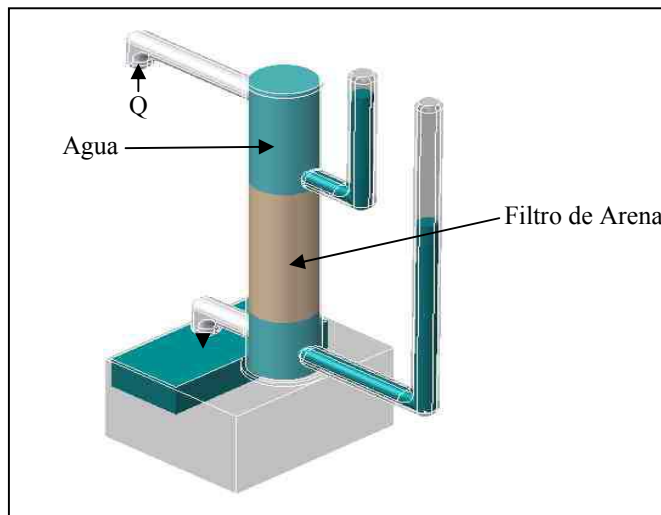
1.2. Ley de Darcy

En 1856 Henry Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena para procesos de purificación de agua. Sus resultados, se dan esencialmente por la ecuación 1.:

$$Q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \dots\dots\dots 1.$$

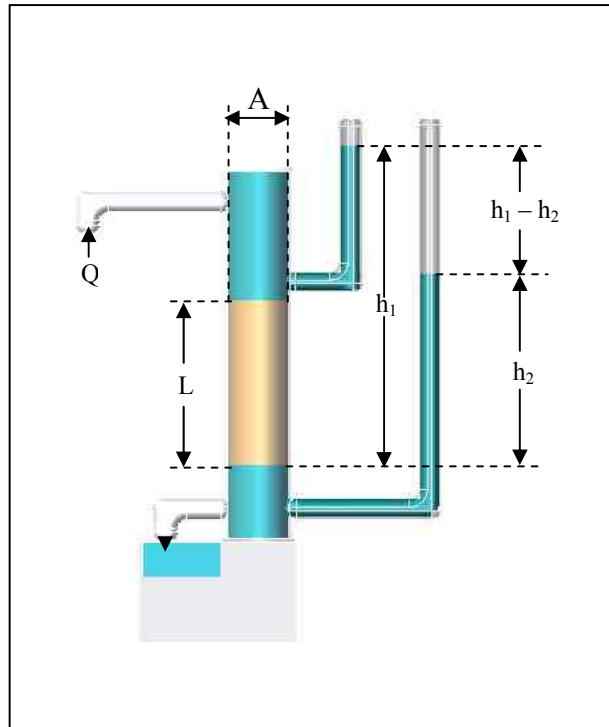
Donde Q representa la tasa de flujo, A y L son el área de corte seccional del filtro de arena y su longitud, $h_1 - h_2$ representa la diferencia de las cabezas hidráulicas. K es una constante de proporcionalidad y se encontró ser una propiedad característica del filtro de arena.

Figura 1. Equipo experimental utilizado por Henry Darcy



Amyx, 1960.

Figura 2. Diseño esquemático del equipo experimental de Darcy.



Amyx, 1960.

Las investigaciones de Darcy se hicieron para flujo de agua a través de un filtro de arena, saturado 100% de agua, después se consiguió comprobar que sus resultados se podían extender a otros fluidos y que la constante de proporcionalidad K podía escribirse como k/μ , donde μ es la viscosidad del fluido y k es una propiedad que solo depende de la roca; la forma generalizada de la ecuación de Darcy, como se presenta en las normas del Instituto Americano del Petróleo⁹ es:

$$v_s = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{ds} - \frac{\rho g}{1.0133} \frac{dz}{ds} \times 10^{-6} \right) \dots\dots\dots 2$$

⁹ NORMAS API RP 27, 1952

Donde:

s es la distancia en la dirección de flujo y siempre se toma positiva, cm.

v_s flujo volumétrico a través de una unidad de área del medio poroso en una unidad de tiempo a lo largo del camino de flujo s , cm/seg; Q/A .

z es la coordenada vertical que se considera positiva hacia abajo, cm.

ρ es la densidad del fluido, g/cc.

g la aceleración de la gravedad, 980.665, cm/seg²

dP/ds el gradiente de presión a través de s , atm/cm.

μ viscosidad del fluido, centipoises.

k permeabilidad del medio, darcys.

$1.0133 \times 10^6 [=]$ dinas/cm² atm.

dz/ds puede ser expresada como el $\text{sen}\theta$, siendo θ el ángulo entre s y la horizontal.

La cantidad en paréntesis de la ecuación, puede interpretarse como el gradiente total de presión menos el gradiente debido a la cabeza de fluido, así, si hay equilibrio hidrostático, el valor del paréntesis será cero y no habrá flujo.

Aunque las unidades de k son de longitud al cuadrado, tanto el pie cuadrado, como el centímetro cuadrado son demasiado grandes para usarlas en medios porosos, de ahí que la industria petrolera utiliza el darcy.

Se habla de una permeabilidad de un darcy para un medio poroso cuando una sola fase de fluido de viscosidad un centipoise que llena completamente los poros del medio, fluye a través de este, bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un centímetro cúbico por segundo en un área de corte seccional de un centímetro cuadrado bajo una presión o un gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera por centímetro.

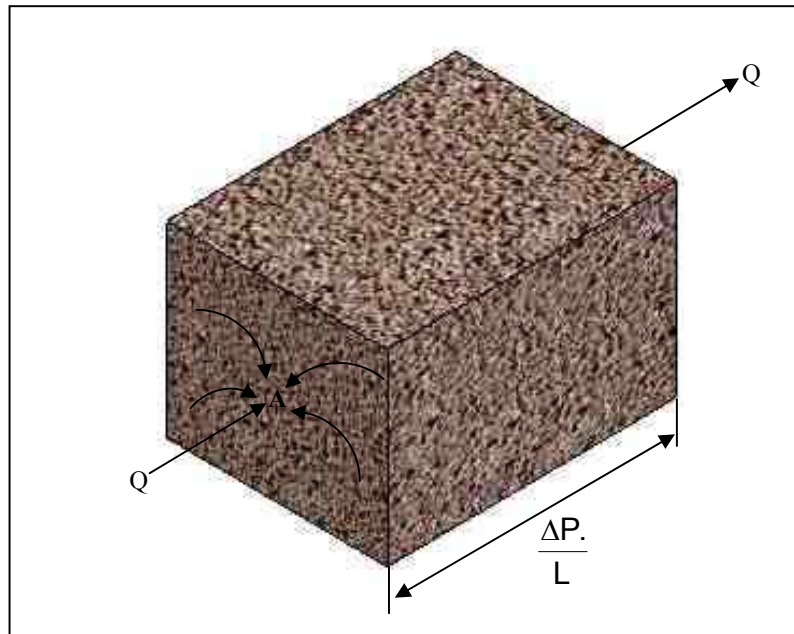
Flujo viscoso se refiere a que la tasa sea lo suficientemente baja para ser directamente proporcional a la presión o al gradiente hidráulico.

La anterior ecuación es una útil generalización de la Ley de Darcy, sin embargo, generalmente encontramos sistemas de flujo mucho más simples.

1.2.1. Flujo horizontal

Comúnmente encontramos flujo rectilíneo horizontal en estado estable. La figura 3 muestra un bloque de medio poroso en el cual se presenta este caso.

Figura 3. Flujo horizontal.



Amyx, 1960.

Para este caso la ecuación de Darcy se reduce a:

$$Q' = kA \left(\frac{P_1 - P_2}{\mu L} \right) \dots\dots\dots 3$$

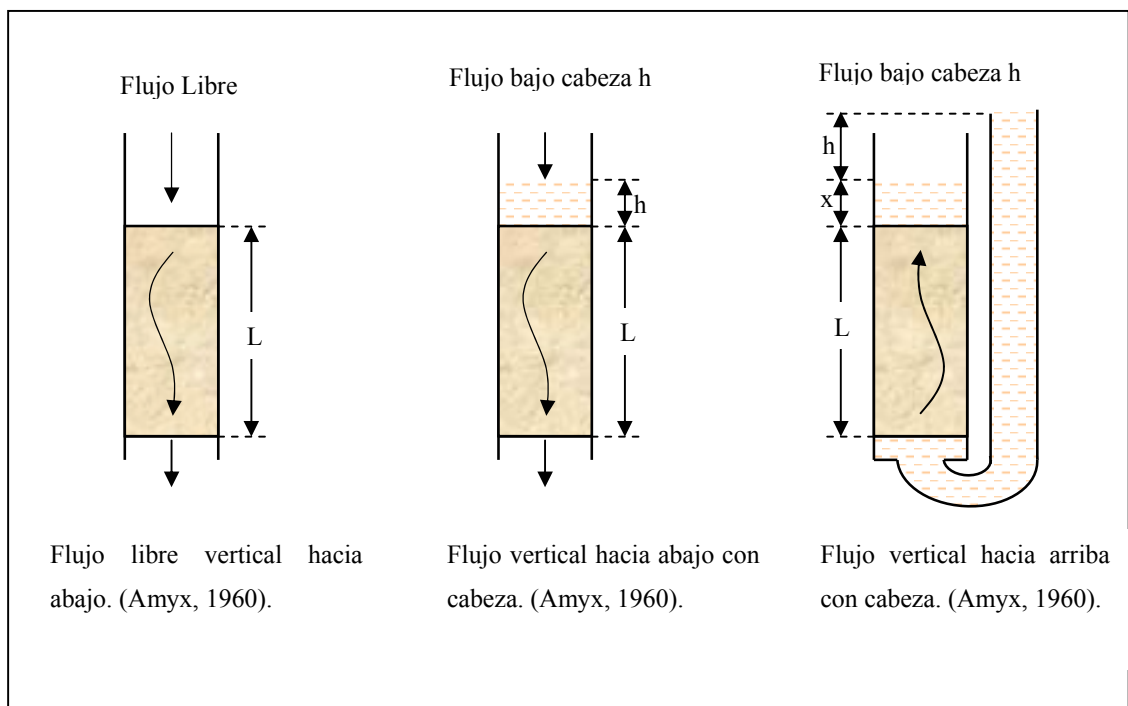
Donde P_1 y P_2 son las presiones en las caras de entrada y salida de la muestra de roca, y Q' es la tasa volumétrica de flujo a la presión promedio P' .

$$P' = \frac{P_1 + P_2}{2} \dots\dots\dots 4$$

1.2.2. Flujo vertical

Generalmente podemos encontrar tres tipos de flujo vertical, como se muestra en la figura 4, , vertical libre hacia abajo, vertical con cabeza hacia abajo, vertical con cabeza hacia arriba.

Figura 4. Tipos de flujo vertical.



Amyx, 1960.

La ley de Darcy describe este tipo de flujo con las siguientes variaciones:

$$Q = \frac{kA}{\mu} \rho g \dots\dots\dots 5.$$

Para el primer caso.

$$Q = \frac{kA}{\mu} \rho g \left(\frac{h}{L} + 1 \right) \dots\dots\dots 6.$$

Para el caso número dos, donde h es la cabeza hidráulica de conducción, es decir, la diferencia hidráulica entre la entrada y la salida de flujo.

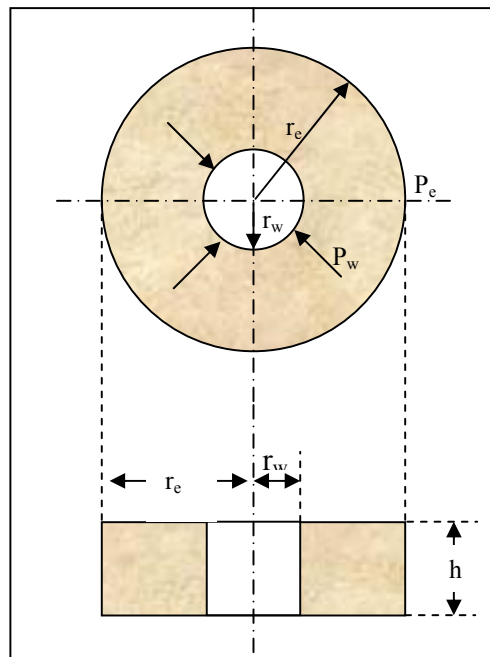
$$Q = \frac{kA\rho gh}{\mu L} \dots\dots\dots 7.$$

Para el caso de flujo vertical con cabeza hidráulica, hacia arriba.

1.2.3. Flujo radial

Un sistema de flujo radial es un sistema análogo al flujo de fluidos en la cara del pozo para una región cilíndrica de drenaje.

Figura 5. Sistema de flujo radial.



Amyx, 1960.

La ecuación para flujo radial en estado estable de un fluido considerado incompresible es:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots 8$$

Donde h es el espesor de la formación en cm, P_e y P_w son las presiones en el límite externo y en el límite interno (cara del pozo) en atmósferas, y r_e y r_w son igualmente los radios en el límite externo e interno (radio del pozo) respectivamente en centímetros.

Esta ecuación puede ser modificada para fluidos poco compresibles:

$$Q_o = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots 9$$

Definido Q_o a una presión P_o donde la densidad es ρ_o .

Para gases ideales:

$$Q' = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots 10$$

Donde Q' es la tasa volumétrica al promedio algebraico de la presión, P' .

$$P' = \frac{P_e + P_w}{2} \dots\dots\dots 11$$

1.3. Mediciones de permeabilidad

La permeabilidad puede medirse a partir de muestras de roca tomadas de la formación o mediante pruebas desarrolladas in situ. Generalmente se utilizan dos métodos para evaluar la permeabilidad de las muestras tomadas de la formación, el método con

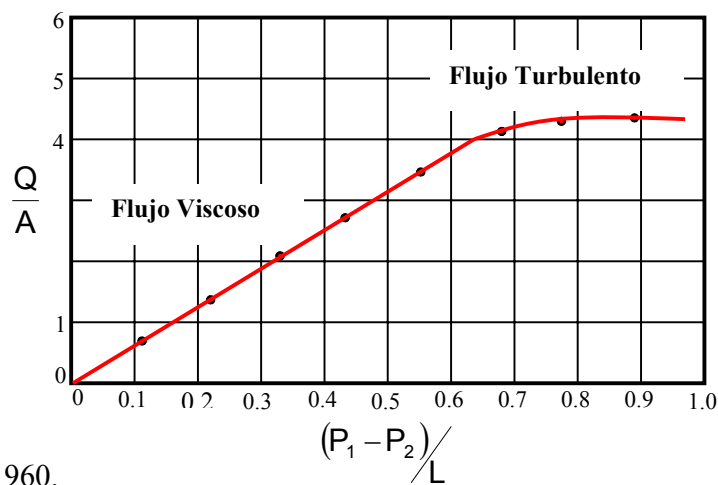
muestras o núcleos pequeños, que son muestras cilíndricas de formaciones limpias y mas o menos uniformes de aproximadamente $\frac{3}{4}$ de pulgada en diámetro y 1 pulgada de longitud; el otro método trabaja con muestras de roca de diámetro completo, “full diameter”, que utiliza longitudes de uno a un pie y medio. El fluido que se utiliza en los métodos es un fluido no reactivo o gas.

1.3.1. Método con núcleos cortos

Generalmente las muestras tienen que ser sometidas a una preparación antes de las pruebas para evaluar la permeabilidad gracias a las saturaciones residuales de fluidos que estas contienen. Estas muestras se cortan o se perforan paralelamente a los planos estratigráficos de las muestras grandes de roca obtenidas directamente de la formación. Por medio de secado se le extraen los fluidos residuales, entonces el núcleo se hace cien por ciento saturado con aire y se inserta en el porta núcleos de un Permeámetro.

En este momento se ajusta el gradiente de presión a través de la muestra de roca y se observa la tasa de flujo; se obtienen datos a diferentes tasas de flujo y se grafican los resultados como en las figura 6 a partir de la ecuación 3.

Figura 8. Resultados experimentales de cálculos de permeabilidad.



Amyx, 1960.

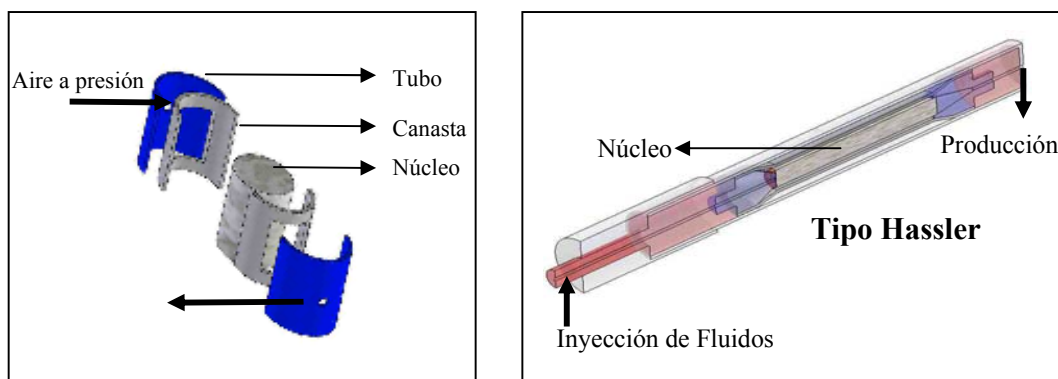
Para condiciones de flujo viscoso la gráfica muestra una línea recta que pasa por el origen, el inicio del flujo turbulento se observa mediante la curvatura en las gráficas. La pendiente de la porción recta de la línea es k/μ , de donde se puede calcular la permeabilidad ya que la viscosidad del fluido es conocida. Por supuesto debe haber concordancia en las unidades utilizadas en cada factor de las ecuaciones.

1.3.2. Método con núcleos de diámetro completo

La preparación de los núcleos “full diameter” es la misma que con los núcleos cortos, la única diferencia es el tipo de equipo utilizado para las pruebas de determinación de la permeabilidad.

El equipo utilizado puede ser tipo Hassler o tipo abrazadera como se observa en los esquemas de las figura.

Figura 7. Equipos para pruebas con núcleos largos.



Amyx, 1960.

Las mediciones requeridas son las mismas que en el caso anterior, pero el cálculo varía un poco.

1.4. Factores que afectan las mediciones de permeabilidad

Al realizar pruebas para evaluar la permeabilidad de una muestra de roca, se debe tener gran precaución ya que existen factores que pueden afectar los procesos de medida, así como la permeabilidad en sí.

Estos factores son la reactividad de los líquidos utilizados con las superficies de la roca, los efectos que podría tener la presión de confinamiento en el cambio en la permeabilidad y el fenómeno conocido como deslizamiento del gas “gas slippage”.

1.4.1. Efecto del deslizamiento del gas, “gas slippage”

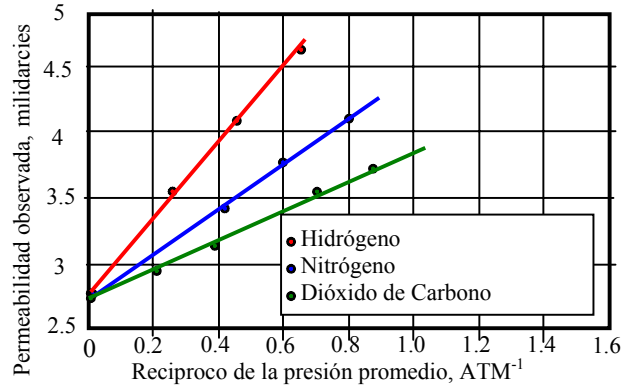
Klinkenberg¹⁰, en sus investigaciones encontró que al usar gas como fluido de inyección los cálculos de permeabilidad tienen variaciones comparados con los cálculos hechos al utilizar líquidos no reactivos. Estas variaciones son atribuidas al deslizamiento del gas, fenómeno que ocurre en los tubos capilares al tener gas fluyendo en ellos y se presenta cuando las aberturas capilares se acercan a la trayectoria libre promedio del gas, a lo que se le denomina “Efecto Klinkenberg”.

La trayectoria libre promedio del gas es una función del tamaño molecular y de la energía cinética del gas. Por lo cual, el efecto Klinkenberg es una función del gas que se utiliza como fluido de inyección en las pruebas para la determinación de la permeabilidad.

La figura 8 muestra la grafica de permeabilidad de un medio poroso determinado a varias presiones utilizando nitrógeno, hidrógeno y dióxido de carbono.

¹⁰ KLINKENBERG, 1941.

Figura 8. Permeabilidad contra el recíproco de la presión.



Amyx, 1960.

Los datos obtenidos con el gas de inferior peso molecular muestran la línea de mayor pendiente, lo que indica un deslizamiento mayor del gas. Igualmente se observa que al extrapolar todas las líneas a un valor de presión infinita, cortan el eje de la permeabilidad en un punto común, a este punto se le llama k_L , que es el equivalente a la permeabilidad del líquido y es la permeabilidad de un medio poroso a un líquido no reactivo homogéneo en una sola fase. Esta relación lineal esta dada por:

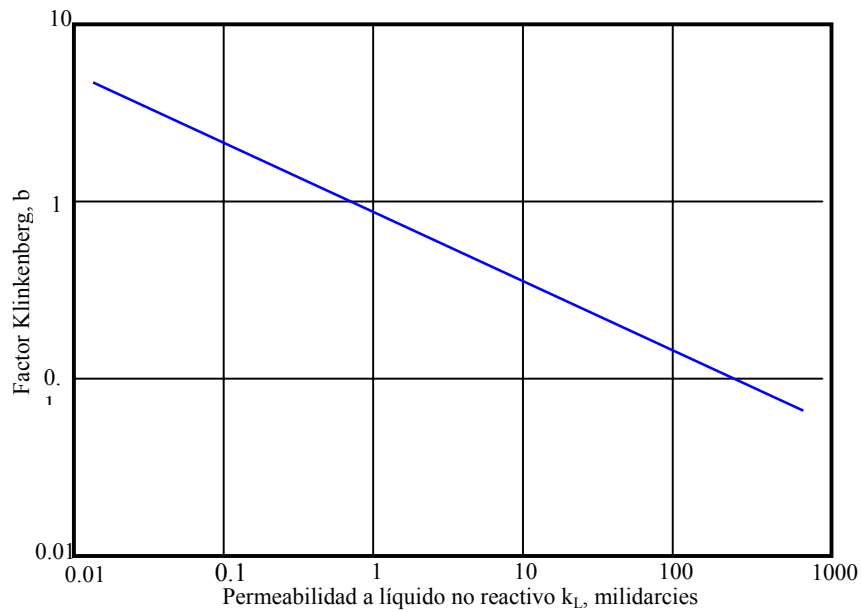
$$k_L = \frac{k_g}{1 + (b/\bar{P})} = k_g - m \frac{1}{\bar{P}} \dots\dots\dots 12$$

Donde k_L es la permeabilidad del medio a una sola fase de líquido que llena completamente los poros de medio, k_g es la permeabilidad del medio al gas, con el gas llenando completamente los poros del medio; \bar{P} es la presión promedio del gas fluyendo al cual se observó la k_g , b es una constante para un gas dado en un medio dado llamado factor de Klinkenberg y m es la pendiente de la curva.

Ya que b depende del trayecto libre promedio del gas y del tamaño de los poros en el medio, y que la permeabilidad es una función dependiente también del tamaño de los poros, se puede decir que b es una función de la permeabilidad. La figura 9 representa

una correlación entre el factor Klinkenberg con la permeabilidad equivalente al líquido k_L .

Figura 9. Factor Klinkenberg.



Amyx, 1960.

Este factor se aumenta a medida que la permeabilidad disminuye mientras que el efecto de deslizamiento del gas se hace proporcionalmente mayor para los poros más pequeños.

1.4.2. Efecto de la reactividad de los líquidos

La reactividad de los líquidos puede alterar la geometría interna del medio poroso, esto no limita la Ley de darcy, sino que la permeabilidad que se calcula resultaría ser la de un nuevo medio poroso, principalmente en el caso del agua debido al hinchamiento de arcillas; en estos casos el grado de hidratación de las arcillas depende de la salinidad de agua.

1.4.3. Efecto de la presión de sobrecarga

Cuando se extrae un núcleo de la formación, se quitan de la muestra todas las cargas de confinamiento que existían sobre la roca cuando estaba en el yacimiento, esto causa que la matriz de la roca se expanda en todas las direcciones cambiando la forma de las trayectorias de flujo internamente en la muestra de roca.

1.5. Permeabilidades efectivas y relativas

Anteriormente se discutió acerca de la permeabilidad de un medio poroso en relación a una sola fase de fluido homogéneo que se encontraba saturando completamente el medio poroso, de esta manera fue como se formuló originalmente el trabajo de Henry Darcy; sin embargo en los yacimientos de hidrocarburos, la roca se encuentra generalmente saturada con mas de un fluido, encontrando agua, gas y aceite en los espacios intersticiales de la roca. Con el fin de describir el flujo simultáneo de más de un fluido en el medio poroso se introduce concepto de permeabilidad efectiva que generaliza la Ley de Darcy.

Para definir la permeabilidad efectiva se debe tener en cuenta cada fluido como completamente independiente de los demás, se consideran inmiscibles y de esta forma la Ley de darcy es aplicable a cada uno de ellos.

Teniendo en cuenta estas suposiciones, la Ley de Darcy se da de la siguiente forma:

$$v_{os} = -\frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{dP_o}{ds} - \rho_o g \frac{dz}{ds} \right) \dots\dots\dots 13$$

$$v_{gs} = -\frac{k_g}{\mu_g} \left(\frac{dP_g}{ds} - \rho_g g \frac{dz}{ds} \right) \dots\dots\dots 14$$

$$v_{ws} = -\frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{dP_w}{ds} - \rho_w g \frac{dz}{ds} \right) \dots\dots\dots 15$$

Donde los subíndices o, g y w se refieren a aceite, gas y agua.

La permeabilidad efectiva es la medida relativa de la capacidad del medio poroso para conducir una fase de fluido cuando este se encuentra saturado con más de un fluido, lo que implica que un medio poroso podría tener una capacidad conductora para cada fluido presente en el medio y cada una de estas podría medirse.

La permeabilidad efectiva es una función de la saturación del fluido en cuestión, de las características de mojabilidad de la roca, y de la distribución de la geometría de poros y esta se debe denotar a un valor de saturación específico.

k_o , k_g , k_w , son las permeabilidades efectivas para el aceite, el gas y el agua respectivamente.

Estas permeabilidades se pueden medir directamente en el laboratorio, sin embargo debido a las múltiples posibilidades de combinaciones de saturaciones que puede tener una muestra, los resultados se dan en términos de permeabilidades relativas.

La permeabilidad relativa es la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a un valor dado de saturación a la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación del 100%, es decir a la permeabilidad absoluta de la roca para ese fluido. De esta forma la permeabilidad relativa puede expresarse como:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \dots\dots\dots 16$$

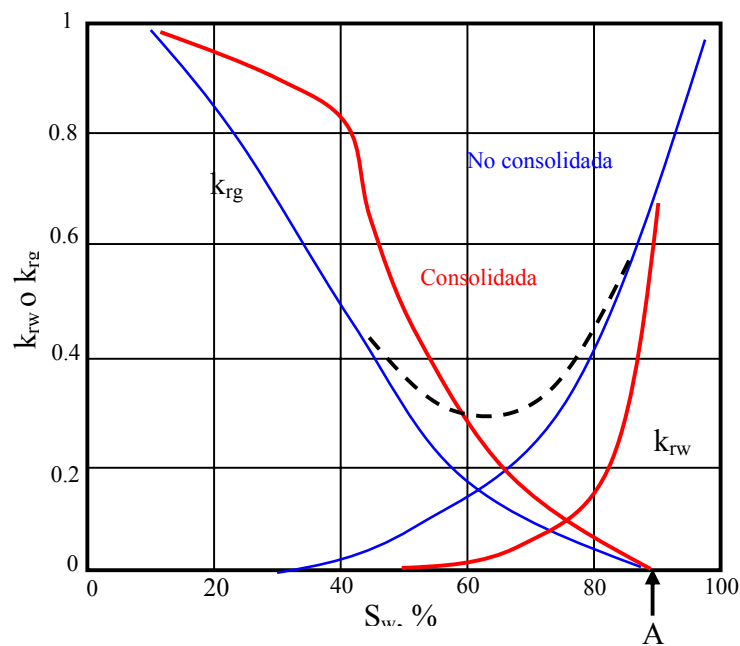
$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \dots\dots\dots 17$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \dots\dots\dots 18$$

Las cuales son las permeabilidades relativas a aceite, agua, y gas respectivamente.

Las permeabilidades relativas se investigaron por primera vez¹¹ de manera experimental a partir de un grupo de ecuaciones referentes a la Ley de Darcy; en la figura 10 se observan las permeabilidades relativas de agua y gas para arenas consolidadas y no consolidadas.

Figura 10. Permeabilidades relativas al gas y al aceite.



Amyx, 1960.

Estas pruebas fueron desarrolladas con agua y dióxido de carbono donde el agua fue la fase mojante. Las curvas etiquetadas como k_{rw} y k_{rg} son las permeabilidades relativas al agua y al gas respectivamente. La forma de las curvas para las fases mojante y no mojante son las tendencias típicas bajo condiciones normales de mojabilidad sobre núcleos aceptablemente homogéneos. La permeabilidad relativa a la fase mojante se caracteriza por un rápido declive para pequeñas disminuciones en la saturación inicial de esa fase en particular, además llega a cero a saturaciones aún mayores de cero. Las principales características de estas curvas son el punto de saturación de equilibrio, denotada por el punto A y es el punto en el cual la fase no

¹¹ WYCKOFF y BOTSET, 1936.

mojante empieza a hacerse móvil, esta saturación generalmente esta entre 0 y 20% de saturación de la fase mojante.

Otro rasgo importante es el rápido levantamiento en la permeabilidad efectiva de la fase no mojante a muy pequeños incrementos de saturación de la fase no mojante sobre el punto de saturación de equilibrio; la tercera característica representativa de este tipo de curvas es que la permeabilidad relativa de la fase no mojante alcanza cerca al 100% a una saturación de la fase no mojante mucho menor del 100%.

De esta forma se pueden deducir algunas características de la distribución de fluido en el medio poroso; el rápido decline de la permeabilidad relativa de la fase mojante es un indicativo de que los poros mas grandes están ocupados por la fase no mojante, a medida que la saturación de la fase no mojante incrementa, el tamaño de poro promedio saturado con la fase mojante se empieza a hacer mas pequeño y se confirma por la rápida ascensión de los valores de permeabilidad relativa de la fase no mojante. Es decir a una saturación por encima de la saturación de equilibrio, la fase no mojante ocupa poros más grandes que la fase mojante. El hecho que se alcancen permeabilidades relativas de la fase no mojante a saturaciones de esta fase mucho menores del 100% indica que una porción del espacio poroso disponible, aunque esté interconectado, contribuye muy poco a la capacidad conductiva de fluido del medio poroso.

La suma de las permeabilidades relativas de los fluidos que están en contacto con la roca debería sumar uno, sin embargo esto no se presenta. Esta aparente descompensación se da debido a la pequeña capa de fluido mojante que se adhiere a las paredes de los poros mas grandes, reduciendo la capacidad de flujo de estos poros para la fase no mojante, y la capa de fluido por si misma también tiene cero capacidad de flujo de la fase mojante, reduciendo así la capacidad total de flujo del medio poroso.

Como se mencionó, en la grafica anterior se observan curvas representativas de permeabilidad relativa para las fases mojante y no mojante en arenas consolidadas y en arenas no consolidadas, para ambos casos las curvas son bastante similares, las diferencias están en las pendientes de las curvas y en la saturación a la cual la

permeabilidad relativa al agua se hace cero. Leverett¹², investigó sistemas de dos fases siendo estas agua y aceite, poniendo especial atención al efecto de la viscosidad, los gradientes de presión y la tensión interfacial sobre el comportamiento de la permeabilidad relativa de los sistemas porosos; encontrando completa independencia de la permeabilidad relativa sobre la viscosidad, y teniendo dependencia sobre la distribución de tamaño de poro, la presión de desplazamiento, el gradiente de presión y la saturación de fluidos. La presión de desplazamiento y el gradiente de presión son parámetros de injerencia particular de las medidas de laboratorio y se conocen como “efectos de los extremos”.

Estos efectos se deben a la discontinuidad existente en el extremo de salida de flujo del medio poroso en un montaje para una prueba de flujo. Los fluidos fluyendo a través del núcleo se descargan en una región vacía, por lo tanto en la cara de salida del núcleo todos los fluidos están a la misma presión, mientras que inmediatamente junto a la cara de salida del núcleo las condiciones de presión capilar requieren que la saturación de la fase mojante se acerque a 100%. Por lo que hay entonces un gradiente de saturación establecido en la fase mojante del sistema de flujo.

1.6. Medición de permeabilidades relativas

Existen cuatro formas de obtener datos de permeabilidad relativa^{13,14} :

1. Pruebas de flujo de fluidos en estado estable en laboratorio.
2. Pruebas de desplazamiento o flujo en estado inestable en laboratorio.
3. A partir de datos de presión capilar.
4. A partir de datos de campo.

Aunque existen varios métodos para hacer pruebas de laboratorio en estado estable, todos ellos se basan en los mismos procedimientos, se prepara un pequeño núcleo de

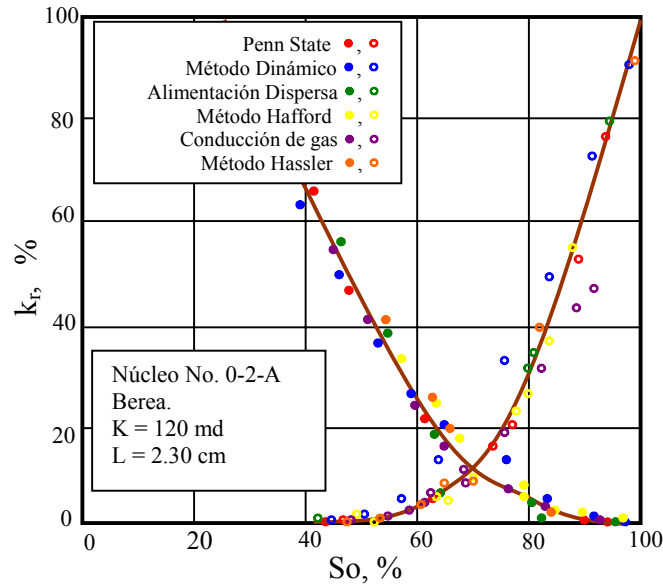
¹² LEVERETT, 1939.

¹³ AMYX, 1960.

¹⁴ HONARPOUR, 1986.

roca para la prueba, el cual se monta en una manga de caucho presurizada, el sistema puede ser preparado para altas tasas de flujo y grandes diferenciales de presión o se preparan los extremos del núcleo con secciones de prueba o discos porosos para minimizar los efectos de los extremos; se inyecta simultáneamente una relación previamente ajustada de las dos fases que se van a utilizar en la muestra, sean aceite y gas, aceite y agua o gas y agua forzándolas a pasar a través del núcleo hasta alcanzar equilibrio en presión y saturación. Las pruebas se pueden realizar partiendo ya sea con la muestra saturada 100% de la fase mojante (prueba de desaturación) o con el núcleo saturado 100% de la fase no mojante (prueba de restauración). En el proceso de desaturación los fluidos se inyectan en la muestra a una tasa predeterminada hasta que la relación de fluidos producida sea igual a la relación de fluidos inyectada, momento en el cual el sistema se encontraría en condiciones de flujo de estado estable y se considera que las saturaciones existentes en el sistema poroso son estables. Estas saturaciones se pueden determinar ya sea por medición de la resistividad del núcleo, por remoción y pesado de la muestra o por balance volumétrico, una vez medidas las saturaciones la permeabilidad relativa de las dos fases se puede calcular a las condiciones de saturación determinadas, de esta misma forma se repite el proceso hasta obtener una curva completa de permeabilidades relativas; por otro lado en la restauración la inyección de la relación de fluidos inicia a altas tasas de fase no mojante y declina hasta 100% de fase mojante. En el método de estado no estable, solo la fase no mojante o no humectante es inyectada en el núcleo durante la prueba, desplazando de esta manera la fase mojante a través de la muestra. Los resultados de estos procesos muestran el efecto de histéresis. Los resultados de los diferentes métodos para medir permeabilidades relativas se observan en las figura 11.

Figura 11. Comparación de resultados de permeabilidad relativa con seis métodos.



Amyx, 1960.

Las graficas muestran los resultados de seis métodos, cinco de los cuales son en estado estable y el otro es en estado no estable para muestras cortas y muestras largas. Se observa que todos los métodos tienden a entregar resultados muy similares en tanto se desarrollen las pruebas con precaución de evitar todos los errores que podrían darse inherentes a las técnicas de laboratorio utilizadas.

En cuanto a la técnica de medición de permeabilidad relativa en estado no estable o técnica de desplazamiento, la muestra es inicialmente saturada con la fase mojante y solo se inyecta la fase no mojante en el núcleo. Esta técnica es en estado no estable en el sentido que solo un fluido entra en el núcleo y dos salen de él. Volumétricamente se podría considerar en estado estable pero no para flujo másico.

El proceso de desplazamiento¹⁵ depende principalmente del concepto del avance frontal en el núcleo. Por medio de este procedimiento se determina la relación de permeabilidades relativas y depende de la medición de las permeabilidades relativas por otros métodos de laboratorio o a partir de datos de presión capilar. El

¹⁵ WELGE, 1952

procedimiento es esencialmente simple, se selecciona una muestra de núcleo homogéneo y se le determina el volumen bruto, la permeabilidad y la porosidad. Se monta la muestra en un porta núcleos saturado 100% con la fase mojante, la muestra es desaturada inyectando la fase no mojante en uno de los extremos y produciendo ambas fases en el otro extremo. Para esta prueba es necesario cumplir con tres condiciones que son que la caída de presión a través de la muestra debe ser lo suficientemente grande para evitar los efectos capilares de los extremos, la saturación de la fase no mojante debe estar definida a un valor de presión promedio entre la presión de inyección y la presión de producción.

$$\bar{P} = \frac{P_i + P_o}{2} \dots\dots\dots 19$$

Donde P_i y P_o son la presión de inyección y la presión de producción en el núcleo.

La tercera condición es que el flujo debe ser horizontal, el núcleo sea lo suficientemente pequeño y el tiempo de prueba sea corto para que los efectos de las fuerzas gravitacionales puedan ser despreciables. Cumpliendo estas condiciones, se deben medir durante las pruebas solo el volumen cumulativo de la fase no mojante inyectado como función del tiempo y la fase mojante cumulativa producida como función del tiempo. Con esas dos cantidades medidas y manteniendo constantes las presiones de inyección y producción, se puede calcular la relación de permeabilidades relativas. Para determinar la permeabilidad relativa a la fase mojante o la fase no mojante se necesita que una de las dos sea determinada independientemente.

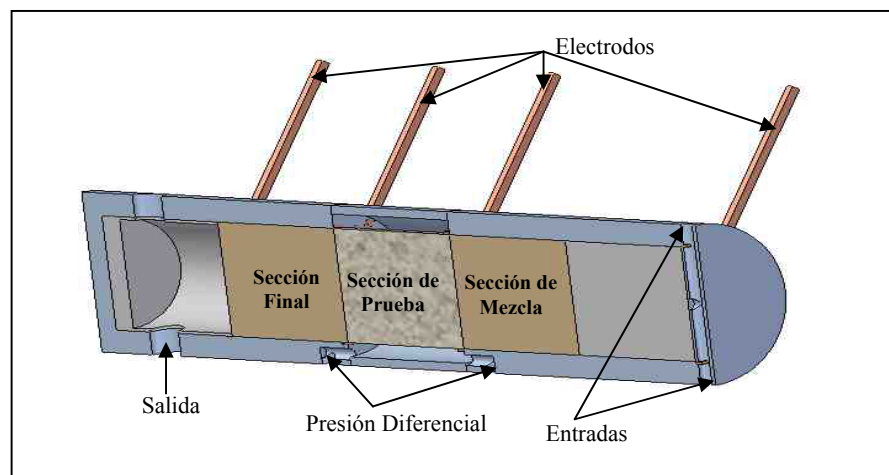
En cuanto a la determinación a partir de datos de campo también se obtienen datos de relación de permeabilidades relativas. El cálculo se realiza partir de la ecuación de Darcy escrita para las dos fases consideradas independientes cada una de la otra en el sistema.

Algunos autores^{16,17,18,19} han presentado ecuaciones a partir de datos de presión capilar para los cálculos de permeabilidades relativas

1.6.1. Métodos de estado estable

1.6.1.1. Método de Penn State

Figura 12. Porta Núcleos de tres secciones.



Honarpour, 1986.

Este sistema ha sido descrito por diferentes autores^{20,10}. Una de las principales características de este equipo esta enfocada a eliminar el gradiente de presión causado por el efecto de la presión capilar en la frontera de salida del núcleo, el núcleo sobre el cual se hace la prueba se monta entre dos muestras de roca de las mismas características que el núcleo a probar. Inicialmente se satura la muestra con una fase, ajustando la tasa de flujo hasta obtener un gradiente de presión predeterminado,

¹⁶PURCELL, 1949.

¹⁷ OSOBA, 1951.

¹⁸ RAPOPORT y LEAS, 1951.

¹⁹ FATT y DYKSTRA, 1951.

²⁰ MORSE, 1947.

entonces se inicia la inyección de una segunda fase a baja tasa, reduciendo la el flujo de la primera fase lentamente para mantener el gradiente de presión, cuando se alcanza el equilibrio se registran las dos tasas de flujo y se pesa la muestra para determinar el porcentaje de saturación de cada fase. Esta técnica puede introducir errores debido a que se puede perder una pequeña cantidad de fluido por expansión de gas y evaporación.

Cuando se trata de agua, se puede obtener también la saturación midiendo la resistividad eléctrica de una manera más rápida que pesando la muestra, sin embargo, la exactitud de la medida puede estar influenciada por la saturación de la muestra y por la distribución de los fluidos en ella. Una vez se determina la saturación de fluidos en la muestra, el equipo se reensambla y se establece una nueva condición de equilibrio a una mayor tasa de flujo para la segunda fase determinando de nuevo las saturaciones de fluido, este proceso se repite aumentando la tasa de flujo para la segunda fase hasta que se completa la curva de permeabilidades relativas. Este método puede ser aplicado para sistemas líquido-líquido y gas-líquido, el tiempo requerido para una prueba puede ser de un día o más.

1.6.1.2. Método dinámico de una muestra^{21,22,23}

En este método, las dos fases son inyectadas en la muestra simultáneamente a través de un solo núcleo y se minimizan los efectos de presión capilar de los extremos del núcleo utilizando altas tasas de flujo por lo que la región de alta saturación de fase mojante en la frontera de salida de la muestra es pequeña. La tasa de flujo debe ser lo suficientemente alta para controlar los efectos de la presión capilar, pero si es excesiva se podrían ocasionar problemas como flujo no laminar, así que tasas demasiado altas deben evitarse.

²¹ RICHARDSON, 1952.

²² JOSENDAL, 1952.

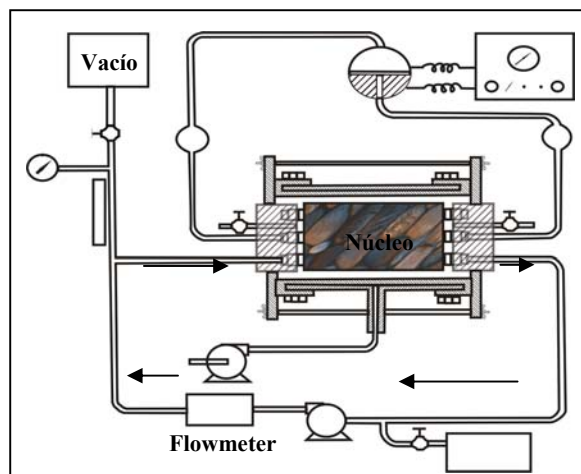
²³ LOOMIS, 1962.

1.6.1.3. Método de fluido estacionario

Leas et al²⁴ desarrolló esta técnica de medición de permeabilidades relativas al gas, manteniendo la fase líquida estacionaria dentro del núcleo por medio de fuerzas capilares, usando tasas muy bajas de gas para lograr que no haya desplazamiento del líquido durante la prueba. Algunos autores²⁵ consideran que este método es irreal ya que no permite que fluyan todos los fluidos móviles simultáneamente durante la prueba.

1.6.1.4. Método Hassler²⁶

Figura 13. Aparato de laboratorio del método Hassler. Para Cálculos de permeabilidad relativa de dos fases.



Honarpour, 1986.

Este equipo utiliza membranas semipermeables en los extremos del montaje de prueba que mantienen las dos fases separadas en los extremos del núcleo, pero permiten que las dos fluyan simultáneamente a través de él, la presión de cada fase es

²⁴ LEAS ET AL, 1950.

²⁵ SARAF y MACCAFFERY, 1982.

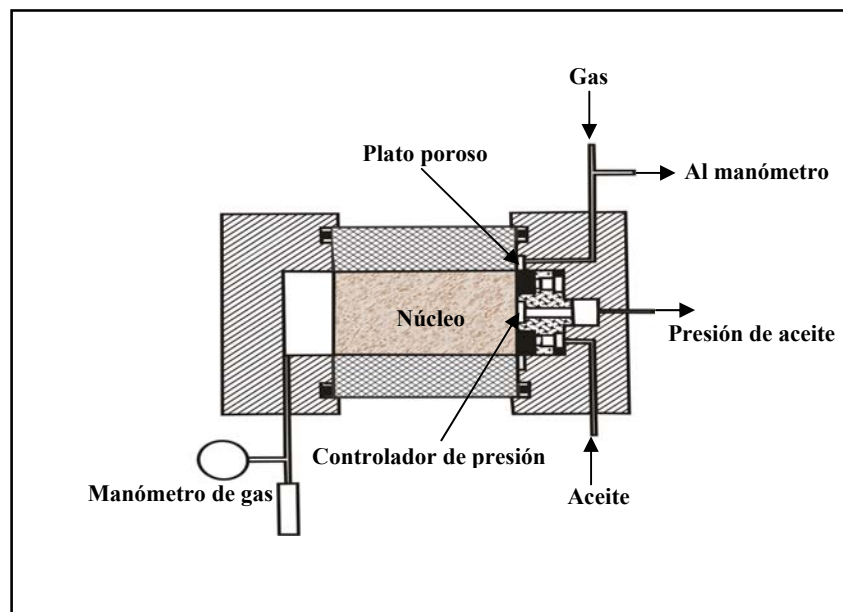
²⁶ HASSLER, 1944.

medida por separado a través de una barrera semipermeable. Este procedimiento está diseñado para proveer una saturación uniforme en toda la longitud del núcleo, aún a bajas tasas de flujo y eliminar los efectos capilares en los extremos.

1.6.1.5. Método Hafford

Técnica descrita por Richardson et al, en este método, la fase no mojante es inyectada directamente en la muestra y la fase mojante a través de un disco impermeable a la fase no mojante.

Figura 14. Equipo de permeabilidad relativa de Hafford.



Honarpour, 1986.

La diferencia de presión entre las fases es una medida de la presión capilar en la muestra en el extremo de entrada de flujo.

1.6.1.6. Método de alimentación dispersa

Método diseñado por Richardson et al, aquí el fluido mojante entra al núcleo pasando primero por una sección de dispersión hecha de un material poroso de material similar al material del núcleo; la fase no mojante se introduce a través de surcos radiales maquinados en la cara exterior de la sección de la sección dispersante n la unión con la muestra de prueba. Se usan gradientes de presión suficientemente altos para que los efectos de la frontera de salida del núcleo no sea significativa.

1.6.2. Métodos de estado no estable

Los métodos de estado no estable para medir permeabilidades relativas se realizan en tiempos mucho menores que los de estado estable. Bajo condiciones de estado inestable para medir permeabilidades relativas se utiliza generalmente la teoría desarrollada por Buckley y Leverett²⁷.

Combinando la Ley de Darcy con la definición de presión capilar en forma diferencial se obtiene una ecuación para la fracción de agua en la corriente de salida, a partir de esto y haciendo la asunción de flujo horizontal y presión capilar despreciable se llega a una relación para determinar la fracción de aceite en la corriente de salida que combinada con la Ley de Darcy puede demostrar que:

$$f_{o2} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o/k_{ro}}{\mu_w/k_{rw}}} \dots\dots\dots 20$$

Donde f_{o2} es la fracción de aceite en la corriente de salida, $\mu_o, \mu_w, k_{ro}, k_{rw}$ son las viscosidades y las permeabilidades relativa del aceite y el agua respectivamente.

Expresión de la cual se puede determinar la relación de permeabilidades relativas; si el caso es gas desplazando aceite se puede obtener una expresión similar.

²⁷ BUCKLEY y LEVERETT, 1942.

Jonson et al²⁸ extendió la técnica para obtener permeabilidades relativas de cada fase individualmente desde pruebas en estado no estable, esta técnica es conocida como JBN; las ecuaciones derivadas fueron:

$$k_{ro} = \frac{f_{o2}}{d\left(\frac{1}{Q_w I_r}\right) / d\left(\frac{1}{Q_w}\right)} \dots\dots\dots 21$$

$$k_{rw} = \frac{f_{w2}}{f_{o2}} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro} \dots\dots\dots 22$$

Donde Q_w es el agua acumulativa inyectada, I_r la inyectividad relativa que es la relación entre la inyectividad y la inyectividad inicial y f_{w2} la fracción de agua en la corriente de salida.

$$I_r = \frac{(q_w / \Delta P)}{(q_w / \Delta P)_i} \dots\dots\dots 23$$

Siendo q_w la tasa volumétrica de agua, ΔP el gradiente de presión y el término denominador de la expresión anterior al inicio de la inyección las condiciones iniciales.

Cuando se trata de sistemas gas aceite, las relaciones que describen las permeabilidades relativas son iguales a las anteriores reemplazando el subíndice w por g.

Existen también técnicas gráficas para resolver las ecuaciones 21 y 22²⁹.

²⁸ JONSON, 1959.

²⁹ JONES, 1978.

Es muy importante tener en cuenta en el diseño de pruebas de permeabilidad relativa en estado inestable minimizar los efectos de la presión capilar por medio de un gradiente de presión suficientemente alto, minimizar los efectos de compresibilidad de la roca asegurando que el diferencial de presión a través del núcleo sea suficientemente pequeño comparado con la presión total de operación, el núcleo debe ser homogéneo y las propiedades de los fluidos deben mantenerse constantes durante la prueba al igual que las fuerzas de conducción.

Aparte del método antes descrito, muchas otras alternativas para determinar permeabilidades relativas a partir de pruebas en estado no estable han sido propuestas³⁰.

Las mediciones de permeabilidades relativas en estado no estable son usadas frecuentemente para obtener las relaciones k_w/k_o , k_g/k_o y k_g/k_w ; la primera es usada para predecir el comportamiento de yacimientos bajo conducción natural de agua o por inyección de agua, el segundo se usa para hacer un estimativo de la producción por procesos de recuperación en donde el aceite es desplazado por gas como inyección de gas o conducción por gas en solución, la tercera relación puede ser usada para determinar el desempeño de pozos de almacenamiento de gas natural en donde se inyecta gas en un acuífero activo. Estas relaciones son usualmente medidas en sistemas donde solo hay los dos fluidos para los cuales se esta determinando la relación de permeabilidades relativas.

1.6.3. Métodos de presión capilar

En general las técnicas de presión capilar para determinar permeabilidades relativas son desarrolladas para situaciones de drenaje, es decir la fase no mojante desplazando a la fase mojante; sin embargo es posible hacer mediciones en sistemas de desplazamiento por imbibición (agua desplazando aceite en rocas preferencialmente

³⁰ SARAFF y MACCAFFERY, 1952.

mojadas por agua) pero con incertidumbre en el cálculo. Estos métodos son más útiles cuando las muestras son muy pequeñas para pruebas de flujo, pero muy grandes para mediciones con inyección de mercurio; también se utilizan estos métodos en rocas con permeabilidades demasiado bajas sobre las cuales no es práctico realizar pruebas de flujo, o algunas veces cuando se tienen medidas de presión capilar pero no hay muestras de roca disponibles para hacer mediciones de permeabilidad relativa. En la estimación de las relaciones de permeabilidades k_g/k_o para yacimientos de gas condensado retrógrado donde la saturación de aceite incrementa a medida que la presión decrece con saturaciones iniciales de aceite cercanas a cero también son recomendados estos métodos ya que las pruebas convencionales en estado no estable no están diseñados para saturaciones de aceite muy bajas.

Cuando se obtienen estimaciones de permeabilidad relativa a partir del método de presión capilar se usan los datos obtenidos en la inyección de mercurio. El núcleo se evacua y entonces se inyecta el mercurio que es la fase no mojante en medidas incrementales a presión incremental, generalmente se obtienen puntos suficientes para obtener la curva completa de presión capilar y a partir de esto se obtienen los cálculos de permeabilidad relativa por medio de diferentes ecuaciones^{31, 32}.

1.6.4. Métodos centrífugos

Las mediciones de permeabilidades relativas por medio de estas técnicas están involucradas con el monitoreo de líquidos producidos de muestras de roca inicialmente saturadas uniformemente con una o dos fases. Estos métodos son sustancialmente mas rápidos que los de estado estable y aparentemente no están sujetos a problemas de digitación viscosa lo cual interfiere algunas veces con las pruebas en estado inestable, por otro lado presentan problemas con los efectos de los extremos de los núcleos y no hay manera de calcular datos de permeabilidades relativas de las zonas invadidas.

³¹ PURCELL, 1949.

³² BURDINE, 1950.

1.6.5. Cálculos a partir de datos de campo

Para calcular las relaciones de permeabilidades relativas directamente de datos de campo es necesario reconocer que parte del gas producido en superficie fue disuelto dentro de la fase líquida en el yacimiento. Utilizando la Ley de Darcy en su forma radial se expresa el flujo de gas libre y la tasa de flujo de aceite en el yacimiento, a partir de los cuales se puede obtener la relación de gas libre a aceite. Por medio de las relaciones de gas acumulativo a aceite R_p y gas en solución a aceite R_s obtenemos la relación de permeabilidades relativas y a partir de un balance de masa se determina la saturación a la que corresponde la relación de permeabilidades relativas suponiendo que no hay influjo de agua, no hay producción de agua, no hay inyección de fluidos, ni capa de gas y que efectos menores como cambios en el volumen poroso del yacimiento son despreciables; obteniendo la curva de permeabilidades relativas graficando k_g/k_o contra saturación. La utilidad de esta técnica aún si solo una pequeña cantidad de puntos de alta saturación de líquidos pueden ser graficados, estos valores de relación de permeabilidades se usan para verificar la exactitud de las técnicas empíricas o de laboratorio.

Algunos factores de error pueden ser:

- El núcleo sobre el que se hacen las pruebas puede no ser representativo del yacimiento.
- La técnica de campo no tiene en cuenta los gradientes de presión y saturación del yacimiento ni tampoco tiene en cuenta que los pozos pueden estar produciendo desde diferentes estratos en diferentes etapas de depleción.
- La técnica de campo asume que R_p es constante a través de la zona de aceite, esto puede llevar a errores de cálculo si hay efectos gravitacionales significantes dentro del yacimiento.

1.7. Permeabilidades relativas de dos fases

Se han venido desarrollando métodos experimentales de medida directa para determinar las permeabilidades relativas de rocas porosas, sin embargo, con la ayuda de simuladores digitales, el uso de los métodos empíricos ha venido resultando bastante útil.

Existen cuatro modelos matemáticos de permeabilidad relativa que son: modelos capilares, modelos estadísticos, modelos empíricos y modelos de redes de trabajo siendo estos últimos probablemente la herramienta más útil para entender el flujo de fluidos en medios porosos.

Diversos autores^{33,34} han desarrollado ecuaciones para describir mediciones de parámetros de permeabilidades de rocas basadas en la suposición de medios porosos consistentes de paquetes de tubos capilares con el fin de aplicar las ecuaciones Darcy y Purcell en sus derivaciones usando el concepto de tortuosidad o parámetros de textura para tener en cuenta el camino tortuoso de los canales de flujo en oposición al concepto de tubos capilares. Ellos han tratado de obtener empíricamente los valores de tortuosidad para obtener una aproximación cercana de los datos experimentales.

1.8. Factores que afectan las permeabilidades relativas de dos fases

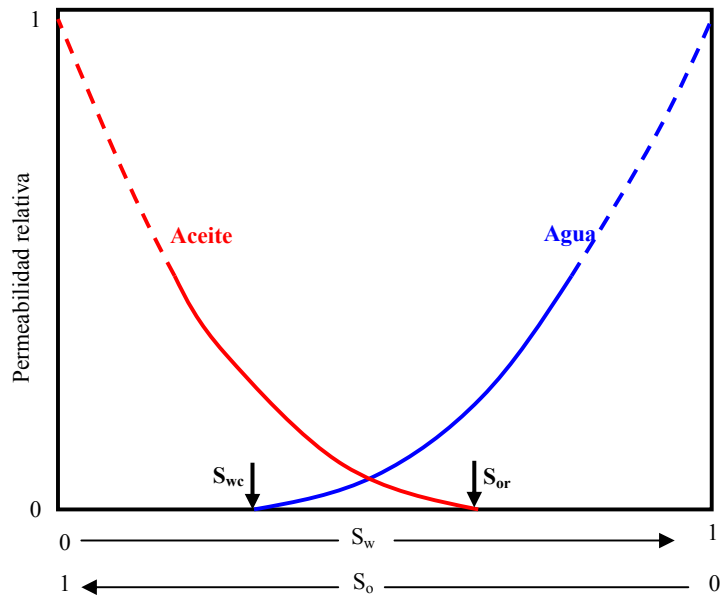
1.8.1. Curvas de permeabilidad relativa de dos fases

La permeabilidad relativa agua-aceite es comúnmente graficada como función de la saturación como se muestra en la figura 15.

³³ WYLLIE, 1981.

³⁴ TIMERMANN, 1982.

Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite.

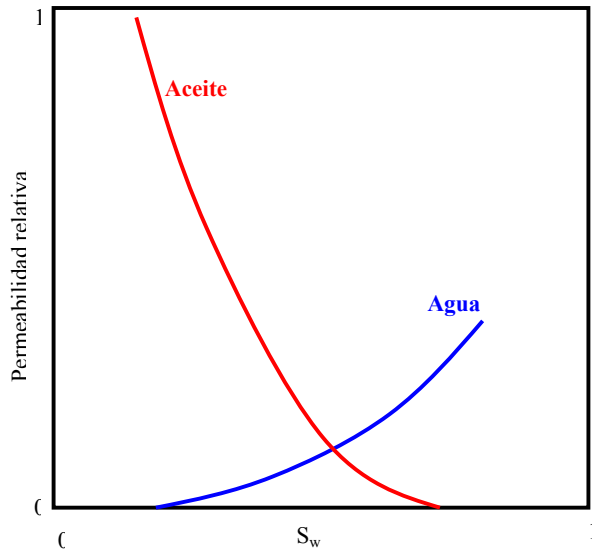


Honarpour, 1986.

A saturación irreducible de agua, la permeabilidad relativa del agua es cero y la permeabilidad relativa del aceite con respecto al agua es algún valor menor que uno. En este momento solamente el aceite puede fluir y su capacidad para hacerlo solo se ve reducida por la presencia de agua connata. A medida que la saturación de agua aumenta la permeabilidad relativa del agua también aumenta y la del aceite con respecto al agua disminuye hasta alcanzar una máxima saturación de agua a saturación residual de aceite y la permeabilidad relativa del aceite llega a cero.

También hay una definición alterna de permeabilidad relativa como se observa en la figura 16, en uso actualmente, que define la permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua irreducible en un valor de uno y define la permeabilidad absoluta como la permeabilidad efectiva a saturación de agua irreducible.

Figura 16. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa agua – aceite.



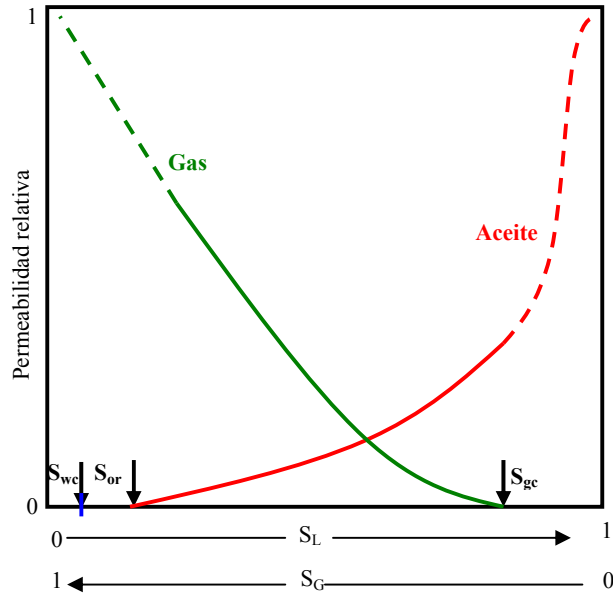
Honarpour, 1986.

Las permeabilidades efectivas son idénticas con ambas definiciones de permeabilidad relativa y los valores se pueden convertir a una u otra definición.

Los valores de ambas definiciones pueden ser convertidos a valores estándar, esencialmente con la definición alterna, la permeabilidad relativa es normalizada al valor de saturación de agua irreducible.

Las permeabilidades relativas gas-aceite y gas-líquido tienen un concepto similar a la permeabilidad relativa agua-aceite, una curva de permeabilidad relativa gas-aceite se puede ver en la siguiente figura.

Figura 17. Curvas de permeabilidad relativa gas – aceite.



Honarpour, 1986.

La suma de permeabilidades relativas de todas las fases es casi siempre menor que uno gracias a la interferencia entre las fases que comparten los canales de flujo. Esta interferencia ocurre ya que en algunos canales de flujo existen a la vez las dos fases, además pueden existir taponamientos por gotas de fluidos obstruyendo completamente algunos poros, o por fuerzas capilares adversas, también por glóbulos atrapados que se juntan y no se pueden mover habiendo flujo alrededor de ellos pero sin moverlos, a este fenómeno se le llama el Efecto Jamin.

Igualmente la cantidad y distribución de minerales arcillosos afectan de manera importante la permeabilidad junto con las variaciones en la saturación de agua. La permeabilidad relativa es función tanto de la saturación de fluidos en la roca como de la distribución de los diferentes fluidos en los intersticios de los poros, lo cual se relaciona directamente con la mojabilidad o humectabilidad de la roca.

La histéresis es otro fenómeno que puede esperarse en las curvas de saturación-permeabilidad relativa, así los valores de permeabilidad relativa para la fase mojante

son diferentes en procesos de imbibición y drenaje; la temperatura, la presión de sobrecarga, el equilibrio de fases también inciden sobre la permeabilidad relativa.

1.8.2. Efecto de los estados de saturación

La saturación es un término utilizado para describir el volumen relativo de un fluido en un medio poroso. A bajas saturaciones del fluido que moja preferencialmente la roca, la fase mojante forma anillos pendulares alrededor de los granos, esta fase se mantiene inmóvil hasta alcanzar la saturación crítica de la fase mojante a partir de la cual se hace móvil a través de un camino tortuoso bajo una presión diferencial y a medida que aumenta la saturación, la permeabilidad relativa de la fase mojante aumenta también, gracias a la fuerza de adhesión entre la superficie sólida y la fase mojante y también debido a la mayor tortuosidad de la vía de flujo de esta fase hasta cierto punto, la permeabilidad relativa de la fase mojante es menor que la permeabilidad relativa de la fase no mojante, esta última se mueve a través de los poros más grandes dentro de este rango de saturación, a medida que la saturación de la fase mojante incrementa, la fase no mojante se hace discontinua en su saturación crítica llegando al llamado estado insular de la fase no mojante sin poder ser desplazada, es decir, llegando a una saturación residual de la fase no mojante; de igual forma ocurre con la fase mojante, al reducirse su saturación se hace discontinua e inmóvil obteniéndose una saturación irreducible de esta fase.

Para arenas no consolidadas la permeabilidad a la fase mojante únicamente depende de su propia saturación, pero para rocas consolidadas hay grandes diferencias. La permeabilidad relativa de la fase no mojante depende tanto de su propia saturación como de la saturación de la fase mojante para sistemas fuertemente mojados por agua. En sistemas preferencialmente mojados por aceite la permeabilidad relativa del aceite se ha encontrado ser una función estrictamente de la saturación de aceite, mientras que en rocas mojadas por agua, esta misma permeabilidad relativa es dependiente de las saturaciones de las dos fases.

1.8.3. Efecto de las propiedades de las rocas

Las relaciones entre permeabilidades relativas y saturaciones no son iguales para todos los yacimientos, estos varían de formación a formación o aún de una porción a otra de una formación heterogénea.

Existe diversa literatura sobre la influencia de las propiedades de las rocas en las permeabilidades relativas de los fluidos en relación con las saturaciones en las rocas porosas^{35,36}; se ha demostrado que el comportamiento del flujo de fluidos a través de muestras de carbonatos de porosidad uniforme es similar en areniscas consolidadas, sin embargo, cuando la heterogeneidad aumenta las diferencias empiezan a hacerse mayores. También se ha establecido que un incremento en el grado de consolidación, incrementa la permeabilidad relativa de la fase no mojante en un sistema gas-aceite; algunos investigadores han demostrado que el rango de saturación para una fase de fluido móvil es mayor en rocas poco consolidadas que en rocas consolidadas.

Igualmente se conoce que la permeabilidad relativa a una saturación dada en flujo paralelo a la estratigrafía es mayor que para flujo perpendicular.

La distribución del tamaño de grano es importante y afecta también las relaciones de saturación y permeabilidades relativas y no tiene un efecto despreciable sobre el valor de saturación de equilibrio; rocas con poros grandes y por lo tanto con áreas superficiales menores tienen saturaciones bajas de agua irreducible, y por lo tanto una relativamente grande capacidad de espacio poroso para el flujo de fluidos que permite que existan permeabilidades relativas altas en los puntos finales y que haya un amplio cambio en las saturaciones durante el flujo de hidrocarburos.

Las alteraciones post deposicionales pueden formar mas de tipo de roca de yacimiento a partir de una sola roca original, estas alteraciones pueden reducir el tamaño de los poros causando mayores saturaciones irreducibles de agua y un estrecho rango de cambio en la saturación durante el flujo bifásico.

³⁵ BULNES, 1945.

³⁶ ARPS, 1955.

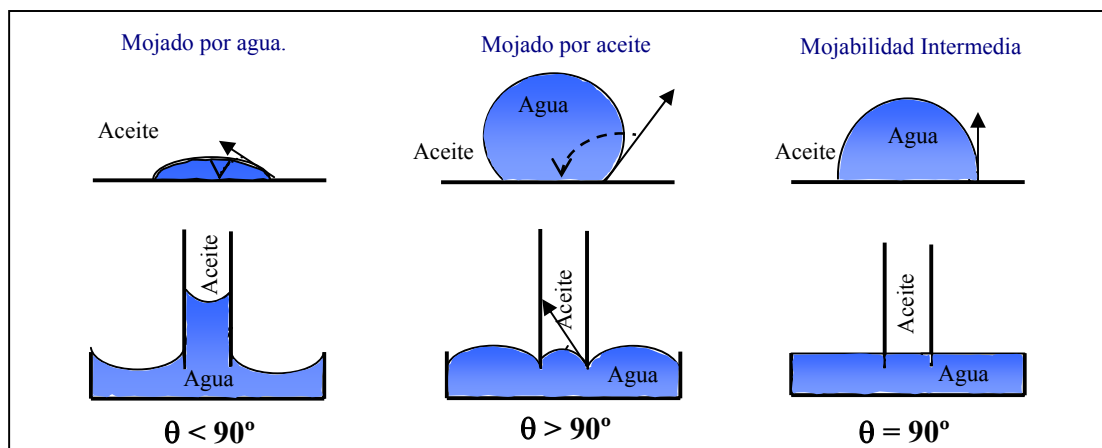
Algunas de las propiedades de las rocas que influyen las variaciones en la permeabilidad relativa pueden ser observables con un microscopio binocular o aún mejor por un microscopio de escáner electrónico.

1.8.4. Mojabilidad

La mojabilidad es un término usado para describir la atracción que tiene un fluido hacia un sólido en presencia de otro fluido inmisible. Es el principal factor responsable de la distribución microscópica de los fluidos en el medio poroso, de la cantidad de saturación de aceite residual y de la habilidad de particular de cada fase de fluir en el medio poroso. Se habla de “**mojada por agua**”, “**mojada por aceite**” o de “**mojabilidad intermedia**” para referirse a la afinidad de una roca por los hidrocarburos en presencia de agua.

Se puede representar por el ángulo de contacto entre los fluidos y una superficie plana del sólido o por el ángulo entre los fluidos y un tubo capilar, como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Condiciones de mojabilidad sobre superficies planas y tubos capilares.



Honarpour, 1986.

El ángulo se mide a través del fluido más denso.

La mojabilidad de un medio poroso se determina por la combinación de todas las fuerzas superficiales, es decir las tensiones interfaciales de los dos fluidos y el sólido, esta combinación es la tensión de adhesión, A_t , y se define como:

$$A_t = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \dots\dots\dots 24$$

Llamada la ecuación de Young-Dupre, donde σ_{so} , σ_{sw} , σ_{wo} , son las tensiones interfaciales sólido-aceite, sólido-agua y agua-aceite, medidas usualmente en dyna/cm, θ_{wo} , es el ángulo de contacto entre el agua y el aceite.

Si el ángulo de contacto es menor de 90° , tendremos un valor de tensión de adhesión positiva y una superficie preferencialmente mojada por agua, si la tensión de adhesión es cero, el ángulo de contacto será exactamente 90° y la superficie tendrá una mojabilidad intermedia, si se encuentra a un ángulo de contacto mayor de 90° , tendremos una tensión de adhesión negativa lo que significa que es preferencialmente mojado por aceite. Aunque no existe la manera de hacer mediciones practicas de las tensiones interfaciales sólido-aceite y sólido-agua, la tensión interfacial agua-aceite y el coseno del ángulo si se pueden medir y estas son las que se utilizan para evaluar la mojabilidad de una superficie.

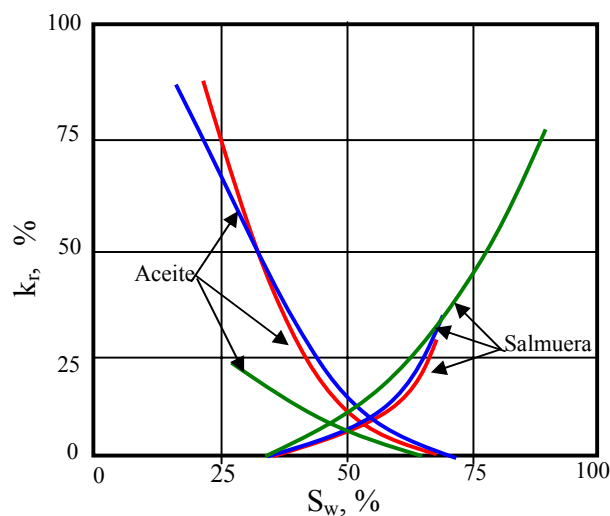
Se ha encontrado³⁷ que el ángulo de contacto varía directamente con el peso molecular para líquidos con estructuras moleculares similares. Aunque inicialmente se creía que todos los yacimientos eran preferencialmente mojados por agua, ya que inicialmente habían estado más tiempo en contacto con fluidos acuosos, la evidencia demuestra que la presencia de agentes naturales surfactantes como material asfáltico, fácilmente adsorbible por interfases sólido-líquido, puede convertir la superficie sólida en mojada por aceite. Se ha demostrado³⁸ también que generalmente los poros finos son mojados por agua y que los poros mas grandes son mucho menos mojados preferencialmente por agua, a lo que se llama **mojabilidad fraccional**. Algunos

³⁷ STEGEMEIER, 1959.

³⁸ SCHMID, 1964.

investigadores^{39,40} sugieren que la fase mojanante ocupa completamente los poros mas pequeños de un yacimiento además de la superficie de los mas grandes, mientras que la fase no mojanante ocupa las regiones insulares de los poros mas grandes, la evidencia demuestra que algunos yacimientos de petróleo son en parte mojados por agua y en parte mojados por aceite. La existencia de diferentes minerales en el medio poroso puede causar diferencias químicas en las superficies de los granos, luego todos los granos no tienen la misma afinidad hacia las superficies activas de los compuestos. Debido a que todos los fluidos no tienen la capacidad de mojar la roca de la misma forma y además que no siempre es el agua la que moja preferencialmente la roca, es necesario investigar cual es el efecto de la mojabilidad en la permeabilidad relativa. La figura 19 muestra los cambios en la permeabilidad relativa ocasionados por diferentes características de mojabilidad de la roca.

Figura 19. Efecto de la mojabilidad en el comportamiento de flujo.



Honarpour, 1986.

Las curvas roja y azul son para rocas preferencialmente mojadas por agua, mientras que la curva verde es para un sistema mojado por aceite. Si la roca es

³⁹ GIMALUDINOV, 1963.

⁴⁰ MCGHEE, 1979.

preferencialmente mojada por agua, esta pierde su movilidad a una saturación de agua mucho mayor que si fuera mojada por aceite, lo cual indica que el aceite estará siendo retenido en algunas de las gargantas más pequeñas y las vías de flujo más tortuosas dentro del medio poroso.

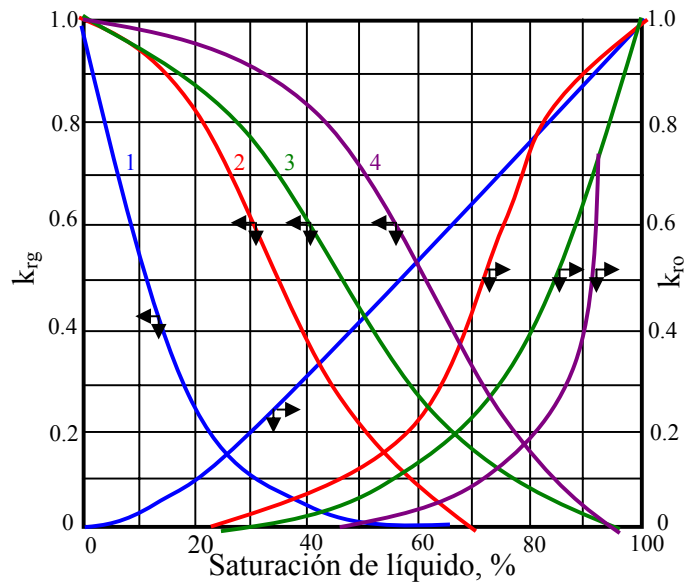
Debido a esto es necesario clasificar las rocas como, mojadas por agua, mojadas por aceite o de mojabilidad intermedia, para definir de una mejor manera la permeabilidad relativa.

Si la roca se satura inicialmente con la fase mojante y se obtienen los datos de permeabilidad relativa disminuyendo la saturación de la fase mojante, inyectando la fase no mojante mientras dentro del núcleo fluyen simultáneamente las dos fases, se le llama a este proceso drenaje o desaturación, si sucede lo contrario, la saturación de la fase no mojante es la inicial y esta se disminuye inyectando la fase mojante se le conoce como imbibición o restauración.

La imbibición hace que la fase no mojante, el aceite, pierda movilidad a una saturación de esta fase mucho mayor que en el drenaje; con el proceso de drenaje ocurre lo mismo con la fase mojante la cual pierde movilidad a una saturación mucho mayor de lo que esta fase pierde su movilidad en la imbibición.

En cuanto a la presión de sobrecarga, aunque ha sido reportado que afecta las permeabilidades efectivas, no ocurre lo mismo con las permeabilidades relativas. Por otro lado, el efecto de la distribución del tamaño de poro sobre las permeabilidades relativas puede ser ilustrado por la figura 20, aunque no se considera representativo para los diferentes tipos de roca, es una ilustración de el efecto de la geometría de poro sobre las permeabilidades relativas.

Figura 20. Permeabilidad relativa para varios tipos de roca. 1. Tubos capilares; 2. Dolomitas; 3. Arena no consolidada; 4. Arena consolidada.



Honarpour, 1986.

El efecto que pudiera ocasionar la saturación de agua connata sobre las permeabilidades relativas es también objeto de estudio, se considera que si estas saturaciones son pequeñas no afectarían, en general, los datos de permeabilidad relativa, ya que, el espacio que estará ocupando no contribuye realmente a la capacidad de flujo de la roca.

1.8.5. Determinación de la mojabilidad

La mojabilidad de una roca se puede evaluar experimentalmente o puede ser estimada cualitativamente, aunque no existe un método para evaluar la mojabilidad in situ. Muchos de los métodos experimentales usados para evaluar la mojabilidad utilizan ya sea la roca de yacimiento o los fluidos de yacimiento, pero nunca ambos.

Los métodos de evaluación de la mojabilidad son:

- Método del ángulo de contacto.
- Método por Imbibición.
- Método del Bureau de Minas.
- Método Capilarimétrico.
- Método de la Superficie Fraccional de Área.
- Método de la Adsorción de Tinta.
- Método de la Gota de Prueba.
- Métodos de Bobek et al.
- Método de Relajación Magnética.
- Método de saturación Residual.
- Método de la Permeabilidad.
- Método de la Permeabilidad de agua connata.
- Método de la Permeabilidad Relativa.
- Método de la suma de Permeabilidades Relativas.
- Método de la relación de Permeabilidades relativas.
- Método de la inyección de agua.
- Método de la Presión capilar.
- Método del Índice de Resistividad.

A continuación se hará una breve descripción de los métodos más importantes:

1.8.5.1. Método del ángulo de contacto

Este es un método cuantitativo para la medición de permeabilidad, consiste en medir el ángulo de contacto θ de una gota de líquido puro descansando en un cuerpo sólido, suave, plano, incompresible, no poroso, y homogéneo cuando es sumergido en otro fluido. Muchas veces el formado entre la superficie sólida y la interfase agua-aceite exhibe dos valores limite mas que un valor de equilibrio.

Cuando agua se lleva a contacto con aceite sobre una superficie que estaba previamente en contacto con aceite se conoce como “ángulo de contacto de avance”; cuando es aceite el que se lleva al contacto con agua sobre una superficie sólida que se encontraba previamente en contacto con agua es “ángulo de contacto en retroceso”. El hecho de que los ángulos de contacto de avance y de retroceso no sean iguales se debe al fenómeno de histéresis, y este se atribuye a la rugosidad y heterogeneidad de la superficie como a la presencia de materiales surfo-activos y a la tasa de movimiento de los fluidos. El ángulo de contacto para una superficie suave tiende a incrementarse en avance y a disminuir en retroceso en la superficie rugosa sobre un rango de ángulos de contactos de más de 0 a 180°.

Los materiales surfo-activos pueden causar procesos de adsorción en la interfase sólido-fluido aumentando la histéresis apreciablemente, aún con un sólido suave y homogéneo. El movimiento de la línea de contacto de tres fases incrementa la histéresis del ángulo de contacto a medida que la tasa de movimiento aumenta.

En un tubo capilar se pueden mostrar los ángulos de contacto, para aceite desplazando agua (ángulo de retroceso), y para agua desplazando aceite (ángulo de avance); generalmente es el ángulo de avance el que se mide y se reporta sin identificarlo como tal. El ángulo de contacto medido en el laboratorio es a menudo influenciado por el envejecimiento, se ha demostrado que este aumenta con el tiempo hasta que se alcanza el equilibrio.

Medidas confiables de mojabilidad requiere tanto que las rocas de yacimiento como los fluidos estén libres de contaminantes, ha sido demostrado que la exposición de núcleos con aire puede alterar la mojabilidad de mojado por agua a mojabilidad intermedia.

1.8.5.2. Método por imbibición

Esta es una técnica confiable para determinar la mojabilidad si hay disponibilidad de fluidos de yacimiento inalterados. El método consiste en medir la tasa de flujo de un fluido mojante espontáneamente imbibido en un núcleo y reemplazando un fluido no

mojante por la acción de las fuerzas capilares. Esta prueba puede hacerse a condiciones estándar o a condiciones de yacimiento. La prueba de imbibición bajo condiciones de yacimiento es más compleja, se establece la saturación de agua irreducible se hace saturando el núcleo con aceite vivo y la prueba de imbibición se hace a temperatura y presión de yacimiento.

Amott desarrolló una técnica cuantitativa para definir el grado de mojabilidad al agua de los núcleos, expresado por un índice de agua definida como la relación del agua espontáneamente imbibida en el núcleo al volumen total de aceite desplazado por la conducción de agua en el desplazamiento forzado de aceite por agua. Similarmente un índice de aceite se define como la relación del volumen de aceite espontáneamente imbibido al agua total desplazada por la conducción de aceite en un desplazamiento forzado de agua por aceite.

La mojabilidad preferencial de una roca se determina por la magnitud de estos dos índices; mojabilidad fuerte se indica por valores cercanos a uno y mojabilidad débil por valores cercanos a cero. Aunque muchos otros autores reconocen la importancia del método de Amott, algunos otros han indicado que la tasa de imbibición no puede ser atribuida completamente a la mojabilidad del núcleo ya que otros factores como permeabilidad, porosidad, estructura de poros, distribución y tamaño de los poros, viscosidad y tensión interfacial de los fluidos están también involucrados en el proceso.

1.8.5.3. Método de permeabilidad relativa

Para una saturación de agua dada, la permeabilidad relativa del agua de una roca preferencialmente mojada por agua es menor que la permeabilidad relativa comparable con la de una roca mojada por aceite, se ha encontrado que un incremento en la mojabilidad al aceite, a saturación constante de agua produce un incremento en la permeabilidad relativa del agua y un decremento en la permeabilidad relativa del aceite; normalmente un medio poroso consolidado preferencialmente mojado por

agua tiene una permeabilidad relativa del agua menor del 15% a saturación residual de aceite, mientras que un medio poroso mojado por aceite muestra una permeabilidad relativa del agua de 50% o mas.

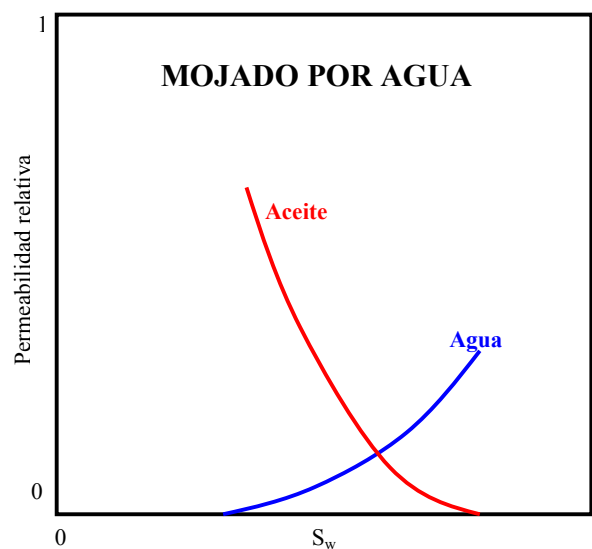
Craig, entrega la siguiente guía que se ilustra en las figura 21 y 22.

Tabla 1. Variación de las permeabilidades relativas y saturación de agua con la mojabilidad

	Preferencialmente Mojado por Agua	Preferencialmente Mojado por Aceite
S_{wi}	>10 a 25%	< 15%, usualmente 10%
$K_{rw} = K_{row}$	@ $S_w > 50\%$	@ $S_w < 50\%$
K_{rw} a S_{orw}	< 0.3	< 0.5, acercándose a 1

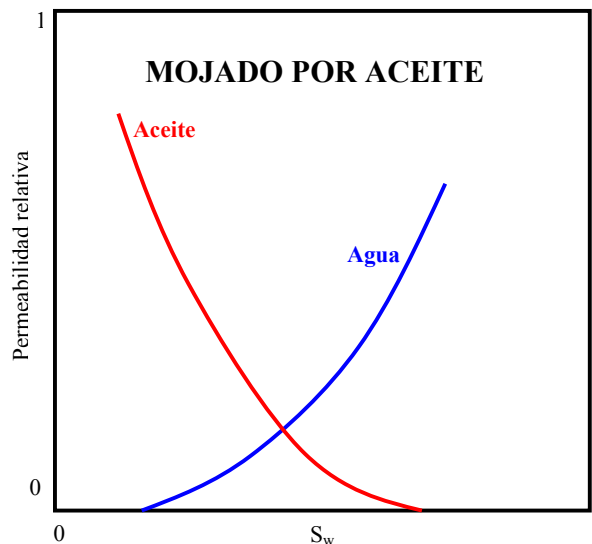
Honarpour, 1986.

Figura 21. Esquema de los efectos de de la mojabilidad en curvas de permeabilidad relativa, sistema mojado por agua.



Honarpour, 1986.

Figura 22. Esquema de los efectos de de la mojabilidad en curvas de permeabilidad relativa, sistema mojado por aceite.



(Honarpour, 1986)

En una roca mojada preferencialmente por agua glóbulos de aceite residual bloquean los canales más grandes de flujo afectando la facilidad del agua para fluir y provocan una baja permeabilidad relativa, sin embargo, el aceite en un sistema mojado por aceite ocupa los canales de flujo mas pequeños y se adhiere a las paredes de los mas grandes ocasionando una permeabilidad relativa del agua mucho mas alta; es por esto que en los yacimientos que son preferencialmente mojados por aceite, el desplazamiento mediante inyección de agua es pobre, con irrupción de agua muy temprana, rápido incremento en el corte de agua y altas saturaciones de aceite residual.

El punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa de aceite y agua es un indicativo de la mojabilidad de la roca. La intersección de las curvas se mueve hacia valores mas altos de saturación de agua y valores más bajos de permeabilidad relativa a medida que la mojabilidad de la muestra cambia de mojado por aceite a mojado por agua, se entiende entonces que si el punto de intersección esta hacia la izquierda del 50% de saturación de agua, será un sistema mojado por aceite y si se encuentra hacia

la derecha de esta misma saturación, será un sistema mojado preferencialmente por agua, al encontrarse sobre el 50% de saturación de agua o cercano a este punto, se entiende el sistema de mojabilidad intermedia.

1.8.6. Factores que influyen en la evaluación de la mojabilidad

Los resultados experimentales de las determinaciones de mojabilidad pueden ser influenciadas principalmente por cuatro factores:

- Obtención y preservación del núcleo.
- Procedimientos de preparación y limpieza del núcleo en el laboratorio.
- Condiciones de prueba.
- Tipo de fluido usado en la prueba.

En cuanto a la obtención y preservación del núcleo, pueden precipitarse los componentes pesados del petróleo afectando la mojabilidad directamente, lo mismo pasa con los materiales surfactivos de los fluidos de perforación, la contaminación y la acción atmosférica; el procedimiento de limpieza y preparación de los núcleos no afecta de ninguna forma la distribución del tamaño de poros, ni las cantidades de arcillas en los núcleos, el cambio del comportamiento del flujo de fluidos después de estos procedimientos se debe únicamente a la alteración de la mojabilidad aunque aún es necesaria una mayor investigación para entender completamente este problema. Las condiciones de prueba bajo las cuales se determina la mojabilidad de una roca es un factor de alta influencia sobre estas evaluaciones, la temperatura y la presión pueden alterar los valores de mojabilidad de una muestra; Por último el tipo de fluido usado en la prueba es un factor que puede alterar también la mojabilidad de una muestra ya que las posibles reacciones ocurridas entre los diferentes compuestos que se encuentran en los crudos y los fluidos utilizados, así como en las mismas superficies de las rocas pueden ser las responsables de las características de mojabilidad de las superficies rocosas.

Igualmente la saturación inicial de fluido, la alteración de la salinidad, la alcalinidad y la dureza del agua al igual que el proceso de envejecimiento puede influenciar la mojabilidad preferencial de un núcleo de roca.

1.8.7. Influencia de la mojabilidad en el flujo multifásico

Es conocido que la distribución microscópica de los fluidos en un medio poroso esta altamente influenciada la preferencia de la roca a humectarse por un fluido determinado.

En un yacimiento fuertemente mojado por agua, la mayor parte de esta reside en los poros muertos (poros sin interconexiones con los demás), en los pequeños capilares y en la superficie de los granos; si el yacimiento es fuertemente mojado por aceite, el agua esta en el centro de los poros mas grandes como gotas discontinuas, mientras que el aceite cubre los granos y ocupa los capilares mas pequeños, es decir la fase mojante generalmente ocupa los pequeños capilares y cubre los granos.

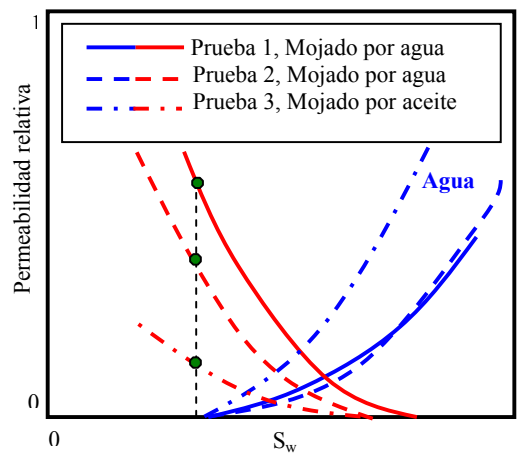
Bajo condiciones de fuerte mojabilidad al agua la permeabilidad efectiva de la fase no mojante a saturación de agua irreducible es aproximadamente igual a la permeabilidad absoluta de la roca, es decir la permeabilidad relativa del aceite debe ser aproximadamente igual a uno. De otro lado si el sistema es fuertemente mojado por aceite la permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible es drásticamente reducida por las gotas de agua en los poros más grandes que forman una fase discontinua. Se ha establecido que en algunos yacimientos mojados por aceite, el agua ocupa algunos de los poros más pequeños y es atrapada como gotas en algunos de los poros mas grandes.

En los yacimientos fuertemente mojados por agua, el agua atrapa al aceite en los poros más grandes a medida que esta avanza a través de las paredes de poro, mientras que en yacimientos fuertemente mojados por aceite el agua se mueve dentro de los poros grandes y el aceite queda atrapado cerca de las paredes de los poros.

Se le atribuye en gran parte a la preferencia en mojabilidad de la roca de yacimiento la disimetría de las curvas de permeabilidad relativa.

Se ha mostrado^{41, 42} el efecto de la distribución de fluidos ocasionada por la humectabilidad preferencial de la roca sobre la relación saturación-permeabilidad relativa como se ilustra en la figura 23.

Figura 23. Efecto de la mojabilidad en el comportamiento de flujo.



Honarpour, 1986.

A medida que la mojabilidad preferencial de la roca hacia el agua decrece, la permeabilidad relativa del aceite a una saturación dada decrece, mientras que la permeabilidad relativa del agua incrementa.

La permeabilidad relativa se empieza a hacer menos favorable para la producción de aceite a medida que la preferencia de la roca a humectarse por agua empieza a disminuir. La saturación residual de aceite incrementa a medida que la roca empieza a ser menos mojada por agua. También se ha demostrado que núcleos débilmente mojados por agua, tienen curvas de permeabilidad relativa más favorables y saturaciones residuales de aceite mas bajas que rocas fuertemente mojadas ya sea por agua o aceite.

El aceite puede ser puenteado y atrapado en los poros mas grandes por la tendencia de los núcleos mojados por agua a imbibir esta en los capilares mas pequeños, este

⁴¹ GEFFEN, 1951.

⁴² YUSTER, 1951.

aceite puenteado, es entonces rodeado y se hace inmóvil excepto a gradientes de presión muy altos.

1.8.8. Efectos de la historia de saturación

La relación permeabilidad relativa-saturación no es la única función de saturación para un núcleo dado, también está sujeta a histéresis para sistemas porosos con propiedades fuertemente mojantes.

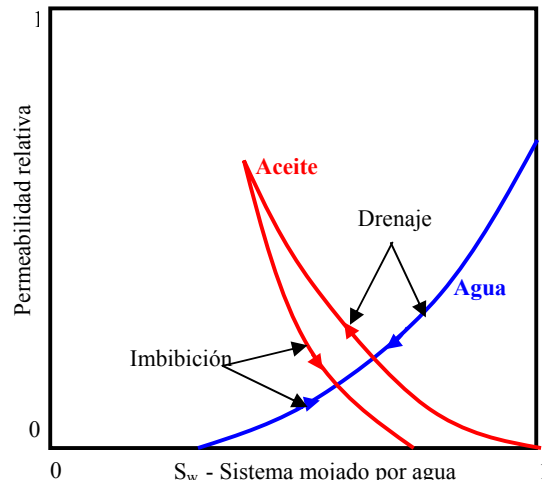
Es decir la permeabilidad relativa de un medio poroso a un fluido a una saturación dada, depende de si la saturación se obtiene de un valor mas alto o uno mas bajo. En un desplazamiento en donde el valor de la saturación de la fase mojante, se alcanza desde un valor menor, es decir, tenemos un incremento en la fase mojante, la curva de permeabilidad relativa es una curva de imbibición; si en el proceso de desplazamiento la saturación de la fase mojante se obtiene desde un valor mayor, la fase no mojante incrementa y la mojante disminuye, la curva de permeabilidad relativa es una curva de drenaje.

En cuanto a la histéresis, puede presentarse en sistemas agua-aceite o gas-aceite, así como permeabilidades relativas independientes de las fases mojante o no mojante, ya sea en areniscas o calizas. En sistemas bifásicos la histéresis es mas prominente en la permeabilidad relativa a la fase no mojante que en la permeabilidad relativa a la fase mojante.

Como se muestra en las siguientes figuras, la curva de permeabilidad relativa a la fase mojante es básicamente la misma para drenaje e imbibición en rocas fuertemente mojadas por agua.

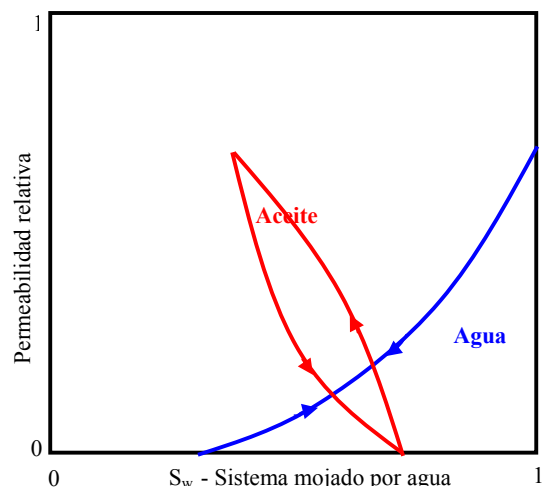
Se habla de una curva primaria de drenaje solo cuando, el drenaje ocurre antes del proceso de imbibición; cuando este ocurre después del proceso de imbibición se habla de una curva de drenaje secundaria.

Figura 24. Curva primaria de drenaje de permeabilidad relativa.



Honarpour, 1986.

Figura 25. Curva secundaria de drenaje.

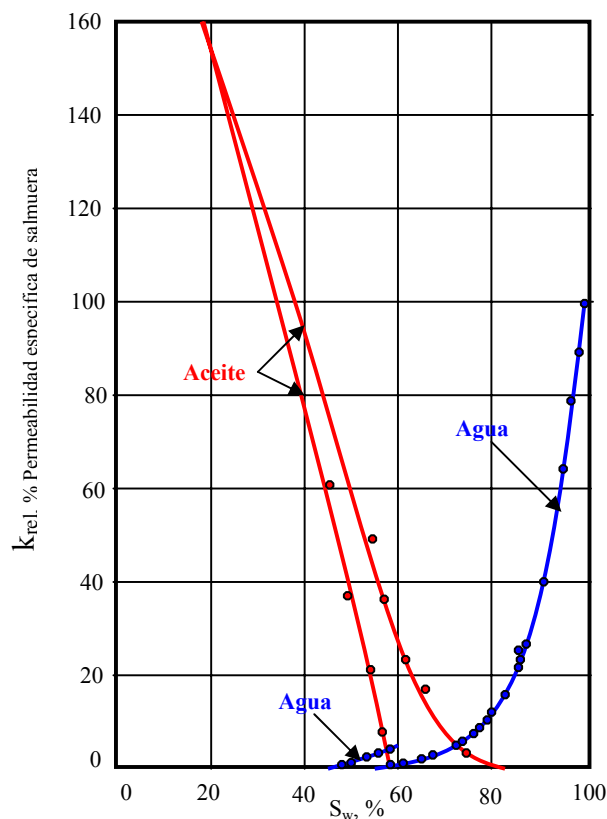


Honarpour, 1986.

Sin embargo, a una saturación dada, la permeabilidad relativa de la fase no mojante para una roca consolidada es usualmente menor para el ciclo de imbibición que para el ciclo de drenaje; en cuanto a la permeabilidad relativa de la fase no mojante, es mayor para el ciclo de imbibición que para el de drenaje en rocas no consolidadas.

En la siguiente figura se observan las permeabilidades relativas de drenaje e imbibición de una roca consolidada, en esta, la saturación residual de la fase no mojante es mayor en el ciclo de imbibición que en el ciclo de drenaje, es decir, la fase no mojante pierde la movilidad a una saturación mucho mayor para imbibición que para drenaje.

Figura 26. Características del flujo agua – aceite de rocas consolidadas.



Honarpour, 1986.

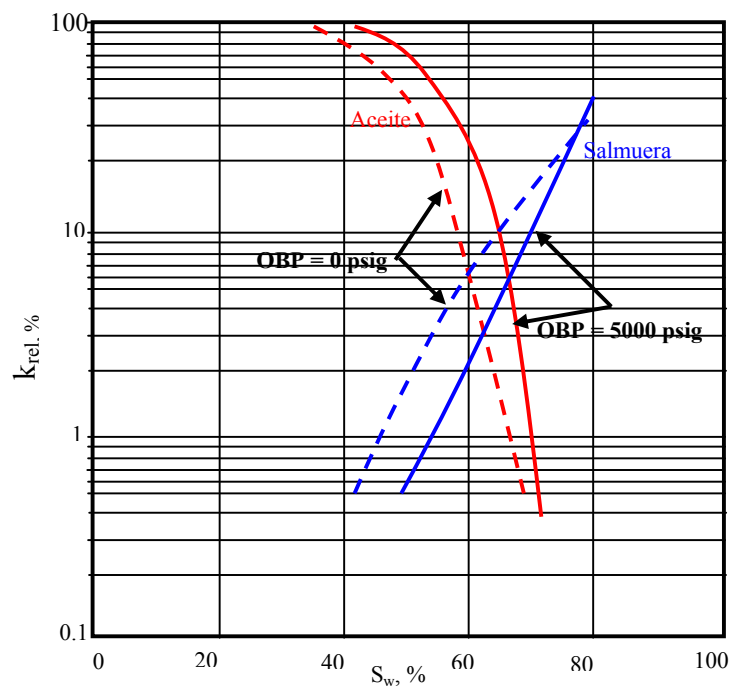
La cantidad de aceite atrapado en un medio poroso mojado por agua es aproximadamente dado por el área entre las curvas de permeabilidad relativa de imbibición y drenaje y se considera que la histéresis es debida a la distribución del tamaño de poro y la cementación de la roca.

Las permeabilidades relativas de imbibición el drenaje de la fase mojanante son remontadas bajo sucesiones de ciclos de imbibición y drenaje.

1.8.9. Efectos de la presión de sobrecarga

Como se observa en la figura 27, las permeabilidades relativas del agua y del aceite de un núcleo natural bajo 5000 psi de presión de sobrecarga, solo muestra un cambio moderado desde la permeabilidad relativa medida a condiciones atmosféricas.

Figura 27. Efectos de la presión de sobrecarga sobre la permeabilidad relativa de un sistema agua – aceite.



Honarpour, 1986.

De manera mas general se entiende que una presión de sobrecarga que pueda producir una reducción sobre el 5% en la porosidad de un núcleo, podría producir un cambio suficientemente grande en la distribución del tamaño de poro como para afectar la permeabilidad relativa.

1.8.10. Efectos de la porosidad y la permeabilidad

En general se considera que la permeabilidad absoluta y la porosidad tienen efectos despreciables sobre los valores de permeabilidad relativa. Sin embargo, diversos autores^{43,44,45} han desarrollado pruebas experimentales para considerar estos efectos, de estos se puede decir que dependiendo del tipo de roca, y de los rangos de porosidad y permeabilidad absoluta que se estén tratando podría ocurrir algún tipo menor de desviación en los valores de las permeabilidades relativas.

1.8.11. Efectos de la temperatura

Existen muchos estudios que atribuyen a la temperatura cambios en las permeabilidades relativas y a las saturaciones y por lo tanto a la predicción del comportamiento de flujo multifásico; sin embargo estos efectos podrían estar causados directamente sobre dificultades técnicas de medición, procedimientos de limpieza de los núcleos, cambios en la permeabilidad absoluta y migración de arcillas, además del tipo de fluidos utilizados en las pruebas de laboratorio.

1.8.12. Efectos de la densidad y la tensión interfacial

Es muy importante entender que las fuerzas de tensión interfacial en las interfases sólido-fluido y fluido-fluido son las principales responsables de la presencia de saturaciones residuales de fluidos en el medio poroso. Sin embargo es necesario tener en cuenta factores como los rangos de tensiones interfaciales y los tipos de sistemas en cada caso, además que la influencia de la tensión interfacial es diferente si se trata de imbibición o drenaje.

En cuanto a la densidad del líquido, se ha llegado a la conclusión que su efecto sobre las permeabilidades relativas es completamente insignificante.

⁴³ DUNLAP, 1938.

⁴⁴ STEWART, 1953.

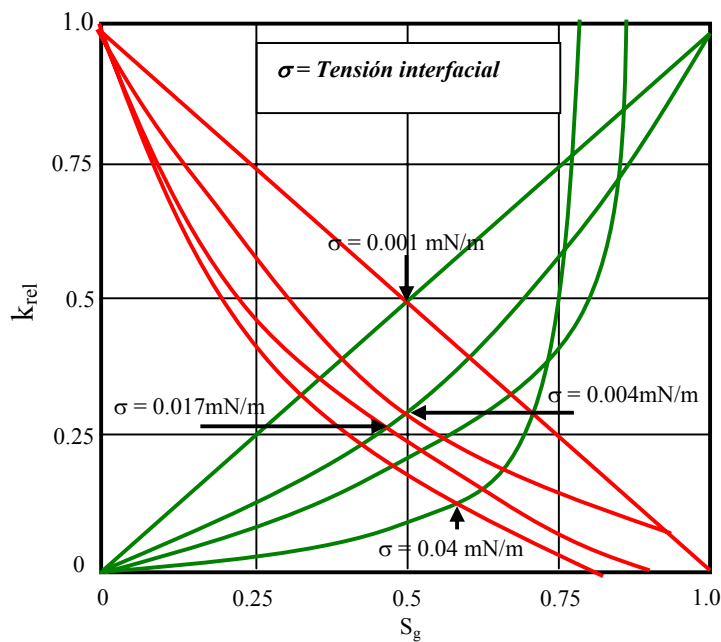
⁴⁵ KEELAN, 1976.

1.8.13. Efectos de la viscosidad

Aunque los efectos de la viscosidad sobre las permeabilidades relativas son también dependientes sobre diversos factores como los rangos de viscosidades de los fluidos utilizados en las pruebas y de características como permeabilidad y porosidad de las rocas, se puede decir que no hay en general variación alguna en las permeabilidades relativas de acuerdo con la viscosidad de los fluidos.

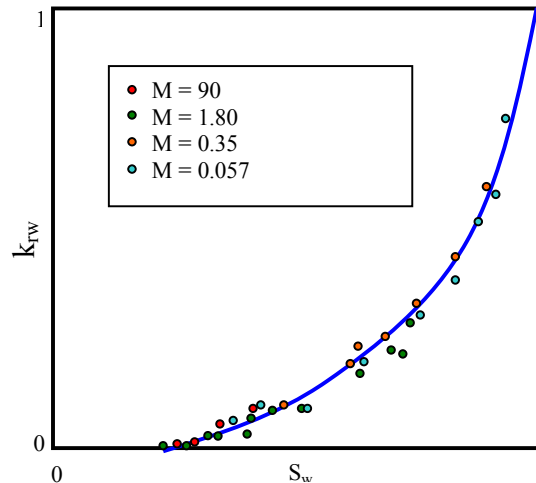
Las figuras 28 y 29 muestran el efecto de la variación de la relación de viscosidades sobre las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite.

Figura 28. Efecto de tensiones interfaciales pequeñas en permeabilidades relativas gas – aceite.



Honarpour, 1986.

Figura 29. Efecto de la relación de viscosidades M en la permeabilidad relativa al agua.



Honarpour, 1986.

Sin embargo, para algunos autores⁴⁶ esta aseveración no siempre es cierta; Yuster por ejemplo encontró que los valores de permeabilidad relativa para un sistema específico que él estudió fueron muy influenciados por la variación en la relación de viscosidades, incrementándose al incrementarse esta relación. Llegando además a conclusiones como que la viscosidad altera directamente a la fase no mojante y su efecto sobre la fase mojante es insignificante.

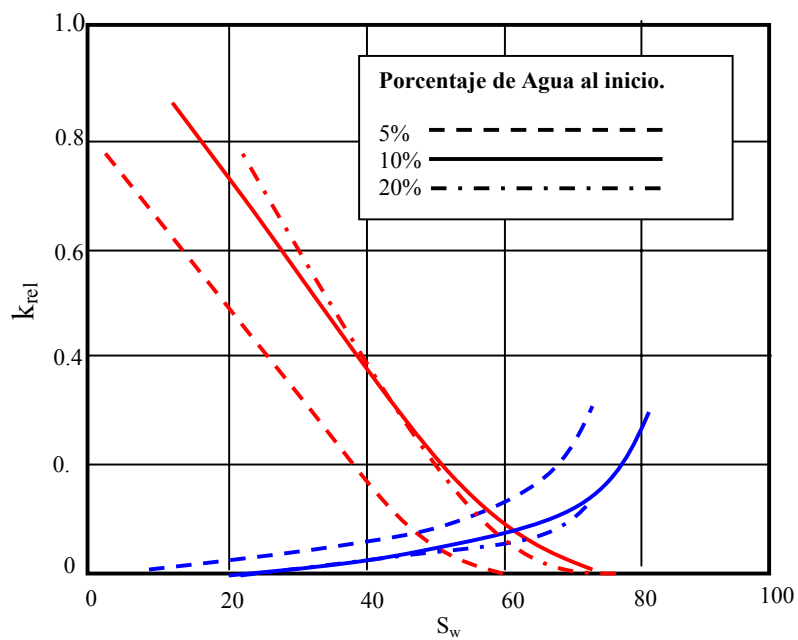
Debido a la diversidad de opiniones y resultados de los diferentes investigadores con respecto a la influencia de la viscosidad sobre las permeabilidades relativas, se recomienda que los experimentos de laboratorio de permeabilidades relativas se realicen con fluidos que se no diferencien demasiado en viscosidad de los fluidos de yacimiento.

⁴⁶ ODEH, 1959.

1.8.14. Efectos de la saturación inicial de la fase mojante

La cantidad de agua intersticial inicial afecta los valores de permeabilidad relativa. La siguiente figura muestra el efecto de variar la saturación inicial de agua sobre las permeabilidades relativas al agua y al aceite.

Figura 30. Efecto de la saturación de agua original en la permeabilidad relativa.



Honarpour, 1986.

Valores de saturación inicial de aceite más bajos se obtienen a valores más altos de saturación inicial de agua. Se sugiere que excepto para estudios especiales, la cantidad de agua presente al inicio de la determinación de permeabilidades relativas debe ser la saturación de agua irreducible de la muestra.

1.8.15. Efectos de una tercera fase inmóvil

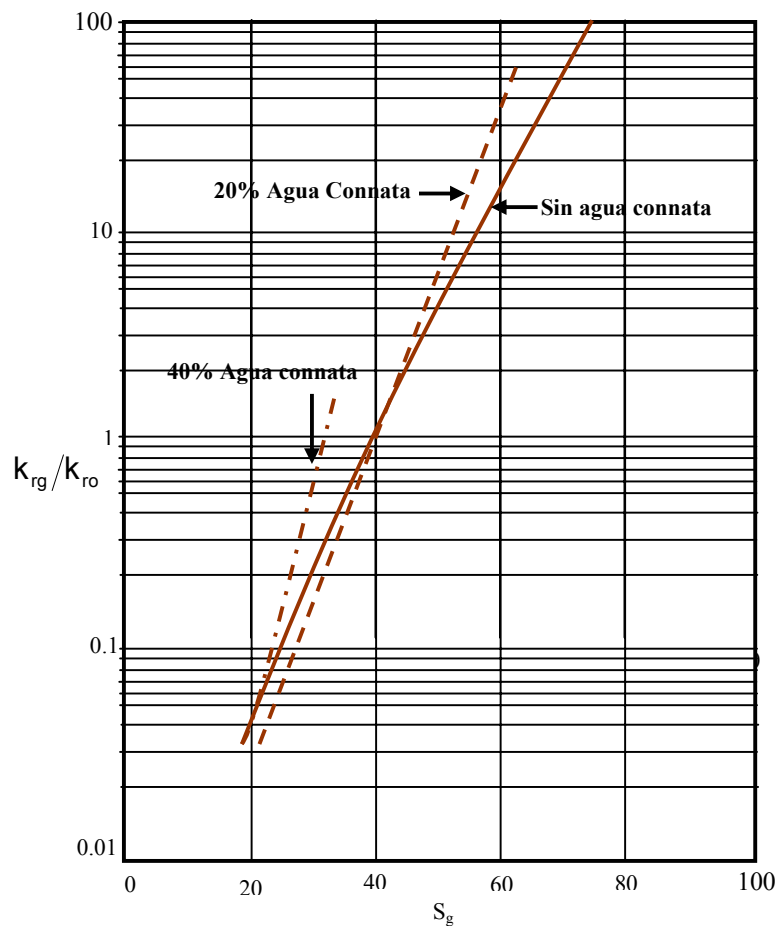
La mayoría de yacimientos de hidrocarburos tienen solo dos fases móviles que son gas y aceite en la parte superior y agua y aceite en la parte inferior, por lo que solo,

las permeabilidades relativas de dos fases son suficientes para caracterizar el comportamiento de flujo de fluidos de este tipo de yacimientos.

Se puede asumir que la saturación de agua inmóvil puede ser vista como parte de la roca y que las saturaciones de aceite y gas se den en términos de espacio poroso de hidrocarburo.

La figura 31 muestra el efecto de la saturación de agua connata sobre la relación de permeabilidades gas-aceite.

Figura 31. Efecto del agua connata sobre la relación de permeabilidades relativas.



Honarpour, 1986.

Se ha encontrado que la saturación de agua connata inmóvil no tiene influencia alguna sobre la relación de permeabilidades relativas en la mayoría de los casos.

1.8.16. Efectos de otros factores

Los efectos de presión de desplazamiento, gradiente de presión, y la tasa de flujo sobre la forma de las curvas de permeabilidad relativa son discutidos generalmente.

Se considera que los efectos debido a presión de desplazamiento y al gradiente de presión deben ser gracias a cambios en la viscosidad, tensiones interfaciales y otras propiedades del fluido o de la roca, también se considera que los cambios en la permeabilidad relativa que parecen ser en principio debidos a cambios en la presión de desplazamiento y el gradiente de presión, son de hecho, debido a “efectos de los extremos” desarrollados durante las pruebas de laboratorio. Estos efectos de los límites hacen referencia a una discontinuidad en las propiedades capilares de un sistema en el momento de la medición de la permeabilidad relativa.

En un estrato de roca permeable, las fuerzas capilares actúan uniformemente en todas las direcciones y se cancelan entre sí. Cuando se trata de pruebas de laboratorio, hay una discontinuidad en saturación al final de la muestra, así, al descargarse los fluidos en una región abierta, persiste una fuerza capilar en la muestra, la cual tiende a no permitir que la fase mojante deje la muestra, al acumularse la fase mojante en la cara de salida de la muestra se crea un gradiente de saturación a lo largo de toda la muestra, el cual afecta las medidas de permeabilidad relativa.

Se ha establecido^{47,48} que la mejor forma de minimizar los efectos de los extremos es ajustar las fuerzas capilares a valores significantes, comparados con las fuerzas viscosas, lo que se puede hacer ajustando las tasas de flujo. A mayores tasas se incrementa la dispersión del fluido en la entrada de la muestra, por lo que se obtiene el mezclado de los fluidos; otra forma de minimizar los efectos de los extremos en la cara de salida de la muestra es usar aceites más viscosos en núcleos más largos.

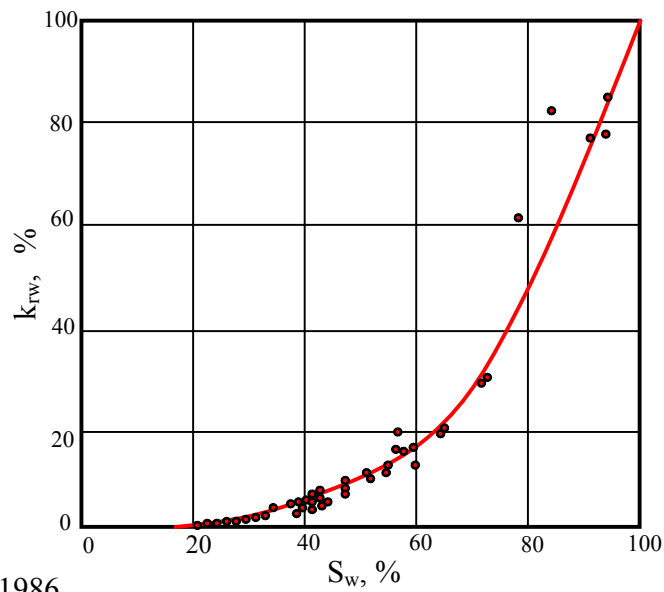
⁴⁷ PERKINS, 1957.

⁴⁸ SANDBERG, 1958.

1.9. Permeabilidades relativas de tres fases

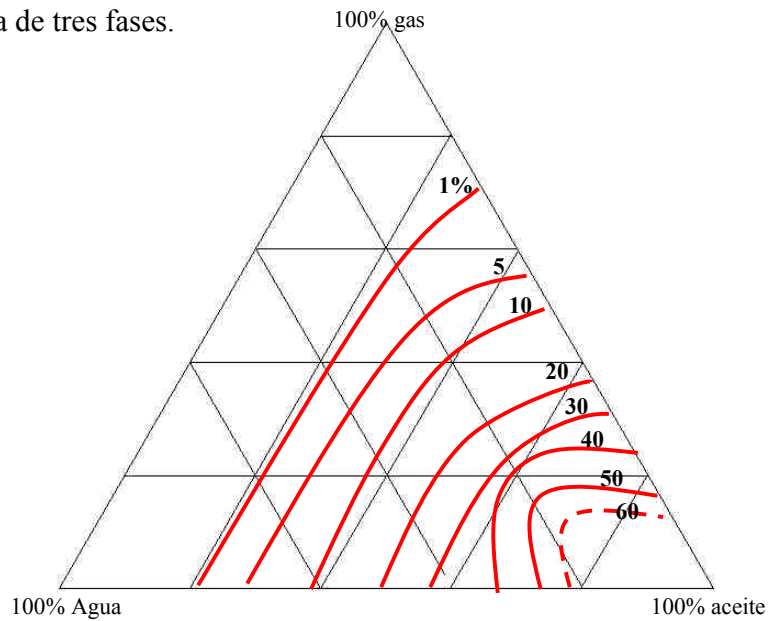
Algunas veces encontramos en el medio poroso más de dos fluidos presentes, esto es, podemos encontrar en una roca, agua, gas y aceite simultáneamente. Los conceptos básicos para flujo de fluidos en tres fases fueron establecidos por Leverett en 1941 al hacer pruebas para areniscas poco consolidadas con la presencia de aceite, agua y gas. Los resultados principales del trabajo de Leverett se observan en las figuras 32 a 35, en ellos utilizó nitrógeno, kerosene y salmuera.

Figura 32. Permeabilidad relativa al agua, en función de la saturación de agua.



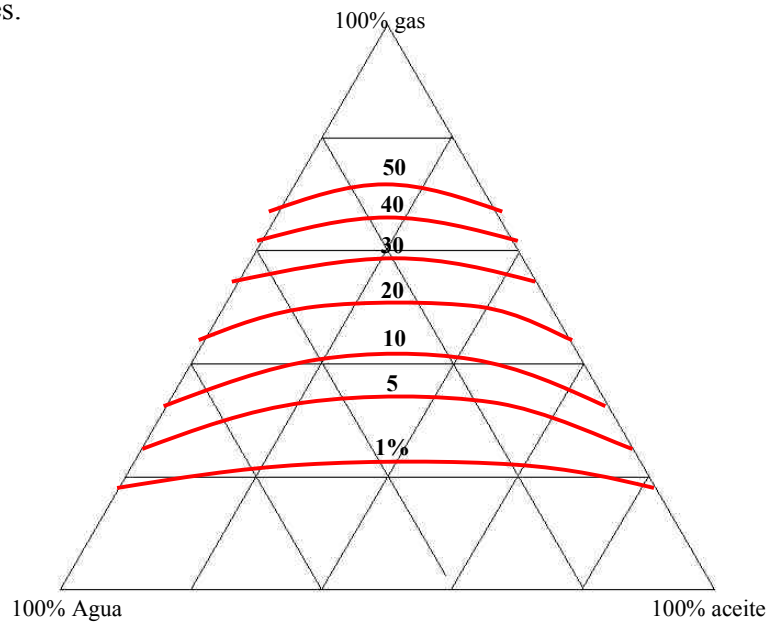
Honarpour, 1986.

Figura 33. Permeabilidad relativa al aceite como función de la saturación en un sistema de tres fases.



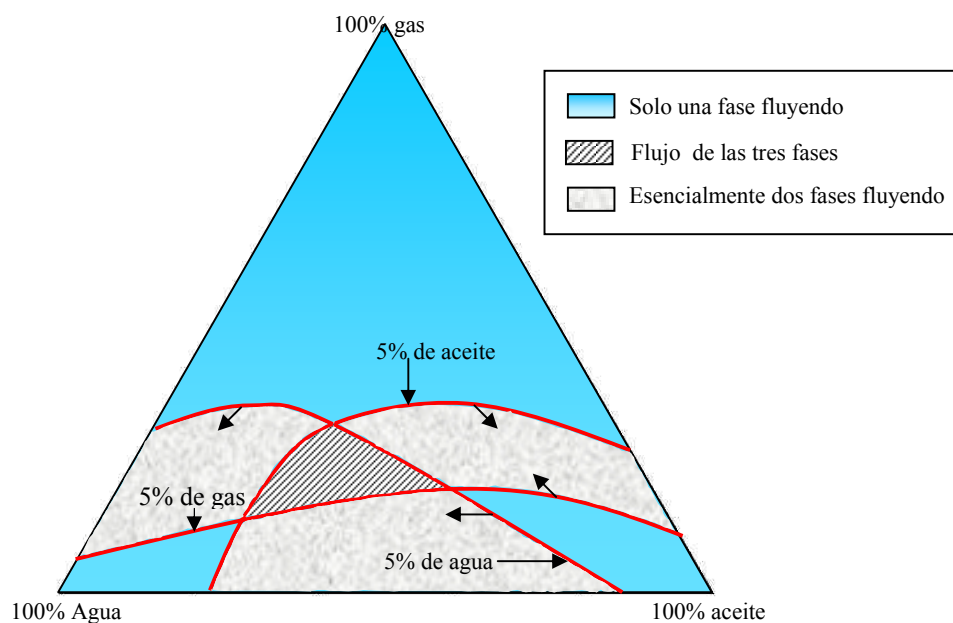
Honarpour, 1986

Figura 34. Permeabilidad relativa al gas como función de la saturación en un sistema de tres fases.



(Honarpour, 1986)

Figura 35. Límites aproximados de saturaciones con al menos 5% de todos los componentes en la corriente de flujo para tres fases.



Honarpour, 1986.

Se encontró que la permeabilidad relativa de la fase mojante, el agua, solo es dependiente de la saturación de esta fase, la fase mojante está adherida a las paredes de los granos, estando así en los canales de flujo más pequeños por lo tanto a una saturación de fase mojante dada, la misma porción de los poros estará ocupada por esta sin importar las saturaciones de las otras dos fases.

Las permeabilidades relativas de aceite y gas son función de las saturaciones de las tres fases en la roca, estos datos se grafican en diagramas triangulares para definir las condiciones de saturación de la roca; la fase aceite tiene una mayor tendencia que el gas a mojar la roca, además la tensión interfacial entre el agua y el aceite es menor que entre el agua y el gas, el aceite en los poros se encuentra entre el agua y el gas, a menores saturaciones de agua, el aceite ocupa más de los poros más pequeños, este fenómeno hace que la permeabilidad relativa del aceite aún a saturaciones de aceite constantes pueda variar si la saturación de agua varía. Al variar las saturaciones de

aceite y gas, cambian las características de flujo del aceite ya que el aceite tiene una trayectoria de flujo más tortuosa.

En cuanto a la permeabilidad relativa al gas, el comportamiento se observa en la figura 33, aunque no se ha definido muy bien la razón para este comportamiento y se afirma que esto solo debería ser función de la saturación de gas. Se considera que la permeabilidad relativa debe depender solo de la saturación total de los otros dos fluidos independientemente de la composición de la saturación total con respecto a cada fluido, debido a que las otras dos fases tienden a mojar la roca y el gas definitivamente no tiene ninguna tendencia hacia este comportamiento.

Del mismo estudio de Leverett se observa que la región de saturación en la cual podría coexistir simultáneamente el flujo de las tres fases es bastante pequeña como se observa en la figura 34.

La región de flujo de tres fases esencialmente encierra las saturaciones de 20% de gas, 30% de aceite y 50% de agua. En los casos donde se encuentran tres fases pero una de ellas esta inmóvil se pueden definir las curvas de permeabilidad relativa mediante el análisis bifásico.

El flujo de tres fases ocurre cuando la saturación de agua es mayor que el nivel irreducible y existen gas y aceite presentes como fases móviles. Todos los factores que influyen el flujo en sistemas bifásicos aplican también a sistemas de tres fases. Se puede decir que todos los yacimientos son potencialmente sistemas de tres fases; de hecho un sistema bifásico de aceite y gas, se considera como un sistema de tres fases con la fase agua inmóvil. En general, el número de yacimientos que durante producción primaria contengan, agua, aceite y gas como fases móviles es probablemente pequeño.

De otro lado, también es probable que en muchos casos donde se producen aceite y gas libre con altos cortes de agua, el agua este siendo producida de capas del yacimiento con altas permeabilidades relativas al agua y no por un real flujo de fluidos de tres fases.

La permeabilidad relativa de tres fases es útil cuando se pretende calcular el desempeño de yacimientos que producen por conducción simultánea de agua y gas, o gas en solución, en este último caso cuando estén parcialmente depletados y se este produciendo por conducción de agua.

Hay dos clases de permeabilidad relativa de tres fases:

- Concerniente al Drenaje.
- Concerniente a la Imbibición.

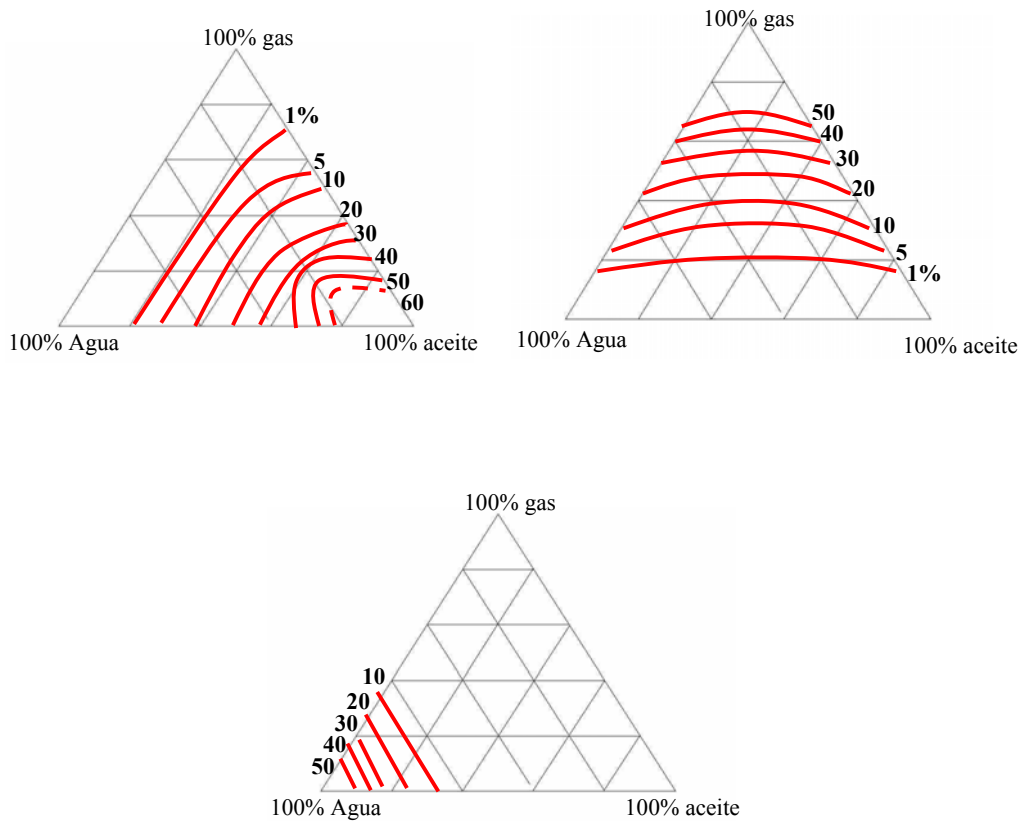
Los datos de permeabilidad relativa del drenaje deben ser usados en las siguientes situaciones:

1. Procesos de recuperación mejorada, como inyección de gas seco, humo, dióxido de carbono, y otros gases en yacimientos con empuje de agua.
2. Procesos de inyección de fluidos miscibles, inyectando GLP en yacimientos con empuje de agua.
3. Producción en yacimientos donde la saturación de agua es mayor que su saturación irreducible.

Autores como Leverett and Lewis(1941), Corey,Rathjens, Henderson and Wyllie (1956), Reid(1956), Snell(1959, 1962, 1963), Donaldson and Dean(1966), Sarem(1966), Saraff and Fatt(1967), Gardner(1958), estudiaron la medición de permeabilidades relativas a las tres fases en diferentes sistemas y con clases específicas de rocas, en estos estudios, factores como la histéresis y los efectos de los extremos son de gran importancia a la hora de evaluar la confiabilidad de los resultados; todos ellos obtuvieron graficas triangulares o ternarias, mostrando líneas de permeabilidad relativa constante o “isopermas” a las tres fases, graficadas contra

las saturaciones de los tres fluidos. En la figura 36 se observan los resultados de Leverett y Lewis.

Figura 36. Permeabilidad relativa para tres fases.



Honarpour, 1986.

Los datos de permeabilidad relativa de la imbibición se deben usar bajo las siguientes condiciones:

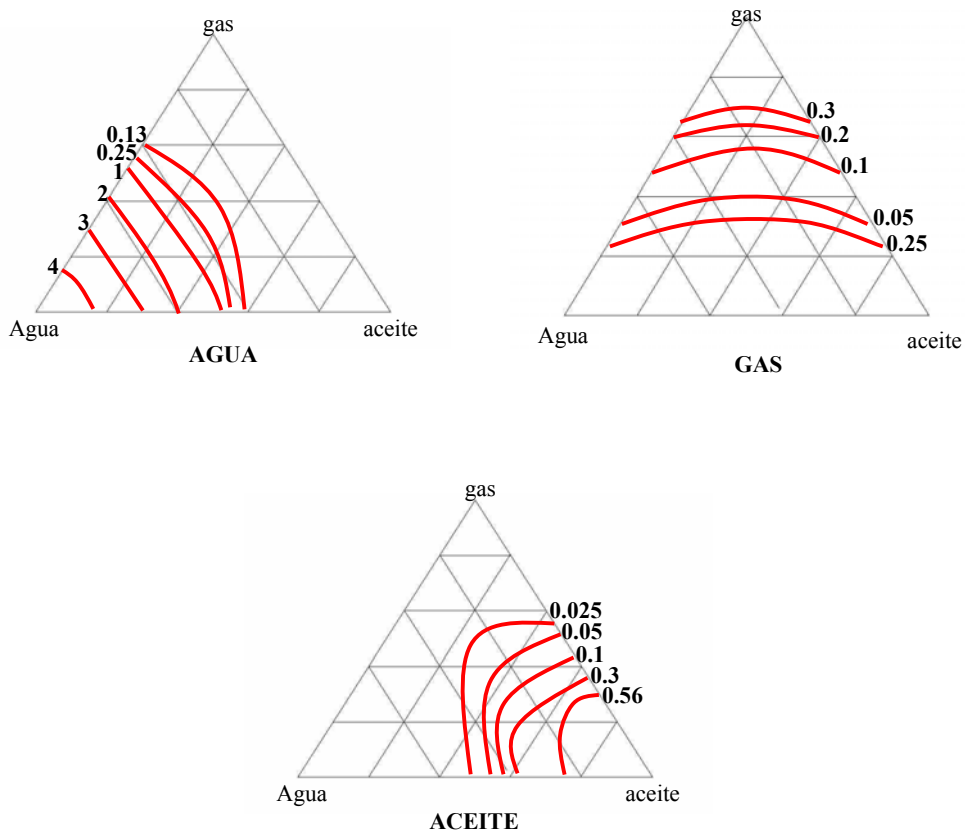
1. yacimientos en producción bajo conducción natural de agua.
2. Yacimientos desarrollados con inyección de agua, y también cuando el agua inyectada contiene aditivos.

3. Yacimientos en procesos de recuperación donde se inyecta agua para desplazar un banco de químicos, GLP, etc.

En este caso igualmente autores como Caudle, Slobod and Brownscombe, Naar and Wygal(1961), Land(1968), Schneider y Owens(1970), Spronsen(1982) desarrollaron investigaciones en las que igualmente factores como el tipo de sistema utilizado, el tipo de núcleo, el método utilizado, la histéresis y las fuerzas capilares, toman un importante papel en los resultados de las pruebas. Estos experimentos fueron caracterizados también por graficas ternarias de permeabilidad relativa de tres fases describiendo en ellas líneas isopermas.

La siguiente figura muestra los datos de permeabilidades relativas de tres fases de Caudle et al.

Figura 37. Datos de permeabilidad de tres fases obtenidos por Caudle et al.



Honarpour, 1986.

1.9.1. Modelos de probabilidad

Los problemas experimentales observados en las pruebas de permeabilidad relativa para tres fases son a menudo difíciles de superar por lo que una buena alternativa son los modelos matemáticos.

Las correlaciones discutidas con anterioridad requieren datos experimentales del flujo trifásico, mientras que por otro lado, los modelos de probabilidades asumen que el comportamiento de flujo bifásico se use como una condición límite para el flujo de tres fases. Además mientras que algunos de estos modelos pueden considerar la histéresis, las correlaciones anteriores no lo hacen.

Estos modelos generalmente asumen que la permeabilidad relativa al gas solo depende de la saturación de gas, la permeabilidad relativa al agua, de igual forma solo depende de la saturación de agua; pero sin embargo, la permeabilidad relativa al aceite varía de manera más compleja.

En estos sistemas el gas es completamente la fase no mojante, pero, el aceite tiene habilidad intermedia para mojar la roca; la permeabilidad relativa al aceite en un sistema de tres fases (agua-aceite-agua) será limitado por la permeabilidad relativa al aceite en un sistema agua-aceite a bajas saturaciones de gas y por la permeabilidad relativa al aceite en un sistema gas-aceite. Al combinar estas dos condiciones terminales de permeabilidades relativas se obtuvo⁴⁹ un resultado para tres fases combinando la teoría de flujo en medios porosos y modelos de probabilidades.

Estos modelos de probabilidades tienen una muy fuerte dependencia en el hecho que debe haber al menos un fluido móvil en cada canal, lo cual implica que las presiones capilares entre el agua y el aceite y la permeabilidad relativa al agua son únicamente funciones de la saturación de agua en el sistemas trifásico, sin tener en cuenta las saturaciones relativas del aceite y el gas.

El modelo de Stone fue modificado^{50,51} ya que al aplicarlo resultó exitoso solo parcialmente.

⁴⁹ STONE, 1973

⁵⁰ DIETRICH, 1976.

1.9.2. Confirmación experimental

Aunque las investigaciones referentes a permeabilidades relativas en sistemas de tres fases móviles esta aún en etapa de desarrollo se han subrayado las principales razones para la divergencia en resultados de los datos experimentales de permeabilidades relativas en sistemas de tres fases:

1. Medidas de saturaciones erróneas en algunos métodos.
2. Errores al despreciar los efectos de los extremos y la histéresis.
3. Variaciones al usar diferentes aceites, salmueras, y núcleos con características diferentes en mojabilidad.
4. Suposiciones tomadas para facilitar procedimientos experimentales o cálculos.
5. Inadecuadas formulaciones matemáticas para representar las condiciones de flujo de tres fases.

1.9.3. Equipo de laboratorio

Las investigaciones de permeabilidad relativa de tres fases se realizan usando fluidos como, aceite no polar refinado, aceite diesel, Soltrol, Kerosene, fracciones de hidrocarburos, salmueras, Nitrógeno, aire, y dióxido de carbono. Las muestras comúnmente usadas son, Berea, Boise, Torpedo, Tensleep, y Week Island sandstones al igual que Arbuckle limestone y muestras de arena no consolidada.

Se considera que la forma mas práctica para realizar medidas de saturación es el método gravimétrico. Sobre los porta núcleos se deben usar aquellos que permitan una rápida remoción de los núcleos cuando se este trabajando bajo estado estable y se debe monitorear la mojabilidad de la muestra ya sea por el método centrifugo o por otro método.

La saturación de salmuera se debe determinar por resistividad eléctrica cuando se emplea aceite no polar. La saturación de aceite debe ser obtenida gravimetricamente y el volumen de gas se calcula como la diferencia entre el volumen total de poro y el

⁵¹ MOLINA, 1980.

volumen de líquido total, las tasas de flujo de aceite y agua deben ser obtenidas de un simple arreglo de buretas o por flowmeters. Los efectos de los extremos deben eliminarse usando muestras de roca en los extremos de la muestra de prueba y desarrollando cada experimento a tasas de flujo razonables; una membrana semipermeable podría estar en la cara de entrada de la muestra para conseguir una mejor distribución de las fases. Un método modificado de Penn State es el más recomendable a usar para ser medidas de permeabilidad relativa ya que se considera que este método da mejores resultados que cualquier otro de estado estable.

También es necesario medir las tasas de flujo de cada fluido y la caída de presión cuando se realizan mediciones de permeabilidades relativas en estado estable. Se inyecta gas en el núcleo y una válvula de alivio para mantener a presión constante la cara de salida del núcleo, la fase gaseosa se burbujea a través de los tanques que contienen el aceite, lo que asegura que el aceite sea saturado con el gas antes de entrar a la muestra. La tasa de flujo debe ser regulada por una válvula de aguja con una presión diferencial grande a través de la válvula. La tasa de flujo de gas podría ser medida recolectando el gas por desplazamiento de agua para un tiempo conocido, con un medidor de burbuja, o con un medidor de prueba húmeda. Para medir la presión diferencial se necesita que el desplazamiento del fluido dentro del instrumento de medida sea tan pequeño como se pueda para minimizar errores, por lo que no se puede utilizar manómetros regulares, se recomiendan transductores diferenciales de presión. Las conexiones para tomar medidas de presión diferencial pueden ser hechas a través de puertos de membranas semipermeables. Los tubos capilares conectando los transductores pueden ser insertados y conectados in place alrededor de una pulgada desde cada extremo del aparato de prueba. Los métodos para estado inestable tienen la ventaja de ser más rápidos. El aceite y el agua deben ser desplazados por gas para duplicar los procesos de conducción de gas usados en los métodos de recuperación mejorada. Los cálculos de las isopermas a partir de datos de laboratorio requieren soluciones analíticas a las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos de tres fases; valores confiables de permeabilidades relativas como función de las saturaciones puede ser obtenida por simulación

matemática de los cálculos de laboratorio, por medio del método de diferencias finitas. Los datos de presión capilar deben ser obtenidos a partir de sistemas gas-aceite, agua-aceite y agua-gas para desarrollar los cálculos para las permeabilidades de las tres fases. Para eliminar las pulsaciones asociadas a las bombas se inyectan los fluidos aplicando presión de gas en el tope del fluido en un tanque que tiene las válvulas de alivio necesarias.

El equipo auxiliar incluye una balanza, sistemas de medición de resistividades eléctricas, controlador de nivel, carta de registro, transductor diferencial de presión, cilindros, aire comprimido y reguladores, y un horno de humedad.

1.10. Principales usos de los datos de permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa

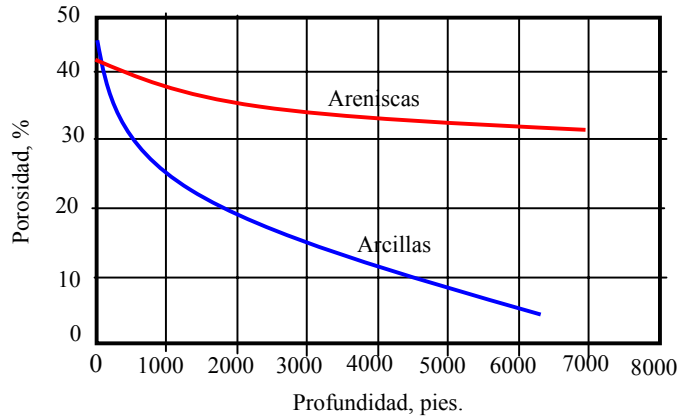
Aunque estos datos son utilizados en prácticamente todos los trabajos que involucren flujo de fluidos, algunos de los más importantes son:

1. Determinación del nivel de agua libre.
2. Ayuda en la evaluación de pruebas de producción.
3. Determinación de saturaciones residuales de fluidos.
4. Cálculos de flujo fraccional y avance frontal para determinar las distribuciones de fluidos.
5. Realización de predicciones para yacimientos en los cuales esta involucrado flujo de dos fases.

1.11. Compresibilidad

Como se ha demostrado, la porosidad del medio poroso depende del grado de compactación de la roca. Estas fuerzas de compactación dependen de la profundidad a la cual se encuentren las rocas. Es importante notar que la porosidad tiene una dependencia con la compactación natural muy importante como se observa en la figura 38; a mayor profundidad, menor porosidad.

Figura 38. Efecto de la compactación natural sobre la porosidad.



Honarpour, 1986.

Además del efecto de la compactación natural sobre el arreglo de los granos, las rocas son también compresibles, y existen tres tipos de compresibilidad; 1. Compresibilidad de la matriz de la roca; 2. Compresibilidad total de la roca; 3. Compresibilidad de poro.

Como se ve, se pueden establecer claramente las diferencias entre estos tipos de compresibilidad, la primera, es el cambio fraccional del material sólido de las rocas (granos) con un cambio de presión; la compresibilidad total o bruta es el cambio fraccional en volumen del volumen bruto de la roca, ocasionado por un cambio en presión y la compresibilidad de poro es el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca ocasionado por un cambio de presión.

Existen teorías que pueden explicar en términos de técnicas experimentales los mecanismos de la deformación de las rocas bajo condiciones de campo.

La compresibilidad de la roca puede ser definida por

$$c_r = (1/V_r)(dV_r/dP) \dots\dots\dots 25$$

Donde V_r es el volumen de sólidos y P es la presión hidrostática, la compresibilidad se determina, saturando la roca con un fluido, colocando la roca saturada en un

recipiente a presión que contiene el fluido saturante, entonces, se aplica una presión hidrostática y se observa el cambio en el volumen V_r ; esta compresibilidad se considera independiente de la presión aplicada. Las condiciones reales en los yacimientos involucran otras condiciones.

Las rocas en el subsuelo están confinadas a la presión de sobrecarga debido a los sedimentos y capas de rocas que están sobre ellas, esta presión se puede considerar como una presión hidrostática externa que excede la presión interna.

2. EQUIPOS DE DESPLAZAMIENTO: PERMEÁMETROS

2.1. Introducción

Los permeámetros son equipos de laboratorio utilizados para determinar el valor de la permeabilidad en muestras de rocas. Generalmente para las pruebas se escogen tipos específicos de roca, rangos de presión de confinamiento y de formación así como condiciones de temperatura propios de yacimiento.

Existen permeámetros utilizados en diferentes áreas y cada uno de ellos tiene características propias; estudios realizados en 1972 en la Universidad de Stanford llevaron a la construcción de un permeámetro para la medición de permeabilidades muy bajas⁵², este es un permeámetro líquido usado para muestras de roca muy compacta, se alcanzan altas presiones corriente arriba gracias a una “bomba” basada en la expansión térmica del líquido; las presiones de confinamiento se mantienen a 10.000 psi con una manga Hassler, la presión es medida con un diafragma de desplazamiento corto, tipo transductor.

También en 1972 se realizaron investigaciones utilizando un permeámetro Klinkenberg para estado inestable⁵³, este es un permeámetro absoluto, ya que no requiere curvas de calibración y reproduce determinaciones de permeabilidad en estado estable dentro mas o menos un 2%. En 1992 se adelantaron estudios sobre los efectos de la estimulación ácida para lo cual se usó un permeámetro⁵⁴ con un core holder (porta núcleos) largo para muestras de roca hasta de tres pies de longitud; se hizo necesario realizar estudios con núcleos largos ya que generalmente se hacían en núcleos cortos (alrededor de tres pulgadas de longitud) para tener un mejor entendimiento del efecto de la acidificación en el cuerpo poroso; se concluyó que los análisis hechos en núcleos cortos podrían estar desviados de los valores reales,

⁵² SANYAL, 1972.

⁵³ STANLEY, 1972.

⁵⁴ CHEUNG, 1992.

además la profundidad de penetración podría ser mayor que la supuesta normalmente, daños causados bajo ciertas condiciones por los trabajos de acidificación que no podrían ser evaluadas con un permeámetro para núcleos cortos fueron identificados.

Existen equipos denominados mini-permeámetros para tomar medidas de permeabilidad no destructivas de alta densidad sobre trozos de roca de geología compleja en formaciones heterogéneas⁵⁵; este instrumento está basado en una técnica de caída de presión y es útil entre un rango de 0.001 a 20.000 md, con tiempos muy rápidos de medición que varían de 2 a 35 segundos.

Algunas pruebas con mini-permeámetros para hacer mediciones directamente en pozo⁵⁶ son utilizados mostrando una mejor utilidad y resultados en formaciones fracturadas y en muestras convencionales sin fracturas con porosidades y permeabilidades uniformes, además es menos costoso que el análisis convencional con núcleos.

Durante la década de los ochenta se realizaron varias investigaciones sobre los posibles efectos de los cambios de temperatura en los valores de permeabilidad absoluta⁵⁷. Las conclusiones fueron diferentes, dando resultados contradictorios en todos los intentos.

Se observaron cambios aparentes en la permeabilidad absoluta pero de una manera más detallada se pudo resolver que se debió más a fallas en el diseño físico del equipo que realmente a efectos directos del cambio de temperatura, gracias a esto se desarrollaron algunos mejoramientos del equipo dando como resultado que la temperatura no tuvo influencia alguna sobre los valores de permeabilidad, en este caso se trabajó con núcleos cortos (seis pulgadas) de arenas poco consolidadas.

⁵⁵ JONES, 1992.

⁵⁶ TAYLOR, 1999.

⁵⁷ SAAGEV, 1980.

2.2. Descripción básica de un permeámetro⁵⁸

Es de gran importancia utilizar en pruebas con permeámetros, un medio poroso homogéneo ya sea con núcleos de formación o con núcleos sintéticos, el núcleo debe tener forma geométrica regular para medir exactamente área y longitud. El medio poroso se debe someter a presión de confinamiento, temperatura y contrapresión, simulando presión de sobrecarga, temperatura de yacimiento y presión de formación.

2.2.1. Equipo

Se requiere básicamente de un core holder o porta núcleos, sistema de confinamiento, horno, sistema de desplazamiento de fluidos, sistema de contra presión y sistema de registro de diferencial de presión.

2.2.1.1. Porta núcleos

Este sistema esta compuesto por una serie de piezas internas que en términos generales son, cabezotes en los extremos que permiten el flujo de fluidos desde o hacia el resto del sistema y el núcleo, cuerpo principal del cilindro, manga de caucho o un material semejante como vitón que tenga resistencia térmica y mecánica suficientes para soportar las temperaturas de simulación del sistema real y los esfuerzos de simulación resultantes de las presiones de poro y confinamiento simuladas; filtros, o'rings, sellos secundarios.

Dentro de la manga de caucho o vitón esta contenido el núcleo de arena, el cilindro del porta núcleos puede ser tubería de producción N-80 o tubería en acero 316; las dimensiones de todas las piezas dependen del tamaño del núcleo de roca con que se pretenda trabajar, los extremos pueden ir roscados, pero este diseño puede variar, dejando solo uno roscado y uno fijo, provisto el cuerpo del cilindro de una entrada y

⁵⁸ ROJAS, 1991.

una salida que sirven de conducto al fluido que va a confinar el anular manga-parte interna del cilindro para la simulación de la presión de sobrecarga. En los cabezotes se encuentran las líneas de entrada y salida del medio poroso, se usan filtros para evitar la migración de finos que taponen las líneas entre el cabezote y el núcleo.

2.2.1.2. Sistema de confinamiento

Con este sistema se aplica la presión de sobrecarga al medio poroso, se compone básicamente de: fluido de confinamiento, recipiente contenedor del fluido de confinamiento, bomba manual de confinamiento, líneas bomba –anular y manómetro; el porta-núcleos se confina a una presión menor que la presión de confinamiento, se coloca en el horno para aplicar temperatura y se ajusta la presión a medida que la temperatura se va homogenizando en el horno, una vez se ajusta completamente la presión de confinamiento, no hay que hacer más variaciones en ella.

Por otro lado la presión de confinamiento puede también aplicarse por medio de un sistema dual de confinamiento, el cual se compone de dos cilindros; al primero le entra aceite de la bomba de desplazamiento por la parte inferior y por la parte superior le entra un gas inerte de alguna fuente; al segundo – con free piston - entra y sale hacia el porta núcleos fluido de confinamiento por la parte inferior y por la parte superior entra el aceite que viene del primer cilindro. La presión se ajusta primero en el colchón de aceite con la bomba de desplazamiento a una presión menor que la de confinamiento, luego se termina de ajustar en la capa de gas inerte del primer cilindro a medida que la temperatura va aumentando, esto se hace corrigiendo la expansión del fluido de confinamiento; al expandirse el fluido comprime el gas y esa compresión hace que la presión del sistema se mantenga.

2.2.1.3. Horno

Genera calor por medio de un sistema de termo-resistencias variable, y temperaturas de operación de unos 350 °F, en el porta muestras para simular la temperatura de yacimiento.

2.2.1.4. Sistema de desplazamiento de fluidos

Generalmente este sistema se compone de cilindros de pistón libre y una bomba de inyección. El cilindro de pistón libre tiene dos cámaras separadas por un pistón, que evita el contacto directo de los fluidos permitiendo la transmisión de presión de una cámara a otra. La bomba de inyección desplaza el pistón libre y este a su vez al fluido saturante del medio poroso. Este sistema puede trabajar a tasa constante o a presión constante.

Cuando trabaja a tasa constante utiliza una bomba de desplazamiento positivo de uno o dos pistones o una bomba de doble pistón recíprocante; trabajando a presión constante se utiliza una fuente de gas y un regulador de alta precisión, monitoreando por balance de masa el flujo estabilizado mediante una balanza.

2.2.1.5. Sistema de contrapresión

El objetivo de este sistema es simular la presión interna de la formación o presión de poro, esta presión favorece la homogeneidad en la saturación del medio poroso; esta formado por una válvula de alivio o “relief valve” que previamente calibrada a la presión de poro requerida para una prueba determinada mantiene dicha presión dentro de todo el sistema. Su funcionamiento básico consiste en el accionar de un diafragma y una cámara en la que por un lado tenemos la presión de producción y por otro lado la contrapresión que es generada por un multiplicador de presión y un cilindro de nitrógeno. Inicialmente el diafragma esta desplazado solo por la contrapresión, una vez que la presión de producción empieza a aumentar y se hace

mayor que la contrapresión , el diafragma es desplazado y da paso al fluido de producción.

2.2.1.6. Sistema de registro de diferencial de presión

El objetivo es determinar el diferencial de presión entre la presión de entrada (presión de inyección) y la presión de salida (presión de producción) originada en el medio poroso. Pueden utilizarse transductores inteligentes en rangos de 0 – 7, 0 – 36, 0 – 360 y 0 – 3600 psi, controlados por válvulas de tres vías y cuatro posiciones que permiten el paso de un rango de presión de a otro.

2.3. Aplicaciones y usos de los permeámetros

2.3.1. Permeámetro absoluto para medir el efecto de los cambios de temperatura⁵⁹

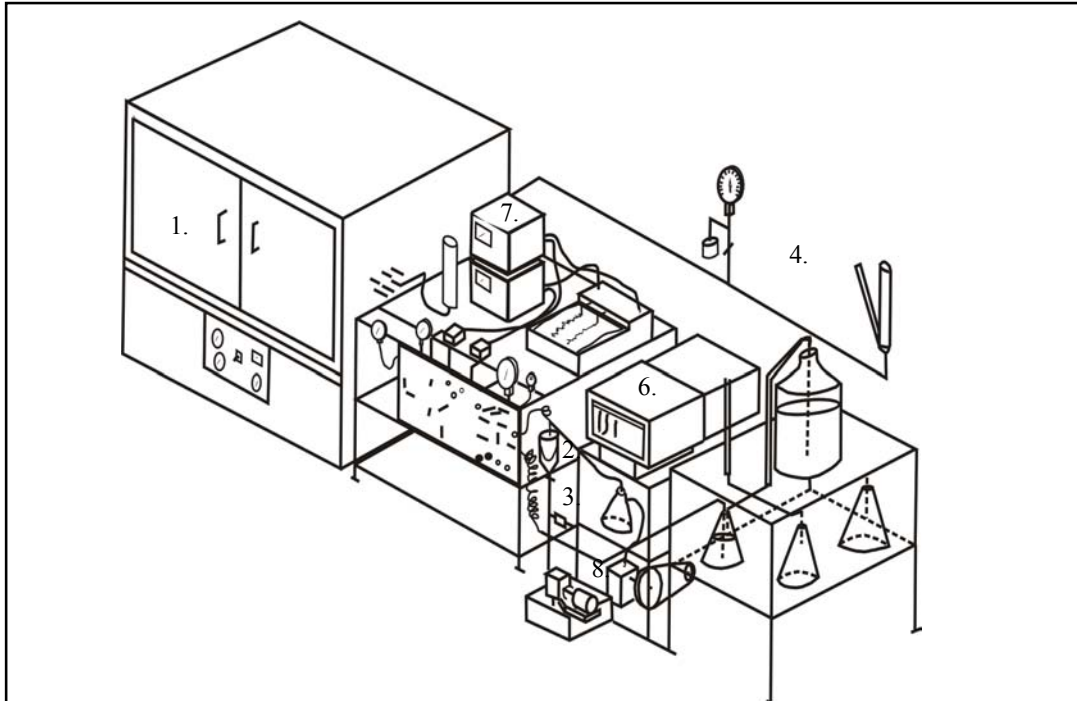
2.3.1.1. Descripción del aparato

El equipo consta de las siguientes partes:

1. Horno
2. Bomba de Agua y Acumulador
3. Loop para exceso de Flujo
4. Sistema de Presión de Confinamiento
5. Porta Núcleos (dentro del horno)
6. Registrador de Temperatura
7. Registro y Calibración de los Diferenciales de Presión
8. Sistema de Vacío

⁵⁹ SAAGEV, 1980.

Figura 39. Vista general del equipo.



Saagev, 1980.

2.3.1.2. Horno

En este caso el horno tiene un rango de calentamiento entre 343 y 650 °F, en este se alojan las bobinas de calentamiento, el porta núcleos, cuatro termocuplas, líneas de flujo, líneas de registro de presión, y líneas de presión de confinamiento.

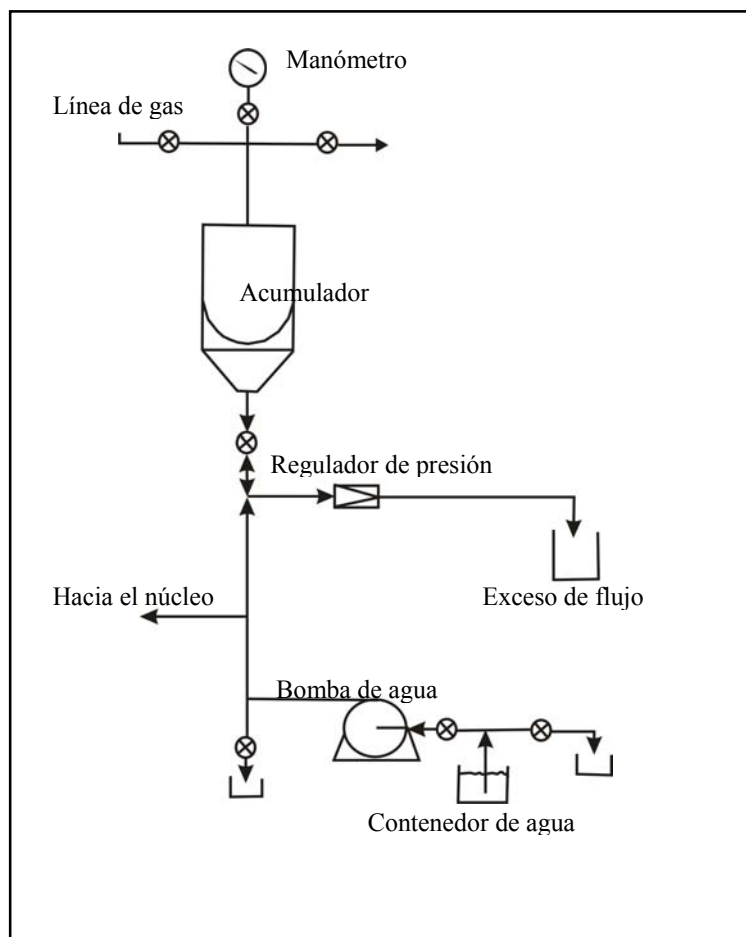
Debido a que se presenta vibración, el porta núcleos se encuentra en el techo del horno, y sobre una banda de caucho, además esta atado en diferentes partes del interior del horno con cinta térmica para evitar o prevenir otras vibraciones.

Este horno tiene una capacidad de calentamiento de 100 °F en 15 minutos, el calentamiento total no toma más de tres horas. También cuenta con un escape que le sirve como sistema de enfriamiento.

2.3.1.3. Bomba de agua y acumulador

La figura 40 representa la bomba y el acumulador. La tubería y las válvulas entre A y D son de 1/4", la línea de gas y la línea de flujo separan la bomba de los elementos de registro, estas líneas tienen bobinas que reducen las vibraciones que produce la bomba y se transfieren a los transductores; esta bomba puede producir un flujo másico de alrededor de 1150 cc/h, a condiciones de salón.

Figura 40. Diagrama esquemática de la bomba de agua, el acumulador y el loop de exceso de flujo.



Saagev, 1980.

2.3.1.4. Loop para exceso de flujo

Este sistema acepta la diferencia entre las salidas de la bomba y el flujo en el núcleo. La válvula de alivio es una válvula de ¼”, la presión de operación se ajusta inicialmente en un rango entre 150 a 300 psig. Este sistema provee una válvula de seguridad para todo el sistema y aún más importante protege el acumulador de un 25% del incremento en la línea de presión, esta alta presión podría reventar el diafragma en el acumulador.

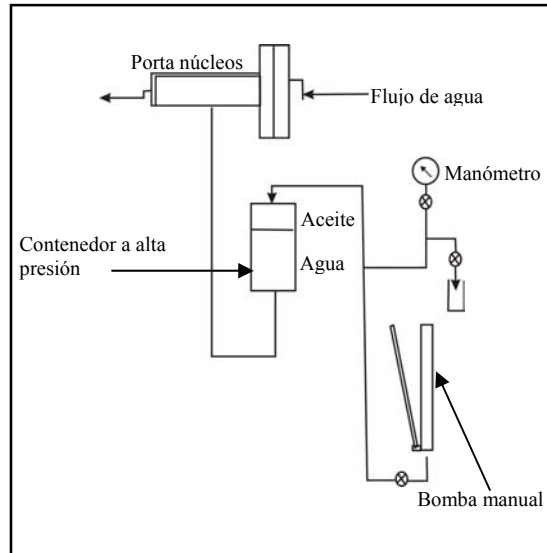
2.3.1.5. Filtros

Hay dos filtros en paralelo corriente arriba y uno corriente abajo, los filtros corriente arriba no pueden ser cambiados durante la corrida, algo de aire podría ser conducido dentro del núcleo pero este puede ser conducido a través de uno de ellos, lo cual dobla el tiempo para el taponamiento. El filtro corriente abajo puede ser cambiado en la mitad de la corrida.

2.3.1.6. Sistema de presión de confinamiento

Este sistema se observa en la figura 41. Aquí se usó agua en lugar de aceite en la cámara de confinamiento del porta núcleos lo cual elimina la contaminación corriente abajo, además evita también la posibilidad de una explosión ya que una fuga de aceite a 400°F sería potencialmente muy peligroso. La presión es colocada por una bomba manual tarada a 10000 psig que es operada por aceite. El aceite esta en la parte superior y el agua en la inferior, el volumen del contenedor es mayor que el de la cámara de confinamiento en el porta núcleos por lo cual no hay posibilidad que entre aceite en el horno.

Figura 41. Esquema del sistema de presión de confinamiento.



Saagev, 1980.

2.3.1.7. Porta núcleos

Este dispositivo consiste del cuerpo del “core holder” (porta núcleos) y las tapas corriente arriba y corriente abajo.

Esta ajustado a unos 4000 psig de presión de confinamiento, las tapas del core holder son selladas por o’ rings en los extremos; se utiliza una manga de vitón soportando la arena, la cual es mantenida dentro de una manga de aluminio perforado.

2.3.1.8. Registrador de temperatura

Hay cinco termocuplas que han sido escanéadas alrededor de una vez cada diez segundos por un registrador especial. El registrador tiene 24 canales y un rango de 0 a 600°F. La ubicación de las termocuplas es corriente arriba del núcleo, corriente abajo del núcleo, corriente arriba de la tapa de metal, en la superficie del cuerpo del porta núcleos y en la bureta de medición de la tasa de flujo.

La resolución del registrador es de alrededor de $\pm 1^\circ\text{F}$.

2.3.1.9. Registro y calibración de los diferenciales de presión

Esto incluye las “pressure taps” de 1/16” de líneas abiertas en la cara de la arena, líneas de presión y válvula del manifold, transductores, indicadores de presión y el registrador de presión.

2.3.1.10. Sistemas de enfriamiento

Su función es enfriar la salida del flujo a temperatura del horno hasta la temperatura de laboratorio, esto se realiza por la corrida de una línea espiralada a través de un contenedor con agua circulando en ella a temperatura ambiente. Después mantiene el agua fluyendo a través de una válvula de aguja a una temperatura constante de salón. Es importante tener en cuenta que la válvula es altamente sensible a los cambios de temperatura, la temperatura se mantiene constante cubriendo las líneas de 1/8” con líneas de 1/4” y dejando circular agua de llave dentro del espacio anular, este intercambiador está localizado antes de la válvula de aguja.

2.3.1.11. Medidor de la tasa de flujo

Diez centímetros cúbicos de agua son medidos para todas las tasas de flujo, usa un temporizador para medir el tiempo necesario para producir el agua de la bureta.

2.3.1.12. Sistema de agua de producción

Cuenta con un sistema de alimento de dos estaciones para poder cambiar el agua de producción sin necesidad de parar la bomba o sin que entrara aire en la succión.

Emplea dos recipientes, uno de cinco galones ubicado en la parte superior y que se puede cambiar durante la corrida, después de este hay uno de 4000 cc, que no se toca, este es el recipiente inferior de alimento, la succión de la bomba nunca está sobre el nivel del agua de este.

Hay una válvula de ajuste entre los dos recipientes que regula el tanque inferior para mantener el nivel constante.

2.3.1.13. Sistema de gas

La cámara de gas en el acumulador es suplida por un cilindro de Nitrógeno de 2200 cc, este también suministra el gas a los extremos del núcleo en caso que se requiera hacer inyección de gas.

2.3.1.14. Válvula del manifold

Todas las válvulas de gas y de los transductores son válvulas de aguja, las válvulas corriente abajo y la auxiliar son de aguja fina.

2.3.2. Permeámetro líquido para medir muy bajas permeabilidades⁶⁰

Las permeabilidades en el rango de submilidarcies son de gran importancia en el área de la industria del petróleo en el estudio de las capas de roca de yacimientos de gas y aceite y el flujo de fluidos a través de la roca fuente.

Se trata de permeámetro líquido para rocas muy compactas, utiliza una “bomba” basada en la expansión térmica del líquido para alcanzar altas presiones corriente arriba del permeámetro. Se mantienen presiones de confinamiento de hasta 10000 psi con una manga Hassler modificada, la presión se mide en un diafragma tipo transductor de poco desplazamiento; la permeabilidad se mide indirectamente a través de la declinación de la presión contra el tiempo.

⁶⁰ SANYAL, 1972.

2.3.2.1. Componentes del equipo

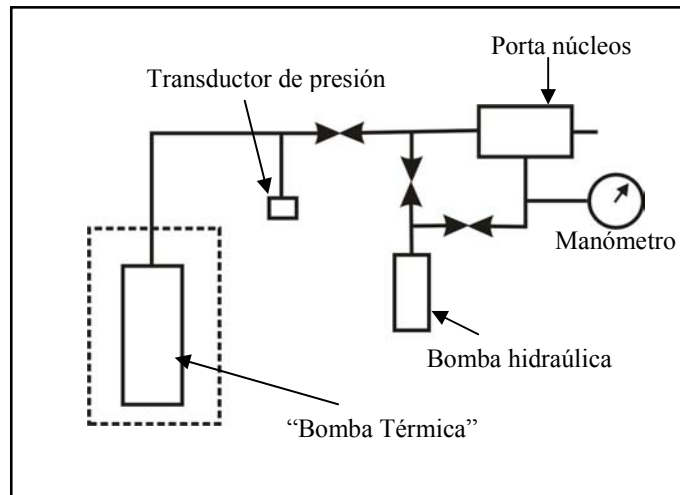
➤ Bomba

Como este equipo está diseñado para permeabilidades de alrededor de un microdarcy y tasas de flujo de una pequeña fracción de un ml/h, utiliza una bomba basada en la expansión térmica de un líquido confinado; un líquido calentado en un contenedor cerrado, no puede expandirse y se empezará a comprimir, así, el sistema alcanza una temperatura y presión estables que se estima de ciertas propiedades físicas del líquido y del material del contenedor, el líquido fluyendo desde el contenedor ocasiona un decline simultáneo de presión, la cantidad del líquido “bombeado” desde el contenedor se calcula con su volumen y la compresibilidad isotérmica.

Se puede obtener un valor más exacto por medición directa ya que el volumen dentro del contenedor también decrece durante el proceso.

La bomba consiste de un tanque de acero lleno de líquido, similar a los usados para almacenar aire o gases comprimidos. Su volumen junto con las líneas de flujo corriente arriba es igual a 2856 cc. Se usan, tuberías, uniones y válvulas de alta presión.

Figura 42. Diagrama esquemático del sistema.

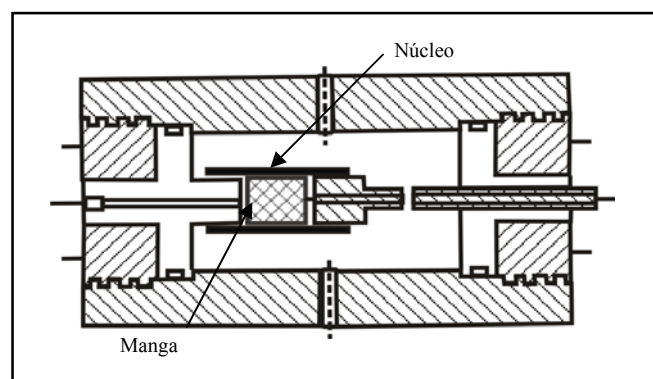


Sanyal, 1972.

➤ Porta muestras

Mostrado en la Figura 43. El núcleo es encerrado por una manga de caucho reforzada, la presión externa de la manga se obtiene con una bomba hidráulica manual y medida con un manómetro de fluido BOURDON de 0 a 10.000 psi.

Figura 43. Porta Núcleos Hassler de alta presión.



Sanyal, 1972.

➤ **Sistema de medición de presión**

Este sistema debe tener un pequeño volumen de desplazamiento y hacer registros automáticos de presión contra tiempo.

Utiliza un diafragma tipo, un paquete transductor, con indicador y una carta de registro con un potenciómetro de registro, además de un diafragma de 500 psi .

2.3.2.2. Ecuación de trabajo

El equipo asume un modelo simplificado de flujo para obtener una relación entre la presión de declinación con la permeabilidad y otras variables.

El modelo consiste de dos partes:

La primera: contenedor de líquidos, líneas de flujo y cámara transductora conteniendo un volumen inicial de líquido, V_1 , a una presión P_1 .

La segunda: la muestra de longitud L , área seccional A y permeabilidad K .

Un fluido poco compresible de densidad inicial ρ_1 , y viscosidad μ fluye isotermicamente, bajo condiciones de flujo viscoso. La viscosidad es corregida por temperatura y se asume independiente de la presión, utiliza un gradiente de presión de 400 psi/in, que es el máximo para estas medidas, por la tasa de flujo a través de un núcleo de una pulgada en longitud por una pulgada en diámetro; con el equipo se calcula permeabilidad y a partir de esto se calcula el número de Reynolds modificado y el factor de fricción⁸.

La tasa de flujo volumétrica instantánea en el núcleo al final de la corriente arriba ($x = 0$), esta dada por:

$$q|_{x=0} = \frac{d(V_t - V_i)}{dt} = \frac{dV_t}{dt} \dots\dots\dots 26$$

De la definición de compresibilidad isotérmica de un líquido:

$$V_t = V_i e^{c(P_i - P_t)} \dots\dots\dots 27$$

Aún cuando el cambio de la compresibilidad con respecto a la presión es casi despreciable para aceite hidráulico (Weast, 1964), cualquier posible error se elimina, tomando una compresibilidad efectiva, entonces:

$$q |_{x=0} = -c V_i e^{c(P_i - P_t)} \frac{dP_t}{dt} \dots\dots\dots 28$$

La tasa volumétrica de flujo instantáneo es también dada por la Ley de Darcy:

$$q = -\frac{kA dP}{\mu dx} \dots\dots\dots 29$$

Como la capacidad de flujo de la muestra es despreciable comparada con V_i , los flujos transitorios tempranos son cortos. Hay básicamente estado estable en cualquier tiempo particular.

La tasa de flujo instantánea, W , es la misma en cualquier corte seccional y:

$$W = -\frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dx} \rho g \dots\dots\dots 30$$

De la definición de compresibilidad isotérmica del líquido:

$$\rho = \rho_a e^{c(P - P_a)} \dots\dots\dots 31$$

Sustituyendo estas relaciones, haciendo separación de variables, integrando, reemplazando y simplificando se llega a una relación básica entre la declinación de presión, la permeabilidad y otras variables.

$$\ln \left[\frac{P_t - P_a}{P_i - P_a} \right] = - \frac{kA}{\mu c V_i L e^{c(P_i - P_a)}} t \dots\dots\dots 32$$

La pendiente, m, de una gráfica semi-logarítmica de decline de presión, $\ln[c(P_t - P_a)]$ vs t ó $\ln[(P_t - P_a)/(P_i - P_a)]$ vs t (ambas gráficas teniendo la misma pendiente), es:

$$k = - \frac{m \mu V_i L e^{c(P_i - P_a)}}{A} \dots\dots\dots 33$$

En muchos casos el producto $c(P_i - P_a)$ es pequeño, luego:

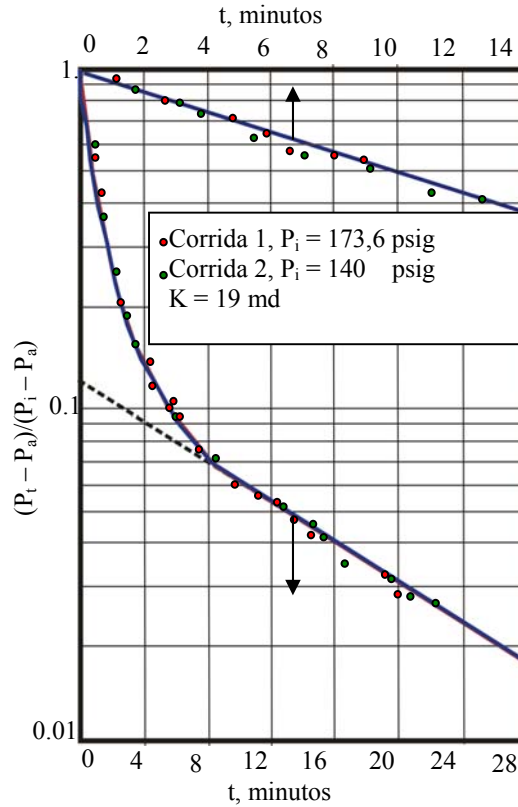
$$k = - \frac{m \mu c V_i L}{A} \dots\dots\dots 34$$

2.3.2.3. Procedimiento experimental

Los núcleos cilíndricos se saturan con aceite al vacío, se insertan en la manga Hassler y se ensambla el porta núcleos, aquí se aplica presión de confinamiento, el contenedor de aceite hidráulico se calienta corriente arriba con la válvula cerrada para alcanzar una P_i deseada. Cuando el equilibrio térmico y de presión se alcanza la válvula se abre y el decline de presión contra tiempo se registra continuamente, los datos de esta carta se usan para preparar las graficas de $\ln[(P_t - P_a)/(P_i - P_a)]$ vs t (Figura 44), las pendientes de esta curva se usan para resolver la ecuación 2.9 para permeabilidad.

Los valores de permeabilidad se corrigen por temperatura con una carta Fisher dentro de un rango de 0 – 400 psi.

Figura 44. Curvas de caída de presión para muestras de areniscas.



Sanyal, 1972.

2.3.2.4. Resultados y Discusión

La figura 44 da resultados para dos corridas sobre areniscas y demuestra la repetibilidad de las medidas.

La curva mas baja muestra la corrida total y la superior es una gráfica usando la presión a ocho minutos como P_i , estos fueron llevados a P_t de 4 psig, considerando un límite bajo para el diafragma de 500 psig. Para muestras con esta permeabilidad, 19 md, diafragmas de baja presión (100 o 25 psig) son más exactos. Para las medidas reportadas aquí, la presión de confinamiento fue de 100 atm.

Este modelo simplificado no incluye todos los factores pertinentes, solo cuenta con el decline de presión lineal en la gráfica semi-logarítmica, no tiene en cuenta el

comportamiento transitorio inicial que ocurre. Generalmente se necesitan entre una y dos horas para alcanzar la porción lineal de la curva de declinación.

2.3.3. Permeámetro multitap para desarrollar pruebas de estimulación ácida en núcleos largos⁶¹

Generalmente se han realizado estudios de acidificación en permeámetros de núcleos cortos, entendiéndose estos por tres pulgadas de longitud o menos, esto es una limitación para adquirir un conocimiento completo sobre el proceso. Pruebas de flujo con núcleos largos son necesarias para entender que pasa más profundamente en la matriz con la estimulación ácida; se ha demostrado que bajo ciertas condiciones la estimulación con ácido fluorhídrico (HF), puede llegar hasta doce pulgadas, demostrando la inoperancia de trabajar con núcleos cortos. El Permeámetro estudiado en esta parte trabaja bajo cambios de presión y temperatura con núcleos de una sola pieza de máximo tres pies de longitud.

La acidificación se utiliza para corregir los factores de daño e incrementar la productividad e inyectividad.

El tipo, concentración y volumen del ácido son factores importantes en el diseño del trabajo⁶², una mala acidificación puede no remover el daño y causar precipitación o inconsolidación en algunos casos.

Las pruebas hechas en laboratorio se hacen generalmente sobre núcleos cortos, de 1 a 3 pulgadas de longitud, para la predicción de la permeabilidad después de las tres pulgadas, se extrapolan los cálculos.

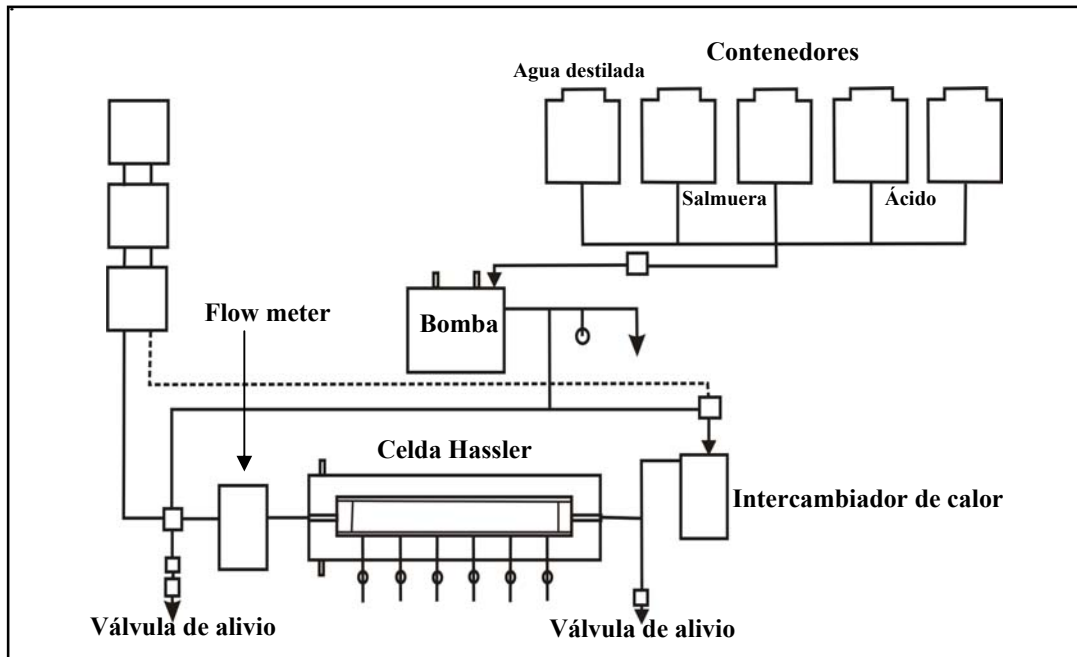
Este es un permeámetro capaz de medir cambios de permeabilidad en tiempo real y bajo condiciones de yacimiento en diferentes ubicaciones a lo largo de una sola pieza de núcleo de tres pies de largo durante la estimulación ácida.

⁶¹ CHEUNG, 1992.

⁶² MCLEOD, 1984.

2.3.3.1. Permeámetro ácido

Figura 45. Esquema del permeámetro ácido.



Cheung, 1992.

El equipo debe estar ubicado en un salón húmedo y las facilidades de control en un salón adyacente, aislado para prevenir accidentes; consiste de:

- Depósitos de fluido.
- Bomba
- Porta Núcleos
- Transductores de Presión

Todos los materiales que están en contacto con el ácido son resistentes a la corrosión como Teflón o HASTELLOY B.

Los depósitos de fluido son contenedores de plástico de 8 litros, la bomba de inyección es una bomba de doble pistón de desplazamiento positivo resistente a la corrosión, modelo, que puede bombear fluidos corrosivos directamente a tasas entre 0,01 y 50 ml/min a presiones de hasta 10.000 psi.

El porta núcleos es un típico HASSLER CELL⁶³ modificado para aceptar los acoples que reciben las líneas de medida de presión (pressures taps) en posiciones a 2, 4, 6, 8, 10, 12, 15, 18, 21, 24, 27 y 33 pulgadas desde el extremo de entrada. Puede albergar núcleos de 1 a 1,5 pulgadas de diámetro y 36 pulgadas de longitud. Los núcleos están en una manga gruesa de teflón con o sin pressures taps. Directamente arriba del porta núcleos esta dentro de la línea un filtro HASTELLOY de 2 μ m y una cinta calentadora para garantizar que los fluidos inyectados están particularmente libres y a la temperatura apropiada.

Las corridas son hechas a temperaturas y presiones de de fondo de pozo, la simulación de altas presiones se realiza por medio de una bomba para liberar los fluidos de sobrecarga y para mantener la presión, para la temperatura se usa una manta calentadora ajustada exactamente y controlada por un microprocesador.

El permeámetro ácido puede manejar todas las mezclas de HCl y HF a temperaturas hasta de 400°F y presiones netas de sobrecarga de 10.000 psig. El fluido puede ser inyectado a tasas entre 0,1 y 50 ml/min con corte ilimitado. La permeabilidad se monitorea continuamente; el bombeo, los switches de las válvulas, el muestreo de fluido y la operación de datos son controlados por computador.

2.3.3.2. Procedimiento de prueba con núcleos

Los núcleos se cortan paralelos a los planos estratigráficos para minimizar la heterogeneidad en la permeabilidad a lo largo de la muestra, esta se sella dentro de la manga de caucho, y se colocan las conexiones para las pressure taps. Se usan presiones de descarga de 10.000 psig y de sobrecarga de 3.000 psig para prevenir la evolución de reacciones de productos gaseosos, se trabaja con 150 °F y 10 ml/min,

⁶³ HONARPOUR, 1986.

considerándose esta tasa de flujo como típica en la región cercana a la cara del pozo de una tubería cañoneada. Se inyecta secuencialmente, salmuera, HCl, HF y salmuera; las presiones, temperaturas y tasas de flujo se utilizan para medir permeabilidades en diferentes puntos a lo largo del núcleo. También se corren pruebas para observar el efecto de unir diferentes piezas para formar un núcleo largo con las piezas desalineadas, estos resultados son similares a los obtenidos con un núcleo largo de tres pies.

2.3.3.3. Resultados y discusión

Con núcleos cortos, los efectos de reacciones secundarias, precipitación, migración de finos y absorción pueden no ser observables. Se requieren pruebas con núcleos largos para confirmar los resultados de los núcleos cortos y además para estudiar posibles daños profundos inducidos por el ácido. Con núcleos cortos hay limitación en la predicción de la profundidad de penetración con HF, la habilidad de ácidos retardantes de HF para estimular y la necesidad de estabilizadores de arcillas en trabajos ácidos.

Los estudios muestran que estimulaciones mas profundas resultan de un mayor volumen de ácido, mayor concentración, mayor tasa de flujo y menor temperatura.

2.3.4. Mini-permeámetros⁶⁴

Estos son equipos para desarrollar mediciones de permeabilidad directamente sobre una cara plana de la roca. Mientras que la frecuencia de muestra del equipo convencional se realiza a intervalos de una por cada pie, con el mini – permeámetro se toman entre 8 a 10 muestras por pie.

Las medidas promedio del mini – permeámetro sobre un intervalo de un pie generalmente da una mejor representación de todos los tipos de sistemas porosos

⁶⁴ TAYLOR, 1999.

observados que el análisis convencional, si el muestreo y las pruebas se realizan sobre las mismas litologías.

La aplicabilidad del mini – permeámetro para proveer una mas detallada observación de la distribución de permeabilidad en un núcleo es dependiente de la uniformidad del sistema poroso.

Un mini – permeámetro puede rápidamente producir un gran número de medidas de permeabilidad al aire sobre lozas de núcleos de areniscas a una resolución tan baja como a 1/10 de intervalo de una muestra. Los objetivos específicos son:

1. Determinar si o no, las variaciones dentro de una medida de longitud, como un pie, difieren cuando son promediadas de una simple medida de permeabilidad recolectada por análisis convencional de núcleos dentro de la misma unidad.
2. Identificar los factores de control dentro de la roca que pueden ser tenidos en cuenta para la similitud o diferencia entre medidas de permeabilidad resultantes de dos procedimientos analíticos.

2.3.4.1. Métodos de medida

La recolección de muestras para el análisis convencional consiste en taladrar un núcleo de una pulgada de diámetro que represente un pie completo del núcleo.

El mini permeámetro, no requiere recolección de muestras y por lo tanto no hay destrucción de las mismas, los datos se obtienen colocándolo directamente en una cara plana de la roca; la superficie del área medida se controla por el diámetro del equipo de prueba usado, usualmente es ½ pulgada.

2.3.5. Permeámetro Klinkenberg para estado no estable⁶⁵

Estudios hechos en 1972 por Stanley C. Jones llevaron a la construcción de un permeámetro rápido y exacto para medir la permeabilidad Klinkenberg o permeabilidad con líquidos, el factor Klinkenberg –slip (factor de deslizamiento) y el factor de turbulencia de Forchheimer en núcleos de rocas; la técnica reemplaza las determinaciones de permeabilidad de gas en estado estable hechos previamente en laboratorios.

La permeabilidad medida con aire se hace usualmente a presiones sobre 1 atm. Aunque la medición es rápida, deja serios errores, usualmente las permeabilidades medidas con aire a bajas presiones en rocas muy compactas pueden llegar a diferir aún más del 100% sobre las medidas de permeabilidad hechas con líquido a altas presiones.

Aunque los factores de corrección están disponibles (Klinkenberg slip factors) las permeabilidades corregidas presentan todavía un error considerable.

Estos errores pueden ser evitados determinando mediciones de permeabilidad con gas a 2 o 3 presiones diferentes y se extrapolando a presiones infinitas para dar valores equivalentes de permeabilidad con líquido o Klinkenberg, pero esto presenta algunos problemas.

La necesidad de estimar exactamente la inyectividad en proyectos de recuperación secundaria y terciaria ha creado una demanda para las determinaciones de permeabilidades Klinkenberg aceptables. Como las medidas de presión son más convenientes y exactas que las determinaciones de tasas, se estudia el desarrollo de un permeámetro en el que la tasa y las caídas de presión a través del núcleo se miden a partir de las medidas de presión.

El instrumento en estado inestable es rápido práctico y exacto ya que no requiere uso de correlaciones empíricas usando núcleos de permeabilidad conocida para construir curvas de calibración.

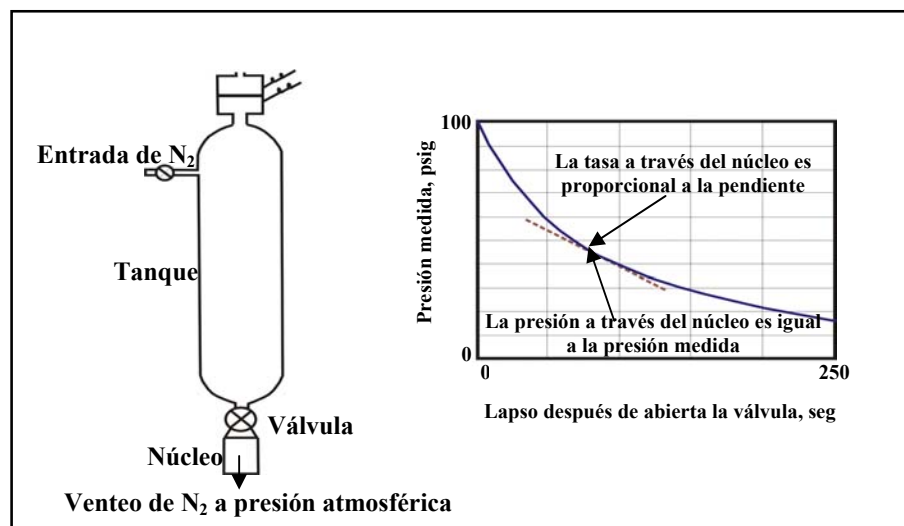
⁶⁵ JONES, 1971.

Desde él, se pueden determinar en una sola corrida la permeabilidad Klinkenberg, el factor de deslizamiento y el factor de turbulencia.

2.3.5.1. Teoría de Operación

Se presuriza el transductor de presión con Nitrógeno, la válvula que separa el tanque del porta núcleos es una válvula de apertura rápida. Para desarrollar una corrida, el tanque se carga con Nitrógeno a una presión P_i de 100 psig, la válvula en el fondo del tanque se abre, el gas fluye por el núcleo y la presión en el tanque declina como se ve en la figura 46, rápidamente al principio y después más y más lentamente. La tasa volumétrica de flujo de gas en la cara del núcleo, $q_o(t)$, se deriva de la Ley del Gas Ideal teniendo en cuenta que el factor de compresibilidad para el Nitrógeno a bajas presiones y temperatura ambiente es uno.

Figura 46. Principio de operación de un permeámetro en estado no estable.



Jones, 1971.

La tasa volumétrica de flujo en cualquier posición x, corriente abajo de la cara del núcleo, a un tiempo t es:

$$q(x,t) = \frac{-V_t(1 + \delta[c,g])dP_o[t]}{(P[x,t] + P_a)dt} \dots\dots\dots 35$$

El δ es normalmente una corrección pequeña, este y $f(c,g)$ son factores de corrección que toman en cuenta la tasa de flujo másico con la posición en cualquier instante de tiempo.

$$\delta = \frac{2\phi LA}{3V_t} \dots\dots\dots 36$$

La función $f(c,g)$ es respecto a posición y presión en el núcleo y varía de 0 a 1 en la entrada y salida del núcleo a alta presión. La permeabilidad aparente de un medio poroso a cambios de gas con presión de gas empieza a ser menor a medida que la presión aumenta; a medida que la presión empieza a ser incrementalmente alta, la permeabilidad aparente se acerca a un valor K_1 , que es igual a la permeabilidad de un medio poroso para un líquido no reactivo⁶⁶. Este fenómeno es debido al deslizamiento (slip), cuando un gas fluye a lo largo de una pared sólida, la capa de gas junto a la superficie está en movimiento con respecto a la superficie sólida; este deslizamiento resulta en un gradiente de presión mas bajo.

Para determinar la permeabilidad en estado inestable, la presión en el núcleo cambia con la posición (alta en la entrada a atmosférica en la salida), y con el tiempo.

Como la permeabilidad aparente es una función de la presión, esta debe también cambiar con la posición y la presión, la relación de Klinkenberg expresada como función de tiempo y posición es:

⁶⁶ KLINKENBERG, 1941.

$$k[x,t] = K_l \left(l + \frac{b}{(P[x,t] + P_a)} \right) \dots\dots\dots 37$$

2.3.5.2. Flujo Darcy

Sustituyendo las ecuaciones 35 y 37 en la ecuación de Darcy:

$$\frac{-V_t(1+\delta G[c])}{P_o[t]} \left(\frac{dP_o[t]}{dt} \right) = \frac{K_l A}{29390L} (P_o[t] + 2(P_a + b)) \dots\dots\dots 38$$

Donde G(c) es la forma integrada del factor de corrección f(c,g).

Se define:

$$y[P_o] = \frac{-V_t}{P_o[t]} \left(\frac{dP_o[t]}{dt} \right) \dots\dots\dots 39$$

Se puede evaluar entre P₁ y P₂ a t₁ y t₂.

Después de evaluar se llega a la ecuación de una recta:

$$y_c \cong y(l + \delta G[c]) = i + mP_g \dots\dots\dots 40$$

Al graficar Y_c vs. P_g, se podría observar una linealidad que indica que el flujo de Nitrógeno a través del medio poroso obedece a la Ley de Darcy, durante toda la caída de presión.

2.3.5.3. Flujo no Darcy

La Ley de Darcy falla cuando altas velocidades ocasionan efectos de la energía cinética que no se pueden despreciar.

Se recurre a la ecuación sugerida por Forchheimer que incluye el término de energía cinética y describe satisfactoriamente altas tasas de flujo para gradientes de presión en muestras de roca:

$$-dp/dL = \mu V/k + \beta \rho V^2 \dots\dots\dots 41$$

Se define β como el factor de turbulencia; por medio de esta ecuación podemos llegar a la ecuación de la forma

$$z = 1000/K_1 + (\alpha/K_1)x - \lambda x^2/(1000K_1) \dots\dots\dots 42$$

Donde α es el factor de turbulencia y es igual a βK_1 , esta ecuación llega a ser la ecuación final de trabajo que describe exitosamente el flujo en estado inestable en todos los núcleos probados.

2.3.5.4. Equipo

El equipo incluye tanques de almacenamiento de Nitrógeno, Hasslers holders, manómetros de calibración asociados, válvulas, un manómetro de calibración que amplía para un transductor de 100 psi y equipo electrónico.

Opera en modo “normal”, y modo “diferencial”.

En modo normal, se ubica el núcleo en el porta núcleos Hassler, y la manga se presuriza a 250 psig, el tanque se carga con nitrógeno seco a unos 95 psi, se resetean los switches a 9, 8, 7 y 6, la válvula entre el tanque y el porta núcleos es abierta y la presión en el tanque declina a una tasa que es función de las propiedades del núcleo. Cuando la presión cae a 90 psig, correspondiente a 9 en los switches, la salida

electrónica digital del transductor de 100 psig inicia el primero de los tres temporizadores electrónicos cristal-controlados, estas unidades dan tiempo en cientos de segundos; cuando la presión cae a 80 psig, el primer temporizador para e inicia el segundo, a 70 psig, el segundo temporizador se detiene e inicia el tercero. Este procedimiento se toma continuamente en los tres temporizadores para llegar hasta un psig si es necesario.

El tiempo requerido para un intervalo de presión dado es fuerte e inversamente proporcional a la permeabilidad del núcleo. Tiempos muy grandes son requeridos para la declinación de diez psi en núcleos de permeabilidad menor de 1 md, el tiempo puede ser reducido por un factor de 100 midiendo declines de 0,1 psig en lugar de 10. Esto se hace operando el transductor de 10 psig en modo diferencial.

La técnica diferencial permite medidas exactas de permeabilidades en milidarcies en un tiempo razonable. Algunos problemas se presentan en este trabajo, entre los cuales tenemos el mantenimiento de la temperatura constante, debido a que las ecuaciones asumen expansión isotérmica del nitrógeno, esto se soluciona insertando tubos de cobre en el contenedor del gas, también fue empaquetado con mallas de cobre, las pérdidas fueron menores de 1°F y el tiempo de recuperación de alrededor de 0,1 seg. para la expansión libre (Sin núcleo).

2.3.5.5. Capacidades y limitaciones

Este permeámetro maneja núcleos de $\frac{3}{4}$ de pulgada en diámetro con longitudes hasta de 2 pulgadas y 1 pulgada en diámetro con longitudes de $\frac{1}{2}$ de pulgada hasta 3 pulgadas.

El tiempo requerido para obtener datos tiempo-presión depende del tamaño y permeabilidad del núcleo y el número de puntos de datos tomados, también depende del modo de operación, normal o diferencial, el modo diferencial es mucho más rápido para núcleos de baja permeabilidad, los tiempos de corrida van de 1 a 45

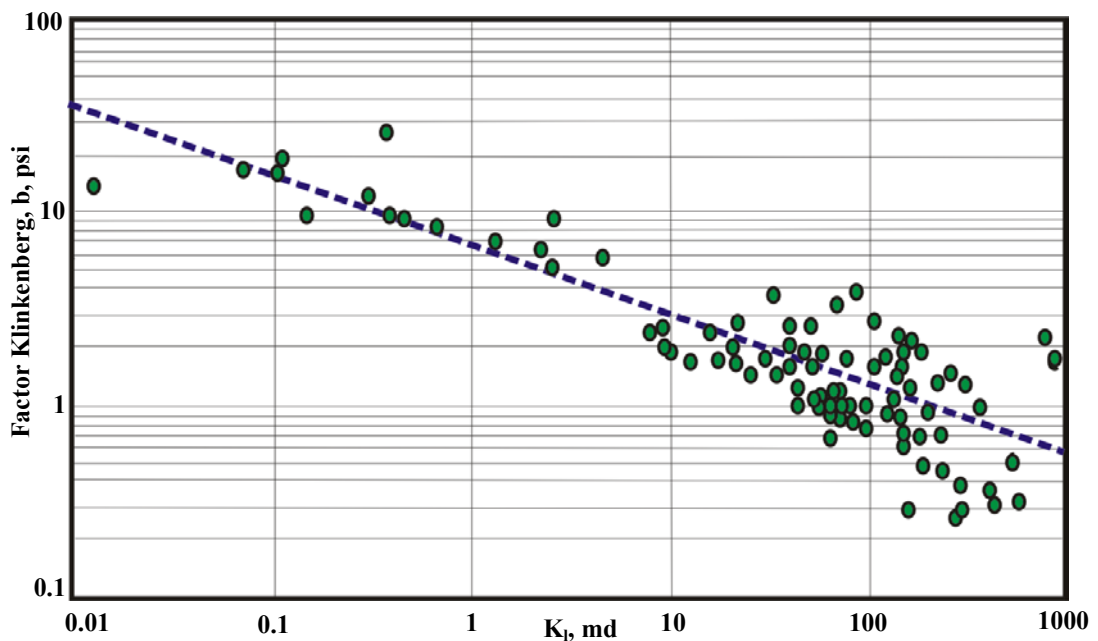
minutos generalmente, para la mayoría requieren entre 2 y 10 min. La precisión es de menos del 2% para modo diferencial y del 1% para modo normal.

2.3.5.6. Factores de deslizamiento Klinkenberg

El comportamiento se observa en la figura 47. La tendencia es que b decrece cuando la permeabilidad incrementa, la ecuación de la línea es:

$$b(\text{psi}) = 6,9K_l^{-0.36} \dots\dots\dots 43$$

Figura 47. Correlación del factor Klinkenberg vs. Permeabilidad



Jones, 1971.

Otra ecuación utilizada es⁶⁷:

$$b(\text{psi}) = 6,2K^{-0.34} \dots\dots\dots 44$$

2.3.5.7. Factores de Turbulencia

El factor de turbulencia α es característico de la roca y es numéricamente igual a βK_l^{68} . Por analogías hechas con cálculos de tuberías donde se dice que α es el diámetro interno, y sabiendo que para el número de Reynolds sería la longitud, α podría ser el diámetro de poro.

En general α decrece cuando la permeabilidad incrementa, lo que se opone a lo esperado, si se asume el diámetro de poro como un factor de control.

2.3.6. Permeámetro de perfil⁶⁹

Dykstra y Parson en 1950 introdujeron el concepto de gas fluyendo desde el final de un tubo que se sella contra la superficie de una muestra de roca para estimar la permeabilidad local. Eijpe y Weber en 1971 desarrollaron el instrumento para hacer los estudios. Goggin Et al desarrolló en 1988 simulaciones numéricas para determinar los factores teóricos de geometría de flujo, G_0 , como función de las relaciones de los radios externos e internos del extremo del sello del equipo de prueba y de las dimensiones de la roca relativas al radio del extremo del sello.

En el análisis de este equipo se observan los efectos del “deslizamiento” del gas y la resistencia inercial al flujo en medidas de permeabilidad tomadas en mini permeámetros.

⁶⁷ MCMAHON, 1941.

⁶⁸ KATZ, 1972.

⁶⁹ JONES, 1992.

Gas a una presión constante medida es liberado al extremo del equipo y su tasa de flujo es medida, la tasa de flujo de gas es controlada por un controlador de flujo másico y la presión liberada es monitoreada. El estado estable se alcanza en cualquier caso cuando la presión y la tasa de flujo sean invariantes con el tiempo. Para tomar medidas de permeabilidad en muestras con permeabilidades menores de 1 md durante las pruebas y alcanzar estado estable puede requerir hasta 20 minutos después de lo cual el lector del controlador del flujo flashea en su último dígito entre 0,1, por lo cual puede llegar a haber un error hasta de el 50% lo que condujo a hacer este trabajo.

Este instrumento se basa en la técnica de caída de presión, su rango de uso esta de 0.001 a 20000 md y los tiempos por corrida van de 2 a 35 segundos.

Se estudia también la obtención de coordenadas de las posiciones de medida, los factores de corrección por deslizamiento (slip-corrected- Klinkenberg) y permeabilidades convencionales de gas.

2.3.6.1. Teoría

La ecuación de Darcy para estado estable, combinada con una ecuación para flujo de masa a temperatura constante y a condiciones de flujo hemisférico resulta en la siguiente expresión.

$$K_G = \frac{29329 \mu P_1 q_1}{2\pi r_i (P_1^2 - P_a^2)} \dots\dots\dots 45$$

P_1 es la presión en el equipo de prueba, q_1 es la tasa volumétrica de flujo de gas a esta presión. Para que exista realmente flujo hemisférico supone que la muestra tenga una cavidad hemisférica inmediatamente debajo de la superficie de la herramienta de prueba con un radio exactamente igual al radio interno del sello del extremo de la

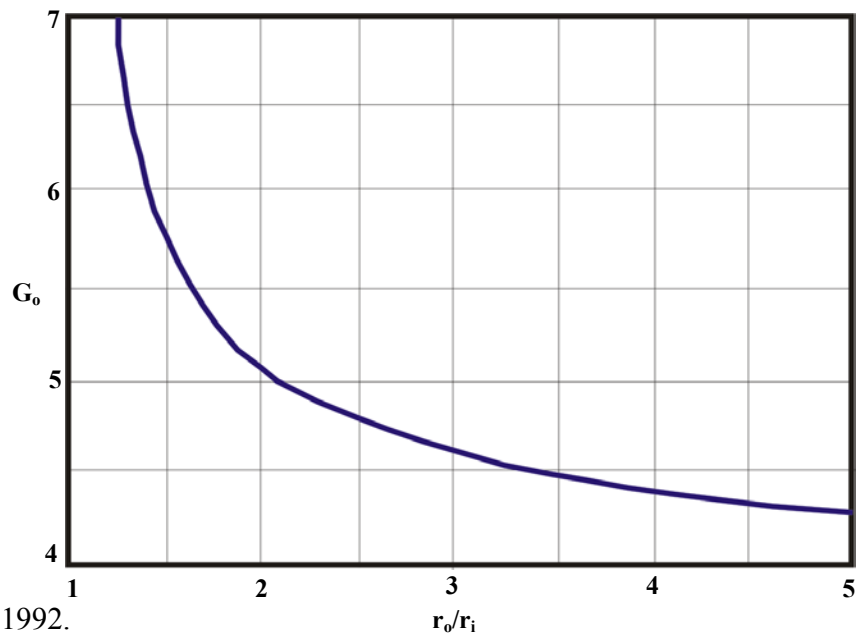
herramienta, esto requeriría una extensión muy grande de la muestra (infinita) y un fuerte sello en toda la extensión de la muestra, excepto en la cavidad hemisférica.

No es práctico crear una cavidad hemisférica en la roca, por lo que el gas se inyecta a través de un círculo plano de radio r_i (radio interno del sello en el extremo del probador). Este círculo tiene la mitad del área de una cavidad hemisférica del mismo radio. Se coloca un sello pequeño para reemplazar el sello de radio infinito, por lo que más allá del radio exterior del sello r_o , el gas fluye desde la parte superior que esta expuesta a la atmósfera.

El flujo de gas desde cualquier superficie más allá de $4r_i$ del centro del círculo de inyección no afecta apreciablemente la determinación de la permeabilidad. Teniendo en cuenta las diferencias en la geometría de flujo⁷⁰, se calculan factores geométricos, G_o , que reemplazan al 2π en la ecuación 2.20.

En la figura 48 se muestran los factores geométricos como función de la relación de los radios del sello, para muestras suficientemente grandes en donde los límites externos no afectan G_o .

Figura 48. Factores geométricos para medidas de permeabilidad.



Jones, 1992.

⁷⁰ KASAP, 1993.

$$K_{sc} = \frac{29392\mu(P_1 + P_a)q_1}{(G_o r_i)\Delta P(P_1 + 2P_a + 2b)} \dots\dots\dots 46$$

Esta ecuación muestra la permeabilidad corregida por deslizamiento surgida de la inserción de la relación de Klinkenberg.

Donde b es el factor de deslizamiento Klinkenberg para el gas usado, que se puede obtener por medición o por correlaciones.

2.3.6.2. Principio de la medición de caída de presión

La figura 46 es ilustrativa del principio involucrado en una medida de caída de presión. Después que la válvula inferior se abre la presión en el tanque se registra como función del tiempo. A mayor permeabilidad la presión caerá mas rápido, la pendiente de la curva de caída de presión entrega una función de la tasa instantánea de flujo. El valor de la presión medida en este momento es ΔP.

La expansión del gas desarrolla el trabajo a expensas de la pérdida de energía interna, se usan tanques empaquetados con cobre, aluminio o latón, para mantener la temperatura constante.

La tasa volumétrica de flujo de gas entrando en la muestra es igual a la tasa de flujo de gas dejando el tanque dividido por la densidad instantánea del gas:

$$q_1 = \frac{M}{\rho_1} \left(\frac{-dn}{dt} \right) \dots\dots\dots 47$$

y la densidad es:

$$\rho_1 = \frac{MP_1}{zRT_1} \dots\dots\dots 48$$

A partir de la tasa de flujo que entra al mini permeámetro, que se obtiene de la Ley de gas ideal, junto con las ecuaciones anteriores, se encuentra una función de tasa de flujo y:

$$y \cong -V_i \left[\frac{d \ln P}{dt} \right] = \frac{qP}{\Delta P} \dots\dots\dots 49$$

Por sustitución en la ecuación 46 :

$$K_{sc} = \frac{29392 \mu y}{(G_o r_i)(P_1 + 2P_a + 2b)} \dots\dots\dots 50$$

En la ecuación 50 se encuentra la pendiente de la grafica y P es el valor de la presión medida en el punto donde se evalúa la pendiente. Dos puntos cualquiera de presión y tiempo se usan para determinar y.

2.3.6.3. Resistencia inercial al flujo

Medidas tomadas en permeámetros están sujetas a altas velocidades locales del gas y por ende a una significativa resistencia inercial al flujo, aun a relativamente bajos diferenciales de presión. Esta resistencia puede ser manejada en principio por la ecuación de Forchheimer.

2.3.6.4. Diseño del sello

Se usan dos tipos de sello, o-ring y juntas de caucho, a bajas presiones de asentamiento, la permeabilidad depende de la presión de asentamiento debido a cambios en el factor geométrico, resultando en un mayor G_o , y mayor r_i , dando un mayor producto de estos dos al reducirse el esfuerzo de compresión.

2.3.7. Perfiles de desplazamiento, saturaciones y porosidad a partir de mediciones de permeabilidad en estado estable.⁷¹

Con el fin de decidir cuando es alcanzado el estado estable y cuando cambiar la relación de inyección de fluidos para mejorar la calidad de los datos obtenidos, se hacen automatizaciones de los permeámetros para estado estable.

Con estos permeámetros se determinan las saturaciones de fluidos a partir de un sistema de escáner con rayos X desde los cuales se obtienen las formas de los frentes de desplazamiento; también se pueden obtener perfiles de porosidad para datos de estado estable. El equipo se puede monitorear y controlar desde locaciones remotas usando computadores.

Las técnicas para medir saturaciones de fluidos en pruebas de desplazamiento son muy populares ya que el flujo de fluidos no se interrumpe y la muestra no se afecta, para tomar estas mediciones se usan rayos X^{72,73}, rayos γ ⁷⁴, micro ondas⁷⁵, neutrones⁷⁶ y ultrasonido⁷⁷; pero estas fuentes de energía presentan restricciones. Las más usadas son rayos γ y X para medidas rutinarias de permeabilidad relativa. Las medidas se integran en toda la longitud de la muestra y se reportan saturaciones promedio.

Se hace referencia a dos permeámetros de estado estable computarizados, que usan sistemas de escáner de rayos X para producir perfiles de saturación unidimensionales durante pruebas rutinarias de permeabilidad relativa, operan 24 horas al día, 7 días a la semana con mínima intervención.

⁷¹ POTTER, 1969.

⁷² SCHNEIDER, 1970.

⁷³ LAIRD, 1959.

⁷⁴ BOYER, 1947.

⁷⁵ AGARWAL, 1989.

⁷⁶ JASTI, 1970.

⁷⁷ SAUCE'MARIANADIN, 1989.

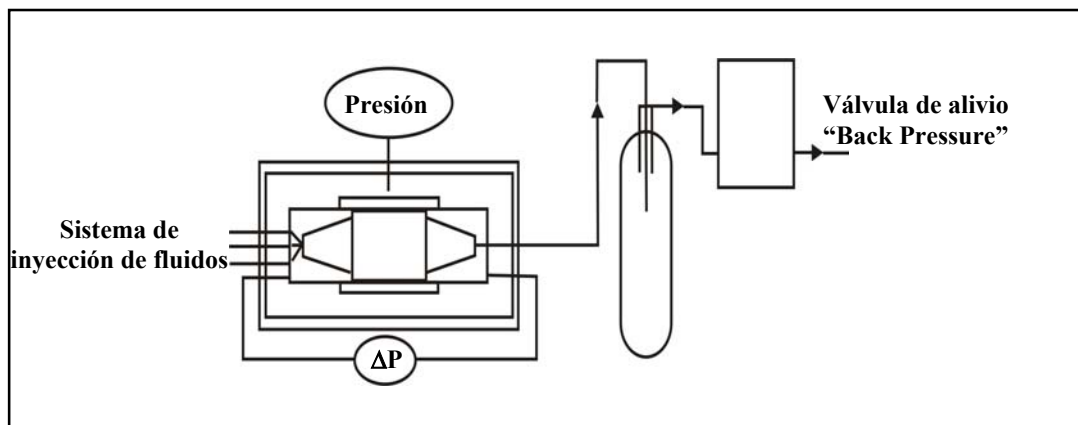
2.3.7.1. Descripción del permeámetro

Estos permeámetros se pueden dividir en tres partes:

- 1- Equipo de manipulación de fluidos y presión.
- 2- Equipo de medida de saturación.
- 3- Equipo de control y adquisición de datos.

La parte principal del permeámetro es un porta núcleos tipo Hassler Cell como se muestra en la Figura 49. Los fluidos se inyectan en la muestra usando un sistema de bombeo.

Figura 49. Porta núcleos tipo Hassler.



Potter, 1969.

Para fluidos líquidos se usa una bomba de cromatografía de líquidos para inyectar directamente el líquido en la muestra o bombear líquido hidráulico (agua) para desplazar el líquido de prueba desde una celda de transferencia.

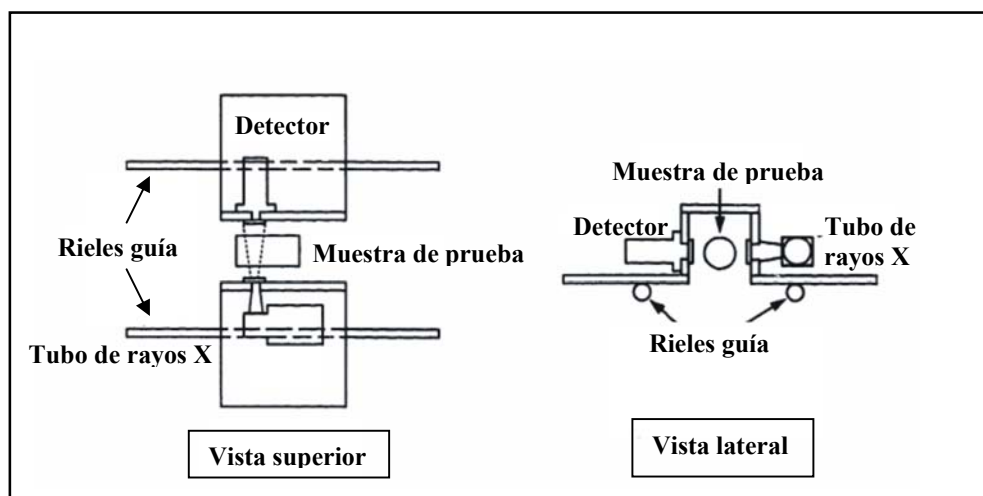
Cuando la bomba inyecta directamente los fluidos de prueba, estos se separan y los líquidos son recirculados para reinyección en la muestra.

Los gases son generalmente inyectados desde un depósito a presión usando un controlador de flujo másico, también se pueden inyectar desde una celda de transferencia como con los líquidos.

La presión de la prueba se controla por un regulador de back pressure o válvula de alivio.

Las saturaciones de fluidos son determinadas usando un sistema policromático de rayos X y un método de interpolación semi logarítmica basado en la Ley de Lambert. Los datos se toman moviendo a lo largo del núcleo el equipo de rayos X como una sola unidad desde el extremo de producción al extremo de inyección como se muestra en la figura 50. Las muestras de prueba son generalmente de tres pulgadas de largo, de las cuales se toman aproximadamente 600 medidas en cada escaneo.

Figura 50. Escáner de rayos X.



(Potter, 1969)

Este tipo de permeámetros generalmente se utilizan para investigación, los cuales pueden correr una prueba a un tiempo y permitir hacer modificaciones al permeámetro fácilmente; o para soporte de campo y corren cuatro pruebas separadas al mismo tiempo.

Durante una prueba típica la presión, la tasa de flujo y los datos de rayos X son recolectados y almacenados cada seis minutos. El programa de control monitorea el diferencial de presión y la intensidad de los rayos X para determinar cuando la muestra de prueba alcanza estado estable. Cerca de 1000 escáneos a alrededor de 30 puntos por relación son tomados para una prueba completa de permeabilidad relativa.

2.3.7.2. Perfiles de desplazamiento y saturación

El sistema escáner de rayos X y el computador de control permiten que las saturaciones de los fluidos sean determinadas a puntos incrementales a lo largo de la longitud axial de la muestra de prueba para un perfil de saturación dado. Estos perfiles pueden ser medidos no solamente en estado estable si no que también durante procesos de transición de una relación de inyección en estado estable a la otra.

2.3.7.3. Perfiles de porosidad

Los datos de rayos X que se usan para la determinación de saturaciones, se usan también para obtener los perfiles de porosidad en las muestras de prueba. Teóricamente, la determinación de porosidades se puede calcular solamente de los datos de rayos X, pero se prefiere normalizar las mediciones usando determinaciones de porosidad por otro método.

La determinación de los perfiles de porosidad es útil en la evaluación del grado de disolución de la roca.

2.3.8. Mediciones de permeabilidades relativas en muestras de alta permeabilidad⁷⁸

Las muestras de alta permeabilidad presentan problemas en la manipulación y medición de permeabilidades relativas. Se habla en este caso de muestras con permeabilidades mayores de un darcy, las cuales pueden ser muy friables.

La dificultad para obtener los diferenciales de presión suficientemente altos para prevenir que las fuerzas capilares dominen el flujo crea problemas en la obtención de datos confiables de permeabilidad relativa en estado inestable por desplazamiento de aceite por gas en muestras de alta permeabilidad.

La diferencial mínima de presión para pruebas de permeabilidad relativa en estado inestable se discute en términos de presión capilar. El mínimo diferencial de presión debe ser diez veces las fuerzas capilares para las saturaciones esperadas en la prueba.

Al hablar de muestras de alta permeabilidad se refiere particularmente areniscas del Golfo del Suez que van desde muy consolidadas hasta extremadamente friables, su alta permeabilidad permite las altas producciones características del medio oriente, pero las mismas características que llevan a una buena producción presentan problemas experimentales durante el análisis con núcleos.

2.3.8.1. Selección de muestras

Son generalmente los núcleos del sector del Golfo del Suez, los mejores para realizar pruebas en este tipo de permeámetro; estos se colocan en una manga de fibra de vidrio que se cortan en secciones de tres pies, la manga es sellada con una tapa de caucho asegurada con abrazaderas, esta manga es completamente cubierta con material sellante de cera.

⁷⁸ POTTER, 1993.

Antes de remover el núcleo de la manga, es escaneado con rayos gamma para verificar la profundidad del núcleo con registros de pozo, también se escanea el núcleo con un fluoroscopio de rayos X para detectar fracturas y planos estratigráficos. En algunos casos los núcleos se congelan antes de removerlos de la manga, esto se usa cuando no se conoce como está consolidado el núcleo. El congelamiento presenta problemas en cuanto a dificultad de manipulación, acumulación de escarcha en la superficie, descongelamiento inadvertido y la necesidad de taladrar los núcleos con nitrógeno líquido, lo que puede llevar a dañar la estructura de la roca y causar migración de fluidos del núcleo haciendo cuestionables las medidas con análisis de núcleos.

2.3.8.2. Permeabilidad relativa

El programa de prueba normal de permeabilidad relativa consiste en primero medir los datos de desplazamiento de aceite por gas usando técnicas de desplazamiento en estado inestable y entonces medir el desplazamiento de aceite por agua y el del agua por aceite usando técnicas de estado estable.

Los datos de permeabilidad relativa son medidos por técnicas de laboratorio a bajas presiones y temperatura ambiente, si se usan fluidos de yacimiento a condiciones de yacimiento las curvas de permeabilidad no tienen mucha diferencia.

2.3.8.3. Medidas en estado inestable de desplazamiento de aceite por gas

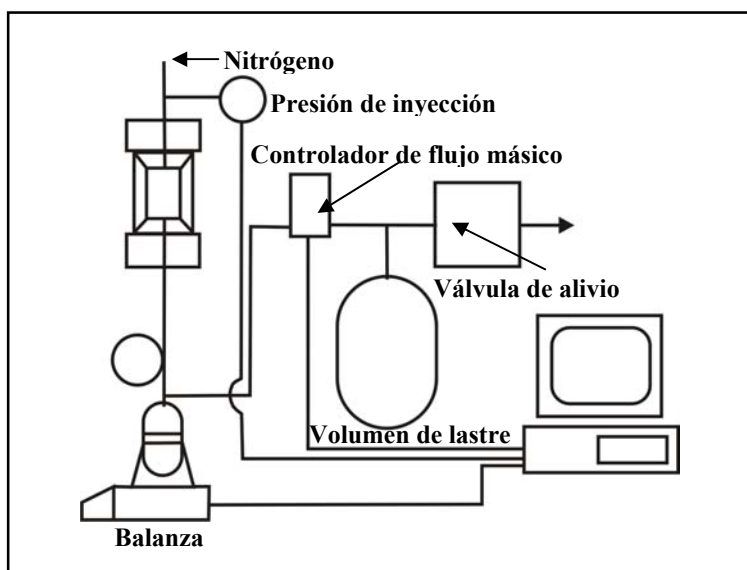
Durante la salida de aceite se determina el diferencial de presión para las medidas de estado inestable de desplazamiento de aceite por gas, este debe ser suficientemente alto para reducir el efecto de la presión capilar y para asegurar la completa formación del frente de desplazamiento; las tasas de flujo deben ser lo suficientemente bajas para no permitir turbulencia y dejar que los datos se registren con exactitud.

El tener un diferencial de presión suficientemente alto con muestras muy permeables es un problema.

Desarrollar una prueba de permeabilidad relativa es estado inestable por desplazamiento de líquido por gas requiere de dos personas, una opera las válvulas y registra el tiempo a volúmenes incrementales de líquido, la otra opera la bureta de gas y registra los volúmenes de gas. La experiencia ha mostrado que la presión diferencial para desplazamiento de aceite por gas necesita estar sobre 4 psi, para desplazamiento de agua por gas debe estar sobre los 6 psi.

Este es un permeámetro automático líquido para permeabilidad relativa por desplazamiento por gas que fue diseñado y construido para permitir la recolección de datos más confiables.

Figura 51. Permeámetro automático para estado no estable.



Potter, 1993.

Este permeámetro es útil en rangos de microdarcies hasta multidarcies; el sistema de recolección de datos opera cuatro veces por segundo.

Se utiliza también un volumen de lastre entre el medidor de flujo másico y el regulador de back pressure para corregir errores que pueden ser ocasionados por el regulador de presión y conducen a medidas erróneas de volúmenes de gas. Si el lastre tiene 100 veces el volumen corriente arriba, el error es del 1%.

2.3.8.4. Desplazamiento de aceite por agua en estado estable

Después de la prueba en estado inestable, el núcleo se carga en un permeámetro de estado estable para medir las permeabilidades relativas al desplazamiento de aceite por agua y de agua por aceite.

La estabilidad de la muestra es el mayor problema en muestras poco consolidadas y de alta permeabilidad.

Las muestras con alta permeabilidad toman mayor tiempo en alcanzar completamente el equilibrio, las bajas diferenciales de presión son la razón principal de esto. Así, con el mayor tiempo y las más altas tasas de flujo requeridas, el volumen de fluido requerido para completar una prueba con una muestra de 1 darcy es el doble que para una muestra de 200 md.

2.3.8.5. Condiciones para pruebas confiables de permeabilidad relativa en estado inestable

En este caso hay importantes condiciones que son: el frente de desplazamiento se ha estabilizado antes de la irrupción (breakthrough), para esto las saturaciones del frente se mueven en el núcleo a la misma velocidad.

Para un frente de desplazamiento estable, el frente debe ser mucho más corto que la longitud de la muestra, se tiene en cuenta la ecuación de Jones – Parra y Calhoun y se deriva para incluir los efectos de presión capilar. La integral representa las fuerzas capilares y el multiplicador las fuerzas viscosas, entonces la longitud del frente de

desplazamiento se relaciona con el radio de las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares.

$$X_t = \frac{kA}{q_t \mu_0} \int_{S_{g,i}}^{S_{g,D}} \left[\frac{k_{ro} \frac{dP_c}{dS_g}}{1 - f_g \left(1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o} \right)} \right] dS_g \dots\dots\dots 51$$

$$X_t [=] \frac{\text{Fuerzas} - \text{capilares}}{\text{Fuerzas} - \text{Viscosas}} \dots\dots\dots 52$$

Por el análisis de ecuaciones que tienen en cuenta las fuerzas viscosas y capilares el diferencial de presión de inyección y la tasa de flujo se llega a una relación de longitud del frente de desplazamiento con la presión capilar a un diferencial de presión dado:

$$X_t [=] \frac{1}{N_{cp}} \alpha \frac{P_c}{\Delta P} \dots\dots\dots 53$$

A medida que el diferencial de presión aumenta la longitud del frente de desplazamiento disminuye.

2.3.9. Permeámetro líquido de freón⁷⁹

Se trata de un permeámetro líquido de Freón apropiado para hacer determinaciones rutinarias de permeabilidad sobre pequeños núcleos de roca. Este instrumento se caracteriza por su simplicidad y su facilidad de operación ya que puede ser ensamblado de una manera fácil y económica. Combina las ventajas del permeámetro líquido y de gas mientras que elimina algunos rasgos indeseables de ambas clases de instrumentos. La precisión de sus medidas se compara favorablemente con resultados de permeámetros convencionales de líquido y gas.

En general los permeámetros de gas son muy populares por su simplicidad de diseño y fácil operación, sin embargo las permeabilidades aparentes de gas son mayores que

⁷⁹ HURD, 1962.

las permeabilidades específicas reales a menos que se hagan correcciones de deslizamiento de gas.

Las medidas de permeabilidad de líquido por otro lado, no requieren la corrección por deslizamiento, pero la saturación de líquido de la muestra consume mucho tiempo y es difícil de asegurar.

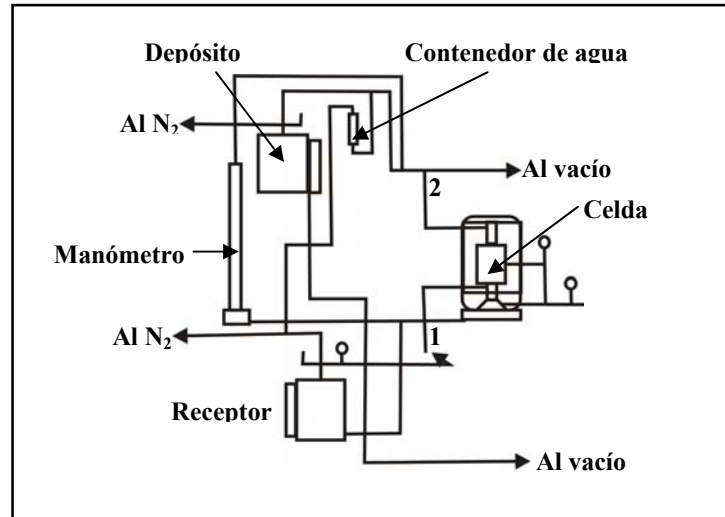
El permeámetro líquido de Freón retiene la exactitud inherente del permeámetro líquido, mientras proporciona la velocidad y facilidad de operación del permeámetro de gas.

El Freón 12 es un hidrocarburo halógeno inmisible en fase líquida con el agua. Puede ser considerado como una fase aceite en estudio de flujo de fluidos de laboratorio, como el propano y el butano, es un gas a temperatura ambiente y presión atmosférica, pero puede ser licuado a presiones moderadas. El Freón 12 es superior al propano y al butano para las mediciones de permeabilidad solo en que es relativamente no tóxico y completamente incombustible. El inminente riesgo de cambiar las propiedades físicas de la roca por operaciones de limpieza y secado en las mediciones de permeabilidad, se elimina por la no reactividad del freón con las muestras.

2.3.9.1. Descripción del permeámetro

Se muestra un esquema en la figura 52. Cápsulas de Nitrógeno presurizadas son usadas para presión de conducción y también como regulador de presión para evitar la licuefacción de freón en la muestra.

Figura 52. Diagrama del permeámetro líquido de freón.



Hurd, 1962.

La caída de presión es medida con un manómetro, mientras que el volumen de la tasa de flujo es determinado por el tiempo de desplazamiento de una gota de agua inyectada en la corriente de fluido que fluye a través de una pipeta Mohr de 1 ml, las paredes interiores de la pipeta están cubiertas con una “lamina de secado”, para prevenir que las paredes se humedezcan con el agua, de otra forma la gota se adheriría a las pared.

2.3.9.2. Operación

Después de llenar el depósito aproximadamente hasta tres cuartos del nivel con freón, la presión se ajusta a 120 psig para facilitar el llenado de líquido del resto del sistema. El manómetro y las líneas asociadas se llenan de líquido por evacuación seguidas de una apertura del sistema del depósito, las válvulas 1 y 2 de la figura 55 son entonces cerradas, aislando la celda de la manga de caucho. La celda entonces se ventea, una muestra es insertada y la presión de la manga y del pistón es aplicada con una bomba manual. El aire en el núcleo, la celda y las líneas de conexión es desplazado por la

admisión de alrededor de 1 ml de freón líquido a línea de influencia, permitiéndole vaporizar a través de la celda y el núcleo a través de las salidas de vapores de la válvula de venteo. Una inundación de vapor de 30 segundos desplaza efectivamente el aire. El venteo es entonces cerrado y el freón líquido es transmitido a la celda abriendo la válvula 1 en la figura 55.

El circuito de presión es regulado a 110 psig que es suficiente para mantener el Freón licuado a temperatura ambiente. La conducción inicial de presión es ajustada a 115 psig y las válvulas necesarias para permitir el flujo de freón del depósito a través de la muestra al receptor son abiertas. Un ajuste final de la presión de conducción se hace para ajustar una tasa de flujo que pueda ser medida apropiadamente. Cuando se estabiliza la caída de presión a través del núcleo, la tasa de flujo se determina por la inyección de una burbuja de agua midiéndose el tiempo en que fluye a través de una pipeta de 1 ml.

Para cambiar las muestras, las válvulas 1 y 2 de la figura 55 son cerradas y el freón de la celda y las líneas de conexión son venteados desde el final de la celda.

La vaporización del freón enfría la válvula de venteo y la tubería adyacente, un excesivo enfriamiento no se puede tolerar porque produciría enfriamiento del freón que se usa para las determinaciones de permeabilidad.

2.3.9.3. Cálculos

La permeabilidad se calcula a partir de la siguiente ecuación que se deriva de la Ley de Darcy:

$$k = \frac{Q\mu L}{\pi \left(\frac{D}{2}\right)^2 \Delta P} \dots\dots\dots 54$$

Donde k es permeabilidad en md, Q es la tasa de flujo en ml/seg, μ es la viscosidad del freón líquido en cp, L la longitud de la muestra en cm y ΔP es la caída de presión total causada por el flujo.

2.3.10. Determinación de permeabilidades a partir de caída de pulsos de presión⁸⁰

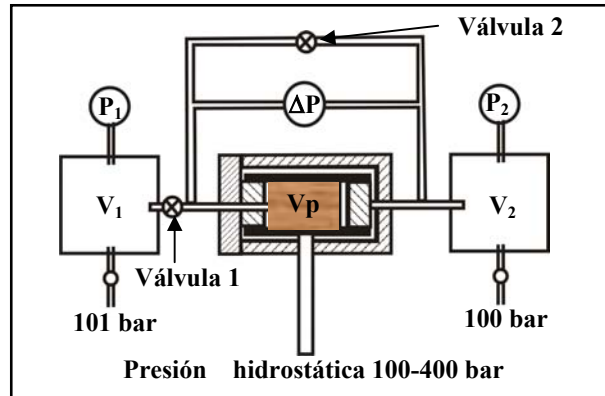
El método de caída de pulsos de presión para medir permeabilidades de muestras compactas de roca es simple y habilita medidas de permeabilidades rápidas y exactas.

Las permeabilidades de muestras de roca son a menudo medidas usando equipo de flujo constante, pero para muestras de baja permeabilidad estos experimentos son largos e inexactos por lo que presenta una técnica de pulsos de presión para habilitar las medidas de permeabilidad mas bajas que 1md; en un permeámetro de pulsos de presión un núcleo cilíndrico es colocado entre dos depósitos como se ve en la figura 53. El gas en el espacio poroso de la muestra es mantenido inicialmente a la misma presión que el gas en el depósito corriente abajo. La presión del gas en el depósito corriente arriba, inicialmente es un poco mayor. Al abrir la válvula conectada al depósito corriente arriba, la diferencia de presión sobre la muestra decaerá a medida que el gas fluye del depósito corriente arriba a través de la muestra hacia el depósito corriente abajo. La curva de caída medida es indicativo para la permeabilidad de la muestra, ya que el decaimiento será menor para las muestras de menor permeabilidad, el método es apropiado para medir permeabilidad efectiva a gas en la presencia de un líquido⁸¹ y permeabilidad absoluta para líquidos y gases.

⁸⁰ DICKER, 1988.

⁸¹ WALLS, 1982.

Figura 53. Esquema del permeámetro de pulsos de presión.



Dicker, 1988.

La curva de caída de presión es descrita por una ecuación diferencial para el flujo de gas a través de la muestra⁸². Una solución exacta del problema fue planteada, pero es difícil de evaluar, por lo que se han planteado soluciones aproximadas al problema⁸³. Se estudió la propuesta de un nuevo método que se hace de tal forma que la curva resultante de caída de presión es fácil de analizar, este método permite experimentos rápidos dando valores exactos de permeabilidad.

2.3.10.1. Teoría

Una diferencia de presión adimensional ΔP_D , es usada, esta es definida como la diferencia de presión a un tiempo t dividida por la diferencia inicial de presión. Además está definido un tiempo adimensional t_D , como se expresa en la siguiente ecuación:

⁸² HSIEH, 1981.

⁸³ HASKETT, 1986.

$$t_D = \frac{kt}{c\mu\phi L^2} \dots\dots\dots 55$$

La relación entre el tiempo adimensional t_D , y el tiempo real t depende de la permeabilidad k , compresibilidad del fluido c , la viscosidad del fluido μ , de la porosidad ϕ y de la longitud de la muestra L .

La curva de caída de presión adimensional $\Delta P_D(\Delta t_D)$ decae desde uno a cero a medida que el tiempo adimensional va de cero a infinito. Esta curva adimensional solamente depende de las relaciones de volumen poroso (V_s) sobre volumen de corriente arriba (V_1) y volumen poroso sobre el volumen corriente abajo (V_2).

$$a = \frac{V_s}{V_1} \dots\dots\dots 56$$

$$b = \frac{V_s}{V_2} \dots\dots\dots 57$$

2.3.10.2. Procedimiento de medida

La permeabilidad puede ser calculada de la siguiente ecuación:

$$k = \frac{c\mu\phi L^2 s}{f(a,b)} \dots\dots\dots 58$$

Donde s es la pendiente semi-logarítmica de la caída de presión y $f(a,b)$ es una constante dependiente de la escogencia de a y b .

2.3.10.3. Discusión

El procedimiento se basa en la combinación de tres factores:

1- Volúmenes corriente arriba y corriente abajo son tomados iguales, tal que se la caída exponencial se obtiene mas rápido.

2- Se usa una expresión analítica simple para calcular la permeabilidad a partir de la curva medida de caída de presión.

3- Los volúmenes corriente arriba y corriente abajo son tomados suavemente mayores que los volúmenes porosos tal que a y b sean relativamente grandes, resultando en medidas rápidas, donde la simple aproximación analítica aun es valida.

2.3.11. Técnicas de análisis de estudio para yacimientos naturalmente fracturados⁸⁴

La tecnología existente en análisis y evaluación de núcleos de yacimientos naturalmente fracturados presenta muchas dificultades y limitaciones, se presenta una técnica y equipo de análisis nuevos que mejoran la calidad de los datos sustancialmente y sobrepasan las limitaciones existentes con otros equipos en este tipo de núcleos.

Las técnicas rutinarias de análisis de núcleos asumen cuerpos de roca homogéneos, con características litológicas y estratigráficas uniformes, en verdad, casi todas las formaciones tienen algunas características que las incluyen en la categoría de medios porosos anisotrópicos y heterogéneos.

Debido a esto es necesario estudiar métodos que tengan en cuenta estas propiedades de las rocas y que puedan cuantificar correctamente el efecto de un sistema fracturado.

Uno de los problemas coyunturales es que el tamaño de las muestras no representa adecuadamente un sistema de fractura por lo que se han hecho intentos de avanzar en técnicas de análisis de núcleos que entreguen datos mas significativos. Generalmente con los análisis convencionales había que seleccionar una parte de la muestra en la

⁸⁴ BERGOSH, 1985.

cual la incidencia de las fracturas no fuera demasiado representativa omitiendo de esta forma una característica muy importante del cuerpo rocoso, la naturaleza del sistema de fracturas.

Usar muestras de diámetro completo (Full diameter) es útil en la resolución de problemas sobre formaciones fracturadas, haciendo un muestreo de una sección mas larga del núcleo recuperado. En promedio las muestras de full diameter son unas 50 veces mas grandes en volumen y peso que las muestras de núcleos pequeños, lo cual es benéfico porque se pueden analizar fracturas naturales, se puede detectar anisotropía en la permeabilidad usando pruebas multi-direccionales y se realiza una cuantificación mas exacta del sistema de fracturas.

Estas técnicas y el equipo usado incluyen, permeámetro multi-direccional, goniómetro y programa de descripción de fracturas computarizado, Dean Stara Soxhlets de full diameter, versión tomográfica de un escáner medico computarizado (CT Scanner) y procedimientos especializados de campo.

2.3.11.1. Revisión de análisis convencional de núcleos

Este tipo de análisis se define como la determinación de las saturaciones de fluidos, porosidad y permeabilidad al gas en núcleos de roca, lo cual se completa con la medida directa de algunas propiedades petrofísicas como volumen poroso, contenido total de fluido y el comportamiento de flujo o inyección de los fluidos en el yacimiento⁸⁵; antes de esto por supuesto, el núcleo debe recuperarse del pozo, preservarse y ser transportado al laboratorio, en este proceso se intenta proteger a las muestras de deshidratación y perdida de fluidos de yacimiento.

Una vez se lleva el núcleo al laboratorio, se chequea, y se hacen sobre él, registros gamma; en este punto el núcleo esta listo para la selección y preparación de la muestra. Si el núcleo tiene muchas fracturas, la posibilidad de obtener una muestra de 1” en diámetro y 2” en longitud es mínima porque la muestra rara vez se mantendrá junta después de cortarla. Al escoger finalmente se tendrá un núcleo de la matriz de la

⁸⁵ NORMAS API RP 40, 1960.

roca que es lo único que quedará junto. Aquí la muestra sufre el procedimiento convencional de extracción de fluidos por alta temperatura o el de extracción al vacío, recordando que las muestras usadas para determinación de permeabilidad y porosidad y para determinar saturaciones de fluidos no son las mismas.

La limitación mas obvia es el tamaño del núcleo. Si hay gran cantidad de fracturas poco espaciadas y paralelas entre ellas entonces muchas muestras interceptaran una o dos o tal vez mas fracturas, al cortar muestras de estos núcleos se pueden quebrar y ser de ninguna o muy poca utilidad para el análisis a realizar, lo cual desde el principio, nos deja un muestreo poco representativo del sistema de fracturas. La figura 54 es un ejemplo de un intento por caracterizar una formación altamente fracturada a partir de una muestra de roca.

Figura 54. Caracterización de una formación altamente fracturada.



Bergosh, 1985.

La segunda mas importante limitación es la suposición de un cuerpo de roca homogéneo, las formaciones fracturadas son heterogéneas por lo que el aplicar estas técnicas es un recurso cuestionable.

Debido a la existencia de un sistema dual de porosidad (matriz y fracturas), a que la anisotropía en la permeabilidad es significativa y a que la variación de las saturaciones de fluidos es grande en cada pie gracias a la acción y las características de las fracturas es necesario modificar las técnicas de análisis convencional.

Otro concepto principal es la saturación de fluidos, aquí los datos son obtenidos por dos técnicas básicas, el método de replica o de extracción por solvente. El método de replica es un método de destilación a alta temperatura (1200°F) en el cual una muestra de 100 a 200 g es removida del núcleo y molida antes de colocarla en la cámara de vaporización, la técnica de extracción por solvente utiliza un ciclado de baja temperatura (240°F).

2.3.11.2. Nuevas técnicas de análisis de fracturas

La obtención de núcleos fracturados requiere de personal con experiencia en descripción de fracturas. La experiencia ha mostrado que los core barrels que tienen su propio liner como PVC, aluminio, o tamices son más efectivos para disminuir la disrupción de núcleos fracturados.

Si no es posible preservar el núcleo lo suficientemente bien y abstenerse de hacer la examinación típica en pozo, entonces se debe documentar si se han creado fracturas sobre el núcleo surgidas de los procesos de manipulación.

El escáner CT es un escáner tomográfico computarizado, que usa principalmente en la industria médica. Consiste de una fuente rotacional de rayos X y un detector que gira en círculos alrededor del núcleo, que se encuentra colocado horizontalmente en una tabla para el análisis, los datos digitales del equipo de rayos X son adquiridos por computador y convertidos en una imagen sobre una pantalla CRT.

Este escáner es esencialmente un dispositivo para detectar diferencias de densidad en un material⁸⁶.

Hasta ahora el análisis de las fracturas existentes en núcleos había consistido de reportes escritos por los analistas encargados de examinar los núcleos; la tendencia actual es a obtener una descripción más cuantitativa del sistema de fracturas y por lo tanto utilizable en procesos de simulación y de campo.

El goniómetro computarizado es un dispositivo que mide ángulos que junto con el programa de descripción de fracturas hacen parte de la nueva tecnología para alcanzar este objetivo.

Uno de los mas importantes avances del sistema de fracturas es la habilidad de distinguir una fractura inducida de una fractura natural, reconocer esos rasgos causados por el alivio de esfuerzos, deshidratación, procedimientos de corte, remoción y/o manipulación es crítico cuando se evalúa un yacimiento fracturado; para reducir la posibilidad de equivocaciones al respecto se recomienda que el analista sea un experto en el reconocimiento de rasgos fractográficos y la comprensión de su significado. Es muy importante reconocer el significado de los rasgos fractográficos para interpretar el significado de la fracturas sobre superficies de roca, el uso de esta técnica posee un método para distinguir entre fracturas naturales y artificiales.

2.3.11.3. Análisis de núcleos completos (full diameter)

Con estos núcleos los analistas tienen una mejor posibilidad de obtener muestras más representativas del sistema fracturado. Se utiliza un núcleo full diameter desde el cual se determinan saturaciones de fluidos así como se mide permeabilidad y porosidad.

⁸⁶ HERMAN, 1980.

El uso de núcleos full diameter permite medidas de permeabilidad tridimensional y multidimensional para desarrollarse rutinariamente a presiones de confinamiento de 300 psi y temperatura ambiente.

Estos datos de permeabilidad de fractura cuando van acompañados de orientaciones de las fracturas son muy valiosos en la evaluación exacta de la extensión y dirección de la heterogeneidad del yacimiento.

2.3.12. Medidas de permeabilidad tridimensional⁸⁷

La permeabilidad se asume usualmente como un tensor con tres direcciones ortogonales principales, ya que se hace muy importante determinar la anisotropía en la permeabilidad generalmente se estudian los procedimientos teóricos y experimentales para determinar las permeabilidades principales y sus direcciones a partir de la diferencia de presión vs. tasa de flujo, obtenidas por un permeámetro de núcleo completo.

También se observan algunas modificaciones hechas al método convencional con núcleos cortos⁸⁸ por medio de las cuales se mejoró su exactitud.

Usualmente pruebas de sensibilidad son hechas para ambos métodos con el fin observar posibles errores y hacer diseños especiales de equipo y los procedimientos en busca de minimizar posibles errores.

2.3.12.1. Equipo

El núcleo completo se coloca en un recipiente o contenedor y se inserta dentro del porta núcleos, el cilindro se presuriza, se ajustan presiones apropiadas de entrada y salida a través del núcleo o paralelo a él según sea el caso, para asegurar condiciones de flujo viscoso; después que se alcanza el estado estable se miden tasa de flujo de

⁸⁷ MORITA, 1980.

⁸⁸ CHURCHIL, 1943.

aire a través o paralelo al núcleo y se repite el mismo procedimiento en diferentes direcciones.

Un porta núcleos tipo Hassler se usa para medidas de permeabilidad con núcleos cortos, estos núcleos se cortan de una pulgada en diámetro por una pulgada en longitud aproximadamente.

2.3.12.2 Análisis del desarrollo de las ecuaciones de flujo de fluidos tridimensional en un medio homogéneo

Partiendo de una forma general de la Ley de Darcy, despreciando los efectos de gravedad y tomando en cuenta que el efecto Klinkenberg es grande a bajas presiones y que no puede ser despreciado cuando está involucrado el flujo de gas, se puede llegar a una ecuación generalizada para flujo tridimensional.

$$k = k_{\infty} \left(1 + \frac{b}{p_m} \right) \dots\dots\dots 59$$

Donde k es la permeabilidad de la roca en darcies, k_{∞} es la permeabilidad absoluta en darcies, b es el factor Klinkenberg y p_m es la presión promedio en atmósferas.

Se observó el desarrollo de la descripción matemática de flujo radial a través de un núcleo cilíndrico anisotrópico cuando la permeabilidad principal es paralela al eje del núcleo, a partir de algunos teoremas y transformaciones matemáticas⁸⁹ se observó también el desarrollo matemático de flujo de fluidos transverso a través de un núcleo cilíndrico anisotrópico, cuando la permeabilidad mínima principal no es paralela al eje de la muestra.

⁸⁹ COLLINS, 1961.

2.3.13. Uso de sistemas microondas de monitoreo de la saturación en la determinación de permeabilidad relativa, presión capilar y resistividad eléctrica⁹⁰

Los datos de permeabilidad relativa y presión capilar son fundamentales en la predicción del desempeño de un yacimiento.

Aunque generalmente la permeabilidad relativa y la presión capilar son medidas independientemente en pruebas distintas, es necesario realizar la medición de estas dos propiedades simultáneamente, ya que estas son muy sensibles a las mismas variables y si se requiere hacer un modelamiento riguroso es necesario realizar la medición de estas dos propiedades a la vez sobre las mismas muestras en condiciones exactas.

Con base en el equipo que permite medir simultáneamente la permeabilidad relativa, la presión capilar y la resistividad eléctrica en núcleos de mas de dos pulgadas en diámetro y seis en longitud. Los perfiles de saturación son monitoreados por medio de una técnica de microondas; un escáner de microondas se mueve a lo largo del núcleo y a partir de la intensidad de la señal transmitida se calcula la saturación de fluidos en la muestra. Este equipo puede operar a moderadas temperaturas y presiones de sobrecarga y de los fluidos.

La permeabilidad relativa, la presión capilar y la resistividad eléctrica son parámetros muy importantes para el manejo de un yacimiento de hidrocarburos, estos se usan generalmente en la estimación de la productividad, la inyektividad, la cantidad de reservas, el tiempo de irrupción y en la planeación de proyectos de recobro mejorado.

La confiabilidad en las mediciones de permeabilidad relativa y la presión capilar esta muy influenciada por tres factores:

⁹⁰ HONARPOUR, 1996.

- La consistencia en las mediciones.
- Los métodos de medida.
- Los métodos de medición de la saturación.

Debido a que usualmente las mediciones de permeabilidad relativa y presión capilar son llevadas a cabo utilizando diferentes muestras, diferentes fluidos, diferentes direcciones de saturación y bajo diferentes condiciones de prueba, los datos obtenidos son generalmente inconsistentes. Teniendo en cuenta que estos dos factores están interrelacionados, las mediciones de ellos deben hacerse simultáneamente. Por otro lado, en cuanto a los métodos de medida, se deben resaltar algunos puntos; primero, la permeabilidad relativa y la presión capilar son medidas en laboratorio sobre un rango menos amplio de saturaciones que el que generalmente se presenta en el yacimiento, segundo, también se acostumbra realizar estas mediciones a condiciones ambientales utilizando fluidos de laboratorio, lo cual deja incertidumbre en los resultados ya que debería realizarse a condiciones de yacimiento con fluidos de yacimiento^{91,92}. Tercero, las pruebas en estado no estable solo entregan datos después que la fase de inyección hace la irrupción, para obtener datos sobre un rango de saturación más amplio lo que generalmente se hace es aumentar las tasas de flujo para evitar la influencia de las fuerzas capilares, lo cual deja también incertidumbre sobre las mediciones hechas; por otro lado, los métodos de estado estable si permiten bajas tasas de flujo con lo cual se simulan las condiciones capilares del yacimiento.

Cuarto, los métodos de medición de presión capilar como el plato poroso, o el método centrífugo no caracterizan completamente el fenómeno de histéresis; el uso de membranas puede arreglar este inconveniente⁹³.

En cuanto a la medición de la saturación los métodos gravimétricos y volumétricos entregan datos de saturación promedio, es necesario obtener datos de la distribución de la saturación in situ, dentro del núcleo, para esto se suelen utilizar técnicas de

⁹¹ BRAUN, 1981.

⁹² HONARPOUR, 1988.

⁹³ LONGERON, 1994.

escáner con rayos gamma, rayos x y tomografía computarizada CT, sin embargo estas técnicas podrían alterar la mojabilidad de la roca y el comportamiento de flujo⁹⁴, por esto la técnica con microondas presenta una importante solución a estas dificultades.

2.3.13.1. Descripción del aparato

El equipo consiste de un porta núcleos para medidas de permeabilidad relativa, presión capilar y resistividad eléctrica, un escáner de microondas para la determinación de la saturación de fluidos in situ, dentro de la muestra, una bomba con sistema de recirculación con un separador acústicamente monitoreado y un viscosímetro en una cabina de calentamiento; además de esto cuenta con un software que incluye un sistema UPS.

2.4. Alcances de la pruebas de desplazamiento

La evaluación de la fracción de aceite recuperable, la optimización de los procesos de recuperación, la planificación de las técnicas de producción más adecuadas, son actividades de vital importancia para las cuales se requieren de datos de laboratorio como propiedades de las rocas y el comportamiento del flujo multifásico en sistemas agua – aceite, gas – aceite y gas – agua, también información experimental sobre la eficiencia de recuperación de aceite en pruebas de laboratorio utilizando fluidos de desplazamiento en núcleos de roca; toda esta información se utiliza para estimar el comportamiento de la producción de aceite en yacimientos petroleros mediante procesos de recuperación mejorada.

La determinación de las permeabilidades relativas, así como la dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite mediante la inyección de algún fluido sea, líquido o gaseoso, se conoce como la aplicación de pruebas de desplazamiento⁹⁵.

⁹⁴ NAYLOR, 1994.

⁹⁵ CONTRERAS, 2001.

2.4.1. Generalidades

Durante una prueba de desplazamiento se inyecta a presión en una muestra de un medio poroso un fluido denominado *fluido desplazante*, esta muestra se encuentra saturada completamente con otro fluido que se desea desplazar o con una combinación de varios fluidos, uno de los cuales es el fluido objetivo, llamado *fluido desplazado*.

Estas pruebas permiten realizar en laboratorio la simulación de lo que ocurre en el yacimiento al inyectar a la formación un fluido inmisible, entregando información acerca de la dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite, además de los datos primarios para determinar las permeabilidades relativas.

En la práctica, se presenta generalmente una muestra de porosidad ϕ , de longitud L , y sección transversal A , que se encuentra inicialmente saturada al 100% con dos fluidos inmiscibles e incompresibles, uno de ellos es el fluido que se quiere desplazar y generalmente se encuentra saturando la muestra en mayor proporción, y el otro puede ser del mismo tipo del fluido desplazante o de inyección.

Estas pruebas consisten básicamente de inyectar el fluido desplazante a través de la cara de entrada de la muestra sea a tasa constante o a presión constante, registrando como función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento la tasa de fluido inyectado, la caída de presión a través de la muestra, el volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado y el volumen acumulativo del fluido desplazado producido o fluido de producción.

Al inyectar el fluido desplazante, se produce inmediatamente en la cara de salida del núcleo un flujo cuya tasa es igual a la tasa de fluido inyectado; en la parte inicial de la prueba solo se producirá fluido desplazado, es decir fluido de producción y la duración de esta etapa depende principalmente de la mojabilidad de la roca y de las

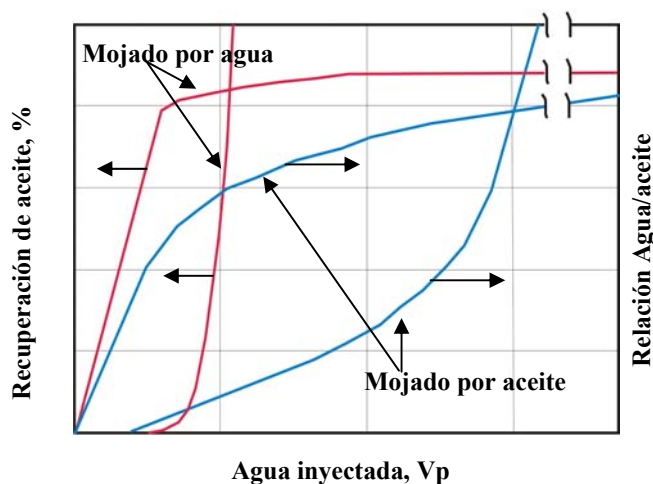
permeabilidades relativas y las viscosidades de los fluidos presentes. Una vez el frente de saturación irrumpe (breakthrough) en la cara de salida de la muestra se empieza a producir además del fluido desplazado, también fluido de inyección, el cual a medida que transcurre el tiempo, va aumentando en proporción en la corriente de salida mientras que la proporción de fluido desplazado va disminuyendo.

La corriente de salida se lleva aun dispositivo de separación tipo gravimétrico, acústico o eléctrico para cuantificar el volumen acumulativo del fluido desplazado producido con respecto al tiempo desde el inicio del desplazamiento.

La inyección continúa hasta que la muestra alcanza el punto de saturación residual de fluido desplazado, punto a partir del cual la tasa de fluido desplazado en la cara de salida de la muestra de roca es nula, mientras que la tasa de fluido desplazante es igual a la tasa de inyección.

Fundamentalmente los resultados se representan en graficas del avance de recuperación del fluido inyectado o producido, junto con la relación de las tasas de fluido desplazante y desplazado en función del volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado, dado en número de volúmenes de poro como se muestra en la figura 55.

Figura 55. Resultados típicos de pruebas de desplazamiento de aceite mediante inyección de salmuera en muestras de roca de diferentes tipos de mojabilidad.



Contreras, 2001.

Comúnmente se proporciona como resultado de una prueba de desplazamiento (agua – aceite), la saturación de agua irreducible, la permeabilidad efectiva al aceite a saturación de agua irreducible, la dinámica y eficiencia de la recuperación de aceite contra el volumen acumulativo del agua inyectada, el flujo fraccional del fluido de agua en la cara de salida de la muestra, el volumen acumulativo del fluido desplazante contra la recuperación de aceite (gráficas de susceptibilidad de desplazamiento), La saturación residual de aceite a corte de agua de 99.9%, la permeabilidad efectiva del agua a saturación residual de aceite y las permeabilidades relativas del sistema aceite – agua en función de las saturaciones del fluido desplazante.

En cuanto a este último punto, la determinación de las permeabilidades relativas del sistema agua –aceite se realiza utilizando el método JBN⁹⁶ de estado no estable a partir de los datos obtenidos de la prueba de desplazamiento.

Este método se basa esencialmente en la cuantificación del flujo fraccional de la fase desplazada en la cara de salida del núcleo y su relación con la saturación de aceite y fluido desplazante en dicha cara.

Conceptualmente este método en un conjunto de ecuaciones a partir de principios de conservación como el principio de conservación de la masa y leyes básicas como la Ley de Darcy, combinados con la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett para flujo unidimensional de dos fluidos inmiscibles e incompresibles en un medio poroso homogéneo en donde las saturaciones de los fluidos son uniformes en cualquier plano del medio perpendicular a la dirección del flujo⁹⁷; la utilización de este método sin tener en cuenta las restricciones bajo las que fue ideado conduce a resultados de poca validez.

⁹⁶ JOHNSON, BOSSLER y NAUMANN, 1959.

⁹⁷ BUCKLEY y LEVERETT, 1942.

2.4.1.1. Permeabilidades relativas al agua y al aceite

Básicamente, para encontrar las permeabilidades relativas al agua o al aceite por medio del método de desplazamiento o de estado no estable, lo que se hace es lo siguiente:

Un núcleo es saturado con agua, entonces se realiza una inyección de aceite y se lleva el núcleo a condiciones de saturación irreducible de agua; entonces se inyecta agua de nuevo y durante el proceso se miden la caída de presión a través del núcleo sea constante o variable y la tasa de inyección, igualmente sea constante o variable, el fluido de producción se recolecta y se miden las fracciones de agua y aceite, esto junto con la permeabilidad absoluta del núcleo, el volumen poroso y las viscosidades del agua y el aceite son datos suficientes para construir las curvas de permeabilidad relativa.

La saturación promedio en el núcleo en cualquier momento durante la inyección puede ser determinada por medio de un balance de masa, debido a que para calcular la permeabilidad relativa se requiere la historia de saturación en algún punto del núcleo y no la saturación promedio, se utiliza la teoría desarrollada por Welge en 1952 y su ecuación la cual entrega las saturaciones en la cara de salida del núcleo conociendo la historia de saturación promedio.

Igualmente, se requieren gradientes puntuales de presión por unidad de tasa de inyección, no el gradiente promedio, para esto se utiliza el método JBN que convierte la inyektividad promedio a valores puntuales.

Estos métodos son los que comúnmente se utilizan, aunque suelen ser tediosos y susceptibles de error por la evaluación de derivadas; algunos autores⁹⁸ sugieren el desarrollo de técnicas gráficas para determinar las permeabilidades relativas a partir de experimentos de desplazamiento que son análogas a los métodos matemáticos pero de mas sencilla aplicación.

⁹⁸ JONES, ROZSELLE, 1978.

2.4.2. Limitaciones y avances en medición e interpretación de las técnicas de inyección de fluidos para determinar las permeabilidades relativas⁹⁹

La simulación de yacimientos para predecir el comportamiento de la producción de un yacimiento, así como las pruebas de laboratorio para medir las permeabilidades relativas son las herramientas más importantes en el modelamiento de los yacimientos, sin embargo, es usual que la predicción de los simuladores sea poco satisfactoria, por lo cual el parámetro más apropiado para ajustar es la permeabilidad relativa.

Debido a las restricciones de las ecuaciones de trabajo para obtener las permeabilidades relativas en pruebas de inyección de fluidos en núcleos de muestras de rocas porosas, se puede decir que algunas veces al utilizar estas técnicas sin mayor precaución se puede llegar a resultados erróneos y datos poco confiables. Sin embargo, se han desarrollado en los últimos años avances de tipo científico y tecnológico que mejoran la aplicabilidad de estas técnicas y entregan confiabilidad sobre los datos resultado de estas pruebas.

Datos realmente confiables de permeabilidad relativa, deben tener en cuenta, los efectos capilares, inestabilidad viscosa, la heterogeneidad en la mojabilidad y la permeabilidad, y deben ser diseñados para trabajar de una forma muy exacta con presiones, flujos y datos de saturación monitoreando esta última por medio de sistemas no invasivos.

La permeabilidad relativa es el concepto fundamental que describe el flujo de fluidos en el medio poroso, los experimentos de laboratorio para determinarla son largos y costosos además de las dificultades matemáticas a las que se enfrentan estas técnicas al describir flujo de fluidos en sistemas porosos en donde las longitudes de los canales, los diámetros y las conexiones entre ellos no se pueden cuantificar, sin tener en cuenta la naturaleza de los hidrocarburos fluyendo a través de ellos, que pueden ir desde crudos pesados hasta gases condensados con complejos comportamientos termodinámicos. La extensión de la Ley de Darcy para flujo multifásico no es una

⁹⁹ ALI, 1997.

ecuación exacta, es solo un procedimiento seguido por la analogía con el flujo monofásico y no entrega la explicación física de lo que sucede con el flujo de fluidos en un sistema multifásico a través de un medio poroso, su verificación experimental se ha venido haciendo y por lo tanto se dice que al menos en parte la ecuación es correcta pero el entendimiento del fenómeno físico y la interpretación real de la ecuación en un sistema como el descrito aquí es tema de investigación¹⁰⁰.

2.4.2.1. Mediciones e interpretación

Esencialmente las permeabilidades relativas de las rocas se miden por medio de las técnicas de estado estable, estado no estable o el método centrifugó.

Cada uno de estos métodos presenta algunas características particulares.

Como ya se dijo anteriormente el método en estado estable consiste en el flujo simultaneo de las dos fases a través de un núcleo de roca a una relación predefinida, para alcanzar el estado estable puede tomar aún hasta varios días y las permeabilidades relativas se obtienen de la simple aplicación de la Ley de Darcy; este método asume saturaciones uniformes dentro del núcleo, lo cual no ocurre en la realidad gracias a fuerzas gravitacionales y viscosas, para esto se han venido utilizando tasas altas de flujo y extremos de material poroso para “alargar” el núcleo de prueba y reducir la influencia de los efectos de los extremos, sin embargo los datos obtenidos de pruebas en estado estable y en estado no estable suelen diferir.

Algunos de los avances en la aplicación de la técnica de estado estable son el uso de técnicas no invasivas como rayos X para medir la saturación en el momento de alcanzar el estado estable, reemplazando esto a las técnicas de balance de masa o a la remoción y pesado del núcleo. También se han presentado estudios para eliminar los errores causados por los efectos capilares¹⁰¹ en pruebas en estado estable.

¹⁰⁰ SCHEIDEGGER, 1974.

¹⁰¹ VIRNOVSKY, 1995.

El método de estado no estable es el método más utilizado, pero es el más tendiente a producir errores en la medición e interpretación de los datos, como ya se explicó este método consiste en inyectar la fase desplazante en el núcleo a condiciones iniciales y monitorear el flujo producido y la presión diferencial, a menudo estas pruebas se realizan a tasa constante lo que reduce en general los datos de presión diferencial y la producción de fase desplazada como función del tiempo y del volumen inyectado. Normalmente, también como ya se dijo, se aplica el método JBN para calcular las permeabilidades relativas de los datos de las pruebas de desplazamiento, este método básicamente consiste en calcular la saturación de agua en la cara de salida de la muestra de roca, obtener la permeabilidad relativa al aceite y finalmente calcular la permeabilidad relativa al agua; existen también métodos alternos para realizar estas determinaciones¹⁰², pero se debe tener cuidado ya que este método es relativo a la permeabilidad absoluta del medio al agua y el método JBN es relativo a las condiciones de preinyección, por lo que hay que aplicar algunas conversiones.

Algunos de los problemas que se presentan en este método están relacionados con la irrupción de la fase desplazante, si esta irrupción ocurre antes de que llegue el frente principal de fluido de inyección a la cara de salida del núcleo los datos obtenidos no reflejan las propiedades de la muestra y las curvas de permeabilidad relativa obtenidas no serán representativas del total de la muestra de roca, esto puede ser ocasionado por heterogeneidades, anisotropías y efectos de los extremos, de esta forma, estos métodos deben ser manejados con precaución. Una de las precauciones tenidas en cuenta usualmente es trabajar a altas tasas de flujo de fase desplazante para mitigar los efectos capilares de los extremos; algunos otros autores¹⁰³ sugieren criterios de escalado (scaling) para reconocer las condiciones necesarias para flujo estabilizado donde la teoría de Buckley y Leverett pueda aplicarse directamente.

De nuevo técnicas no invasivas de medición de la saturación han sido desarrolladas también para estado no estable entregando información cuantitativa detallada en los

¹⁰² JONES, ROZSELLE, 1978.

¹⁰³ HAUGEN, 1990.

efectos de la presión capilar a escala de la muestra (macroscópica) o escala microscópica (observación detallada de la forma y la altura del frente de avance), estos datos son de gran ayuda para las técnicas numéricas de simulación para resolver ecuaciones de flujo que incluyen presión capilar, pero las mediciones de presión capilar deben hacerse experimentalmente. Otros autores¹⁰⁴ han presentado modificaciones al método JBN presuntamente muy sensibles a los efectos capilares.

También existe un método¹⁰⁵ para identificar la zona estabilizada dentro del núcleo y así trabajar con una longitud óptima de núcleo y una velocidad de desplazamiento óptima revalidando para las pruebas el método JBN.

En cuanto al método centrífugo, es conducido usualmente sobre pequeños núcleos de muestras de roca sin presión de confinamiento en dispositivos centrífugos con tubos calibrados para recolectar los fluidos desplazados. Generalmente el núcleo está rodeado por la fase desplazante por lo que antes de la centrifugación no ocurre imbibición espontánea; la fuerza centrífuga actúa como una fuerza de boyanza y produce el desplazamiento.

Cuando el drenaje por gravedad es un mecanismo importante de recuperación en el yacimiento, se deben correr pruebas convencionales de desplazamiento y pruebas con el método centrífugo. Los últimos avances en este método fueron presentados en 1991¹⁰⁶ y consiste en el desarrollo de una centrifuga en la cual la cara de salida de la muestra estaba siempre en contacto con la fase mojante, la exactitud en la medida de los fluidos entrega una mayor calidad experimental y las condiciones de saturación de la cara de salida de la muestra hacen las condiciones límite del equipo más exactas.

¹⁰⁴ KALBUS y CHRISTIANSEN, 1995.

¹⁰⁵ BEDRIKOVETSKY, 1995.

¹⁰⁶ FIROOZABADI, 1991.

3. DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO TIPO PERMEÁMETRO

3.1. Introducción

El desarrollo de técnicas de análisis petrofísicos especiales sobre núcleos de roca para llevar a cabo pruebas de desplazamiento de fluidos, con el fin de determinar las características de permeabilidades efectivas y relativas de los sistemas salmuera-aceite, gas-aceite y gas-salmuera así como las permeabilidades absolutas y el comportamiento de los sistemas porosos frente a los esfuerzos y a los fluidos a los que son sometidos en yacimiento, son una herramienta muy importante para entender el comportamiento de los fenómenos de flujo multifásico que ocurren dentro de un yacimiento mediante la obtención de datos experimentales sobre la dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite por medio de la inyección de salmueras o gases que actúan como fluidos desplazantes dentro de las muestras de roca; de este tipo de datos experimentales depende en gran parte la estimación del comportamiento y la eficiencia de la producción de aceite de yacimientos en los cuales han sido aplicadas o se pretenden aplicar técnicas de recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos, que se basan en la inyección de fluidos dentro de las formaciones productoras.

Este capítulo presenta el diseño del equipo de desplazamiento tipo permeámetro soportado sobre herramientas computacionales tipo CAD-CAE (Computer Assisted Design-Computer Assisted Engineering) como los programas Solid Edge y COSMOSDesignSTAR que brindan la posibilidad de desarrollar proyectos seguros y eficientes mediante la confrontación de herramientas de diseño y simulación.

Con el fin de observar de manera simulada el comportamiento del flujo de fluidos dentro del medio poroso, se anexó como un punto extra dentro del desarrollo de este proyecto la utilización del software SENDRA que es una herramienta que permite

realizar este tipo de simulaciones. Esto con el fin de entregar un trabajo completamente soportado por herramientas computacionales de simulación.

3.2. Diseño

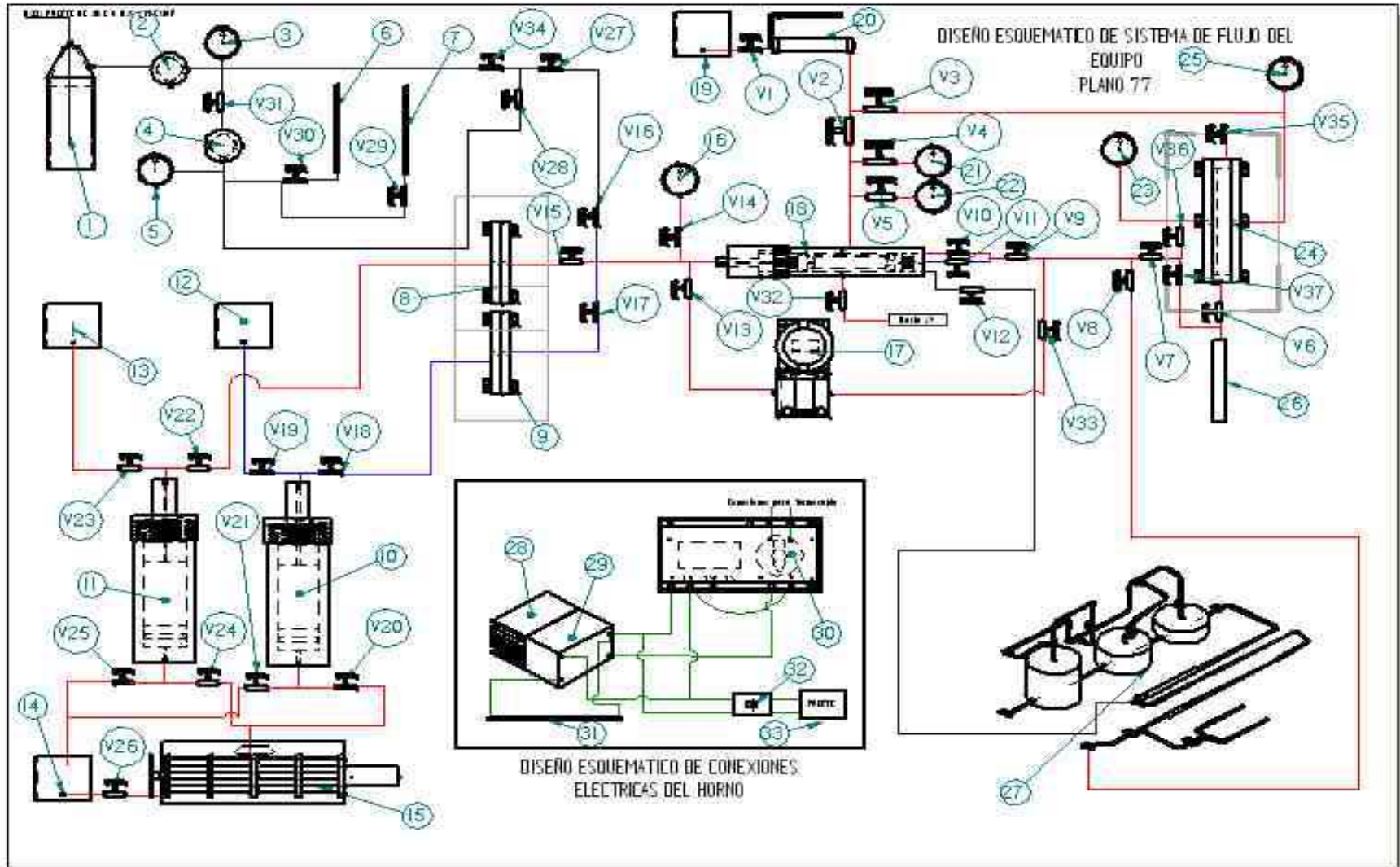
3.2.1. Descripción del equipo de desplazamiento tipo permeámetro

El equipo a diseñar es un permeámetro para desarrollar análisis petrofísicos especiales utilizado básicamente para hacer pruebas de desplazamiento en estado no estable, es decir por medio de la inyección secuencial de los fluidos, mediante la inyección de salmuera, aceite o gases en núcleos de perforación de pozos petroleros.

El equipo de desplazamiento permite llevar a cabo principalmente las pruebas de estimación de la permeabilidad absoluta al líquido, de la permeabilidad relativa aceite-agua y la estimación de la relación de permeabilidades relativas k_w/k_o ; la permeabilidad relativa gas-líquido y la relación de permeabilidades relativas k_g/k_w y la estimación de la compresibilidad de la roca; además el equipo puede ser una parte auxiliar en pruebas de restauración de la mojabilidad y de determinación de la sensibilidad de la formación.

El diseño esquemático del equipo se muestra en la figura 60.

Figura 56. Diseño esquemático del equipo de desplazamiento.



Plata – Sandoval.

Las líneas en rojo son líneas de aceite, las azules son líneas de salmuera, las negras son líneas de gas y las verdes son líneas eléctricas.

Tabla 2. Lista de partes del equipo de desplazamiento.

NÚMERO	NOMBRE
1	Humidificador de gas
2	Regulador de alta presión
3	Manómetro de 200 psig
4	Regulador de baja presión
5	Manómetro de 30 psig
6	Columna de agua
7	Columna de mercurio
8	Filtro de aceite
9	Filtro de agua
10	Cilindro de desplazamiento para agua
11	Cilindro de desplazamiento para aceite
12	Depósito de agua para el cilindro de desplazamiento
13	Depósito de aceite para el cilindro de desplazamiento
14	Depósito de aceite para bomba de inyección
15	Bomba de desplazamiento positivo
16	Manómetro para presión de inyección de líquidos de 5000psig
17	Transductor digital
18	Porta muestras
19	Depósito de aceite para bomba manual de confinamiento
20	Bomba Manual de Confinamiento
21	Manómetro para presión de confinamiento de líquidos de 10000 psig
22	Manómetro para presión de confinamiento de gas de 1000 psig
23	Manómetro de presión de producción de 5000 psig
24	Valvula de alivio "Back Pressure" o de presión de poro
25	Manómetro de "Back pressure" o presión de poro de 5000 psig
26	Tubo graduado de recolección de líquidos
27	Sistema de medición de gas

28	Disipador de calor
29	Relay de estado sólido
30	Pirómetro
31	Resistencia eléctrica
32	Interruptor de corriente
33	Fuente de voltaje
V1-V37	Válvulas de aguja

Plata-Sandoval.

Este montaje consta de diez sistemas que le brindan una gran versatilidad al equipo permitiendo realizar pruebas de desplazamiento, mediciones de permeabilidades absolutas y efectivas y otros tipos de análisis petrofísicos como la determinación del coeficiente de compresibilidad de formación en núcleos de roca de una pulgada y media de diámetro y doce pulgadas en longitud, saturadas y sometidas a condiciones de yacimiento como temperatura de formación, presión de sobrecarga y presión de poro.

Los principales sistemas del equipo son:

- Porta núcleos
- Sistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos
- Sistema de contrapresión
- Sistema de confinamiento
- Sistema de medición de presión diferencial
- Sistema de temperatura de formación
- Sistema de medición de gas
- Panel de control
- Sistema de líneas de flujo
- Sistema de elementos auxiliares

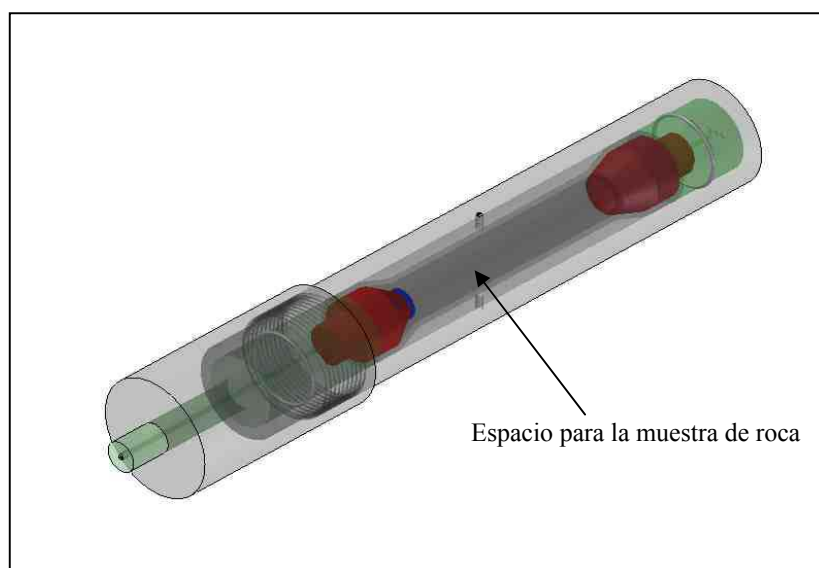
El diseño del sistema permite trabajar a condiciones de presiones máximas de confinamiento, contrapresión y presión de inyección de 10000 libras por pulgada cuadrada y temperaturas de prueba para el porta muestras de 350 °F.

A continuación se realizará la descripción de cada uno de los sistemas del equipo junto con los cálculos de diseño del equipo de desplazamiento tipo permeámetro.

3.2.1.1. Porta núcleos

Este sistema es el corazón del equipo, es la parte principal ya que en él, es donde se realizan propiamente todas las pruebas sobre las muestras de roca. Está constituido por una cámara a la cual se le puede aplicar la presión de confinamiento para simular la presión de sobrecarga propia del yacimiento y la presión de inyección a la cual se pretenda hacer fluir los fluidos de prueba a través del núcleo, además se puede simular la presión de poro de la formación que ejercen los fluidos en los poros de la roca hacia todas las direcciones.

Figura 57. Vista general del porta muestras.



Plata-Sandoval.

Este sistema es básicamente un cilindro de acero inoxidable AISI 316 dentro del cual hay una serie de piezas que permiten ubicar la muestra de roca dentro de él y aplicar presión de inyección, y presión de confinamiento.

Además está dentro de un horno de resistencias eléctricas en el cual se calienta el porta muestras para simular la temperatura de yacimiento.

La muestra de roca esta dentro de una manga de vitón la cual se deforma en los conos de los extremos para permitir que al ser aplicada la presión de sobrecarga confine la muestra a la presión deseada ejerciendo la fuerza sobre todo el cuerpo por medio de una presión circunferencial alrededor de la muestra.

El cilindro esta cerrado en un extremo con una tapa roscada en la cual encaja un cabezote por el que se inyecta el fluido de desplazamiento dentro de la muestra.

Los detalles internos de las piezas del porta muestras y sus diferentes configuraciones se puede observar en los planos 6 al 23 en el anexo de planos del libro.

En este equipo se pueden realizar diferentes pruebas y para ellas existen dos configuraciones diferentes.

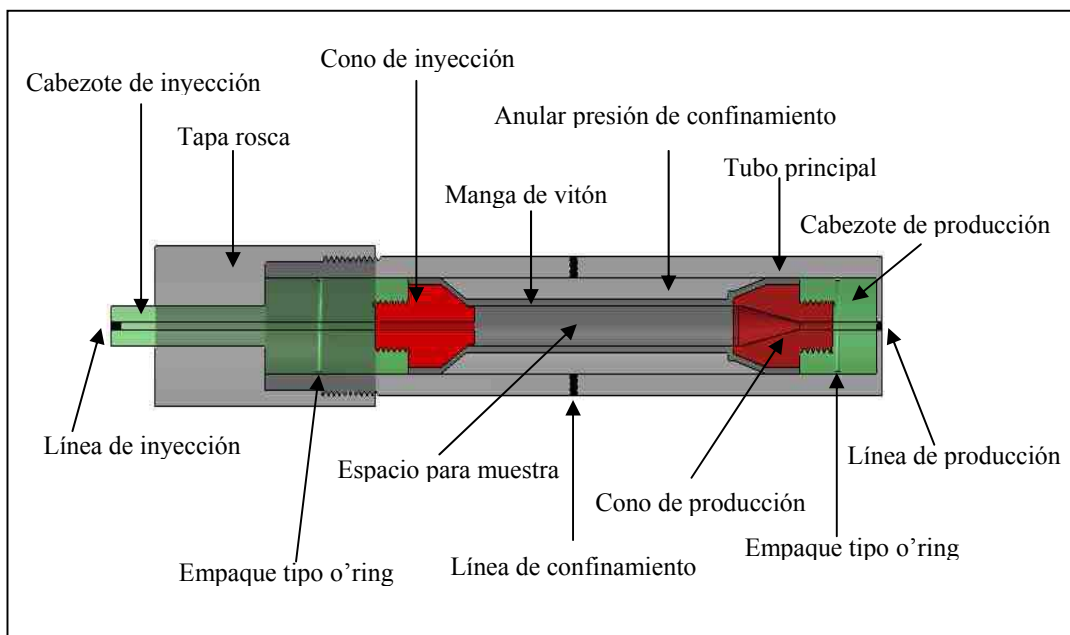
➤ **Configuración para pruebas con uno o dos fluidos**

Ver planos 6 al 14. Esta configuración se compone del tubo principal en acero inoxidable, dos cabezotes junto con sus respectivos conos de ensamble y ajuste de la manga de vitón, los cuales tienen un agujero concéntrico que permite el paso de una línea de ¼ de pulgada, también en acero inoxidable AISI 316; un aspersor de flujo que permite que el fluido de inyección se distribuya de manera uniforme en la cara de la muestra de roca en la cual se inyecta el fluido, además cuenta con dos empaques tipo “o’ring” que permiten hacer sello

entre los cabezotes y la cara interna del tubo principal. Esta configuración también se utiliza para realizar las pruebas de compresibilidad de la roca.

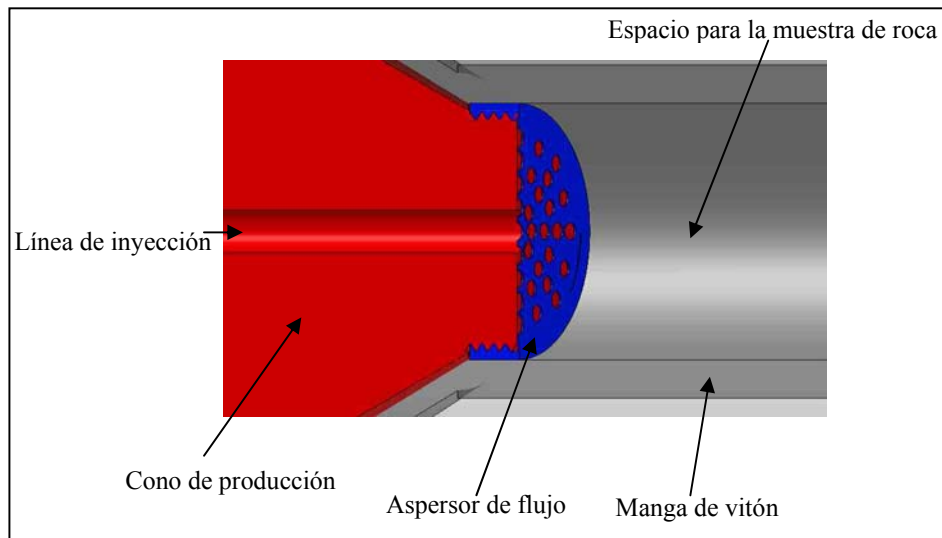
El tubo principal es el mismo para todas las configuraciones de prueba por lo tanto en su extremo de salida tiene tres agujeros pasantes roscados que permiten el acople de racores de acero para trabajo a alta presión para tubería de ¼ de pulgada o accesorios de este mismo diámetro como válvulas que también son en acero inoxidable AISI 316 y son las que permiten habilitar cada una de las líneas de flujo. Estas salidas se habilitan dependiendo de la configuración que se requiera para la prueba a realizar, en este caso solo estará habilitada la línea central.

Figura 58. Corte principal del porta muestras para pruebas con uno o dos fluidos.



Plata-Sandoval.

Figura 59. Detalle del aspersor de flujo en corte.



Plata-Sandoval.

Debido a que la manga de vitón debe acoplarse a la forma de los conos para asegurar que la presión de confinamiento se realice uniformemente y el sello sea completo, debe armarse primero en el exterior, el montaje interno del equipo para introducirlo en el tubo principal como un cuerpo completo y después cerrar el montaje con la tapa roscada.

Una vez se colocan los empaques en los cabezotes para asegurar que haya un sello perfecto y no tener fugas de presión de confinamiento hacia los extremos del tubo principal del equipo, entonces lo primero a hacer es roscar el cabezote de producción con el cono de producción, ya que el diámetro interno de la manga es de 1.5 pulgadas igual al diámetro de la muestra de roca, se debe acoplar un extremo de la manga al cono de producción hasta que llegue al tope, se introduce cuidadosamente la muestra de roca en la manga llevándola hasta el tope interno del cono de producción; el núcleo debe entrar un cuarto de pulgada en el este cono.

Paso seguido se rosca el cabezote de inyección junto con el cono de inyección que ya debe estar roscado con el aspersor de flujo, este submontaje se introduce en el extremo que ha quedado libre de la manga, cuidando que la cara externa del aspersor de flujo toque perfectamente el extremo de inyección de la muestra de roca; es recomendable verter fluido saturante sobre la cara de la muestra que va a tocar el aspersor de flujo antes de hacer este ensamble.

Todo este cuerpo se introduce en el tubo principal del equipo y se rosca la tapa hasta que ajuste para terminar completamente el montaje para pruebas con uno o dos fluidos.

Los cabezotes al igual que los conos en sus secciones más amplias cubiertos con la manga de vitón quedan con un diámetro externo igual al diámetro interno del tubo principal del porta núcleos lo que ayuda aún mas a garantizar el sello para evitar fugas de presión de confinamiento y asegurar también que esta se aplique uniformemente sobre el cuerpo del núcleo de roca.

El cabezote de inyección es un cuerpo cilíndrico en dos secciones, en su sección externa esta un agujero concéntrico roscado en el cual va la línea de inyección, sea cual sea el caso, es decir si se requiere inyectar uno o dos fluidos, ambos se inyectarán por esta línea.

El control de flujo se hace mediante el sistema de válvulas del equipo.

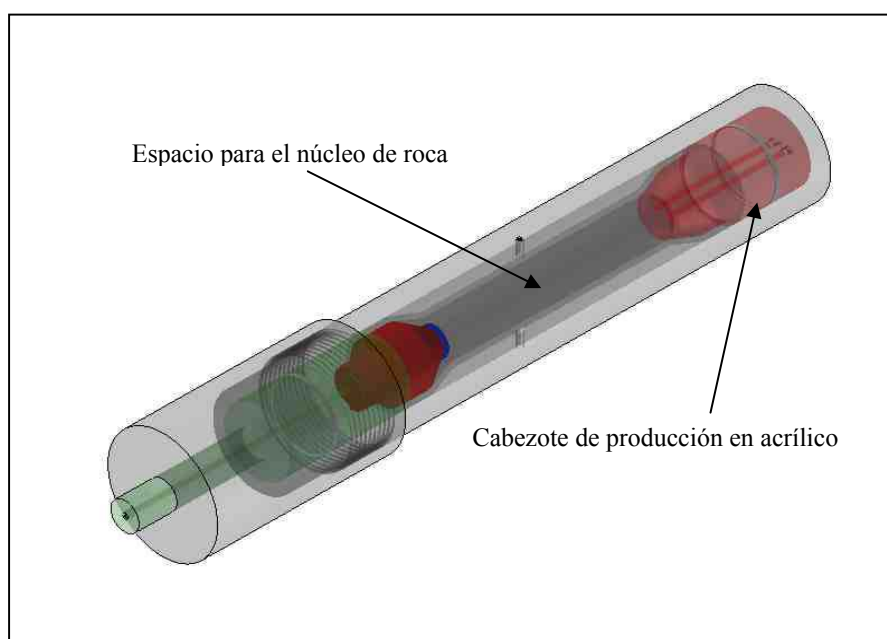
➤ **Configuración para pruebas para gas y líquido**

Ver planos 15 al 23. El equipo esta diseñado para que brinde gran versatilidad, por esto, en general es el mismo para todas las pruebas; en este caso solo se intercambia el conjunto cono y cabezote de producción por una sola pieza en acrílico que permite igualmente el acople de la manga de vitón; esta pieza posee dos agujeros rectos y pasantes que se conectan con los dos agujeros laterales del extremo de producción del tubo principal del equipo y que servirán para conducir el líquido y el gas y llevarlos a los sistemas de medición correspondientes, igualmente el control de flujo de inyección en el cabezote de inyección que es la misma pieza de la configuración anterior, para líquido o gas se realiza por medio

del sistema de válvulas de aguja con que cuenta el equipo, en el extremo de producción del tubo principal se cierra la línea central por medio de las válvulas correspondientes y se trabaja con las líneas laterales de salida.

El cabezote de producción en acrílico lleva en la cara que va a estar en contacto con la muestra de roca una membrana semipermeable que permite recoger de manera separada el flujo de gas y líquido.

Figura 60. Vista isométrica porta núcleos para pruebas gas-líquido.

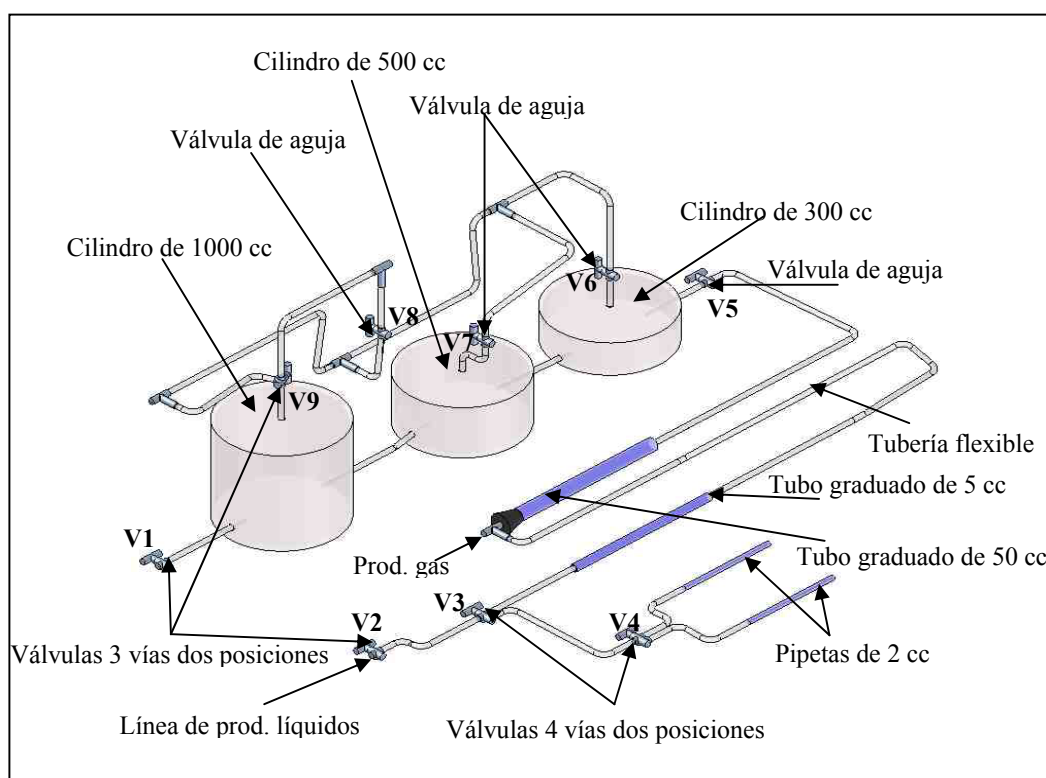


Plata-Sandoval.

Al igual que en el caso anterior, primero se ensamblan las piezas internas del equipo junto con la muestra de roca para introducirlo dentro del tubo principal y después cerrar el conjunto roscando la tapa del tubo.

Primero se coloca la membrana semipermeable en la cara interna del cabezote de acrílico y se satura con el líquido de prueba durante un tiempo no menor de 24 horas, una vez saturado se remueve del recipiente de saturación y se sumerge el extremo del cabezote que contiene la membrana en el líquido de prueba, conectando la línea de líquido del cabezote con la entrada de líquido del medidor de gas (V2), que se observa en la figura 61, utilizando una manguera flexible.

Figura 61. Sistema de medición de gas.



Plata-Sandoval.

Una vez conectada la válvula V2, se drena la línea de succión por su vía inferior, así, cuando se obtenga continuidad de flujo se detiene la succión y se permite el paso hacia la válvula V3 por medio de V2.

Con las válvulas V3 y V4 se calibran en cero las pipetas de 2 cc que son las que van a medir el volumen de confinamiento.

El siguiente paso es ensamblar el cabezote, que ya debe tener su empaque tipo o'ring colocado, y el cono de inyección, el cual debe estar ya roscado con el aspersor de flujo. Hecho esto se introduce dentro de la manga de vitón la muestra de roca muy cuidadosamente y dejando espacio suficiente a lado y lado para el acople con el cono de inyección y el cabezote de acrílico. Se introduce en uno de los extremos de la manga de vitón el ensamble cabezote-cono de inyección permitiendo que la manga se deforme y se acople perfectamente a la forma del cono hasta el tope del cabezote de inyección, una vez hecho esto se empuja por el otro lado de la manga el núcleo hasta que haga contacto con el aspersor de flujo; es recomendable verter algo de líquido de saturación en las caras de los extremos del núcleo antes de que hagan contacto con las partes del equipo.

En el extremo libre de la manga se introduce el cabezote de producción permitiendo que la manga se acople a su forma cónica hasta que encuentre el tope, este cabezote también tiene un empaque tipo o'ring en su parte cilíndrica para hacer sello contra la pared interna del tubo principal.

Teniendo los componentes internos del porta núcleos ensamblados se procede a introducirlos dentro del tubo principal del equipo y se desliza la tapa en el cilindro más externo del cabezote de inyección para proceder a roscarlo al tubo hasta que ajuste.

Una vez más, el diámetro externo de los cabezotes en su parte cilíndrica y el diámetro externo de las piezas cónicas cubiertas con la manga de vitón coinciden con el diámetro interno del tubo principal del equipo. Los orificios roscados del extremo de producción del tubo principal se habilitan por medio de las válvulas respectivas dejando la línea central cerrada.

Antes de la prueba se debe dar paso desde la línea de líquido del cabezote a la válvula V2, de esta a la válvula V3 y de esta a la válvula V4 para darle paso a las pipetas de 2 cc, con estas líneas abiertas se deja el sistema durante cinco minutos hasta que se estabilice el flujo. Si el ducto de líquido del cabezote de acrílico se desatura es necesario saturar de nuevo el

cabezote. En caso contrario se cierran las válvulas V2, V3 y V4 quedando el porta núcleos listo para realizar la prueba.

➤ **Factores de diseño del porta núcleos**

Tabla 3. Factores de diseño para el porta muestras.

CONDICIONES MÁXIMAS DE OPERACIÓN			
Presión de confinamiento	Contra Presión	Presión de inyección	Temperatura de operación
10000 psi	10000 psi	10000 psi	350 °F

Plata-Sandoval.

Como ya se mencionó, el equipo esta diseñado para operar a condiciones máximas de presión de 10000 libras por pulgada cuadrada y temperatura de 350 °F.

Se considera el porta núcleos como un recipiente cilíndrico de pared gruesa sometido a presión interna donde esta misma presión es soportada en los extremos.

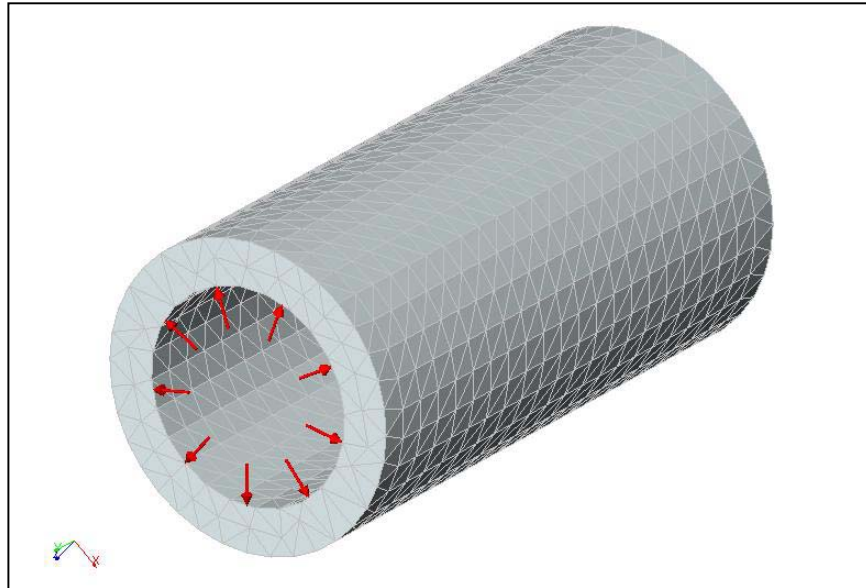
En recipientes cilíndricos sujetos a presión se presentan esfuerzos radiales y tangenciales cuyo valor depende del radio del elemento en consideración. Para determinar el esfuerzo radial σ_r y el esfuerzo tangencial σ_t se utiliza la hipótesis de que la deformación longitudinal es constante en toda la circunferencia del cilindro.

El esfuerzo radial es de compresión, el tangencial y el longitudinal son de tracción.

También es de vital importancia establecer la resistencia de las roscas que hacen parte del porta núcleos. Norton¹⁰⁷ presenta una serie de expresiones que nos ayudan a determinar la magnitud de los diferentes esfuerzos a que esta sometido el dispositivo

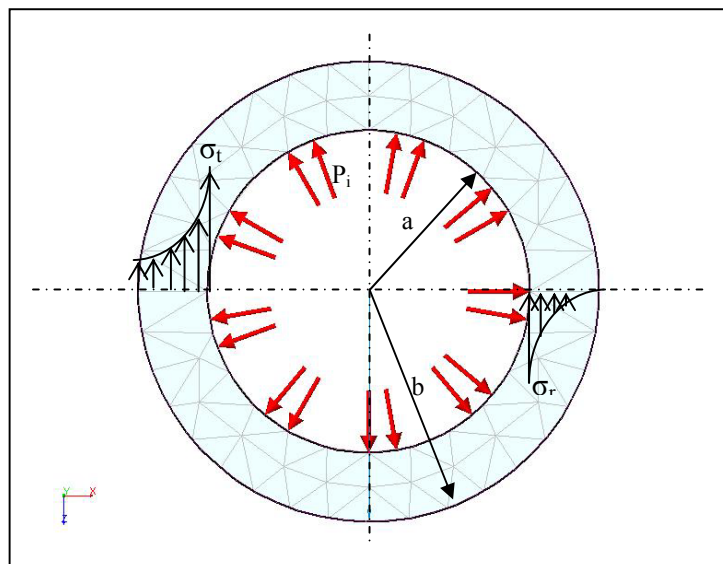
¹⁰⁷ NORTON, 1999.

Figura 62. Cilindro de pared gruesa sometido a presión interna.



Plata – Sandoval.

Figura 63. Distribución de esfuerzos en el cilindro.



Plata – Sandoval.

Como la presión externa al cilindro es cero, $P_o = 0$, tenemos:

$$\sigma_t = \frac{a^2 P_i}{b^2 - a^2} \dots\dots\dots 60$$

$$\sigma_r = \frac{a^2 p_i}{a^2 - b^2} \left(1 - \frac{b^2}{r^2} \right) \dots\dots\dots 61$$

$$\sigma_l = \frac{a^2 p_i}{b^2 - a^2} \dots\dots\dots 62$$

Donde, σ_t es el esfuerzo tangencial en psi, σ_r es el esfuerzo radial en psi, σ_l el esfuerzo longitudinal en psi, P_i la presión interna en psi, a es el radio interno en pulgadas, b el radio externo en pulgadas y r es el radio de cálculo de los esfuerzos en cualquier punto también en pulgadas.

Los esfuerzos máximos se producen en la superficie interna cuando $r = a$ de lo que se deducen las siguientes expresiones:

$$\sigma_t = p_i \frac{b^2 + a^2}{b^2 - a^2} \dots\dots\dots 63$$

$$\sigma_r = -p_i \dots\dots\dots 64$$

$$\sigma_l = \frac{p_i a^2}{b^2 - a^2} \dots\dots\dots 65$$

Para determinar el esfuerzo resultante a que es sometido el material se puede utilizar el criterio de máxima tensión tangencial octaédrica σ_τ .

$$\sigma_\tau = \frac{1}{3} [(\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_l)^2 + (\sigma_l - \sigma_t)^2]^{1/2} \leq \sigma_{\tau \max} \dots\dots\dots 66$$

$$\sigma_{\tau \max} = \frac{\sqrt{2}}{3} \sigma_{adm} \dots\dots\dots 67$$

Al reemplazar la ecuación 67 en la ecuación 66:

$$\sigma_\tau = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_l)^2 + (\sigma_l - \sigma_t)^2]^{1/2} \leq \sigma_{\tau adm} \dots\dots\dots 68$$

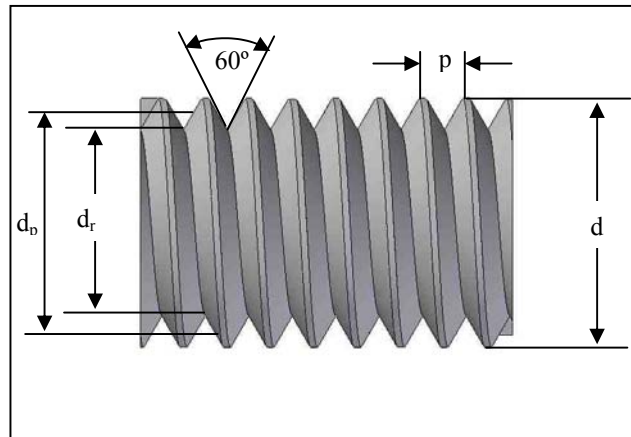
Donde σ_{adm} es el esfuerzo admisible del material, para este caso utilizaremos acero inoxidable AISI 316, cuyo $\sigma_{adm} = 40000$ psi.

Para el cálculo de las resistencias en las roscas se supone que los filetes están sometidos solamente a esfuerzo cortante puro τ , se aplica entonces la teoría propuesta por Norton.

Un modo de falla posible por cortante implica que las roscas ya sea la de la tuerca o del tornillo se barran. Cual de estos casos suceda, dependerá de las resistencias relativas del material de la tuerca o del tornillo. Si el material de la tuerca es mas débil llega a barrer su rosca en su diámetro mayor. Si el tornillo es mas débil suele barrer su rosca en su diámetro menor. Si ambos materiales tienen igual resistencia, el conjunto se llega a barrer a lo largo del diámetro del paso. En cualquier caso se debe suponer algún grado de compartición de cargas entre roscas, a fin de poder calcular el esfuerzo.

Como criterio de seguridad, se compara el esfuerzo cortante de la rosca τ con el esfuerzo admisible del acero utilizado, $\tau_{adm} = \sigma_{adm} / 2$.

Figura 64. Rosca métrica internacional.



Norton, 1999.

El área cortante de barrido A_s , para una rosca de tornillo se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$A_s = \pi d_r w_i p \dots\dots\dots 69$$

Donde d_r es el diámetro menor de la rosca, p es el paso de la rosca y w_i es un factor que define el porcentaje del paso ocupado por el metal en el diámetro menor.

En el caso de la rosca de la tuerca, el área del cortante de barrido A_s es:

$$A_s = \pi d w_0 p \dots\dots\dots 70$$

Donde d , es el diámetro mayor de la rosca y w_0 es un factor de área para el área de barrido de roscas.

Los valores de w_i y w_0 se encuentran en la tabla 4.

El tipo de rosca es métrica internacional con una inclinación de 60 grados.

Para roscas ISO tenemos:

$$d_r = d - 1.226869p \dots\dots\dots 71$$

Tabla 4. Factores de área de cortante para barrido de roscas.

Factores de área para el área cortante de barrido de rosca		
Tipo de rosca	w_i (menor)	w_o (mayor)
UNS/ISO	0.80	0.88
Square	0.50	0.50
Acme	0.77	0.63
Buttress	0.90	0.83

Norton, 1999.

El esfuerzo cortante para barrido de roscas se determina a partir de:

$$F = PA \dots\dots\dots 72$$

$$\tau = \frac{F}{A_s} \dots\dots\dots 73$$

Donde F es la fuerza ejercida sobre el filete de la rosca, A el área cortante y P es la presión aplicada sobre la rosca.

- a. Cálculo de los esfuerzos radiales, tangenciales y longitudinales para el porta núcleos, aplicando las ecuaciones mencionadas anteriormente, considerando el dispositivo como un recipiente sometido a presión interna.

$$b = 64.5\text{mm} = 2.6 \text{ pulgadas.}$$

$$a = 44.15\text{mm} = 1.74 \text{ pulgadas.}$$

$$\sigma_r = -10000 \text{ psi.}$$

$$\sigma_t = 8713 \text{ psi.}$$

$$\sigma_t = 27426 \text{ psi.}$$

- b. Generalmente se calcula el cortante τ para las roscas consideradas como las mas susceptibles de fallas; para este caso son las roscas entre los conos y los cabezotes de inyección y producción y las roscas entre el tubo principal y la tapa rosca del porta núcleos
- c. El análisis para las roscas de los conjuntos cono-cabezote tanto de inyección como de producción es idéntico, por lo tanto solo se describe el cálculo de un conjunto.
- d. El conjunto cono-cabezote de inyección tiene roscas métrica internacional de paso 23 milímetros y diámetro exterior de rosca 49.1 mm.
- e. Cálculo de esfuerzo cortante para la rosca del cabezote de inyección del porta núcleos.

En este caso el cabezote hace de tuerca del dispositivo.

$$A_s = 5 \text{ pulg}^2$$

$$F = 77200 \text{ libras.}$$

$$\tau = 15440 \text{ psi.}$$

- f. Cálculo de esfuerzo cortante para la rosca del cono de inyección.

La rosca del cono hace la función de tornillo.

$$A_s = 2 \text{ pulg}^2$$

$$F = 28857 \text{ libras.}$$

$$\tau = 14428 \text{ psi.}$$

- g. El conjunto tapa rosca – tubo principal tiene roscas métrica internacional de paso 15 milímetros y diámetro exterior de 129.29 mm.

- h. Cálculo de esfuerzo cortante para la tapa rosca del porta núcleos.

En este caso la tapa rosca es la tuerca del dispositivo.

$$A_s = 8.31 \text{ pulg}^2$$

$$F = 93357 \text{ libras.}$$

$$\tau = 11234 \text{ psi.}$$

- i. Cálculo de esfuerzo cortante para la rosca del tubo principal del porta muestras.

La rosca del tubo hace la función de tornillo.

$$A_s = 6.48 \text{ pulg}^2$$

$$F = 10598 \text{ libras.}$$

$$\tau = 16759 \text{ psi.}$$

- j. Calculo del factor de seguridad para el porta núcleos.

$$N = \frac{\sigma_{adm}}{\sigma_T} \dots\dots\dots 74$$

$$\sigma_T = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_l)^2 + (\sigma_l - \sigma_t)^2]^{1/2} \leq \sigma_{ADM} \dots\dots\dots 68$$

$$\sigma_T = 11457 \text{ psi.}$$

$$N = \frac{40000}{11457}$$

$$N = 3.6$$

El factor de seguridad resultante garantiza la confiabilidad de operación del equipo de desplazamiento.

k. Resultados

$$\sigma_t = 27426 \text{ psi.}$$

$$\sigma_L = 8713 \text{ psi.}$$

$$\sigma_r = -10000 \text{ psi.}$$

$$\sigma_T = 11457 \text{ psi.}$$

$$N = 3.6 \text{ psi.}$$

l. Para las roscas de los conjuntos cono-cabezote de inyección y producción:

Esfuerzo cortante de rosca para tornillo, $\tau = 14428 \text{ psi}$

Esfuerzo cortante de rosca para tuerca, $\tau = 15440 \text{ psi}$

m. Para las roscas del conjunto tubo principal – tapa rosca:

Esfuerzo cortante de rosca para tornillo, $\tau = 16759 \text{ psi}$

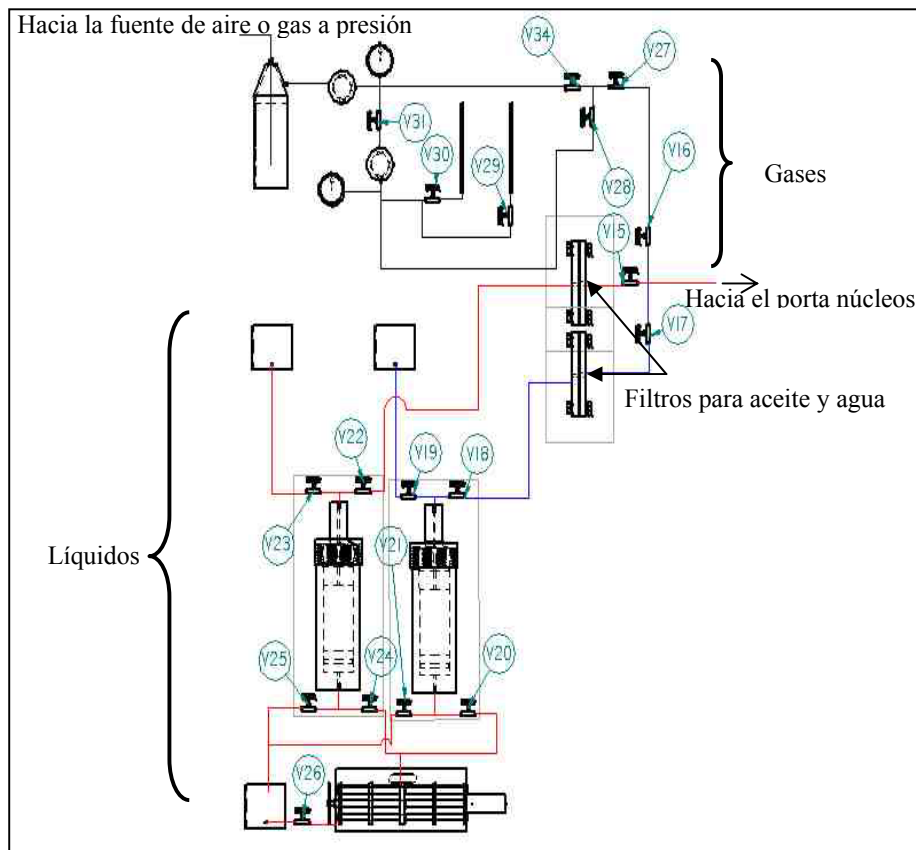
Esfuerzo cortante de rosca para tuerca, $\tau = 11234 \text{ psi}$

Comparando estos resultados con el esfuerzo cortante admisible del material, $\tau_{\text{amd}} = 20000 \text{ psi}$, se concluye que las roscas más críticas son las del tubo principal y la tuerca del conjunto cono cabezote; sin embargo, arrojan una relación mayor de 1.3, lo que asegura que su operación es confiable.

3.2.1.2. Sistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos

Principalmente consta de dos partes que comprenden el subsistema de líquidos y el subsistema de gases.

Figura 65. Diseño esquemático del sistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos.

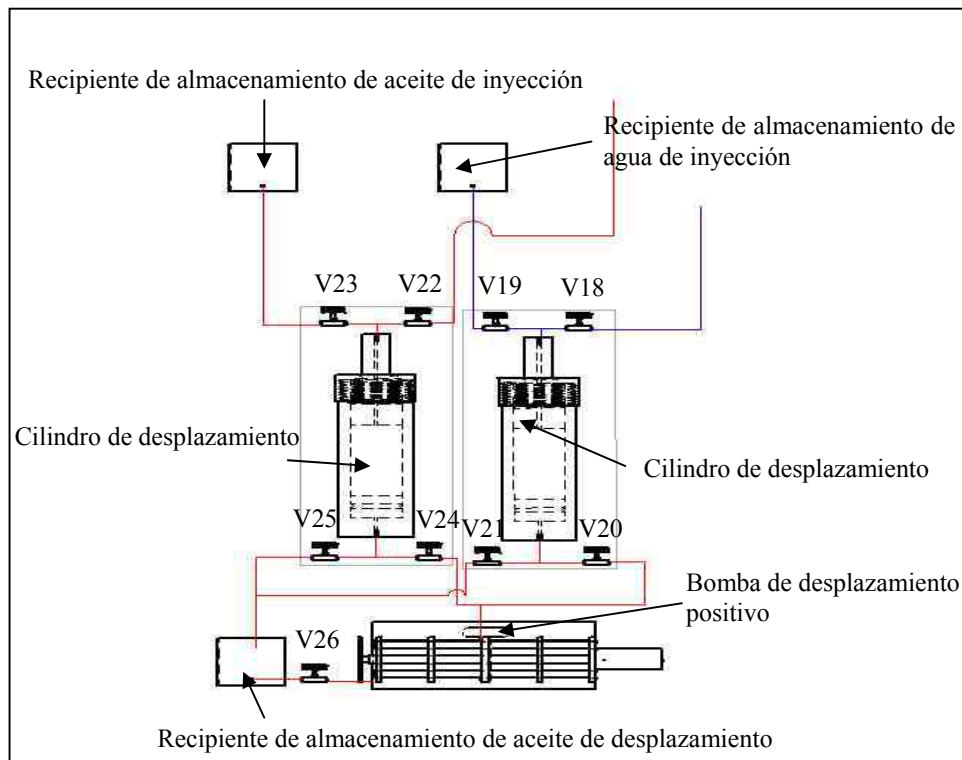


Plata-Sandoval.

➤ **Subsistema de líquidos**

Este subsistema está conformado por dos cilindros de desplazamiento, una bomba de desplazamiento positivo que desplaza los fluidos a caudal constante, tres recipientes de almacenamiento de fluidos de un litro de capacidad y cuatro válvulas de aguja.

Figura 66. Diseño esquemático del subsistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos líquidos.

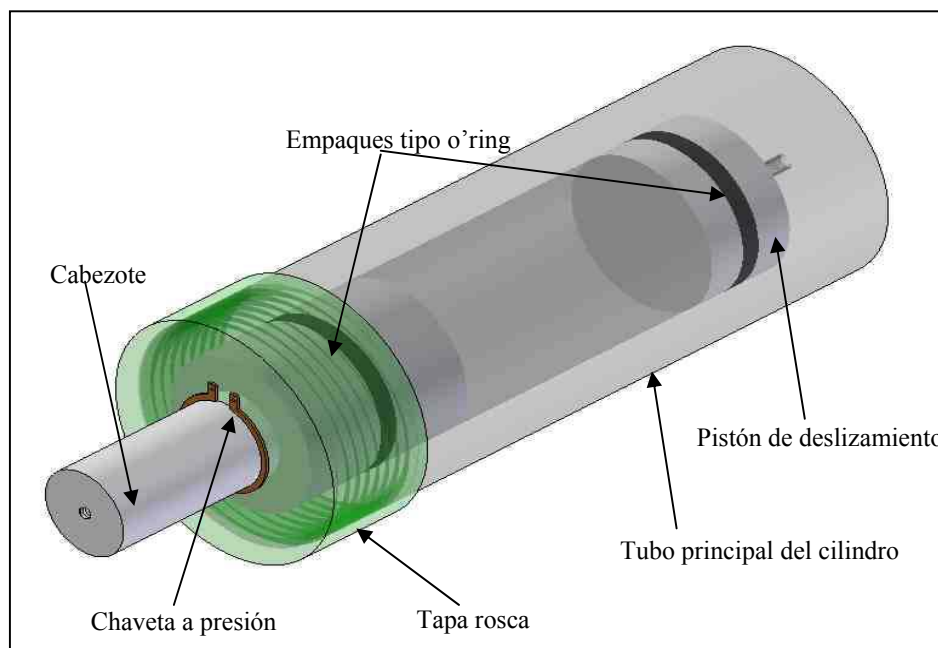


Plata-Sandoval.

➤ Funcionamiento del subsistema de líquidos

Como se observa en la siguiente figura, el cilindro cuenta con un tubo exterior de pared gruesa que está diseñado para soportar presiones de hasta 10.000 libras por pulgada cuadrada, un pistón de deslizamiento que va a permitir enviar el fluido de inyección hacia el porta núcleos, una tapa rosca y un cabezote que se ajusta a la tapa rosca por medio de una chaveta a presión, todo en acero AISI 316. Ver planos 1 al 5 en el anexo de planos.

Figura 67. Vista isométrica del cilindro de desplazamiento.



Plata-Sandoval.

El cabezote del cilindro cuenta con un empaque tipo o'ring para evitar fugas de fluido al igual que el pistón de deslizamiento. Este pistón divide la parte interior del cilindro en dos cámaras, una para contener el fluido de desplazamiento que viene de la bomba de desplazamiento positivo y otra que contendrá el fluido de inyección.

El pistón permite transmitir la presión de inyección ejercida al fluido de desplazamiento hacia el fluido de inyección evitando que se mezclen.

El procedimiento de ensamble de los cilindros se inicia introduciendo el pistón de desplazamiento que ya debe tener su empaque correspondiente dentro del cilindro de pared gruesa, dejando que el pistón caiga perfectamente sobre la cara inferior del cilindro y colocar un tapón en la salida inferior, hecho esto, se ensambla aparte el cabezote del cilindro con la tapa roscada y la chaveta a presión, para luego introducir este ensamble dentro del cilindro roscando la tapa manualmente hasta que ajuste, cuando ya no ajuste mas, se debe colocar un tapón en la salida del cabezote del cilindro; todo esto manteniendo el cilindro de manera vertical.

Continuando con el cilindro verticalmente para que el pistón de desplazamiento no pierda la posición anterior, se retira el tapón inferior y se conecta a línea que viene de las válvulas 24 y 25, para el caso del cilindro de inyección de aceite, manteniendo estas válvulas cerradas. Se retira el tapón superior y se conecta a la línea que viene de la válvula 23 manteniéndola también cerrada; la válvula 22 se deja desconectada por el momento y se tapona la línea que se conecta a ella.

Hecho esto, se abre lentamente la válvula 23, permitiendo que el aceite de inyección requerido para la prueba llene la cámara superior que hasta ahora se encontraba vacía; este proceso ocurre por gravedad gracias a la ubicación de los recipientes de almacenamiento.

Cuando se haya vertido la cantidad de aceite de inyección requerida para la prueba, se cierra la válvula 23. Seguidamente se retira el tapón que se había colocado a la línea que se desconecta de la válvula 22 con lo cual una pequeña cantidad de aceite de inyección que había quedado en la línea taponada se verterá; cuando esto ocurra, se abren las válvula 26 y 24 para operar la bomba de desplazamiento positivo manualmente hasta que empiece a haber fuga en la línea de salida a la cual se le retiró el tapón; se conecta la válvula 22 de nuevo manteniéndola cerrada, y se cierran la válvulas 24 y 26.

En este momento, el cilindro para desplazar aceite de inyección esta listo para empezar a trabajar.

Al momento de realizar la prueba se abren las válvulas 26, 24 y 22, se ajusta la bomba de desplazamiento positivo al caudal requerido para la prueba y se inicia la inyección; al terminar el proceso de inyección de aceite se detiene el funcionamiento de la bomba de desplazamiento positivo, se cierran las válvulas 22, 24 y 26; se abre la válvula 25 para que el aceite de desplazamiento evacúe el cilindro y retorne al recipiente de almacenamiento que alimenta la bomba de desplazamiento positivo; la recuperación de este aceite debe llenar completamente el recipiente ya que las capacidades de este y del cilindro de desplazamiento son iguales.

Una vez se halla evacuado todo el aceite de desplazamiento del cilindro, es decir, cuando la cámara superior este completamente vacía de nuevo, se procede a cerrar la válvula 25, desconectar de nuevo la válvula 22, taponar la línea que va hacia ella e iniciar de nuevo el proceso de llenado del cilindro para los posteriores desplazamientos.

El cilindro de inyección de agua opera de manera análoga.

➤ **Factores de diseño para los cilindros de desplazamiento**

Los cilindros de desplazamiento también se consideraran como recipientes de pared gruesa sometidos a presión interna .

La presión de operación máxima será de 10000 libras por pulgada cuadrada.

Aplicando las ecuaciones antes mencionadas para el diseño del porta núcleos tenemos:

$$b = 66 \text{ mm} = 2.6 \text{ pulg.}$$

$$a = 45 \text{ mm} = 1.8 \text{ pulg.}$$

$$\sigma_t = 28409 \text{ psi.}$$

$$\sigma_r = -10000 \text{ psi.}$$

$$\sigma_l = 9205 \text{ psi.}$$

Este conjunto tiene roscas métrica internacional de paso 15 milímetros y diámetro exterior de 120 mm.

A continuación se observa el cálculo del esfuerzo cortante para roscas de los cilindros de desplazamiento.

- a. Esfuerzo cortante para las roscas del tornillo.

$$A_s = 6.72 \text{ pulg}^2.$$

$$F = 110305 \text{ libras.}$$

$$\tau = 16414 \text{ psi.}$$

- b. Esfuerzo cortante para las roscas de la tuerca.

$$A_s = 8.42 \text{ pulg.}$$

$$F = 63300 \text{ libras.}$$

$$\tau = 7518 \text{ psi.}$$

- c. Cálculo del factor de seguridad del cilindro de desplazamiento.

$$\sigma_T = 14411 \text{ psi.}$$

$$N = \frac{40000}{14411}$$

$$N = 3$$

Este factor de seguridad garantiza la confiabilidad de operación del equipo de desplazamiento.

d. Resultados

$$\sigma_t = 28409 \text{ psi.}$$

$$\sigma_r = -10000 \text{ psi.}$$

$$\sigma_l = 9205 \text{ psi.}$$

$$N = 3$$

e. El esfuerzo cortante en la rosca es:

$$\tau = 16414 \text{ psi. para el tornillo.}$$

$$\tau = 7518 \text{ psi para la tuerca.}$$

El esfuerzo cortante admisible del material, $\tau_{\text{amd}} = 20000 \text{ psi}$, el esfuerzo cortante en las roscas tanto para la tuerca como para el permite que la operación de los cilindros de desplazamiento sea segura.

➤ **Especificaciones de la bomba de desplazamiento positivo**

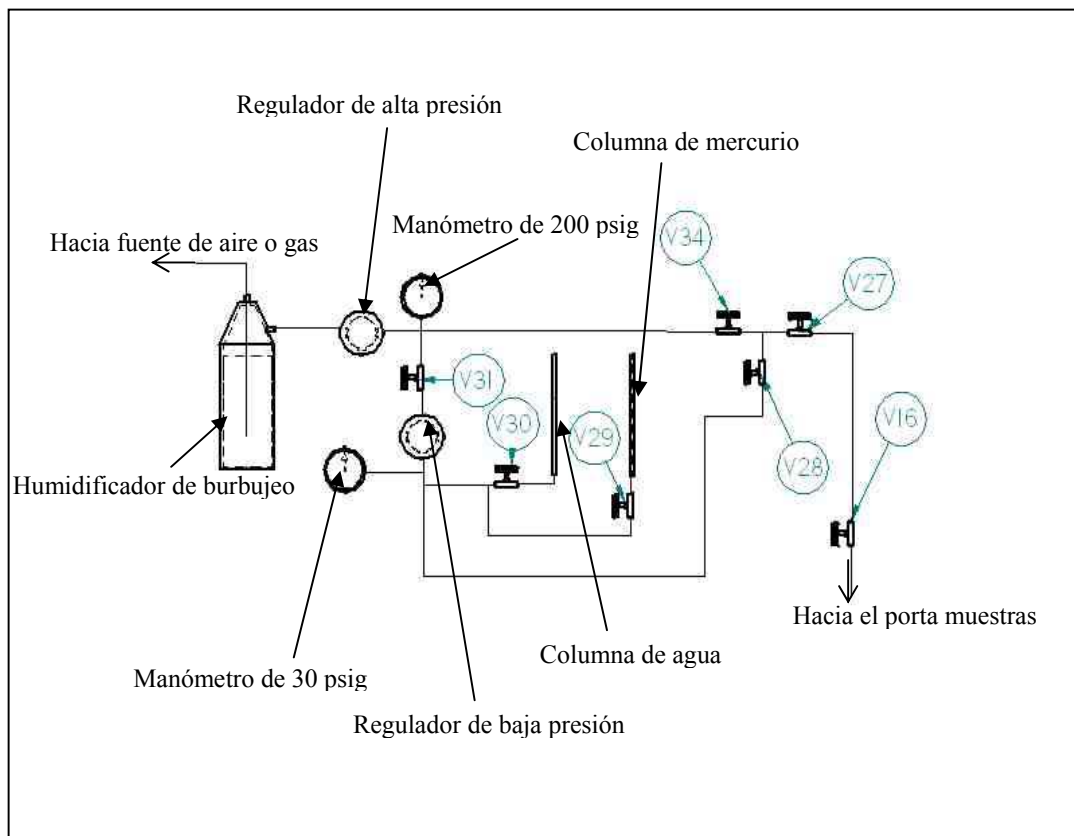
Se requiere de una bomba que maneje caudales entre 0.1 y 10 centímetros cúbicos por minuto a caudal constante y presiones de hasta 5000 libras por pulgada cuadrada, para desplazar un volumen máximo de 500 cc por carrera.

La operación de esta bomba puede ser manual o automática, los desplazamientos manuales generalmente son utilizados para el drenaje de las líneas de conexión ; la operación automática de la bomba se utiliza en el desarrollo de las pruebas de desplazamiento a tasa constante, aceleración constante o para la inyección de una cantidad predeterminada de fluido.

➤ **Subsistema de gases**

Este subsistema permite realizar la inyección de gases en el núcleo de roca que esta dentro del porta núcleos cuando las pruebas de desplazamiento requieran hacer experimentos con gases, al igual que medir y controlar la presión con la cual el gas se inyecta a la muestra de roca.

Figura 68. Diseño esquemático del subsistema de inyección de gases.



Plata-Sandoval.

➤ **Funcionamiento del subsistema de gases**

Como se observa en la figura anterior este subsistema consta de dos manómetros para mediciones de 200 y 30 psig, dos reguladores de los cuales uno es para regular altas presiones y otro para regular bajas presiones; dos manómetros de columna, el de mercurio para presiones hasta 7 psig y el de agua para presiones de menores de 1 psig; además de esto cuenta con un humidificador de burbujeo que permite estabilizar el flujo de aire o gas, una fuente de aire o gas a presión y siete válvulas de aguja para controlar el sistema.

Básicamente, el subsistema esta adecuado para que dependiendo de la presión con que se desee inyectar el gas a la muestra de roca se ponga en funcionamiento las diferentes partes que lo conforman.

Sea cual sea la presión con la que se quiera inyectar el gas, se debe regular la fuente de gas a una presión mayor de la de inyección en una 15 libras por pulgada cuadrada mas.

Primero se conecta la línea que va hacia el porta muestras al cabezote de inyección, dejando todas las válvulas del subsistema cerradas y se conecta la fuente de aire o gas a presión al humidificador de burbujeo.

Para inyectar gas a presiones mayores de 30 psig, se regula la fuente 15 libras mas que la presión de inyección, con el regulador de alta presión se ubica la presión de inyección requerida en el manómetro de 200 psig y se abren las válvulas 38, 27 y 16 para que el gas fluya hacia el porta muestras.

Si se trata de presiones hasta 30 psig, se regula la fuente a unas 70 libras por pulgada cuadrada, con el regulador de alta presión se ubica en el manómetro de 200 psig una presión de unas 50 libras por pulgada cuadrada, se abre la válvula 31 y con el regulador de baja presión se ubica la presión de inyección requerida en el manómetro de 30 psig para luego abrir las válvulas 28, 27 y 16 y permitir que el gas fluya hacia el porta muestras.

Para presiones de inyección entre 1 y 7 psig, se regula la fuente a unas 50 psig, con el regulador de alta presión se ubica en el manómetro de alta presión un valor de 30 libras por pulgada cuadrada, se abren las válvulas 31 y 29 y con el regulador de baja presión se ubica

en la columna de mercurio la presión de inyección deseada, de igual forma después se abren las válvulas 28, 27 y 16 para darle paso al gas hacia el porta muestras.

Finalmente, si se desea trabajar con presiones de inyección menores de una libra por pulgada cuadrada, se regula la fuente a una presión de 35 psig, con el regulador de alta presión se ubica en el manómetro de 200 psig una presión de máximo 20 libras por pulgada cuadrada, se abren las válvulas 30 y 31 y con el regulador de baja presión se ubica en la columna de agua la presión de inyección requerida para la prueba, para permitir el flujo de gas al porta núcleos se abren las válvulas 28, 27 y 16.

➤ **Especificaciones del compresor**

En general un compresor recíprocante de un caballo y medio de potencia, con un sistema libre de agua y aceite, y acumuladores de aire es suficiente para la operación del sistema de gas.

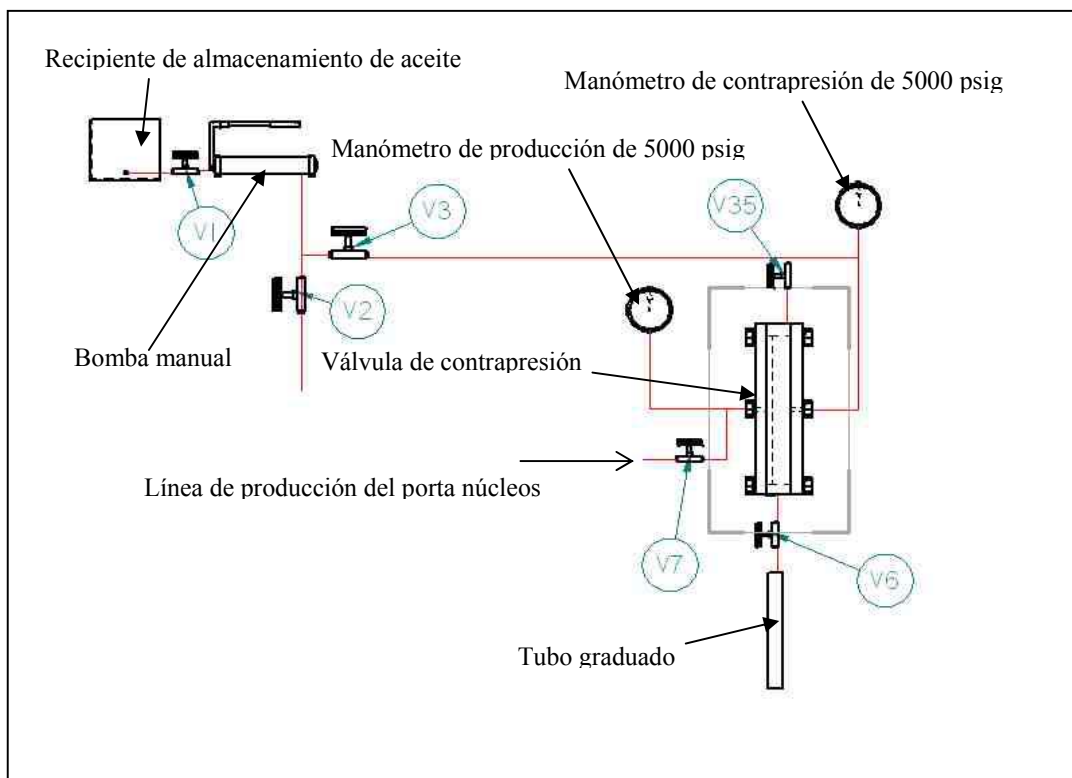
3.2.1.3. Sistema de contrapresión

Este sistema es el encargado de simular la presión de los fluidos en el medio poroso, además de impedir que los fluidos de producción en las pruebas se evaporen al salir del núcleo y encontrar un cambio drástico de presión.

Como se observa en la siguiente figura, el sistema está conformado por una bomba manual, el recipiente de almacenamiento de aceite que alimenta la bomba manual, una válvula de alivio que es la parte principal de este sistema y la que permite mantener una presión de poro deseada dentro de todo el sistema, dos manómetros para 5000 libras por pulgada cuadrada, un tubo graduado para la recolección del fluido producido y seis válvulas de aguja para controlar el funcionamiento del sistema.

Es importante notar que la bomba manual no es solo la que ajusta la presión de formación con la que se desea trabajar, sino que también tiene una salida hacia el porta muestras a través de la válvula 2, lo cual quiere decir que la bomba manual además de hacer parte del sistema de contra presión también hace parte del sistema de confinamiento que se explicará mas adelante.

Figura 69. Diseño esquemático del sistema de contrapresión.



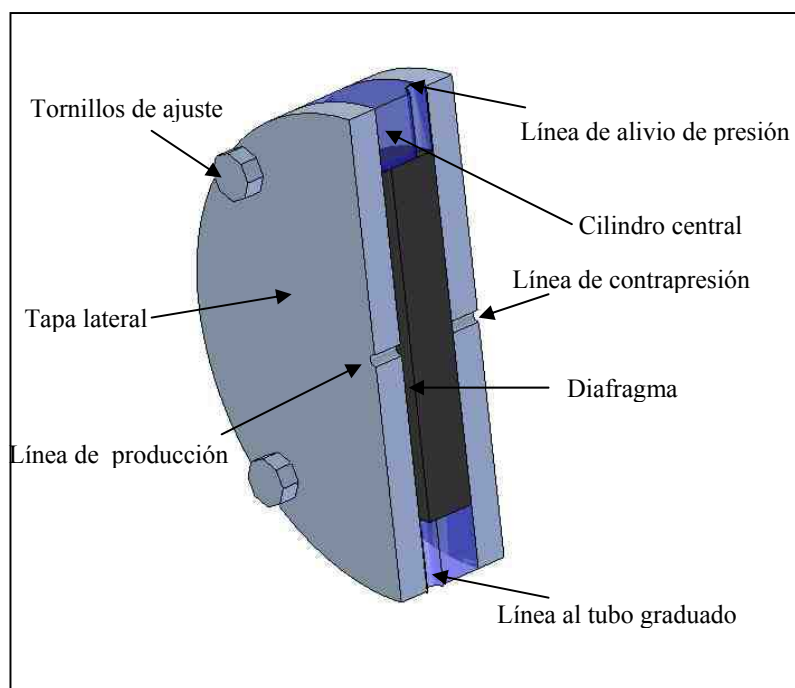
Plata-Sandoval.

El funcionamiento de este sistema es simple, con la bomba manual se puede aplicar tanto presión de confinamiento como contrapresión para simular la presión de poro, en este sistema nos ocuparemos únicamente a la presión de poro por lo cual se asume que la válvula 2 permanecerá cerrada.

La válvula de contrapresión consiste en un diafragma montado en un cuerpo que le permite moverse hacia un lado u otro dependiendo de la presión aplicada ya sea a contrapresión o en la línea de producción.

Por un lado se aplica la contrapresión requerida para simular en la prueba la presión de poro de la formación, lo cual deja el diafragma completamente desplazado, evitando que el fluido de producción para a través de la válvula y llegue al tubo graduado; por el otro lado llega la línea de producción, una vez la presión de producción se iguala y supera la contrapresión, el diafragma se empieza a desplazar dejando libre el orificio que lleva la línea hacia el tubo graduado.

Figura 70. Corte de la válvula de contrapresión.



Plata-Sandoval.

Con la válvula 1 abierta para alimentar la bomba manual y manteniendo la válvula 2 cerrada, se abre la válvula 3 y se bombea hasta que en el manómetro de contrapresión

alcance la presión requerida, entonces se cierra la válvula 3; en este momento el diafragma queda completamente desplazado hacia el extremo de producción y la línea que va al tubo graduado se encuentra tapada, esta es la configuración antes de iniciar la prueba de desplazamiento.

Una vez se inicia el desplazamiento la válvula 7 debe estar abierta para comunicar la línea de producción con la válvula de contrapresión, y el manómetro de producción muestra como aumenta la presión del fluido que se esta produciendo; el diafragma empezará a moverse para permitir el paso del fluido hasta el tubo graduado en el momento en que la presión de producción supere la contrapresión que se haya aplicado a la válvula de contrapresión.

De esta forma se inicia la medición de los fluidos de producción, simulando durante todo el tiempo la presión de poro a la cual estaría sometida la muestra si estuviera en el yacimiento.

Cuando la prueba de desplazamiento termina, se cierra la válvula 7 y se abre la válvula 39 lentamente para permitir que la contrapresión a la que aún esta sometido el diafragma se alivie.

3.2.1.4. Sistema de confinamiento

El sistema de confinamiento se utiliza para simular la presión de sobrecarga que la formación tiene en el yacimiento en subsuelo. Esta presión es la que ejercen los estratos superiores sobre la formación de interés.

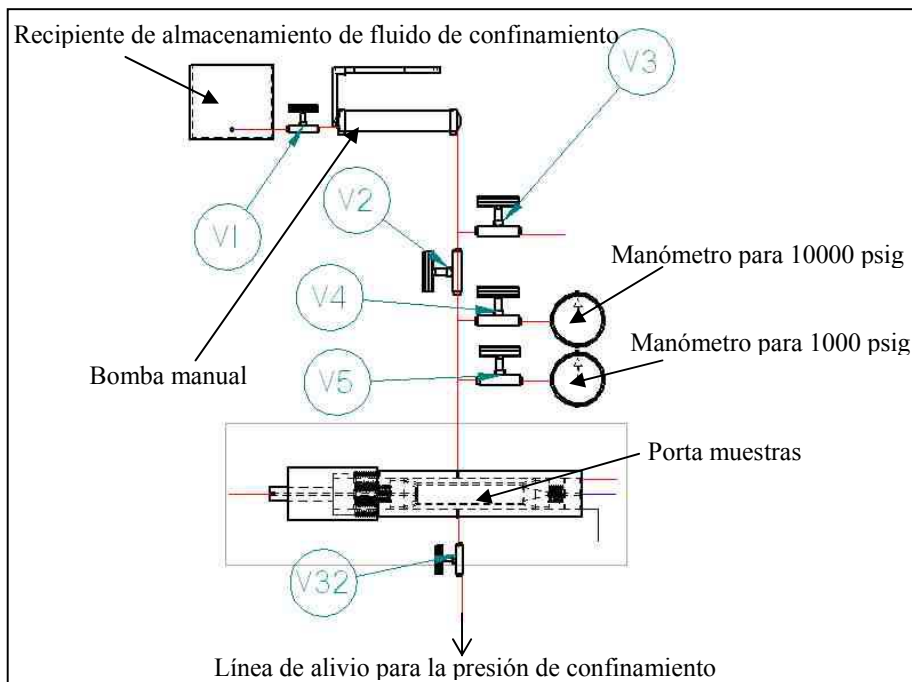
El sistema de confinamiento esta conformado básicamente por la bomba manual que levanta presiones de hasta 10000 libras por pulgada cuadrada, el recipiente de almacenamiento del fluido de confinamiento, dos manómetros de los cuales uno es para medir presiones de hasta 10000 libras por pulgada cuadrada y el otro es para medir presiones de hasta 1000 psig; además de esto cuenta con cinco válvulas de aguja que permiten controlar el sistema.

El esquema del sistema de confinamiento se observa en la figura 76, como ya se indicó antes, la bomba manual hace parte también del sistema de contrapresión, esta bomba puede

operarse para aplicar presión de confinamiento y contrapresión manipulando las válvulas 2 y 3. Esencialmente el funcionamiento de este sistema se opera aplicando presión de confinamiento en el anular que forma la manga de vitón y el tubo principal del porta muestras para que se ejerza esta presión de manera uniforme a lo largo de toda la muestra de roca sin que incida en la presión de inyección aplicada en las pruebas de desplazamiento, la manga tiene la función de adaptarse a la forma del núcleo de roca de manera uniforme y permitir que la carga aplicada por confinamiento se distribuya también de manera uniforme.

La presión ejercida sobre la muestra de roca es una presión circunferencial, es decir tiene un componente radial, un componente axial y un componente tangencial; en realidad cuando la roca se encuentra en el subsuelo, la presión de sobrecarga que los estratos superiores ejercen sobre ella es de forma uniaxial, tratando de disminuir el espesor de la formación; se consideró que una presión circunferencial podría acercarse mejor al comportamiento de la roca en el subsuelo a condiciones de yacimiento.

Figura 71. Esquema del sistema de confinamiento.



Plata-Sandoval.

La presión de sobrecarga a la cual están sometidas las rocas a condiciones de yacimiento se describe por la siguiente ecuación.

$$\sigma_z = h\Delta G_p \dots\dots\dots 75$$

Donde σ_z es la presión axial de sobrecarga en libras por pulgada cuadrada, h es la profundidad en pies y ΔG_p es el gradiente de presión el cual se asume como una libra por pulgada cuadrada cada pie.

En general la presión hidrostática que se debe aplicar para simular correctamente el comportamiento de la presión de sobrecarga en el yacimiento se da por la siguiente ecuación.

$$\sigma_H = 0.237\sigma_z \dots\dots\dots 76$$

Donde σ_H es la presión hidrostática en libras por pulgada cuadrada.

Operacionalmente la utilización de los dos manómetros es debido a que en las pruebas de desplazamiento con gas se utilizan presiones de confinamiento mucho menores que las que se aplican en las pruebas de desplazamientos con líquidos.

Inicialmente, el porta núcleos se monta en el horno y a medida que la temperatura de prueba se va homogenizando, la presión de confinamiento se va ajustando también; una vez se halla alcanzado dicha presión, no es necesario realizar mas cambios en ella durante la prueba.

El procedimiento de operación debe realizarse inicialmente cuidando que todas las líneas están conectadas y todas las válvulas están cerradas, además de comprobar que el fluido de confinamiento que se pretende utilizar es suficiente para realizar todo el proceso de confinamiento.

Se abren entonces las válvulas 1, 2, 4 ó 5 dependiendo de la presión de confinamiento que se vaya a aplicar, para permitir que el fluido de confinamiento fluya a través de la línea de ¼ de pulgada en acero inoxidable AISI 316 para trabajo a alta presión hasta el orificio de alimentación de fluido de confinamiento del tubo principal del porta núcleos, que es uno de los orificios laterales del tubo; inicialmente la válvula 32 de la línea de alivio del porta núcleos debe estar abierta

Teniendo las líneas y las válvulas listas para el confinamiento se inicia el bombeo con la bomba manual hasta que se registre fuga y flujo homogéneo en la línea de alivio para garantizar que se elimine cualquier presencia de aire en el sistema.

Una vez hecho esto se debe cerrar la válvula 32 y esperar a que el manómetro que se este utilizando registre la presión de confinamiento requerida para la prueba, en este momento se cierra la válvula 2 y el sistema queda listo para iniciar la prueba de desplazamiento.

Al finalizar la prueba se abre lentamente la válvula 32, cuya línea debe regresar al recipiente de almacenamiento del fluido de confinamiento para que la presión en el anular manga-tubo se alivie.

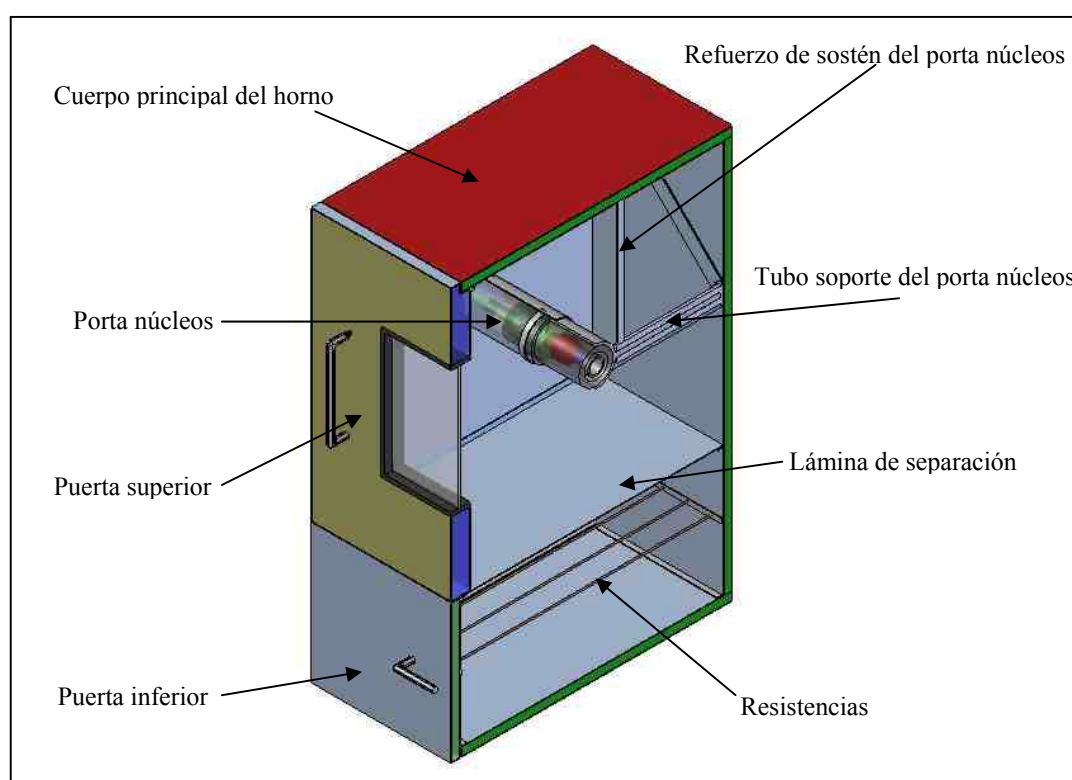
3.2.1.5. Sistema de temperatura de formación

El sistema de temperatura de formación es un horno de resistencias eléctricas diseñado específicamente para este proyecto, ver planos 26 a 67, 75 y 76 de los anexos.

Este horno tiene la capacidad de elevar la temperatura interna hasta unos 445 grados Fahrenheit, y conseguir que el porta núcleos alcance una temperatura de 350 grados Fahrenheit en un tiempo de aproximadamente 33 minutos; aunque el horno podría calentar aún más, generalmente los rangos de operación para las pruebas de desplazamiento no exceden los 350 °F, por lo que, por medio de los controles del equipo, se consigue mantener la temperatura de prueba estable después de ser alcanzada.

Las partes metálicas del horno son en acero inoxidable AISI 316 y 1020, el recinto inferior del horno tiene la posibilidad de albergar diez resistencias de INCOLOY con un diámetro de seis milímetros para suministrar una potencia máxima de 10000 vatios, permitiendo manipular el número de resistencias utilizadas en caso que se requiera una mayor potencia de operación, para las pruebas de desplazamiento es suficiente con 8000 vatios de potencia suministrados por siete resistencias; el material aislante entre las láminas interiores y exteriores del horno es lámina de fibra de vidrio, en la puerta superior del horno esta ubicada una lamina de vidrio térmico para permitir tener visibilidad dentro del horno durante la prueba. El marco en el que esta empotrado el vidrio térmico es en neopreno así como unas tiras utilizadas tanto en la puerta superior como en la inferior para evitar pérdidas de calor y conseguir que la puerta ajuste perfectamente en el cuerpo del horno.

Figura 72. Vista principal en corte del sistema de temperatura de formación.



Plata-Sandoval.

Las dimensiones generales del horno son de un metro y medio de alto, un metro de largo por un metro de ancho.

Como se observa en la figura, esta dividido en dos recintos; el recinto inferior alberga la caja de resistencias, la cual es un solo cuerpo junto con la puerta inferior, las resistencias tienen 1000 mm de largo y aportan una potencia de 1000 vatios cada una. Se presenta entonces un proceso de transferencia de calor combinada entre todas las partes del horno, es decir coexiste transferencia de calor por conducción, convección y radiación

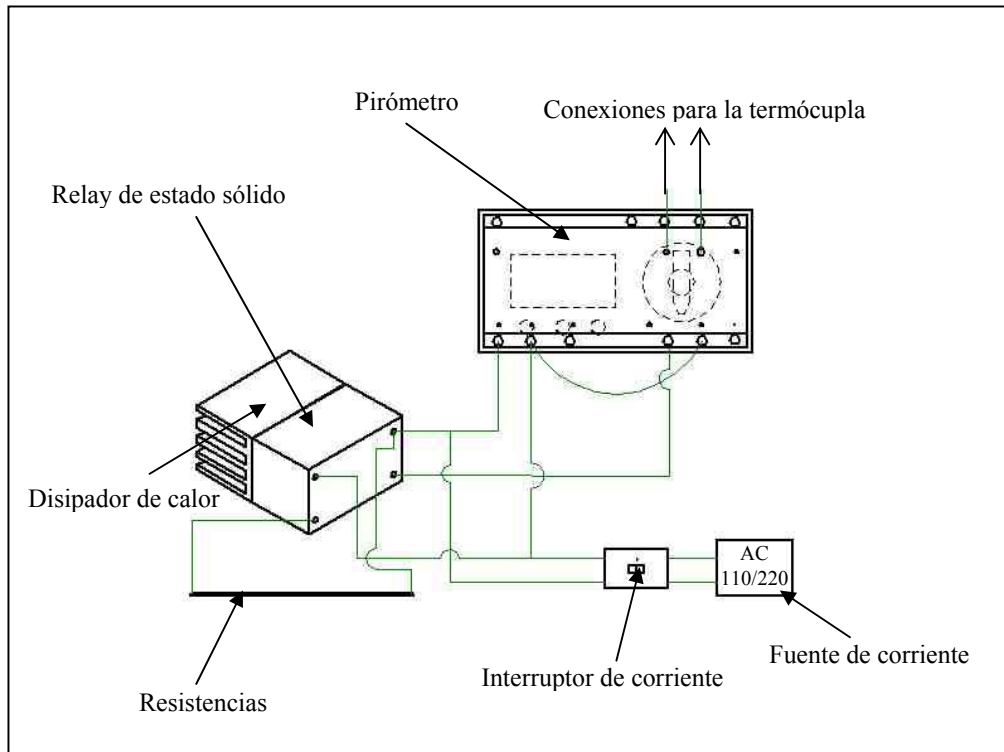
El sistema de control de temperatura del horno se compone de: un pirómetro que es el encargado de manipular el sistema de calentamiento, en el ajustamos la temperatura a la cual queremos que se caliente el horno, puede ser digital o manual; estos son dispositivos de regulación que señalan y controlan con precisión y rapidez la temperatura correspondiente a la fuerza electromotriz que reciba la termocupla y actuará en consecuencia sobre los elementos de regulación del horno para este caso el relay de estado sólido que ajustará la potencia al valor adecuado.

Un disipador de calor que se encarga de enfriar el relay de estado sólido, una termocupla ubicada en el interior del horno justo sobre el porta muestras, este instrumento censa la temperatura alcanzada en él y envía la señal hacia el pirómetro, estos son dispositivos basados en la fuerza electromotriz que se produce al calentar un extremo soldado de un par de hilos o alambres metálicos de diferente composición, entre el extremo caliente y el extremo frío de dichos hilos; la fuerza electromotriz es proporcional a la diferencia de temperatura entre la soldadura caliente y la soldadura fría de los alambres.

Un interruptor de corriente para tener control de todo el sistema de calentamiento y llegado el caso aislarlo de la fuente de corriente; la fuente de corriente alterna de 110 o 220 voltios y las resistencias que son las que se encargan de calentar el sistema.

El esquema de las conexiones eléctricas del horno se observa en la figura 73.

Figura 73. Esquema de las conexiones eléctricas del horno.



Plata-Sandoval.

➤ Factores de diseño

Inicialmente es necesario calcular los coeficientes de convección natural interior y exterior en el horno; esto se realiza por medio de un procedimiento iterativo del análisis de transferencia de calor en estado estable, suponiendo una temperatura interna del horno y los coeficientes de convección interna y externa, se realiza un análisis de resistencias para hallar las temperaturas al interior y el exterior del horno con los datos asumidos; con estas temperaturas y por medio de algunas correlaciones empíricas se validan los coeficientes de convección asumidos inicialmente, estos resultados se reemplazan por las asunciones

iniciales y se repite de nuevo todo el cálculo; este proceso se realiza iterativamente hasta que los valores de los coeficientes de convección interno y externo, h_{ci} y h_{ce} converjan.

En este caso, el coeficiente de convección interna, h_{ci} es de $2.95 \text{ W/m}^2\text{K}$ y el coeficiente de convección externa, h_{ce} es de $3.39 \text{ W/m}^2\text{K}$. Este análisis se realizó por medio de la programación de una macro en Excel por medio del programa Visual Basic.

El código se observa a continuación:

```
Private Sub CommandButton2_Click()
```

```
Dim Laisl, hci, hce, U1A1, U2A2, U3A3, U4A4, Tairehorno, Tparedint, Tparedext As Double
```

```
Dim Tmci, Tmce, Ra1, Ra2, B1, B2, DeltaT1, DeltaT2, fi As Double
```

```
Dim Nult1, Nult2 As Double
```

```
Dim i, j As Integer
```

```
Const kacero = 16.3 'conductividad térmica del acero
```

```
Const densidadfv = 10 'densidad de la fibra de vidrio a 350 °F
```

```
Const kfv = 0.076 'conductividad térmica del aislante
```

```
Const Lparedint = 0.003 'espesor de pared interior
```

```
Const Lparedext = 0.003 'espesor de pared exterior
```

```
Const Aaisl = 1 'area del aislante
```

```
Const Aparedext = 1 'area de la pared exterior
```

```
Const Aparedint = 1 'area de la pared interior
```

```
Const Tamb = 298 'temperatura ambiente
```

```
Const g = 9.8 'gravedad
```

Const Pr = 0.69 'número de Prandalt

Const vaire1 = 29.748 * 0.000001 'viscosidad del aire a la temperatura media interna

Const vaire2 = 0.00001744 'viscosidad del aire a la temperatura media externa

Const Longparedint = 1 'longitud de pared interna

Const Longparedext = 1 'longitud de pared externa

Const k1 = 0.035188 'conductividad térmica del aire a la temperatura media interna

Const k2 = 0.0281 'conductividad térmica del aire a la temperatura media externa

Const n = 1E+20 'contador

Laisl = 0.07 'espesor del aislante

Tairehorno = 502.631 'temperatura interna del horno

hcei = 0.1 'valores de coeficientes supuestos para iniciar el cálculo

hcii = 0.1 'valores de coeficientes supuestos para iniciar el cálculo

Do

'para la temperatura de pared interior

$$U1A1 = 1 / ((Lparedext / (kacero * Aparedext)) + (Laisl / (kfv * Aaisl)) + (Lparedint / (kacero * Aparedint)) + (1 / (hcei * Aparedext)))$$
$$U2A2 = hcii * Aparedint$$
$$Tparedint = (U2A2 * Tairehorno + U1A1 * Tamb) / (U1A1 + U2A2)$$

'para la temperatura de pared exterior

$$U3A3 = hcei * Aparedext$$

$$U4A4 = 1 / ((Lparedext / (kacero * Aparedext)) + (Laisl / (kfv * Aaisl)) + (Lparedint / (kacero * Aparedint)))$$

$$Tparedext = (U4A4 * Tparedint + U3A3 * Tamb) / (U3A3 + U4A4)$$

'para el coeficiente de convección natural interno

$$Tmci = (Tairehorno + Tparedint) / 2$$

$$B1 = 1 / Tmci$$

$$\Delta T1 = Tairehorno - Tparedint$$

$$Ra1 = (B1 * \Delta T1 * g * (Longparedint ^ 3) * Pr) / \text{vaire1} ^ 2$$

$$fi = (1 + ((0.492 / Pr) ^ (9 / 16))) ^ (-16 / 9)$$

$$Nult1 = 0.68 + 0.67 * (Ra1 * fi) ^ (1 / 4)$$

$$hci = \text{Round}(k1 * Nult1 / Longparedint, 4)$$

$$hcii = hcii + 0.000001$$

'para el coeficiente de convección externo

$$Tmce = (Tparedext + Tamb) / 2$$

$$B2 = 1 / Tmce$$

$$\Delta T2 = (Tparedext - Tamb)$$

$$Ra2 = (B2 * \Delta T2 * g * (Longparedext ^ 3) * Pr) / \text{vaire2} ^ 2$$

$$Nult2 = 0.68 + 0.67 * (Ra2 * fi) ^ (1 / 4)$$

$$hce = \text{Round}(k2 * Nult2 / Longparedext, 4)$$

$$hcei = hcei + 0.000001$$

Loop While Abs(hcei - hce) > 0.000001 And Abs(hcii - hci) > 0.000001

Cells(5, 1) = "hce = "

Cells(5, 2) = Round(hce, 2)

Cells(6, 1) = "hci = "

Cells(6, 2) = Round(hci, 2)

End Sub

➤ **Análisis de transferencia de calor en estado transitorio**

Con los valores de los coeficientes de convección natural obtenidos se realiza el análisis de transferencia de calor en estado transitorio para determinar el tiempo necesario que requiere el horno para alcanzar la temperatura de operación de las pruebas, también se determinan las temperaturas a las cuales la transferencia de calor alcanza el estado estable.

En general, según la primera Ley de la termodinámica, la sumatoria del calor es igual la energía almacenada.

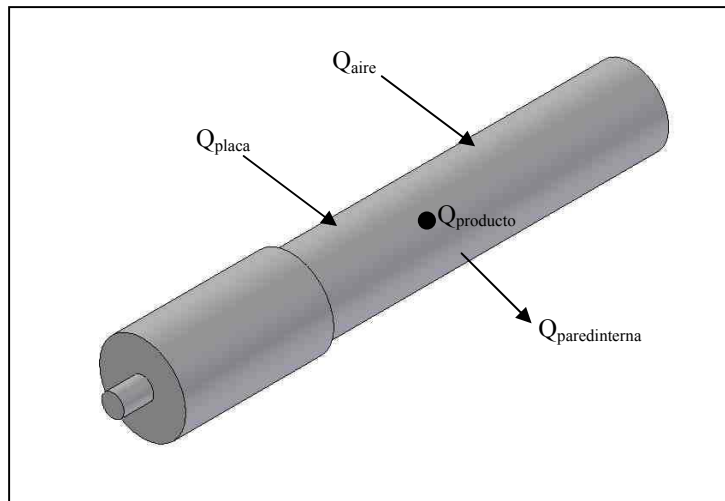
$$\sum \dot{Q} = \frac{dE}{dt} \dots\dots\dots 77$$

$$Q_{entra} - Q_{sale} = mc_p \frac{dT}{dt} \dots\dots\dots 78$$

A continuación se desarrolla el análisis por separado de cada elemento que conforma el horno.

Desarrollo de la ecuación transitoria para el porta núcleos (Producto).

Figura 74. Análisis de transferencia de calor para el porta muestras.



Plata – Sandoval.

$$Q_{\text{aire}} = Hc_i A (T_{\text{aire}}^i - T_{\text{producto}}^i) \dots\dots\dots 79$$

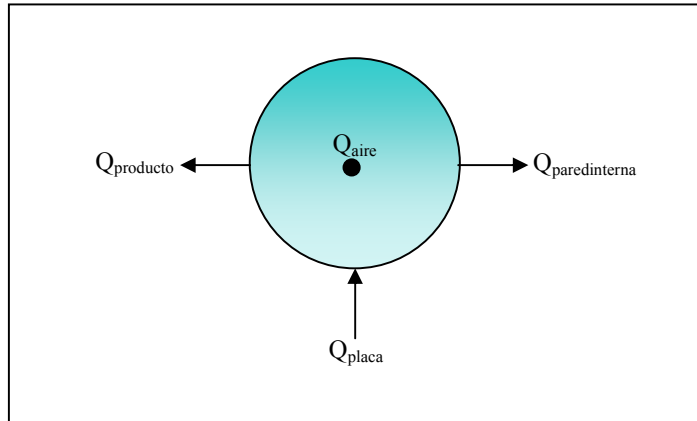
$$Q_{\text{placa}} = \varepsilon_{\text{placa}} A (T_{\text{placa}}^{i^4} - T_{\text{producto}}^{i^4}) \dots\dots\dots 80$$

$$Q_{\text{producto}} = m_{\text{producto}} c_{\text{producto}} \frac{(T_{\text{producto}}^{i+1} - T_{\text{producto}}^i)}{\Delta t} \dots\dots\dots 81$$

$$Q_{\text{pared}} = \varepsilon_{\text{producto}} A \sigma (T_{\text{producto}}^{i^4} - T_{\text{paredinterna}}^{i^4}) \dots\dots\dots 82$$

Desarrollo de la ecuación transitoria para el aire.

Figura 75. Análisis de transferencia de calor para el aire.



Plata – Sandoval.

$$Q_{placa} = \sigma \varepsilon_{placa} A (T_{placa}^{i4} - T_{aire}^{i4}) \dots\dots\dots 83$$

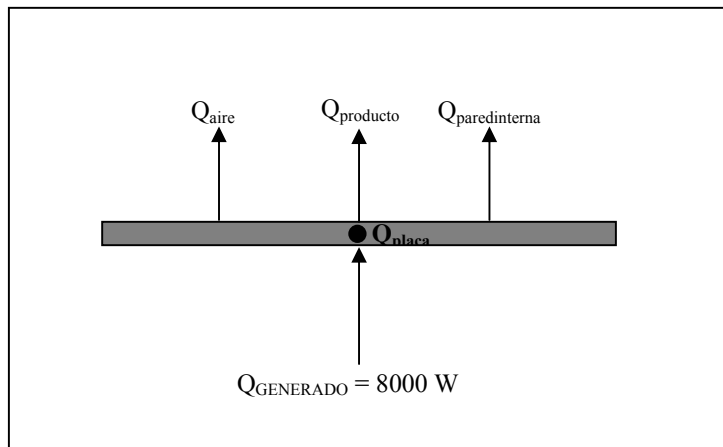
$$Q_{aire} = m_{aire} c_{aire} \frac{(T_{aire}^{i+1} - T_{aire}^i)}{\Delta t} \dots\dots\dots 84$$

$$Q_{producto} = Hc_i A (T_{aire}^i - T_{producto}^i) \dots\dots\dots 85$$

$$Q_{pared\ int\ erna} = Hc_i A (T_{aire}^i - T_{pared\ int\ erna}^i) \dots\dots\dots 86$$

Desarrollo de la ecuación transitoria para la placa de separación.

Figura 76. Análisis de transferencia de calor para la placa de separación.



Plata – Sandoval.

$$Q_{placa} = m_{placa} c_{placa} \frac{(T_{placa}^{i+1} - T_{placa}^i)}{\Delta t} \dots\dots\dots 87$$

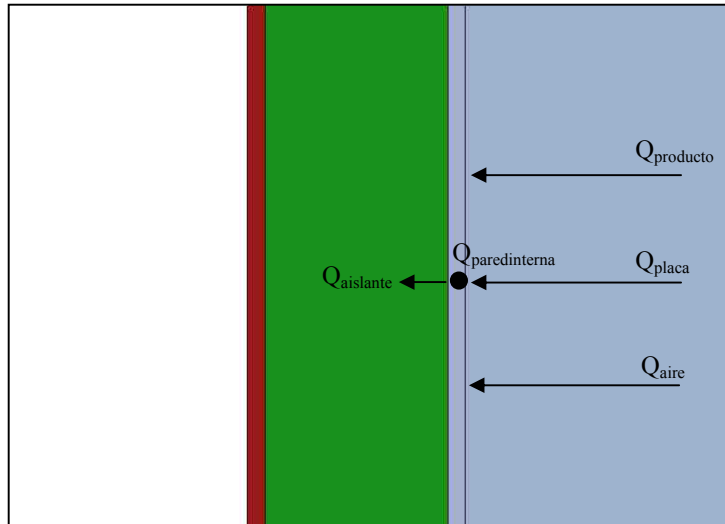
$$Q_{aire} = hc_i A_{placa} (T_{placa}^i - T_{aire}^i) \dots\dots\dots 88$$

$$Q_{producto} = \sigma \varepsilon A_{producto} (T_{placa}^{i4} - T_{producto}^{i4}) \dots\dots\dots 89$$

$$Q_{pared\ int\ erna} = \sigma \varepsilon A_{pared\ int\ erna} (T_{placa}^{i4} - T_{pared\ int\ erna}^{i4}) \dots\dots\dots 90$$

Desarrollo de la ecuación transitoria para las paredes internas del horno.

Figura 77. Análisis de transferencia de calor para las paredes internas del horno



Plata – Sandoval.

$$Q_{\text{producto}} = \varepsilon_{\text{producto}} \sigma A_{\text{pared int erna}} (T_{\text{producto}}^{i^4} - T_{\text{pared int erna}}^{i^4}) \dots\dots\dots 91$$

$$Q_{\text{aire}} = Hc_i A_{\text{pared int erna}} (T_{\text{aire}}^i - T_{\text{pared int erna}}^i) \dots\dots\dots 92$$

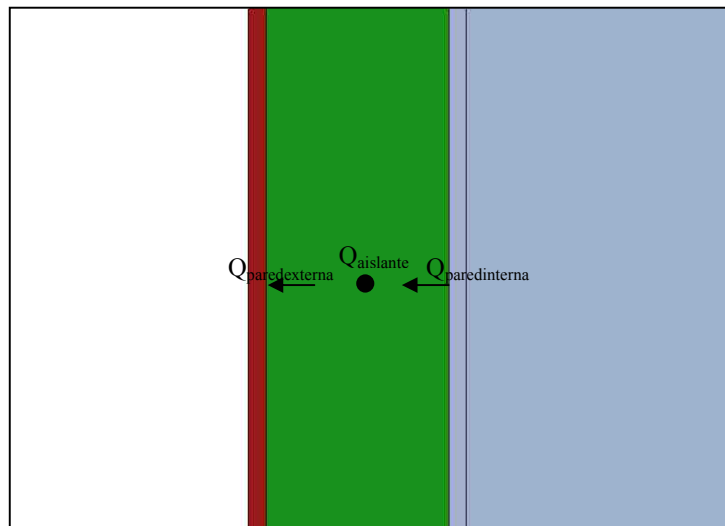
$$Q_{\text{placa}} = \varepsilon_{\text{placa}} \sigma A_{\text{pared int erna}} (T_{\text{placa}}^{i^4} - T_{\text{pared int erna}}^{i^4}) \dots\dots\dots 93$$

$$Q_{\text{pared int erna}} = m_{\text{pared int erna}} c_{\text{pared int erna}} \frac{(T_{\text{pared int erna}}^{i+1} - T_{\text{pared int erna}}^i)}{\Delta t} \dots\dots\dots 94$$

$$Q_{\text{aislante}} = \frac{k_{\text{pared int erna}} A_{\text{pared int erna}}}{L_{\text{pared int erna}}} (T_{\text{pared int erna}}^i - T_{\text{aislante}}^i) \dots\dots\dots 95$$

Desarrollo de la ecuación transitoria para el aislante.

Figura 78. Análisis de transferencia de calor para las láminas de aislante del horno.



Plata – Sandoval.

$$Q_{pared\ interna} = Q_{aislante} + Q_{paredexterna} \dots\dots\dots 96$$

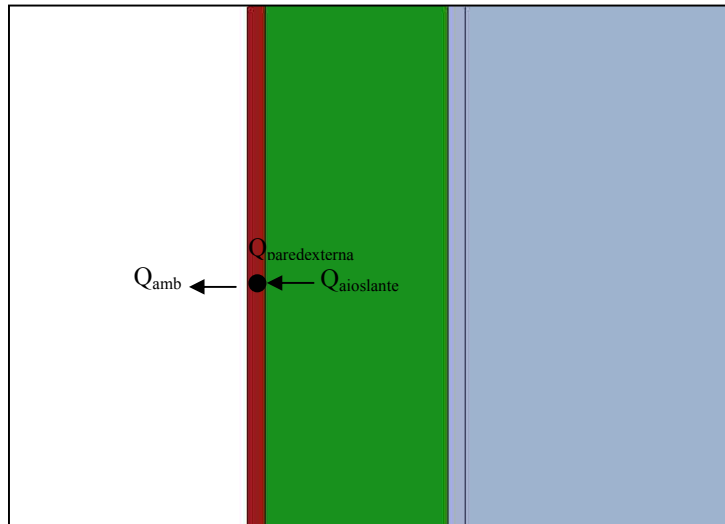
$$Q_{paredinterna} = \frac{k_{pared\ interna} A_{pared\ interna}}{L_{pared\ interna}} (T_{pared\ interna}^i - T_{aislante}^i) \dots\dots\dots 97$$

$$Q_{aislante} = m_{aislante} c_{p\ aislante} \frac{(T_{aislante}^{i+1} - T_{aislante}^i)}{\Delta t} \dots\dots\dots 98$$

$$Q_{paredexterna} = \frac{k_{aislante} A_{aislante}}{L_{aislante}} (T_{aislante}^i - T_{paredexterna}^i) \dots\dots\dots 99$$

Desarrollo de la ecuación transitoria para la pared exterior del horno.

Figura 79. Análisis de transferencia de calor para las paredes exteriores del horno.



Plata – Sandoval.

$$Q_{aislante} = \frac{k_{aislante} A_{aislante}}{L_{aislante}} (T_{aislante}^i - T_{paredexterna}^i) \dots\dots\dots 100$$

$$Q_{paredexterna} = m_{paredexterna} c_{paredexterna} \frac{(T_{paredexterna}^{i+1} - T_{paredexterna}^i)}{\Delta t} \dots\dots\dots 101$$

$$Q_{amb} = H_{ce} A_{paredexterna} (T_{paredexterna}^i - T_{amb}) \dots\dots\dots 102$$

Factor de forma para el cálculo de la radiación entre la placa de separación y el porta muestras.

$$F_{12} = 1/2$$

Factor de forma para el cálculo de la radiación¹⁰⁸ entre la placa de separación y las paredes del horno.

$$F_{12} = \frac{1}{2} \left[\left(1 + \left(\frac{c}{a} \right)^2 \right)^{1/2} - \left(\frac{c}{a} \right) \right] \dots\dots\dots 103$$

Donde c es la longitud de la pared del horno, 1m; y a es la longitud de la placa de separación, 1m. Tenemos entonces de la ecuación 117 :

$$F_{12} = 0.2929$$

Datos de cálculo para la placa de separación y las paredes internas y externas en acero AISI 316.

Densidad, $\delta = 7960 \text{Kg} / \text{m}^3$

Calor específico, $C_p = 516 \text{J} / \text{KgK}$

Volumen placa, $V = 0.002 \text{m}^3$

Volumen paredes, $V = 0.015 \text{m}^3$ las paredes internas y $V = 0.019 \text{m}^3$. las paredes externas.

Emisividad, $\varepsilon = 0.85$

Masa, $m_{placa} = 15.92 \text{Kg}$

Masa, $m_{pared\ interna} = 119.4 \text{Kg}$

Masa, $m_{pared\ externa} = 156.8 \text{Kg}$

¹⁰⁸ MILLS, 1995

Datos de cálculo para el aislante de fibra de vidrio.

Densidad, $\delta = 10 \text{Kg} / \text{m}^3$

Calor específico, $C_p = 835 \text{J} / \text{KgK}$

Volumen, $V = 0.090 \text{m}^3$

Masa, $m_{pared} = 4.54 \text{Kg}$

Datos de cálculo para el aire.

Densidad, $\delta = 1 \text{Kg} / \text{m}^3$

Calor específico, $C_p = 1013 \text{J} / \text{KgK}$

Volumen, $V = 0.994 \text{m}^3$

Masa, $m_{aire} = 1 \text{Kg}$

Datos de cálculo para el producto (porta núcleos).

Densidad, $\delta = 7960 \text{Kg} / \text{m}^3$

Calor específico, $C_p = 516 \text{J} / \text{KgK}$

Emisividad, $\varepsilon = 0.85$

Masa, $m_{producto} = 53 \text{Kg}$

Volumen, $V = 0.00672 \text{m}^3$

La constante de Stefan – Boltzman para cálculos de radiación, $\sigma = 5.67 \times 10^{-8}$

Con los datos de coeficientes de convección obtenidos del análisis es estado estable y las anteriores ecuaciones se desarrolla un proceso de iteración para hallar las temperaturas de cada una de las partes a diferentes tiempos y el tiempo de calentamiento y estabilización.

Una vez determinadas las temperaturas en todos los puntos de interés y el tiempo en el cual se alcanzan, se analiza el desarrollo en estado transitorio para seleccionar el mejor espesor de aislante y la potencia de operación necesaria para alcanzar las condiciones de operación y desarrollar un diseño confiable; se realizan los cambios correspondientes y se refina el cálculo, reemplazando la temperatura interior del horno en el momento en que se alcanzan las condiciones de operación del porta núcleos, que en este caso es de 350 °F, así como el espesor de aislante seleccionado y las masas y dimensiones que hayan sido cambiadas en el análisis en estado estable, ya que la temperatura interior del horno se había asumido inicialmente y los cambios dimensionales y físicos tienen que ser también tenidos en cuenta para que el diseño sea óptimo, con estos datos se recalculan los coeficientes de convección en estado estable y de nuevo se reemplazan en el análisis transitorio para finalmente obtener los datos definitivos de diseño.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

$$T_{\text{producto}} = 177.033 \text{ }^{\circ}\text{C} .$$

$$T_{\text{paredinterior}} = 197.197 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{paredexterior}} = 34.722 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{placa}} = 255.47 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{aire}} = 231.967 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t = 34.98 \text{ minutos}$$

$$h_{\text{ci}} = 2.95 \text{ W/m}^2\text{K}$$

$$h_{\text{ce}} = 3.39 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Al igual que en el análisis para estado estable, este análisis se realizó por medio de la programación de una macro de Excel.

La codificación se muestra a continuación:

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
Const Tamb = 298 'temperatura ambiente
```

```
Const mplaca = 15.92 'masa de la placa
```

```
Const cplaca = 516 'calor especifico de la placa
```

```
Const hci = 2.95 'coeficiente de convección interna
```

```
Const Aplaca = 1 'área de la placa
```

```
Const EB = 5.67 * 0.00000001 'constante de Estefan-Boltzman
```

```
Const eplaca = 0.85 'emisividad de la placa
```

```
Const Apm = 0.2776 'área del porta muestras
```

```
Const Aparedint = 5 'área de la pared interna
```

```
Const maire = 1 'masa del aire dentro del horno
```

```
Const caire = 1013 'calor especifico del aire
```

```
Const mpm = 53 'masa del porta muestras
```

```
Const cpm = 516 'calor especifico del porta muestras
```

```
Const epm = 0.85 'emisividad del porta muestras
```

```
Const kparedint = 16.3 'conductividad térmica de la pared interior del horno
```

```
Const Lparedint = 0.003 'espesor de la pared interior del horno
```

```
Const maisl = 4.55 'masa del aislante
```

```
Const caisl = 835 'calor especifico del aislante
```

```
Const kaisl = 0.076 'conductividad térmica del aislante
```

```
Const Laisl = 0.07 'espesor del aislante
```

Const Aaisl = 6.498 ‘área del aislante

Const Aparedext = 6.5665 ‘área de las paredes externas del horno

Const mparedext = 156.8 ‘masa de las paredes externas del horno

Const cparedext = 516 ‘calor específico de las paredes externas del horno

Const hce = 3.39 ‘coeficiente de convección exterior

Const cparedint = 516 ‘calor específico de la pared interna del horno

Const mparedint = 119.4 ‘masa de las paredes internas del horno

Const Lparedext = 0.003 ‘espesor de la pared externa del horno

Dim i As Integer ‘contador de tiempo

Dim Tplacai: [0:1E100] ‘temperatura de la placa inicial

Dim Tairei: [0:1E100] ‘temperatura de aire inicial

Dim Tpmi: [0:1E100] ‘temperatura del porta muestras inicial

Dim Tparedinti: [0:1E100] ‘temperatura de la pared interna inicial

Dim Taisli: [0:1E100] ‘temperatura del aislante inicial

Dim Tparedexti: [0:1E100] ‘temperatura de la pared externa inicial

Dim Tplacaincrem: [0:1E1000] ‘temperatura de la placa incremental

Dim Taireincrem: [0:1E1000] ‘temperatura del aire incremental

Dim Tparedintincrem: [0:1E1000] ‘temperatura de la pared interna incremental

Dim Tpmincrem: [0:1E1000] ‘temperatura del porta muestras incremental

Dim Taislincrem: [0:1E100] ‘temperatura del aislante incremental

Dim Tparedextincrem: [0:1E1000] ‘temperatura de la pared externa incremental

Tplacai = 298

Tairei = 298

Tpmi = 298

Tparedinti = 298

Taisli = 298

Tparedexti = 298

Cells(1, 1) = "Tiempo (Seg)"

Cells(1, 2) = "Temperatura Placa(°C)"

Cells(1, 3) = "Temperatura Aire(°C)"

Cells(1, 4) = "Temperatura Porta Muestras(°C)"

Cells(1, 5) = "Temperatura Pared Interior(°C)"

Cells(1, 6) = "Temperatura Aislante(°C)"

Cells(1, 7) = "Temperatura Pared Exterior(°C)"

For i = 1 To 32000

Cells(i + 1, 1) = i

Next

For i = 1 To 32000

'para la placa

$$T_{placaincrem} = \text{Round}((7000 - h_{ci} * A_{placa} * (T_{placai} - T_{airei}) - EB * e_{placa} * A_{pm} * (T_{placai}^4 - T_{pmi}^4) - EB * e_{placa} * A_{paredint} * (T_{placai}^4 - T_{paredinti}^4)) * (1 / (m_{placa} * c_{placa})) + T_{placai}, 3)$$

Cells(i + 1, 2) = Tplacaincrem

'para el aire

$$\text{Taireincrem} = \text{Round}((\text{EB} * \text{eplaca} * \text{Aplaca} * (\text{Tplacai}^4 - \text{Tairei}^4) - \text{hci} * \text{Apm} * (\text{Tairei} - \text{Tpmi}) - \text{hci} * \text{Aparedint} * (\text{Tairei} - \text{Tparedinti})) * (1 / (\text{maire} * \text{caire})) + \text{Tairei}, 3)$$

$$\text{Cells}(i + 1, 3) = \text{Taireincrem}$$

'para el porta núcleos

$$\text{Tpmincrem} = \text{Round}((\text{hci} * \text{Apm} * (\text{Tairei} - \text{Tpmi}) + \text{eplaca} * \text{EB} * \text{Apm} * (\text{Tplacai}^4 - \text{Tpmi}^4) - \text{epm} * \text{Aparedint} * \text{EB} * (\text{Tpmi}^4 - \text{Tparedinti}^4)) * (1 / (\text{mpm} * \text{cpm})) + \text{Tpmi}, 3)$$

$$\text{Cells}(i + 1, 4) = \text{Tpmincrem}$$

'para la pared interna

$$\text{Tparedintincrem} = \text{Round}((\text{hci} * \text{Aparedint} * (\text{Tairei} - \text{Tparedinti}) + \text{epm} * \text{EB} * \text{Aparedint} * (\text{Tpmi}^4 - \text{Tparedinti}^4) + \text{eplaca} * \text{EB} * \text{Aparedint} * (\text{Tplacai}^4 - \text{Tparedinti}^4) - (2 * \text{kaisl} * \text{Aparedint} / \text{Laisl}) * (\text{Tparedinti} - \text{Taisli})) * (1 / (\text{mparedint} * \text{cparedint})) + \text{Tparedinti}, 3)$$

$$\text{Cells}(i + 1, 5) = \text{Round}(\text{Tparedintincrem}, 3)$$

'para el aislante

$$\text{Taislincrem} = \text{Round}(((2 * \text{kaisl} * \text{Aparedint} / \text{Laisl}) * (\text{Tparedinti} - \text{Taisli}) - (2 * \text{kaisl} * \text{Aparedext} / \text{Laisl}) * (\text{Taisli} - \text{Tparedexti})) * (1 / (\text{maisl} * \text{caisl})) + \text{Taisli}, 3)$$

$$\text{Cells}(i + 1, 6) = \text{Taislincrem}$$

'para la pared exterior

$$T_{\text{paredextinc}} = \text{Round}\left(\left(\frac{2 * k_{\text{aisl}} * A_{\text{paredext}}}{L_{\text{aisl}}}\right) * (T_{\text{aisli}} - T_{\text{paredexti}}) - h_{\text{ce}} * A_{\text{paredext}} * (T_{\text{paredexti}} - T_{\text{amb}})\right) * \left(\frac{1}{m_{\text{paredext}} * c_{\text{paredext}}}\right) + T_{\text{paredexti}}, 3)$$

Cells(i + 1, 7) = Tparedextinc

Tplacai = Tplacainc

Tairei = Taireinc

Tparedinti = Tparedintinc

Tpmi = Tpminc

Taisli = Taislinc

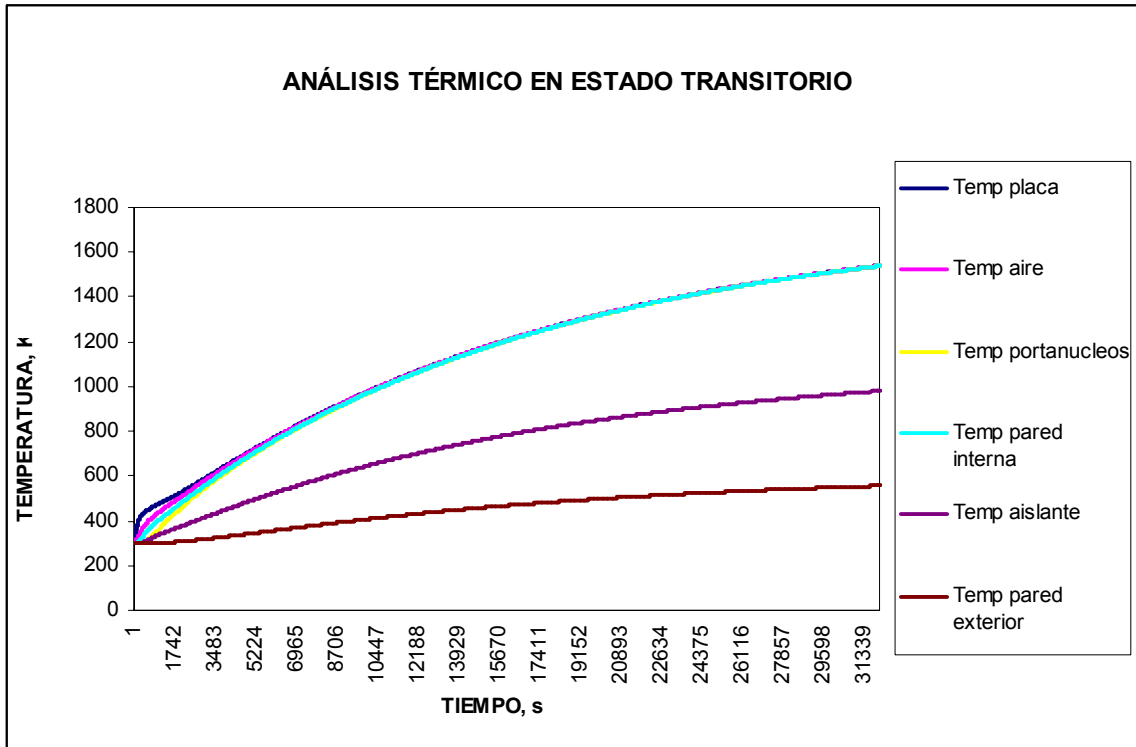
Tparedexti = Tparedextinc

Next

End Sub

Las siguientes gráficas muestran el comportamiento de la transferencia de calor dentro del horno.

Figura 80. Análisis térmico en estado transitorio para el horno.



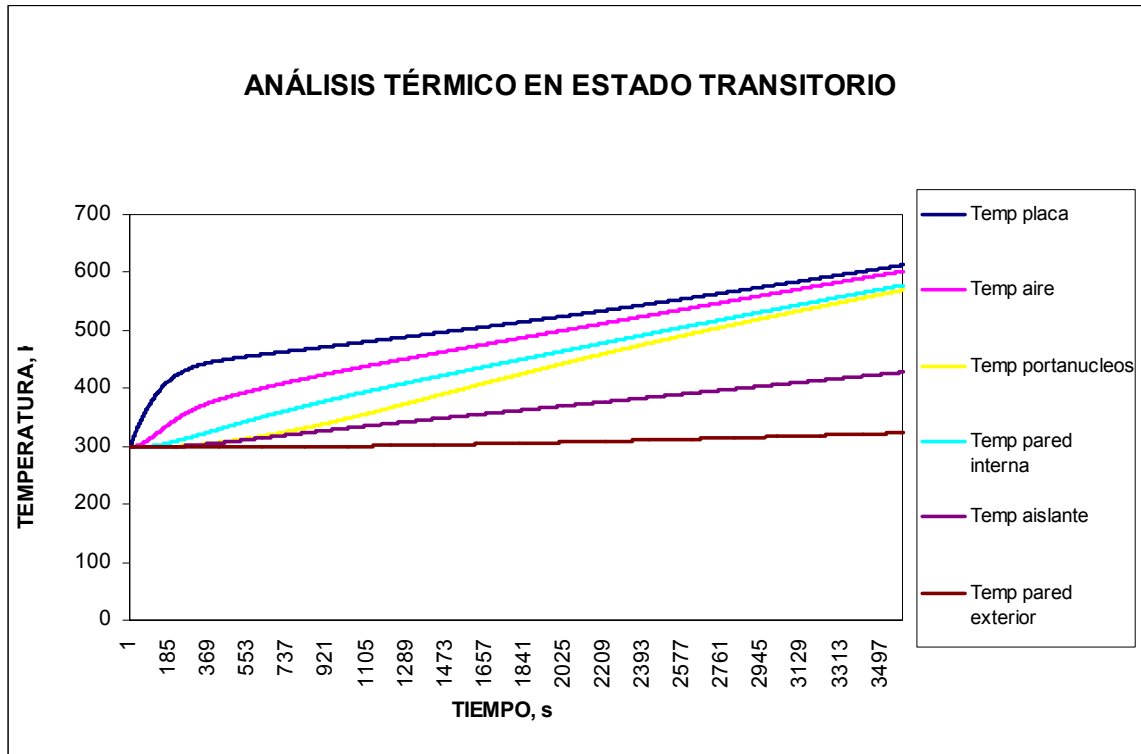
Plata-Sandoval.

La figura anterior muestra el comportamiento del aumento de temperatura contra el tiempo para todas las partes del horno.

Se concluye que se requieren tiempos muy largos de calentamiento para alcanzar la estabilización del flujo de calor dentro del horno, por lo cual en el momento en que el porta muestras alcanza la temperatura de prueba es necesario controlar el flujo de calor dentro del horno por medio de los controles eléctricos con que cuenta el sistema.

En la siguiente figura se observa el mismo comportamiento de flujo de calor a tiempos mas cortos, para poder observar gráficamente los tiempos a los cuales se alcanza la temperatura de operación

Figura 81. Comportamiento térmico del horno a tiempos cortos.



Plata –Sandoval.

El horno diseñado calentará durante unos 35 minutos para llegar a la temperatura de operación del porta núcleos de 350 °F o 178°C. En ese momento la temperatura de la placa de separación de los recintos llegará hasta unos 255.47 °C; las paredes interiores del horno se calentaran hasta unos 198°C, manteniendo la temperatura externa por alrededor de 35°C. La temperatura del aire encerrado en el recinto superior del horno estará por el orden de los 232 °C.

3.2.1.6. Sistemas de medición

➤ Sistema de medición de presión diferencial

Además de los manómetros, es necesario, cuando se realizan pruebas de desplazamiento mediante la inyección de líquidos, utilizar una herramienta que mida exactamente la caída de presión que ocurre dentro de la muestra de roca cuando se hace fluir un líquido a través de ella; esta herramienta se denomina transductor de presión diferencial.

Básicamente este equipo es una cámara dentro de la cual hay un diafragma equipado con sensores de presión, estos sensores reciben la señal de presión en la entrada y la salida del porta muestras y dependiendo de la deformación del diafragma, convierte la presión diferencial resultante en una señal electrónica que se muestra en un indicador digital.

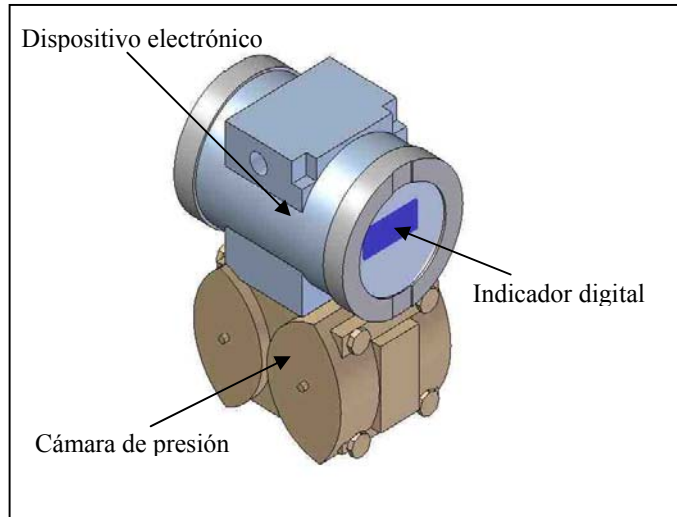
Ya que los transductores de presión diferencial son equipos electrónicos, permiten el envío y la recepción de señales desde y hacia un computador permitiendo automatizar el manejo del sistema.

Antes de poner en funcionamiento el transductor hay que drenar las cámaras para evacuar el aire que pueda haber contenido en ellas y conectar apropiadamente las líneas de presión al transductor ya que hay una conexión para la línea de alta presión y otra para la de baja presión.

El transductor de presión diferencial funciona con corriente continua a 24 voltios, cuando se conecta el equipo a una fuente de estas características el indicador digital debe señalar una caída de presión de cero si se realizó la conexión adecuadamente y todas las válvulas se encuentran cerradas.

La siguiente figura muestra el aspecto de un transductor de presión diferencial.

Figura 82. Transductor de presión diferencial.



Plata-Sandoval.

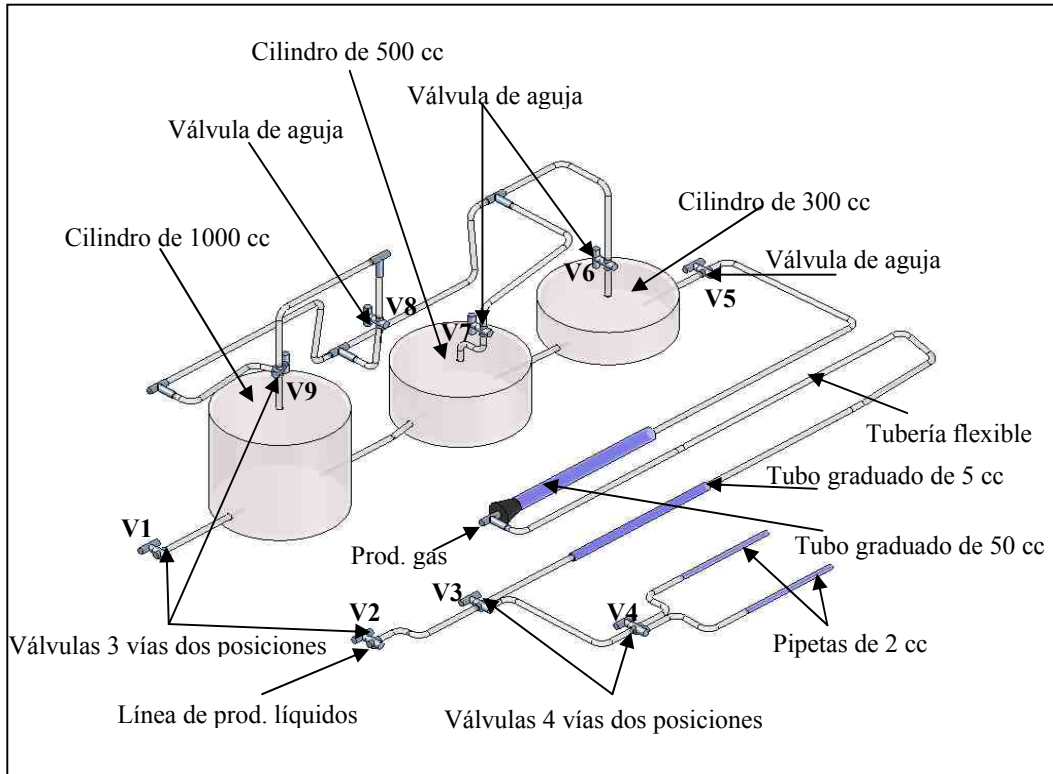
➤ **Sistema de medición de volúmenes producidos de gas**

Aunque ya se nombró este sistema cuando se describió el porta núcleos para pruebas con gas y líquido es necesario hacer una completa explicación del funcionamiento y la operatividad de este sistema.

Básicamente este sistema está conformado por diferentes recipientes, tubos, pipetas y válvulas que permiten medir la cantidad exacta de fluidos producidos por medio del desplazamiento de un líquido contenido en estos recipientes graduados gracias a la producción del gas.

Está dividido en dos partes, una permite medir la cantidad de líquido recobrado por el desplazamiento y otra mide el volumen de gas producido.

Figura 83. Sistema de medición de gas.



Plata-Sandoval

El volumen total del sistema es de 1857 centímetros cúbicos, con una capacidad de recuperación de líquidos de 5 cc. y de recuperación de gases de 1806 cc. El sistema de recuperación de líquidos se inicia en la válvula V2, la cual le da paso a la válvula V3 y esta a su vez al tubo graduado de cinco centímetros cúbicos y por otro lado a la válvula V4 que da paso a las pipetas de 2 cc para la medición de los líquidos recuperados por confinamiento.

El sistema de medición de gas se inicia con una “T” conectada a un tubo graduado de 50 cc., el cual se llena solo hasta 6 cc.; la “T” también esta conectada al sistema de medición de líquidos recuperados lo que permite considerar el volumen de líquido desplazado y que el gas medido sea el mismo gas inyectado a la muestra.

En el anexo de planos del libro de diseño, en el plano 83, se pueden observar los detalles de diseño de este sistema.

En general antes de realizar la prueba hay que verificar que las válvulas estén cerradas y los frascos perfectamente limpios y secos para seguidamente llenarlos con agua desmineralizada desaireada y coloreada.

Para esto es necesario tener listos dos litros de agua de estas características ubicados en un recipiente en un nivel mas alto que la válvula V1, conectar la salida del recipiente a la entrada de la válvula V1 por medio de una manguera flexible; la válvula V1 solo debe estar dando paso a la salida inferior de esta, a la cual se le conecta una pera de succión y se succiona hasta que el flujo desde el recipiente se mantenga, una vez haya flujo constante se abre la válvula V1 hacia el recipiente de 1000 cc.; para conseguir que este recipiente se llene es necesario también abrir la válvula V9 dando paso al recipiente y a la atmósfera. Una vez se llena completamente el primer recipiente se cierra la válvula V9 para aislar el recipiente de 1000 cc.

Para conseguir que el recipiente de 500 cc. se llene es necesario que la válvula V8 de paso a la atmósfera y la válvula V7 de paso al recipiente en cuestión, una vez este recipiente se encuentre completamente lleno, se cierra la válvula V7.

Para el recipiente de 300 cc. se debe abrir la válvula V6, en este momento, la válvula V8 debe estar dando paso a la atmósfera debido a que después del llenado del recipiente de 500 cc. no se cerró, gracias a esto el recipiente de 300 cc. se puede llenar completamente, cuando esto ocurra se debe cerrar la válvula V6.

Finalmente se abre la válvula V5 para llenar el tubo graduado de 50 cc. hasta un nivel de 6 centímetros cúbicos.

Si se ha tenido cuidado de desairear completamente el agua y no existen burbujas de aire dentro del los recipientes o el tubo graduado, el sistema quedará listo para conectarse a las líneas de gas y líquido que vienen del porta muestras, iniciar una prueba de desplazamiento por inyección de gas y medir las cantidades de gas y líquido producidos.

3.2.1.7. Panel de control

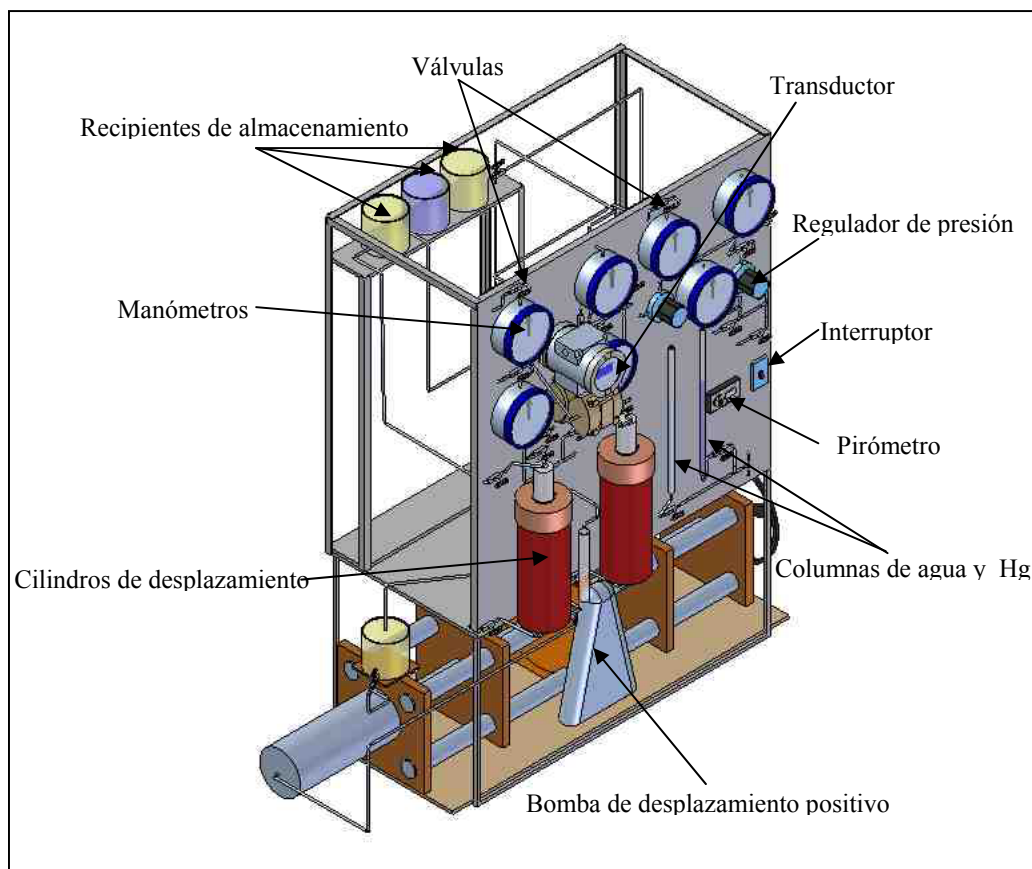
El equipo de desplazamiento involucra flujo de fluidos a través de una muestra de roca y maneja diferentes rangos de presión y temperatura, en un sistema de esta clase necesario controlar el equipo con seguridad y comodidad.

El panel de control diseñado, permite tener un completo control del equipo desde una misma ubicación para cualquier clase de prueba realizada; desde allí es posible:

- a. Controlar las presiones de inyección, confinamiento y contrapresión para las pruebas de desplazamiento que involucran inyección tanto de líquidos como de gases.
- b. Controlar del diferencial de presión gracias a que en este mismo panel esta ubicado el transductor digital de presión diferencial.
- c. Manipular los controles eléctricos del horno, los cilindros de desplazamiento de fluidos, la bomba manual de confinamiento, la bomba de desplazamiento positivo, los recipientes de almacenamiento para las diferentes pruebas ubicados en los niveles necesarios para su funcionamiento por gravedad, así como los filtros para agua y aceite de inyección.

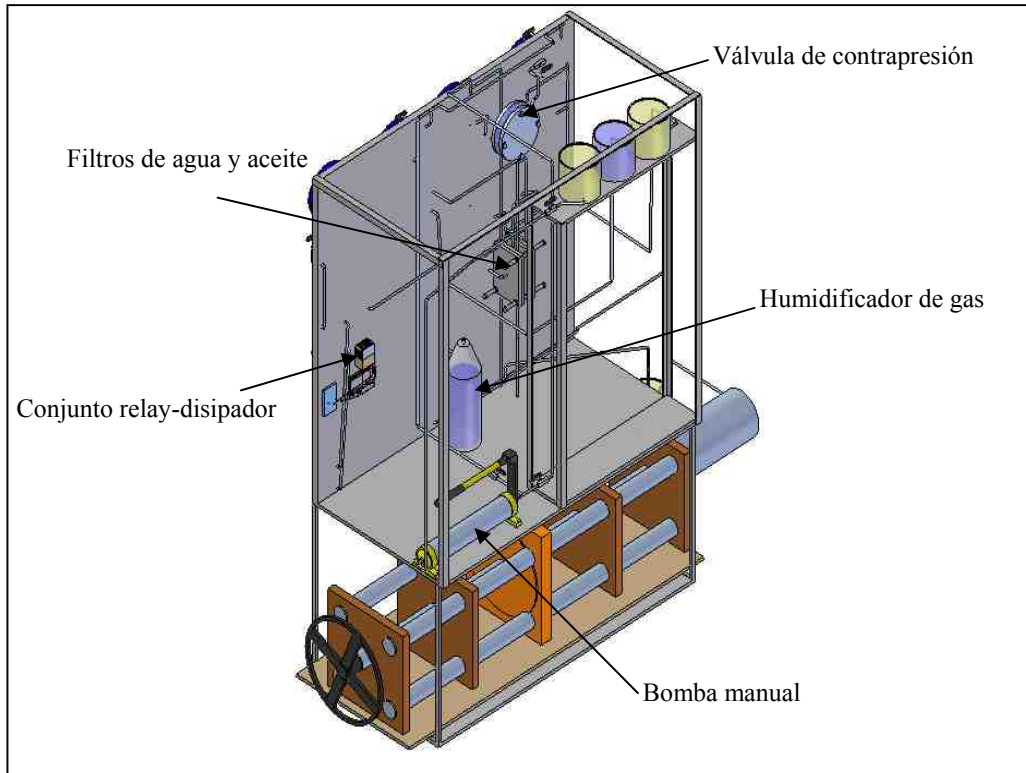
Los detalles específicos del panel de control se pueden observar en el anexo de planos del libro de diseño, en los planos 79 a 82; la vista general del panel de control se observa en las siguientes figuras.

Figura 84. Vista principal del panel de control.



Plata- Sandoval.

Figura 85. Vista posterior del panel de control.



Plata-Sandoval.

Todo el sistema posee 38 válvulas de aguja, aparte de las válvulas propias del sistema de medición de gas; de estas 38 válvulas hay 32 en el panel de control, de las otras seis (Válvulas 9, 10, 11, 12, 32 y 38), se encuentran dos en la cara de salida o cara de producción del porta núcleos (Válvulas 10 y 11) y las otras cuatro en la parte trasera del horno. Las válvulas que no se encuentran en el panel de control tienen que necesariamente estar ubicadas en los puntos donde se dispuso por razones de operatividad y seguridad en la manipulación del equipo.

La ubicación de estas válvulas se puede observar en el plano 84, en el anexo de planos del libro de diseño.

Como se observa en las anteriores figuras, en el panel de control están incluidas todas las piezas que hacen parte del sistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos, el sistema de contrapresión, el sistema de confinamiento, el sistema de medición de presión diferencial, y obviamente las líneas de flujo.

Además de esto es claro que desde el lado derecho del panel se maneja todo lo que tiene que ver con pruebas que involucren inyección de líquidos y desde el lado izquierdo se controla la inyección de gases y la parte eléctrica del horno.

3.2.1.8. Sistema de líneas de flujo

Este sistema lo componen 60 pies de tubería de $\frac{1}{4}$ de pulgada SCHEDULE 40 para trabajo a alta presión en acero AISI 316, 38 válvulas de aguja, los distintos racores como tes, uniones, codos, tapones, conectores, todo esto en acero AISI 316 para trabajo a alta presión, los siete manómetros del sistema de medición de gas, dos válvulas de cuatro vías dos posiciones, tres válvulas de tres vías dos posiciones, cuatro válvulas de aguja todo en acero AISI 316; además de 9 pies de manguera flexible transparente.

Es claro que en el proceso de montaje y puesta en marcha del equipo podría haber variaciones de la dirección y espacio que puedan ocupar las diferentes líneas gracias a aspectos de comodidad de ubicación y ensamble, sin embargo la estimación de la cantidad lineal de tubería tanto flexible como en acero es suficiente para realizar un montaje apropiado del equipo.

3.2.1.9. Sistema de elementos auxiliares

Dentro de este sistema se pueden contar:

- a. Los filtros que están ubicados en las líneas de inyección de aceite y agua antes que los fluidos entren al porta núcleos como se observa en el esquema de todo el sistema en la figura 2. Básicamente están compuestos por dos placas en acero inoxidable AISI 316 entre las cuales se arman filtros de diferentes mallas, ordenados en forma de sándwich, es decir, el filtro más fino queda en el centro y los mas gruesos en los extremos; el arreglo del papel filtro utilizado puede ser una limitante en la presión de trabajo.
- b. Las peras de succión, de las cuales es necesario contar por lo menos con dos de ellas; estas se utilizan en la preparación del porta muestras para gases y líquidos y en la preparación también del sistema de medición de gas antes de iniciar una prueba.
- c. Los recipientes de almacenamiento de fluidos, aunque se nombraron en los diferentes sistemas de los cuales hacen parte, también se consideran como parte del sistema auxiliar, de estos se requieren cuatro de 1000 cc. de capacidad y dos de 2000 cc.
- d. Es importante también contar con un sistema de calibración fácil de adaptar a los diferentes instrumentos o partes del equipo que se utilicen para medir presión.
- e. La bomba de desplazamiento positivo es otro de los elementos auxiliares para desarrollar las pruebas con el equipo de desplazamiento, es una bomba de doble

pistón que opera a caudal constante y debe tener capacidad de trabajo para altas presiones.

- f. Además de todos los elementos anteriores, tenemos piezas auxiliares que son necesarias en el montaje de todas las pruebas como la base de sostenimiento del porta núcleos dentro del horno por medio de abrazaderas, la cual se introduce dentro de un tubo soporte que esta atornillado al cuerpo principal del horno utilizando un sistema octagonal que permite variar la posición del porta muestras en diferentes ángulos. Los detalles de estas piezas se pueden observar en el anexo de planos del libro de diseño, en los planos 37 a 39 y 68 a 74.

3.2.1.10. Descripción general del tipo de acero utilizado

Los aceros inoxidable son aleaciones de hierro con un mínimo de un 10,5% de cromo. Sus características se obtienen mediante la formación de una película adherente e invisible de óxido de cromo. La aleación 316 es un acero inoxidable austenítico de uso general con una estructura cúbica de caras centradas, posee una gran resistencia a la deformación a altas temperaturas. Es esencialmente no magnético en estado recocido y sólo puede endurecerse en frío. Se añade molibdeno para aumentar la resistencia a la corrosión especialmente en entornos que contienen cloruros. El bajo contenido en carbono de la aleación 316L otorga una mejor resistencia a la corrosión en estructuras soldadas.

Posee una gran capacidad anticorrosiva al emplear sobre él ácidos como, ácido sulfúrico, acético, fosfórico, cítrico, nítrico y tartárico, además resiste al ataque de acetonas, acetileno, soda cáustica, carbonato de sodio, bicarbonato de sodio, y derivados calientes del petróleo.

3.2.2. Programa de diseño – Solid Edge v. 12

Todo el diseño del equipo se realizó bajo el software Solid Edge versión 12, en su módulo académico. Este programa es una poderosa herramienta de diseño asistido por computador (CAD-Computer Assisted Design) que permite realizar diseño mecánico en 3D.

Solid Edge ofrece una excelente productividad para el diseño y la producción de planos de piezas mecánicas y ensamblajes para ayudar a los fabricantes a introducirse en el mercado en menos tiempo con productos de mayor calidad y menores costos ya que permite la obtención de un diseño correcto desde el primer momento.

Las herramientas especialmente productivas de Solid Edge son muy asequibles y fáciles de utilizar para ayudarle a obtener los beneficios empresariales de la avanzada tecnología de diseño mecánico en 3D.

Este programa permite entre otras cosas:

- a. Operaciones específicas para el proceso de modelado de la industria de los plásticos.
- b. Gestión de grandes conjuntos complejos formados por muchas piezas y subconjuntos.
- c. Gestión de datos de conjunto desde las primeras fases de planificación del proyecto hasta los ciclos de revisión, fabricación, mantenimiento del proyecto y archivado.
- d. Verificación visual del movimiento en un ensamble o verificación de interferencias en todo el rango de movimiento.
- e. Automatización y racionalización de todas las funciones de diseño, desde el concepto hasta el diseño en detalle y la producción de planos, para reducir notablemente el tiempo de desarrollo.
- f. Creación de modelos virtuales muy precisos que incorporan conocimiento de ingeniería para evitar errores costosos y trabajo innecesario.
- g. Ayuda para la evaluación de un mayor número de alternativas de diseño en menos tiempo, para optimizar el rendimiento y aumentar la fiabilidad.

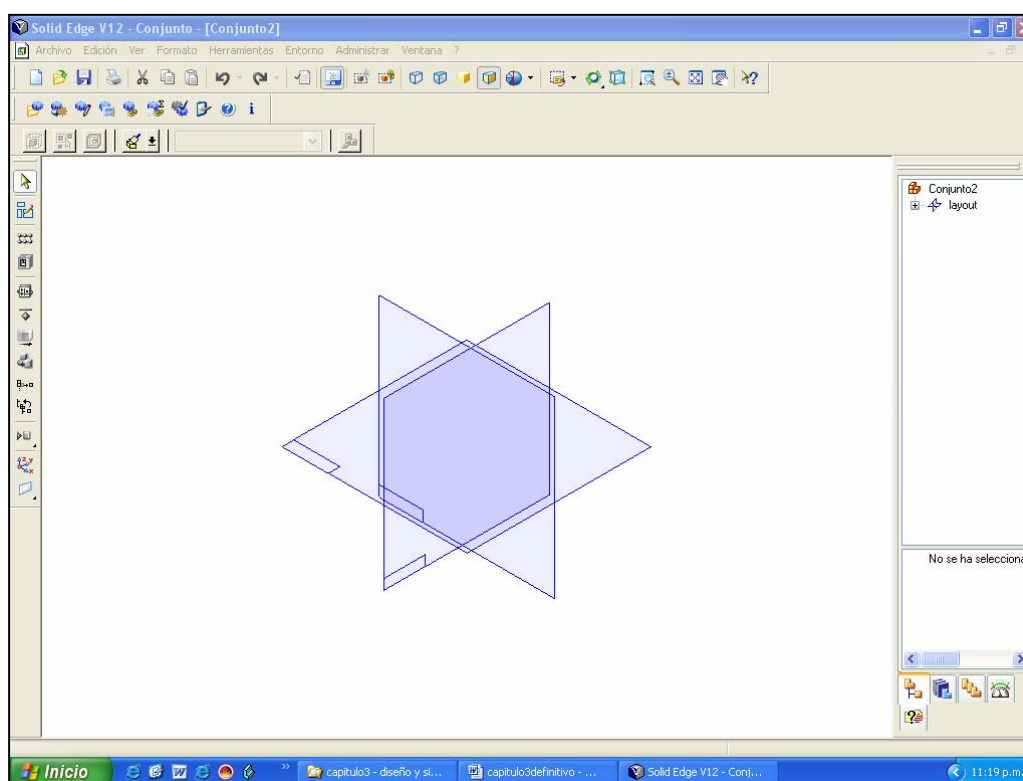
- h. En el diseño de ensamblajes, admite tanto la técnica "top-down" como "bottom-up", permite dividir las tareas de diseño entre los miembros del equipo, presentar los subensamblajes a medida que se terminan y garantizar un producto final homogéneo.
- i. Ayudas de diseño exclusivas para eliminar errores y facilitar la toma de decisiones.
- j. Simulación de desplazamientos complejos, detección de interferencias y creación de animaciones de la gama completa de movimientos de un ensamblaje con facilidad y precisión.
- k. Seguimiento de los dibujos de ingeniería, consecuencia de las alteraciones del modelo de diseño en 3D.
- l. Herramientas paramétricas basadas en operaciones para modelar piezas mecánicas.
- m. Entornos especializados para chapas metálicas, soldaduras y tuberías.
- n. Controles de diseño, detalle, anotación y dimensiones que se ajustan automáticamente al estándar del plano mecánico seleccionado.
- o. Sistema asociativo de producción de planos que crea y actualiza automáticamente los dibujos de modelos 3D.
- p. Conversión de datos desde y hacia formatos CAD: ACIS, AutoCAD (DXF/DWG), IGES, MicroStation, STEP, Parasolid, Pro/ENGINEER...
- q. Minimización de los costes relacionados con la creación de prototipos, los errores y las revisiones, y las peticiones de modificación.

Las prestaciones descritas anteriormente, hacen de Solid Edge una herramienta de gran utilidad en el diseño de:

- Utillaje y componentes.
- Maquinaria y estructura mecánica.
- Maquinaria general.
- Maquinaria de envasado y embalaje.
- Electromecánica.
- Maquinaria y equipos para la industria de proceso.
- Maquinaria agrícola, obras públicas y transporte.
- Maquinaria de corte, manipulación y mecanizado.

Además de todo esto, el programa permite establecer una conexión con programas de simulación mecánica como Cosmos Design Star, el cual reconoce los diseños hechos en Solid Edge y permite aplicarle todas las características físicas, mecánicas y térmicas para simular el comportamiento de los equipos.

Figura 86. Interface principal de Solid Edge.



Solid Edge v. 12 – Módulo académico.

3.3. Simulación

3.3.1. Programas de simulación COSMOSDesignSTAR v. 4.0

La simulación mecánica y térmica del equipo se realizó bajo el software COSMOSDesignSTAR versión 4.0, en su módulo académico. Este programa es una gran herramienta en ingeniería asistida por computador (CAE-Computer Assisted Engineering) que permite realizar mediante el análisis de elementos finitos evaluaciones mecánicas y térmicas en 3D.

COSMOSDesignSTAR le muestra al ingeniero cómo se comportarán sus diseños como objetos físicos, probando los factores como la tensión del material y la transferencia de calor. El programa le permite probar un diseño y ejecutar las iteraciones del prototipo-prueba.

También permite habilitar más rápidamente el desarrollo del producto, haciéndolo menos costoso, así como una examinación mas detallada del desempeño del producto dando como resultado productos más innovadores, fiables, y comerciables.

Este programa es muy poderoso ya que es rápido, robusto, y exacto gracias a sus solucionadores de elementos finitos que pueden ser hasta cien veces más rápidos que las tecnologías actuales.

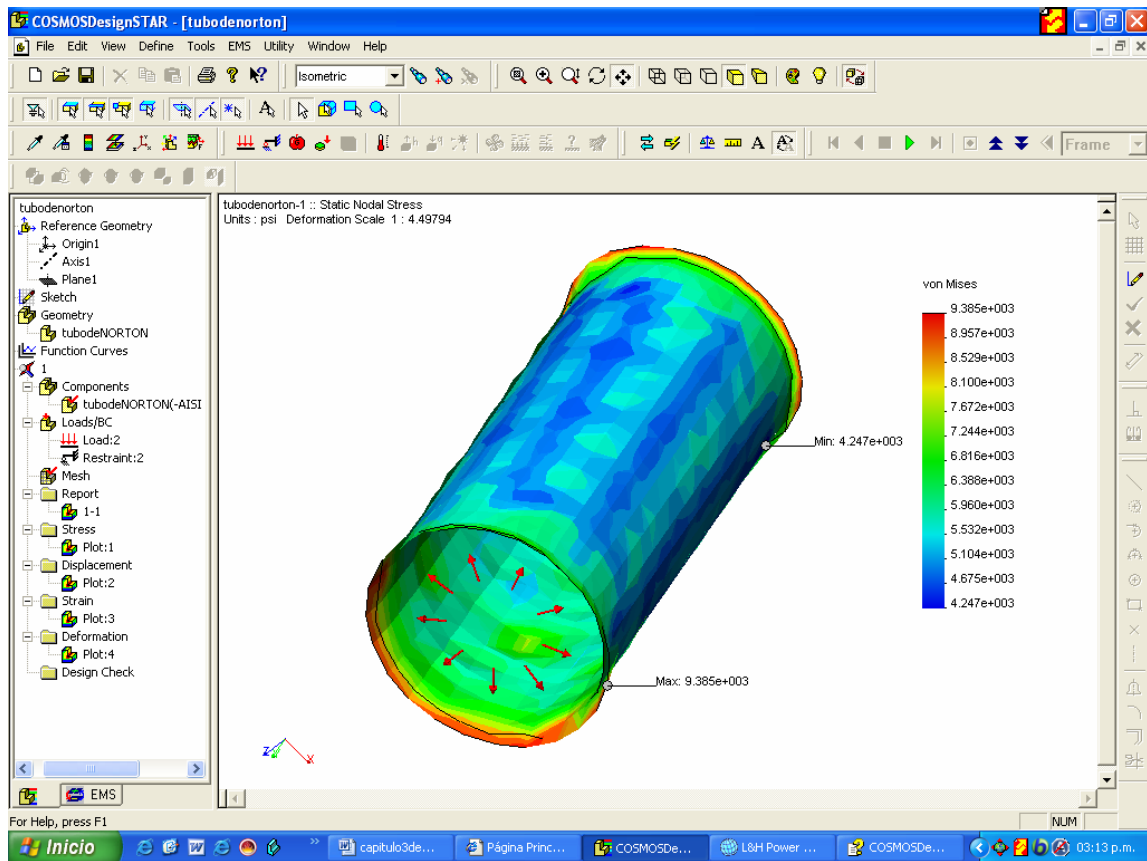
Permite rápidamente analizar las partes del diseño por computador (CAD) al igual que los ensamblajes y evaluar su integridad bajo diferentes escenarios de trabajo haciendo las modificaciones necesarias en un ambiente muy amigable

A través de unos pocos estudios de diseño, es posible eliminar las debilidades de diseños anteriores para entregar productos de un mucho mayor desempeño a menores costos.

El programa permite no solo aplicar los esfuerzos mecánicos y las características térmicas a que son sometidos los materiales, sino que también permite darle las características propias de cada material.

La interface de COSMOSDesignSTAR versión 4.0 se observa en la siguiente figura.

Figura 87. Interface de COSMOSDesignSTAR v. 4.0.



COSMOSDesignSTAR v.4, Módulo académico.

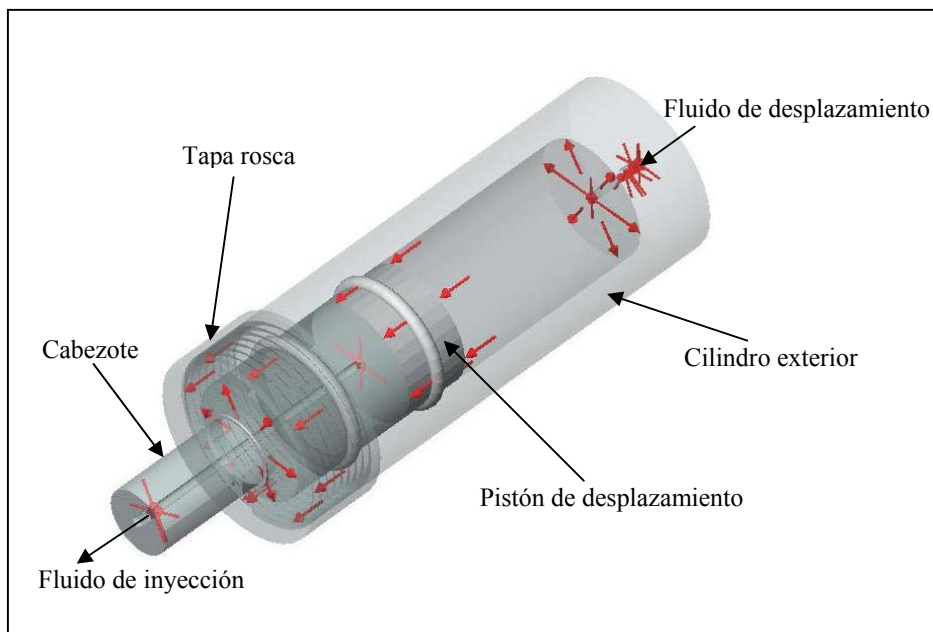
3.3.2. Simulación mecánica y térmica

➤ Simulación de los cilindros de desplazamiento

Como ya se explicó, los cilindros de desplazamiento son los encargados de inyectar los fluidos de prueba dentro del porta núcleos por medio de una presión de inyección aplicada mediante un fluido que desplaza el pistón interno y el cual es bombeado por la bomba de desplazamiento positivo, ver sistema de almacenamiento y desplazamiento de fluidos, numeral 3.2.2.2.

El diseño matemático se realizó con el principio de un recipiente de pared gruesa sometido a presión interna como se explicó anteriormente. Sin embargo el software de simulación permite no solo simular los esfuerzos dentro del cilindro, sino también en las partes internas del cilindro.

Figura 88. Fuerzas aplicadas al interior del cilindro de desplazamiento

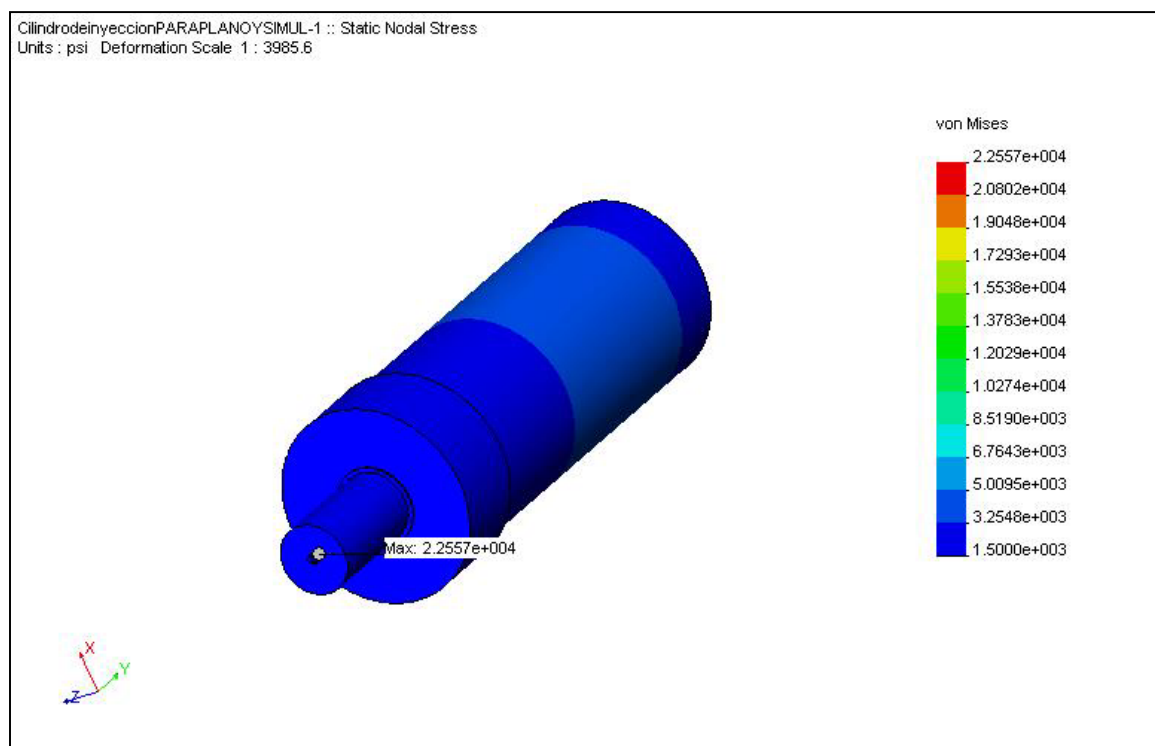


Plata-Sandoval.

Como se observa en la figura anterior, el fluido de desplazamiento proveniente de la bomba de desplazamiento positivo, entra por la parte inferior del tubo principal, desplaza el pistón, el cual a su vez desplaza el fluido de inyección que sale por el orificio del cabezote hacia el porta muestras. De esta forma toda la parte interna del cilindro queda sometido a la presión interna, toda la presión se transfiere también al pistón de desplazamiento en su cara inferior y a su vez a la superficie de contacto entre el pistón y el cabezote y a la superficie de contacto entre el cabezote y la tapa rosca.

La simulación con COSMOSDesignSTAR se realizó bajo una presión interna de 10000 libras por pulgada cuadrada que es la presión máxima de operación del diseño realizado y no se sometió a temperatura, ya que este cilindro operará a temperatura ambiente.

Figura 89. Vista del cilindro de desplazamiento simulado.



Plata-Sandoval

Como se observa en la figura anterior, la aplicación de las cargas internas de 10000 libras por pulgada cuadrada de presión no causa la deformación ni la ruptura del material del cilindro.

Los cálculos de la simulación, aplican la teoría de Von Mises¹⁰⁹, la tensión estática nodal máxima que se presenta es de 22557 libras por pulgada cuadrada .

Comparando este resultado con los datos matemáticos obtenidos, y aplicando la misma teoría para hallar el esfuerzo resultante tenemos:

Ecuación de Von Mises.

$$\sigma' = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_r^2 + \sigma_l^2 - \sigma_t\sigma_r - \sigma_r\sigma_l - \sigma_t\sigma_l} \dots\dots\dots 104$$

Donde σ' es el esfuerzo resultante de Von Mises.

Reemplazando los resultados obtenidos en el análisis matemático:

$$\sigma' = 20905 \text{ psi}$$

Comparando el resultado de la simulación que es 22557 psi, con el resultado matemático y teniendo en cuenta que el análisis de la simulación esta hecho con un sistema de enmallado para elementos finitos, además que la aplicación de las cargas en el software es completa y en el análisis matemático se reduce a un recipiente de pared gruesa sometido a presión interna y notando que los resultados obtenidos en la simulación se refieren a nodos puntuales, observamos que ambos análisis se asemejan, validando de esta forma el diseño planteado.

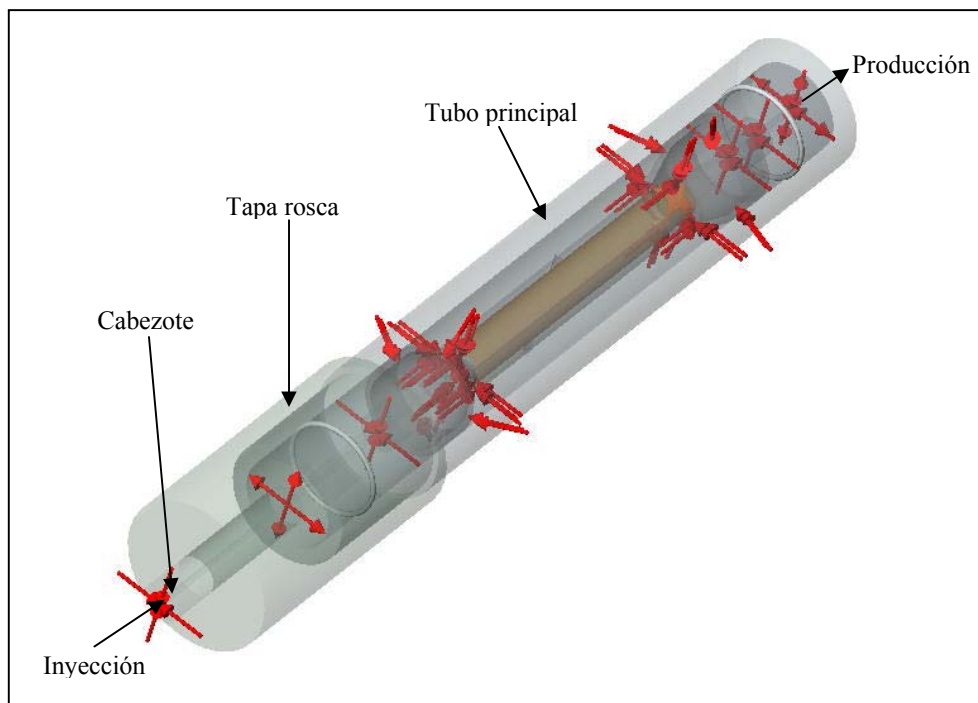
¹⁰⁹ NORTON, 1999.

➤ Simulación del porta núcleos

El porta núcleos es la parte mas importante del equipo, dentro de él esta la muestra de roca sobre la que se va a realizar la prueba de desplazamiento, como ya se explicó en el numeral 3.2.2.1. este dispositivo permite someter la muestra de roca a condiciones de yacimiento, aplicándole presión de confinamiento, presión de poro y temperatura de formación.

Igual que en el caso del cilindro de desplazamiento, el cálculo matemático se desarrolló como si el dispositivo se comportará como un cilindro de pared gruesa sometido a presión interna, sin embargo, por medio de la utilización del software COSMOSDesignSTAR, fue posible simular el comportamiento mecánico bajo las condiciones operación incluyendo temperatura del porta muestras aplicando todas las cargas ejercidas realmente sobre cada pieza del porta núcleos.

Figura 90. Fuerzas aplicadas en el porta núcleos para uno o dos fluidos.

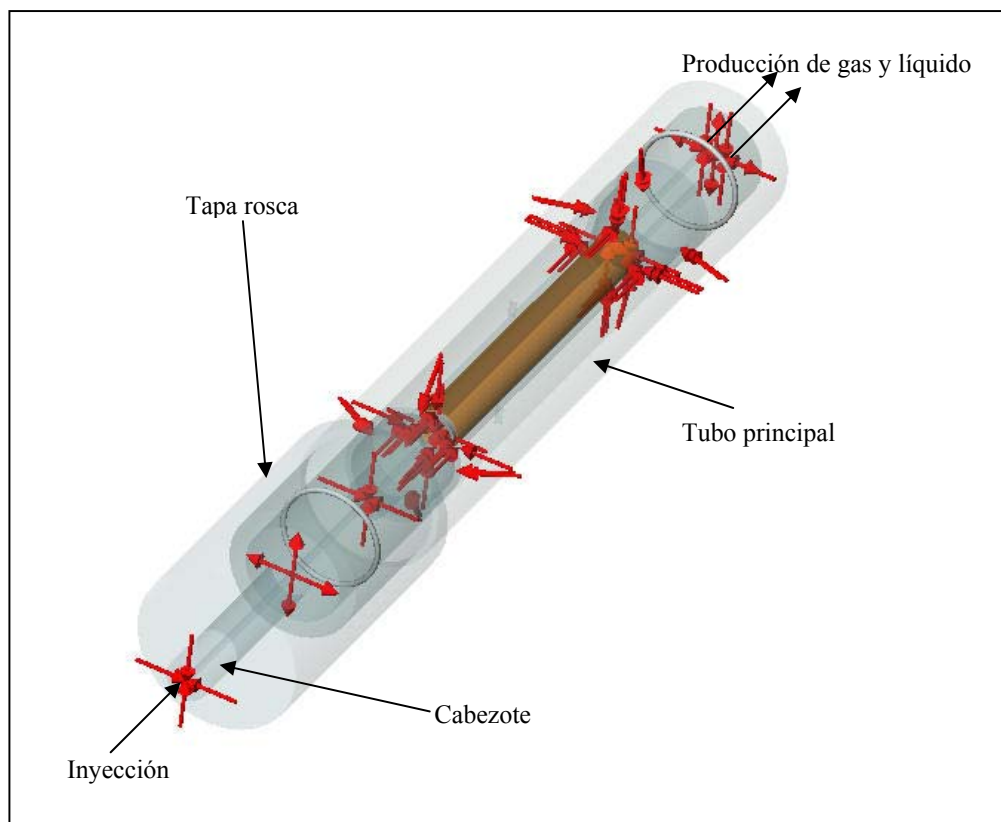


(Plata – Sandoval, 2005)

El fluido de inyección proveniente de los cilindros de desplazamiento, entra por el cabezote, fluye a través del cabezote de inyección, el cono y desemboca en el aspersor de flujo el cual distribuye de manera uniforme en fluido en la cara de la muestra, desplaza los fluidos dentro del núcleo de roca para que fluyan a través del cono y el cabezote de producción y finalmente salgan hacia los sistemas de medición correspondientes, manteniendo la presión del sistema por medio de la aplicación de la contrapresión.

Por otro lado, se aplica presión de confinamiento en el anular manga – tubo principal para que la muestra de roca quede sometida a una presión circunferencial uniforme.

Figura 91. Fuerzas aplicadas en el porta núcleos para gas y líquido.



Plata – Sandoval.

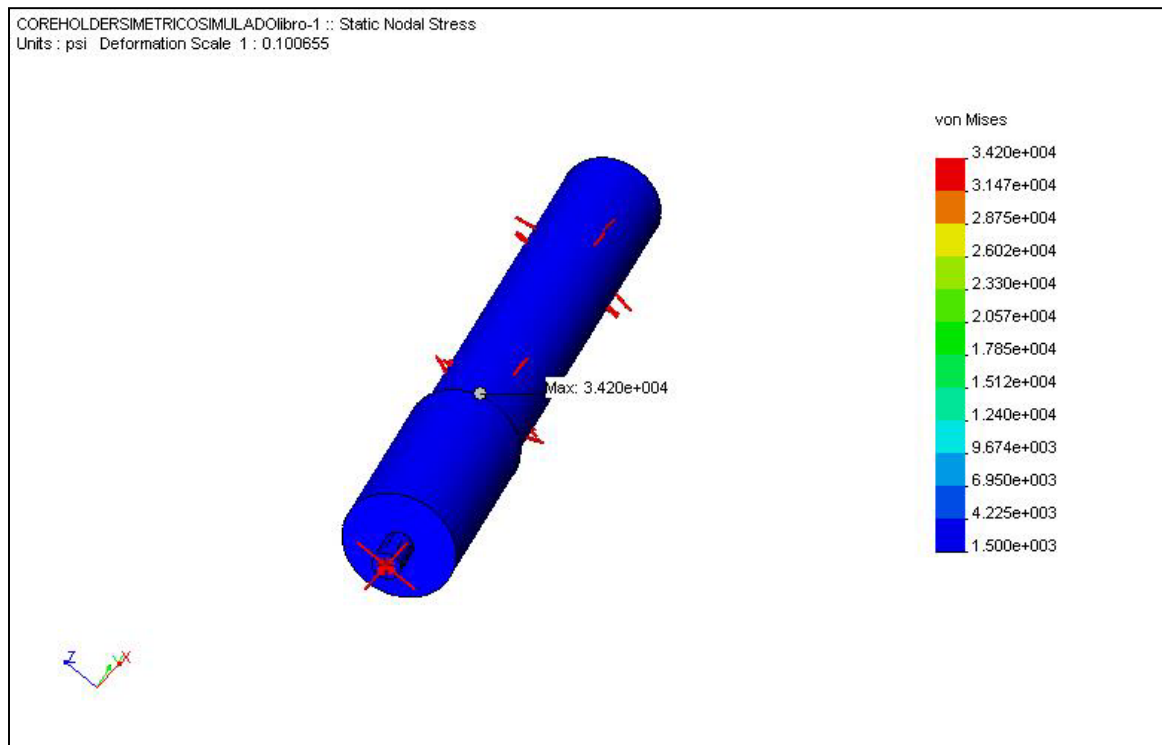
El fluido de inyección proveniente de los cilindros de desplazamiento, entra por el cabezote, fluye a través del cabezote de inyección, el cono y desemboca en el aspersor de flujo el cual distribuye de manera uniforme en fluido en la cara de la muestra, desplaza los fluidos dentro del núcleo de roca para que fluyan a través del filtro pasen al cono y el cabezote de producción y finalmente salgan hacia los sistemas de medición correspondientes por cada uno de las vías de flujo para gas y líquido, manteniendo la presión del sistema por medio de la aplicación de la contrapresión si es necesario.

Por otro lado, se aplica presión de confinamiento en el anular manga – tubo principal para que la muestra de roca quede sometida a una presión circunferencial uniforme.

La simulación con COSMOSDesignSTAR se realizó bajo condiciones de presión máxima de diseño de 10000 libras por pulgada cuadrada tanto para presión de inyección, presión de confinamiento y contrapresión, ya que la intención de la simulación es someter el equipo a las condiciones límite de operación y probar su desempeño mecánico, manteniendo el porta núcleos a temperatura de prueba de 350 °F. El núcleo de prueba para simular el comportamiento mecánico del equipo, es una pieza cilíndrica en acero.

Los resultados de las simulaciones se observan en las figuras 92 y 93 para el porta núcleos de prueba para uno o dos líquidos.

Figura 92. Vista exterior de la simulación del porta núcleos para desplazamiento de uno o dos líquidos.



Plata – Sandoval.

La aplicación de las cargas internas de 10000 libras por pulgada cuadrada de presión no causa la deformación ni la ruptura del material del porta núcleos como se puede ver en la figura 92.

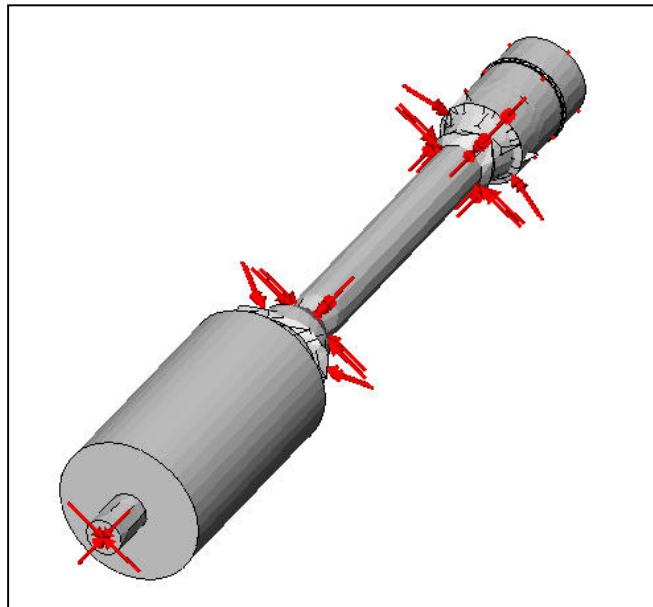
Los cálculos de la simulación, aplican la teoría de Von Mises, la tensión estática nodal máxima que se presenta es de 34200 libras por pulgada cuadrada .

Comparando este resultado con los datos matemáticos obtenidos, y aplicando la ecuación 104, tenemos:

$$\sigma' = 29935 \text{ psi}$$

Comparando el resultado de la simulación que es 34200 psi, con el resultado matemático y teniendo en cuenta que el análisis de la simulación esta hecho con un sistema de enmallado para elementos finitos, además que la aplicación de las cargas en el software es completa y en el análisis matemático se reduce a un recipiente de pared gruesa sometido a presión interna y notando que los resultados obtenidos en la simulación se refieren a nodos puntuales, observamos que ambos análisis se asemejan, validando de esta forma el diseño planteado.

Figura 93. Comportamiento interno del porta núcleos para dos líquidos con sus fuerzas aplicadas.

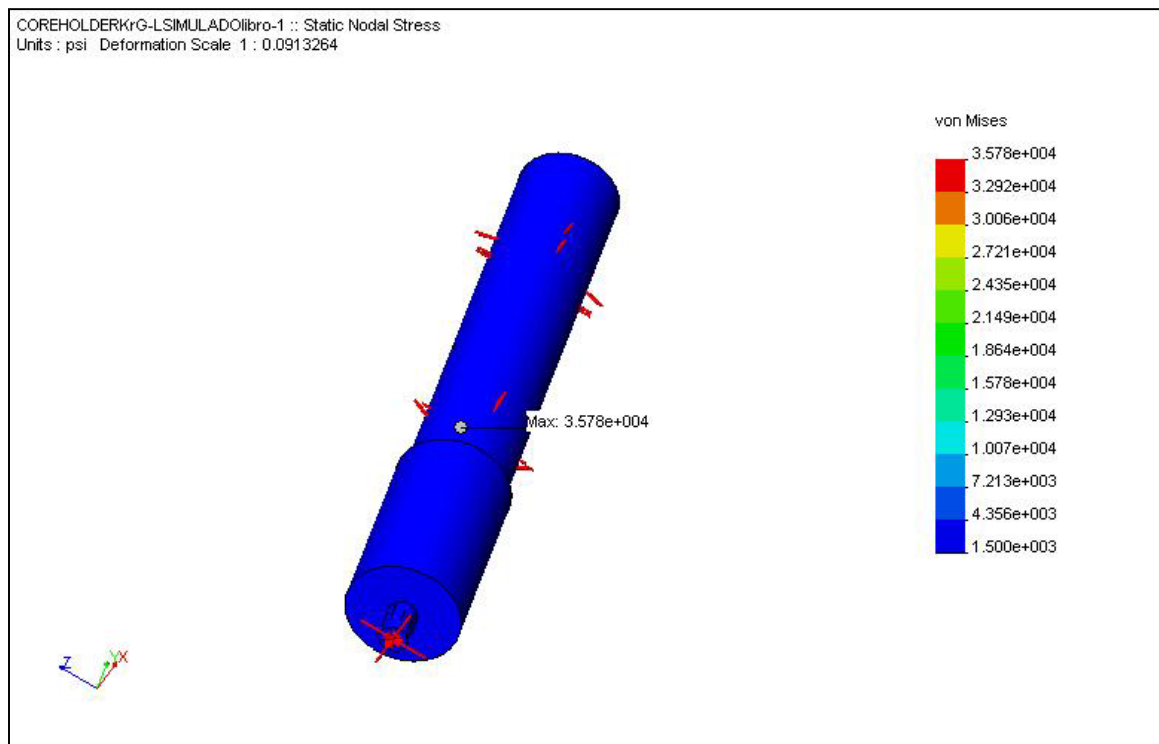


Plata –Sandoval.

En la figura 93 se observa como la manga de vitón se adhiere a la muestra de roca gracias a la presión de confinamiento aplicada, sometiendo todo el núcleo a presión circunferencial.

En las figuras 94 y 95 se observa el comportamiento de la simulación para el porta núcleos para pruebas con gas y líquido.

Figura 94. Vista exterior de la simulación del porta núcleos para desplazamiento de gas y líquido.



Plata – Sandoval.

La aplicación de las cargas internas de 10000 libras por pulgada cuadrada de presión no causa la deformación ni la ruptura del material del porta núcleos como se puede ver en la figura anterior.

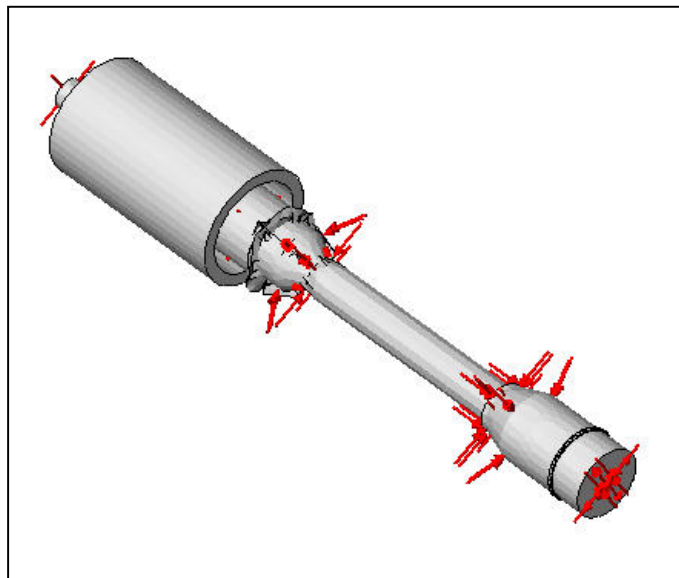
Los cálculos de la simulación, aplican la teoría de Von MisesNorton, la tensión estática nodal máxima que se presenta es de 35780 libras por pulgada cuadrada .

Comparando este resultado con los datos matemáticos obtenidos, y aplicando la ecuación 104, tenemos:

$$\sigma' = 29935 \text{ psi}$$

El resultado de la simulación que es 35780 psi, comparado con el resultado matemático y teniendo en cuenta que el análisis de la simulación esta hecho con un sistema de enmallado para elementos finitos, además que la aplicación de las cargas en el software es completa y en el análisis matemático se reduce a un recipiente de pared gruesa sometido a presión interna y notando que los resultados obtenidos en la simulación se refieren a nodos puntuales, observamos que ambos análisis se asemejan, validando de esta forma el diseño planteado.

Figura 95. Comportamiento interno del porta núcleos para gas y líquido con sus fuerzas aplicadas.



Plata – Sandoval.

En la figura 95 se observa como la manga de vitón se adhiere a la muestra de roca gracias a la presión de confinamiento aplicada, sometiendo todo el núcleo a presión circunferencial.

➤ **Simulación del sistema de temperatura de formación**

Como se explicó en el numeral 3.2.1.5. este sistema es un horno de resistencias eléctricas en paralelo, que le brinda a todo el equipo la posibilidad de aplicar temperatura para simular de una mejor forma durante las pruebas las condiciones de yacimiento.

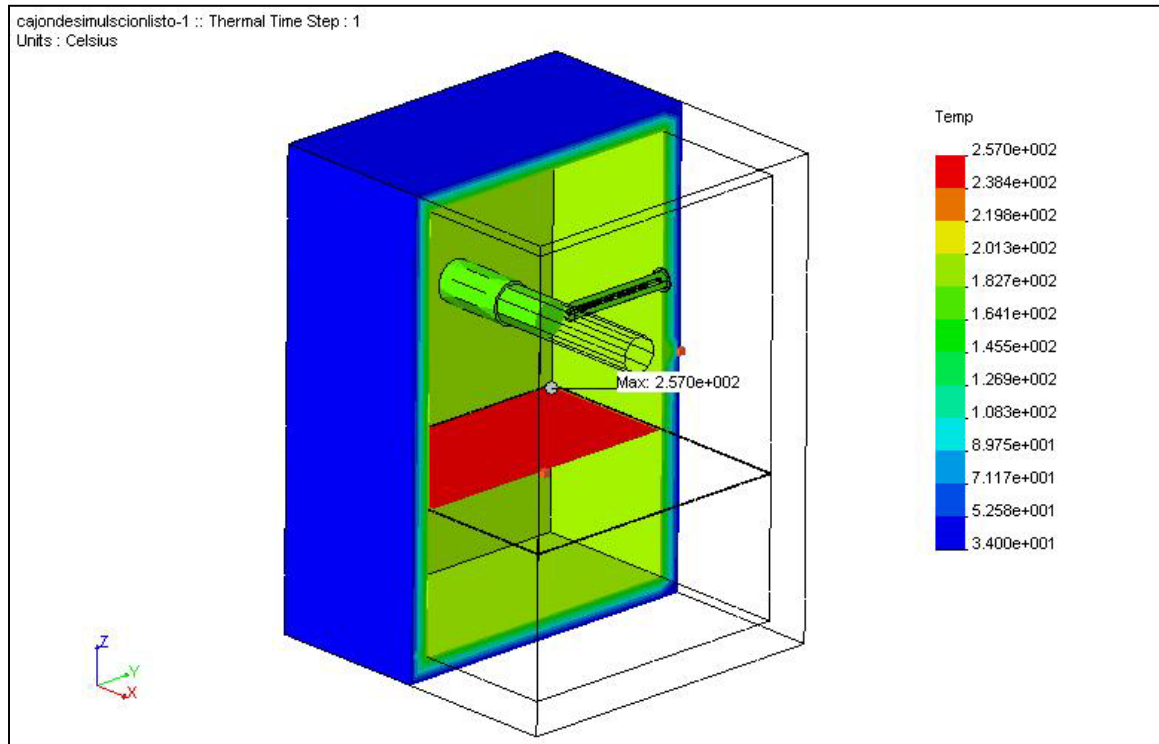
Posee dos recintos internos, el superior donde se ubica el porta muestras para realizar las pruebas y el recinto inferior en donde están ubicadas las resistencias de INCOLOY que tienen la posibilidad de aportar una potencia máxima de 10000 vatios.

Se desarrolló una simulación con COSMOSDesignSTAR en estado transitorio para obtener el tiempo de calentamiento necesario bajo las condiciones del horno diseñado para que el porta núcleos alcance una temperatura de operación de 350 °F con una potencia de 8000 vatios y validar los cálculos matemáticos realizados anteriormente.

Se partió de una temperatura ambiente de 25 °C, y se introdujeron dentro de la simulación los coeficientes de convección interior y exterior obtenidos del análisis de transferencia de calor en estado estable y refinado con el análisis transitorio, así como los factores de forma para la transferencia de calor por radiación.

La siguiente figura muestra claramente los resultados de la simulación.

Figura 96. Simulación del sistema de temperatura de formación en corte.



Plata – Sandoval.

Como se observa en la figura anterior, los resultados de la simulación entregan, para un tiempo de calentamiento de 35 minutos una temperatura promedio de 179 °C para el porta núcleos la temperatura de operación requerida para las pruebas; para las paredes externas del horno 35 °C, la lámina de separación entre los recintos superior e inferior la temperatura aproximada es de 254.25 °C; en cuanto a las paredes internas la temperatura aproximada es de 189 °C y la temperatura del aire dentro del horno es de 232 °C.

Estos resultados son promediados ya que el software realiza el análisis de transferencia de calor por medio de un sistema de elementos finitos enmallando los diseños en tetraedros y

ubicando nodos en los vértices. Por lo tanto, el programa calcula una temperatura nodal y para hallar la temperatura de una pieza completa promedia los datos de cada nodo.

La comparación de los resultados de la simulación con los resultados matemáticos del análisis de transferencia de calor dentro del horno en estado transitorio se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Comparación entre resultados matemáticos y de simulación de análisis de transferencia de calor para el horno.

	Análisis matemático	Simulación
T_{porta núcleos}	177.033 °C	179 °C
T_{pared int}	197.197 °C	189 °C
T_{pared ext}	34.722 °C	37 °C
T_{placa sep}	255.47 °C	254.25 °C
T_{aislante}	99.418 °C	96.75
T_{aire}	231.967 °C	232
Δt	35 minutos	35 minutos

Plata-Sandoval.

Podemos concluir que con el equipo diseñado, el sistema de temperatura de formación requerirá alrededor de 35 minutos para alcanzar la temperatura de trabajo en el porta muestras.

Los resultados de la simulación validan el análisis matemático realizado para el diseño del horno.

3.3.3. Simulación de flujo de fluidos

Aunque dentro del diseño del equipo de desplazamiento para realizar pruebas en núcleos de roca, la simulación del flujo de fluidos no es parte fundamental ya que el comportamiento de la roca en las pruebas es independiente de la respuesta mecánica y térmica del equipo a las condiciones de trabajo, es posible realizar simulaciones del flujo de fluidos a través de un núcleo de roca por medio del software SENDRA.

Básicamente, se introducen los datos de permeabilidad relativa obtenidos a partir de las pruebas de laboratorio al software así como los datos específicos de los núcleos de roca; SENDRA determina las curvas de recuperación de aceite o agua contra tiempo, además de las curvas de caída de presión contra tiempo.

3.3.3.1. Programa de simulación SENDRA

SENDRA incluye un simulador para pruebas de núcleos, un paquete de estimación de parámetros y un programa de diseño experimental, el método Johnsen, Bossler & Neumann y el método Hagoort para la determinación analítica de la determinación de las permeabilidades relativas a partir de datos de flujo y datos de pruebas con centrifuga respectivamente.

El simulador para inyección en núcleos de roca, puede ser aplicado para simular independientemente los experimentos de laboratorio más comunes, relacionados con el análisis de núcleos y ofrece geometría cartesiana en una y dos dimensiones.

SENDRA puede ser usado para procesos de flujo bifásico de agua-aceite o para procesos que involucren gas como gas-aceite o gas-agua. Tanto el proceso de imbibición como el proceso de drenaje puede ser utilizado.

El simulador de pruebas con núcleos incluye trabajo en estado estable, estado no estable, centrifuga, plato poroso, diferentes correlaciones de permeabilidad relativa y presión capilar, y la inclusión de heterogeneidades.

Este es un simulador black oil bidimensional, bifásico con una completa formulación implícita. Está especialmente diseñado para la simulación de pruebas de laboratorio como inyecciones en estado estable o estado no estable, experimentos con centrifuga o pruebas de plato poroso.

Las estrategias de producción o inyección pueden ser cambiadas en cada corrida y diferentes representaciones de las curvas de presión capilar y las permeabilidades relativas pueden ser usadas. También pueden ser especificadas las heterogeneidades de las muestras de roca.

El paquete de estimación de parámetros incluye entre otras la determinación de permeabilidad relativa y presión capilar, y el history matching.

Este es un programa de análisis multivariable que puede estimar las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar ajustando datos de laboratorio con los datos generados por el simulador.

El programa de diseño experimental incluye intervalos de confiabilidad, validación de nuevos rasgos experimentales, tipo de datos experimentales, escenario de prueba, y error experimental.

Para validar el programa de diseño experimental incluye un programa de análisis de covarianza lineal para asegurar con que exactitud pueden ser determinadas las funciones de flujo.

SENDRA funciona bajo plataformas UNIX o LINUX, el paquete de estimación de parámetros, el programa de diseño experimental y el método JBN corren junto con el simulador de pruebas en núcleos de roca.

3.3.3.2. Uso del simulador

La parte fundamental de este proyecto consiste en el diseño mecánico y térmico de un equipo de desplazamiento para realizar pruebas de análisis especiales de núcleos de roca, además del desarrollo de un manual de procedimientos de prueba recomendados en este tipo de equipos y teniendo en cuenta que el montaje y puesta en marcha del diseño se sale de los objetivos del proyecto y debe ser retomado como una segunda fase en otra tesis de grado, no contamos con pruebas de laboratorio ya que obviamente el equipo diseñado no existe físicamente, por lo cual no podemos aplicar la utilización del software SENDRA para la validación de datos.

Sin embargo, ya que este software es una herramienta sumamente útil y muy poderosa para la simulación de pruebas con núcleos de roca y que podría ser un muy buen complemento dentro del laboratorio de análisis petrofísicos, a continuación explicaremos brevemente el uso del programa.

Como ya se explicó con anterioridad, el software corre bajo plataformas LINUX o UNIX; desde el terminal y estando dentro del directorio Sendra16, se escribe “sendra” o “./sendra” y el programa se inicia con la siguiente ventana.

Figura 97. Ventana principal de SENDRA.



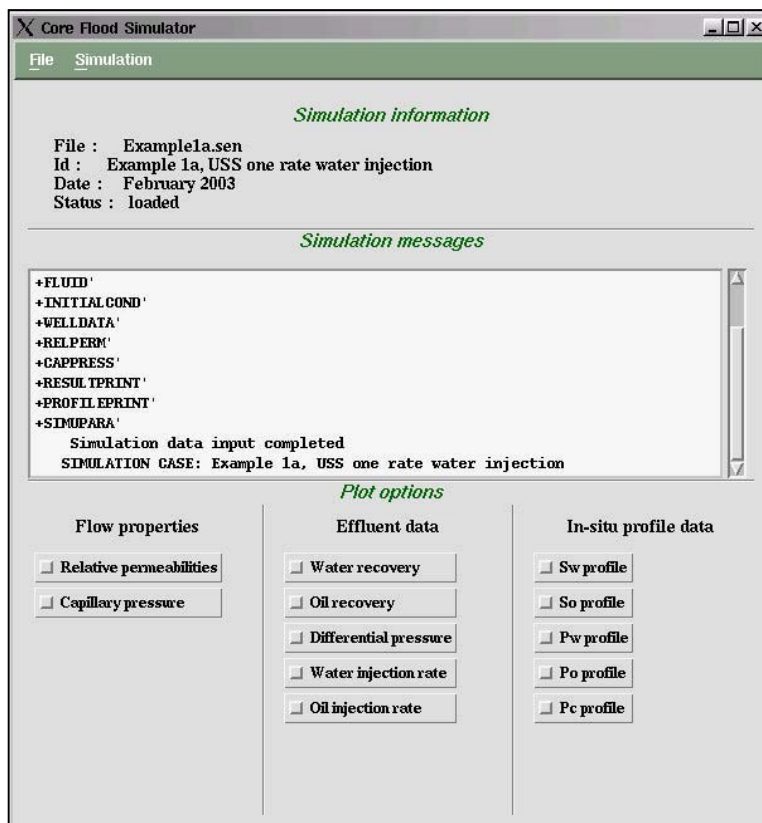
Petec Software and Service, 2003

Las opciones que aparecen en la ventana principal del programa permiten salir de la aplicación con “QUIT”, iniciar el simulador de núcleos de roca con “SIMULATE”, iniciar el paquete de estimación de parámetros con “ESTIMATION” iniciar el programa de diseño experimental con “EXP. DESIGN” e iniciar los métodos analíticos JBN y Haagort con “JBN” y “HAGOORT” respectivamente.

Con los resultados obtenidos en pruebas de desplazamiento en muestras de roca, además de las características de las rocas y de los fluidos es posible obtener las curvas de permeabilidad relativa utilizando la opción “ESTIMATION”, y con la opción “SIMULATION” podemos obtener graficas de recuperación de fluidos contra tiempo y de caída de presión contra tiempo.

Al escoger la opción “SIMULATE”, se obtendrá la siguiente ventana.

Figura 98. Ventana de aplicación del simulador para pruebas en núcleos de roca.

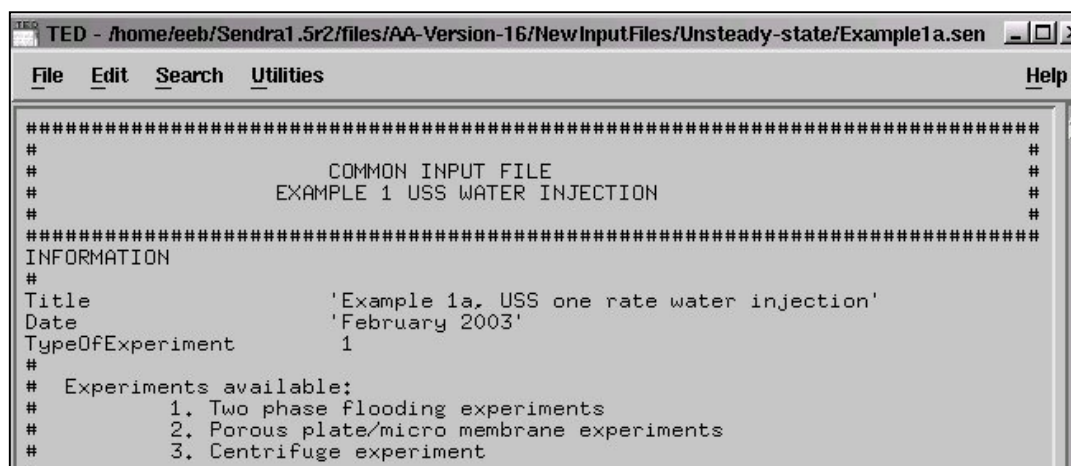


Petec Software and Service, 2003

La ventana de trabajo del simulador de pruebas con núcleos de roca presenta en la parte superior una barra de menú con la opción “file” que es donde se selecciona y se carga el archivo de entrada al simulador, en esta opción se abren los datos de entrada a los archivos mediante la opción “edit” se hacen los cambios necesarios y se guardan con un nombre diferente y la opción “simulation” que es desde donde se maneja la operación de la simulación.

El editor donde se cargan las condiciones de prueba y los datos de las pruebas es diferente para plataforma LINUX y UNIX, la siguiente gráfica muestra el ejemplo de un editor.

Figura 99. Editor de los archivos de entrada para SENDRA.

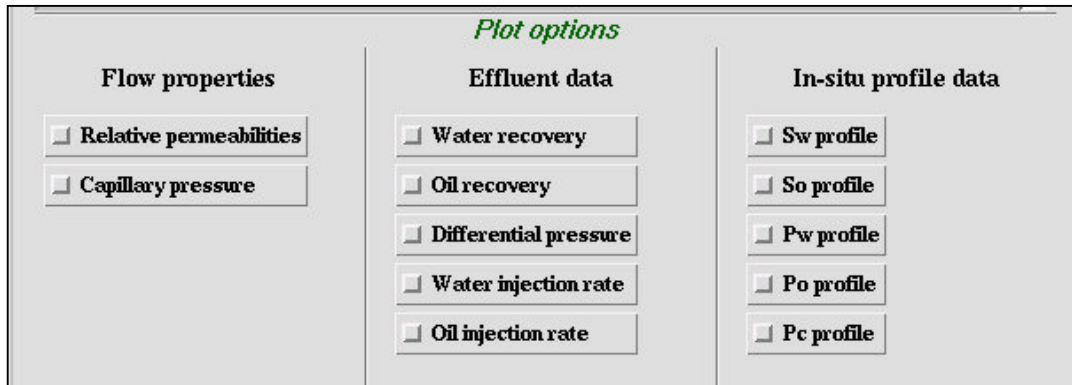


Petec Software and Service, 2003.

La ventana del simulador sigue con la parte de “Simulation information”, aquí están los datos generales de la simulación, como título y fecha. Continúa con “Simulation messages” y es donde los mensajes de simulación se pueden observar.

La última parte es “Plot options” que contiene un panel de gráficas disponibles que pueden ser de propiedades de flujo, de datos de entrada y de perfiles de datos in-situ, la siguiente figura muestra las posibles opciones.

Figura 100. Opciones de gráficos del simulador de inyección en núcleos de roca.

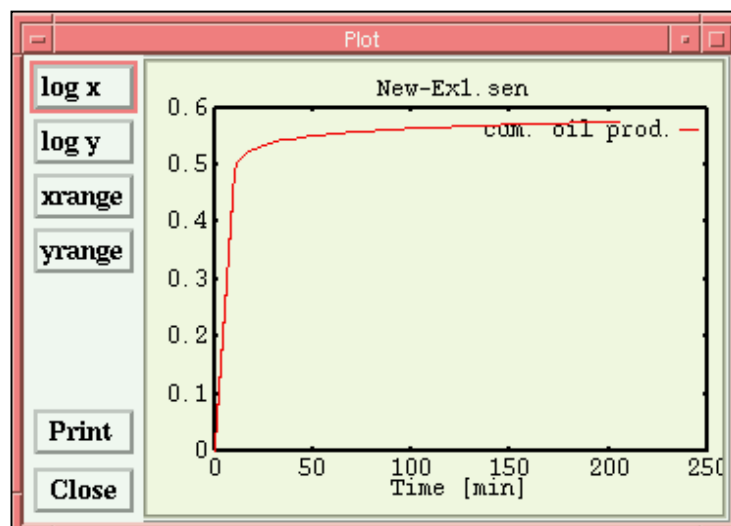


Petec Software and Service, 2003.

Pueden haber tantas gráficas simultáneamente como se quiera, aunque si se abren muchas gráficas la simulación será mas lenta.

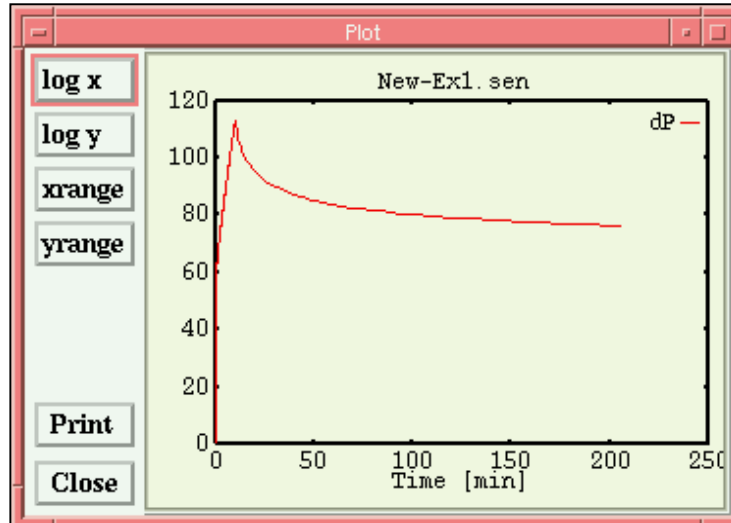
Las siguientes figuras son un ejemplo de resultados de producción de aceite contra tiempo y caída de presión contra tiempo obtenidos con el simulador.

Figura 101. Gráfica de respuesta del simulador de producción de aceite contra tiempo.



Petec Software and Service, 2003.

Figura 102. Gráfica de respuesta del simulador de caída de contra tiempo.



Petec Software and Service, 2003.

Figura 103. Ventana de aplicación del paquete de estimación de parámetros



Petec Software and Service, 2003.

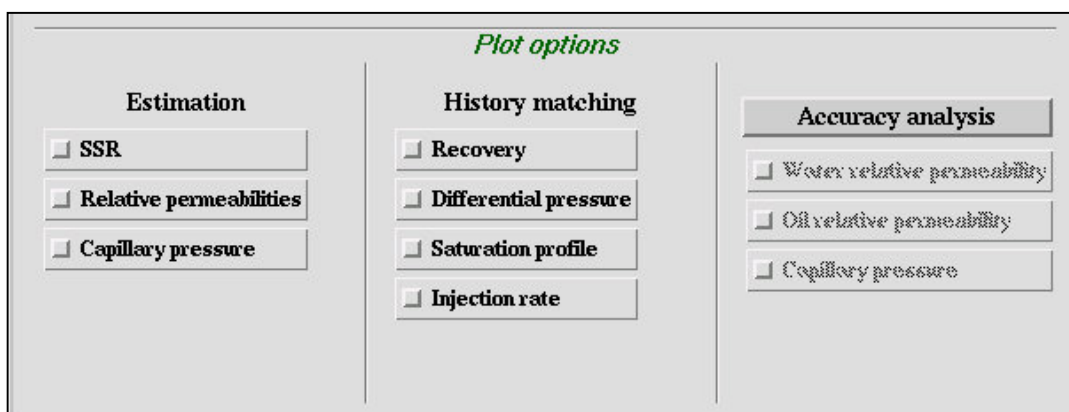
En la parte superior se encuentra una barra de menús con las opciones “file”, “simulation” y “tools”; las opciones “file” y “simulation” opera de forma idéntica al anterior la opción “tools” se utiliza cuando se quiere flexibilizar la representación de las propiedades de flujo.

Igual que con el simulador de pruebas con núcleos de roca las dos siguientes partes de la ventana “Simulation information” y “Simulation messages” tienen los mismos componentes y cumplen la misma función.

Las opciones de gráficas “Plot options” es específico para el paquete de estimación de propiedades e igualmente se pueden observar tantos gráficos como se quieran si están disponibles, solo que la simulación se empieza a hacer más lenta.

La siguiente figura muestra el cuadro de “Plot options”.

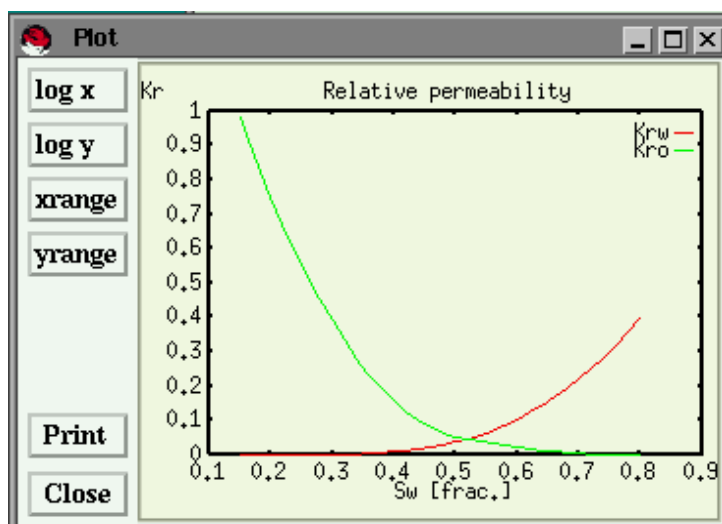
Figura 104. Opciones de gráficos de la ventana del paquete de estimación de parámetros.



Petec Software and Service, 2003.

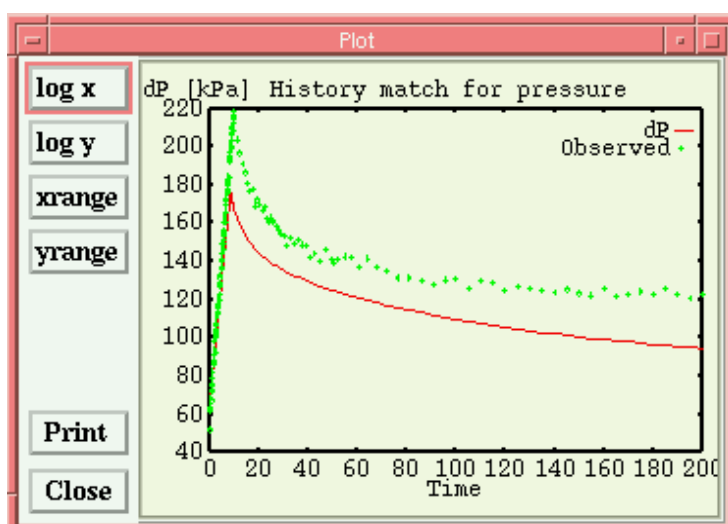
Las siguientes figuras son un ejemplo de gráficos de permeabilidad relativa y el history matching obtenido mediante el programa.

Figura 105. Gráfico de permeabilidades relativas obtenidas con el paquete de estimación de parámetros.



Petec Software and Service, 2003.

Figura 106. Gráfico de history matching obtenido con el paquete de estimación de parámetros.



Petec Software and Service, 2003.

4. ANÁLISIS DE COSTOS

Tabla 6. Análisis de costos.

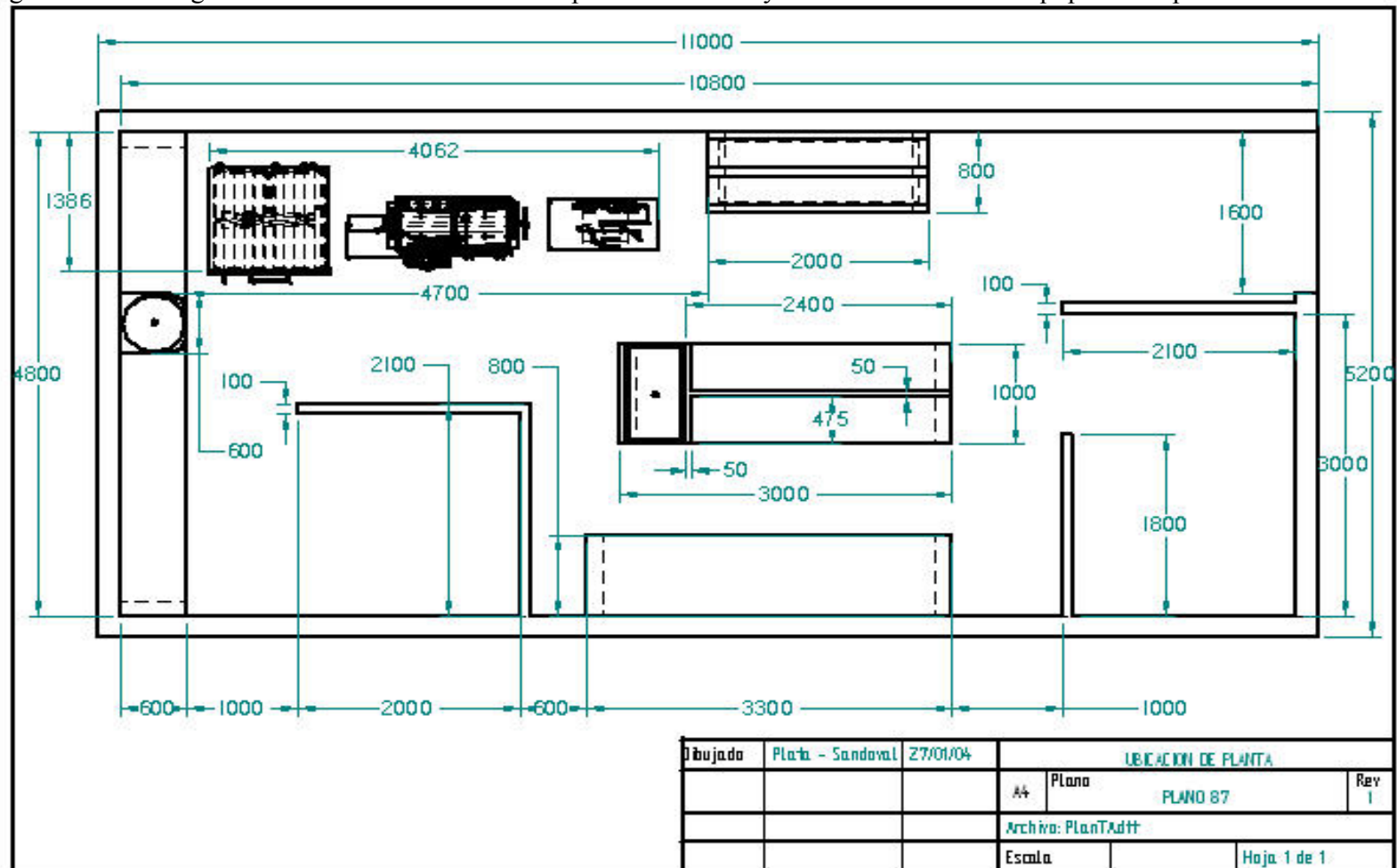
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR UNIDAD	VALOR TOTAL
1	Porta núcleos para muestras de 1 pie de longitud y 1.5 pulgadas de diámetro, para trabajo a presión máxima de 10000 psi y temperatura de 350 °F en acero AISI 316.	10'000.000	10'000.000
2	Accesorios para el montaje del porta núcleos del sistema gas-líquido.	1'500.000	1'500.000
3	Cilindros de desplazamiento de pistón libre en acero AISI 316 para presión máxima de operación de 10000 psi.	2'500.000	5'000.000
4	Bomba de desplazamiento positivo de un solo pistón	105'000.000	105'000.000
5	Válvula de alivio para el sistema de contrapresión (Backpressure)	1'600.000	1'600.000
6	Bomba manual	2'000.000	2'000.000
7	Transductor digital de presión diferencial para rango de 0 a 5000 psi	1'200.000	1'200.000
8	Horno de resistencias eléctricas con todos sus accesorios como pirómetro, termocupla, relay de estado sólido, resistencias y cable. (Fabricante: Resistencias Santander)	11'000.000	11'000.000
9	Sistema de medición de gas, con pipetas, tubos graduados, recipientes graduados, mesón en acero inoxidable.	400.000	400.000

10	Panel de control incluido humidificador, recipientes de almacenamiento, columnas de mercurio y agua, estructura en acero.	4'000.000	4'000.000
11	Sistema de líneas de flujo, incluyendo válvulas de aguja, válvulas direccionales, manómetros, racores, codos, tes, manguera flexible y tubería en acero inoxidable.	13'000.000	13.000.000
12	Base para el porta muestras en acero inoxidable AISI 316	2'500.000	2'500.000
13	Compresor recíprocante de 1,5 hp con acumulador de aire y libre de aceite y agua	2'000.000	2'000.000
	Subtotal		159'200.000
	10% para gastos imprevistos	15'720.000	15'920.000
	TOTAL		175.120.000

Plata-Sandoval.

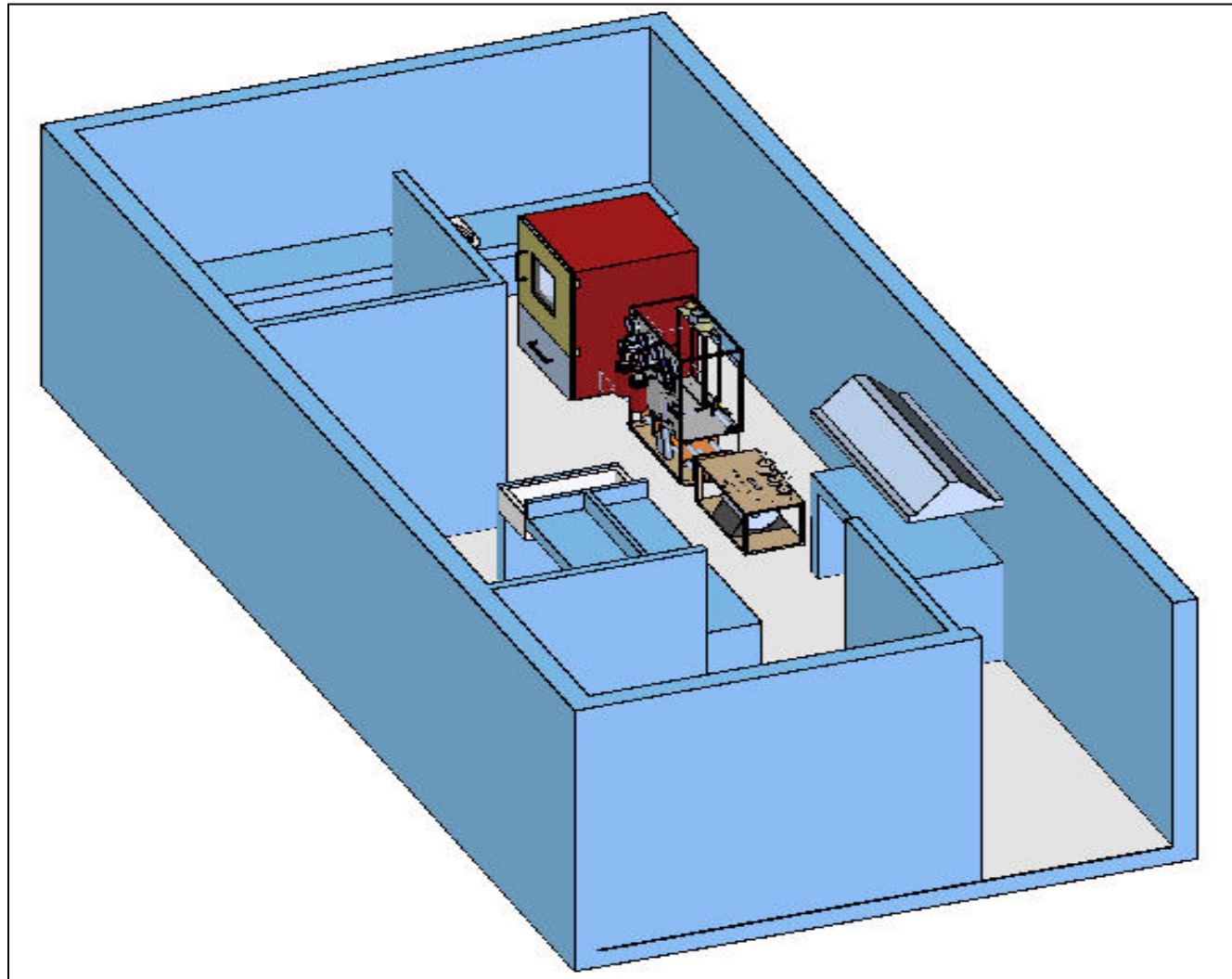
5. DISTRIBUCIÓN DE PLANTA FÍSICA

Figura 107. Plano general del laboratorio de análisis petrofísicos incluyendo la ubicación del equipo de desplazamiento diseñado.



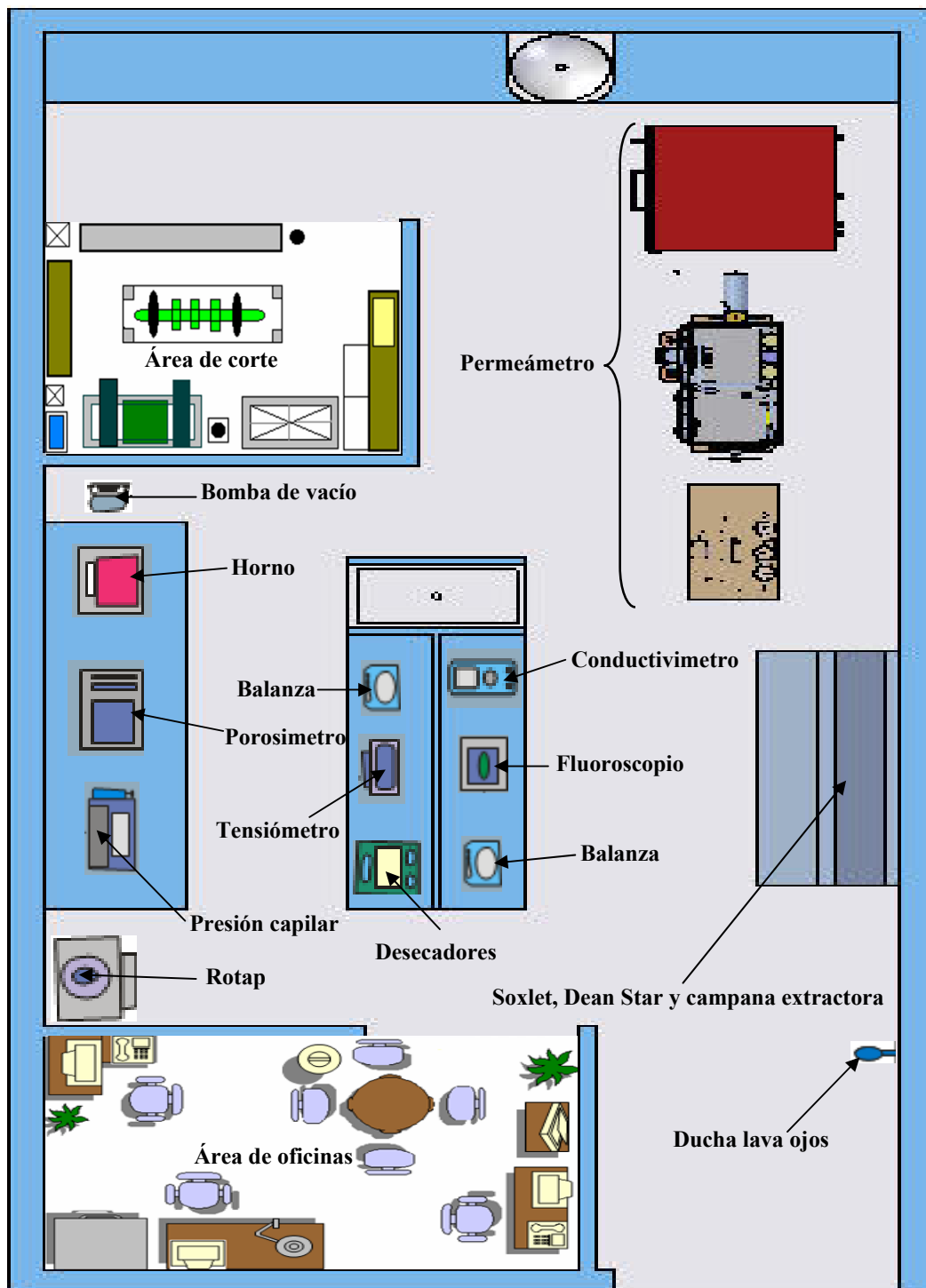
Plata – Sandoval, 2005.

Figura 108. Vista en 3D de la ubicación del equipo de desplazamiento dentro del laboratorio de análisis petrofísicos.



Plata – Sandoval, 2005.

Figura 109. Vista de planta general del laboratorio de análisis petrofísicos.



6. CONCLUSIONES

- Los equipos de desplazamiento para análisis petrofísicos, tienen un amplísimo uso a nivel mundial y sus aplicaciones abarcan diferentes tipos de roca, así como diferentes características de formaciones ya que estas pruebas son una confiable herramienta en la toma de decisiones sobre el comportamiento futuro de un yacimiento y las técnicas a utilizar para obtener la mayor recuperación de hidrocarburos y por lo tanto la mejor recuperación económica.
- Se diseñó un equipo de desplazamiento para realizar pruebas de análisis petrofísicos especiales en núcleos de roca utilizando herramientas de diseño e ingeniería asistidos por computador (CAD-CAE), para núcleos de un pie de longitud y una y media pulgada de diámetro.
- El equipo de desplazamiento diseñado permite realizar pruebas de determinación de la permeabilidad absoluta al líquido, permeabilidades relativas en sistemas líquido – líquido y gas líquido, la determinación de la relación de permeabilidades efectivas, pruebas de determinación y restauración de la mojabilidad de las rocas, así como pruebas de sensibilidad de las formaciones.
- Las herramientas de diseño asistido por computador (CAD) como el software Solid Edge proporcionan un excelente apoyo en el diseño de piezas mecánicas asegurando un desarrollo óptimo desde el principio de su construcción gracias a su facilidad de operación y corrección de fallas y por lo tanto permitiendo la obtención de diseños confiables.

- La simulación mecánica y térmica realizada con herramientas de ingeniería asistida por computador (CAE) con el programa COSMOSDesignSTAR aportó valores similares a los del diseño realizado, lo cual valida la idoneidad del equipo y la confiabilidad de operación que brindará este diseño al momento de su montaje y puesta en marcha.
- El diseño realizado permitiría, a un precio mucho menor que el de importación de un equipo de similares características, la adquisición por parte de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander de un equipo idóneo para realizar análisis petrofísicos especiales sobre núcleos de roca.
- El área del laboratorio de petrofísica ubicado en el Centro de Investigación de Guatiguara permitiría una correcta ubicación del equipo de desplazamiento diseñado y toda la facilidad de operación que el equipo requiere sin afectar la ubicación de los otros equipos de laboratorio ni la realización de otro tipo de pruebas.
- El diseño presentado permite, en el momento en que haya el presupuesto requerido, realizar todo el montaje del equipo ya que todas las especificaciones de diseño y construcción están en los planos de las piezas. Además el manual de laboratorio desarrollado, el cual entrega los procedimientos de prueba recomendados permiten también, una vez este montado el equipo, llevar a cabo el proceso de puesta en marcha y el desarrollo de las pruebas de laboratorio.
- El manual preliminar adjunto de procedimientos de ensayo para análisis petrofísicos especiales del equipo de desplazamiento presenta una recopilación de las pruebas que se pueden desarrollar en el equipo diseñado, sin embargo podría estar sujeto a cambios, una vez se monte y se ponga en marcha el equipo.

7. RECOMENDACIONES

- La principal recomendación es buscar los medios de financiación económica para llevar a cabo el proceso de montaje y puesta en marcha del equipo diseñado.
- Realizar el proceso de montaje y puesta en marcha en el marco de un proyecto de grado multidisciplinario entre estudiantes de Ingeniería de Petróleos e Ingeniería mecánica que se constituiría en la segunda fase del proceso de adquisición de este equipo por parte de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.
- Ampliar desde otro proyecto de grado el diseño necesario para implementar también la realización de pruebas en núcleos de diámetros mayores de una y media pulgada con el fin de desarrollar capacidad de investigación de los efectos de la anisotropía y las heterogeneidades de las formaciones en las relaciones roca-fluidos.
- Profundizar también por medio de otro proyecto de grado en las opciones de sistematización y software de apoyo para el equipo diseñado, en este caso la aplicabilidad del software SENDRA como herramienta complementaría del equipo sería una buena opción gracias a que esta específicamente diseñado para realizar simulaciones de pruebas de desplazamiento sobre núcleos de roca.
- Una vez se realice el montaje del equipo de desplazamiento diseñado en esta tesis de grado, se recomienda elaborar un manual de mantenimiento y seguridad para el manejo del equipo.

BIBLIOGRAFÍA

AGARWAL, S. K., JOHNSTON, R. H.: "Oil and Water Content measurements of Sandstones Cores Using Microwave Techniques" IEEE Instrumentation and Measurements, 1989, 35, 60 – 67.

ALI, J. K. : "Development in measuring and interpretation techniques in core flood test to determine relative permeabilities", Paper SPE 39016, 1997.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE : API Recommended Practice for Core Analysis Procedure, American Petroleum Institute, Dallas (1998) API RP 40, pp. 18, 20, 55.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: API Recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media, Division of Production, Sept. 1972. API RP 27.

AMIX, J. W., BASS, D. M., WHITING, R. L.: "Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties". The agricultural and mechanical college of Texas, 1960.

ARPS, J. J., ROBERTS, T. G.: "The Effect of Relative Permeability Ratio, The Oil Gravity and The Solution Gas Oil Ratio on the Primary Recovery for Depletion Type Reservoir", Trans AIME, 204, 120, 1955.

BEDRIKOVETSKY, P. G., POTSCHEK, K. T., POLYANIN, A. D., ZHOROV, A. I. :
“ Upscaling of the water flood reservoir properties on the core level : laboratory
study, macro and micro modelling”. Paper SPE 29870, 1995

BERGOSH, J. L., MARKS, T. R., MITKUS, A. F.: “New Core Analysis Techniques
for Naturally Fractured Reservoirs”, paper SPE 13653, 1985.

BOYER, R. L., MORGAN, F. and MUSKAT, M. : “ A New Method for Measuring
Oil Saturation in Cores” Pet. Trans., AIME, (1947) 170, 15 –53.

BRACE, W. F., WALSH, J. B. And FRANGOS, W. T. : “ Permeability of Granite
Under High”, J. Geophys. Res. (1968) 73, 2225-36.

BRAUN, E. M., BLACKWELL, R. J. : “A Steady – State Technique for Measuring
Oil Water relative Permeability curves at reservoir conditions”, Paper SPE 10155,
1981.

BROWNSCOMBE, E. R., SLOBOD, R. L., CAUDLE, B. H.: “Laboratory
determination of Relative Permeability”, Oil Gas J. 48, 98, 1950.

BUCKLEY, S. E., LEVERETT, M. C.: “Mechanism of Fluid Displacement in
Sands”, Trans AIME, 146, 107, 1942.

BULNES, A. C., FITTINGS, R. U.: “A Introductory Discussion of Reservoir
Performance of Limestone Formations”, Trans AIME, 160, 179, 1945.

BURDINE, N. T., GOURNAY, L. S., REICHERTY, P. O.: “Pore Size Distributions of Reservoir Rocks”, Trans AIME, 1950.

CASILLAS, A. L.: “El Libro de las Roscas”, BAZAN de Construcciones Navales Militares S.A., Madrid, 1953.

CAUDLE, B. H., SLOBOD, R. L., BROWNSCOMBE, E. R. W.: “Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability”. Trans AIME, 192, 145, 1951.

CHEUNG, S. K., HEUNG, H. V. A. : “ Matrix Acid Stimulation Studies Yield New Results With Multitap Long-Core Permeameter” SPE 19737. 1992.

CHURCHIL, R. V. : Complex Analysis, McGraw Hill 1943.

COLLINS, R. E. : “ Flow of Fluids Through Porous Material”, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1961.

CONTRERAS, E. L., GARCIA, P. M.: “ Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros”. Boletín IIE, Julio –Agosto de 2001.

COREX.: “Core Analysis – Measurements and Use in Reservoir Evaluation”, Training School, Bogotá, Ap. 1996.

COREY, A. T., RATHJENS, C. H., HENDERSON, J. H., WYLLIE, M. R. J.: “Three Phase Relative Permeability”, JPT, Nov., 63, 1956.

CORNELL, D., KATZ, D. L., “Flow of Gases through Consolidated Porous Media”,
Ind. Eng. Chem. (1953) Vol 45, 2145.

DARCY, H.: “Les Fontaines Publiques de la Ville de Dyon”, Victor Dalmont, 1856.

DICKER, A. I., SMITS, R. M. : “A Practical Approach for Determining
Permeability From Laboratory Pressure Pulse Decay Measurements”, paper SPE
17578, 1988.

DIETRICH, J. K., BONDOR, B. P.: “Three Phase Oil Relative Permeability
Models”, Paper SPE 6044, New Orleans, 1976.

DUNLAP, E. N.: “Influence of Connate Water on Permeability of Sands to
Oil”, Trans AIME, 127, 215, 1938.

DYKSTRA, H., and PARSONS, R. L.: “The Prediction of oil by WaterFlood”,
Secondary Recovery of oil in the United States, 2nd Ed., API, New York 1959 160.

EIJPE, R., WEBER, K. J.: “ Mini Permeameter for Consolidated Rock and
Unconsolidated Sand”. AAPG Bul., 55, No. 2 (1971) 307 – 9

FANCHER, G. H., LEWIS, J. A., BARNES, K. B.: “Some Physical Characteristics
of Oil Sands”, Penn State, Coll. Bull. 12, 1933, p. 65 – 171.

FATT, I., DIKSTRA, H.: “Relative Permeability Studies”, Trans AIME, 1951.

FIROOZABADI, A., AZIS, K. : “ Relative Permeability from centrifuge data”. J. Can. Pet. Tech. 1991.

FORCHHEIMER, P.: “Wasserbewegung durch Boden” , Zeitz ver Deutsch ing., 45 (1901) 1781.

GATES, J. I., LEITZ, W. T.: “Relative Permeability of California Cores by the Capillary Pressure Method”, Drilling and Production Practices, American Petroleum Institute, Washington D.C., 1950, 285.

GEFFEN, T. M., OWENS, W. W., PARRISH, D. R., MORSE, R. A.: “Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements”, Trans AIME, 192, 99, 1951.

GIMALUDINOV, Sh. K.: “The Natural of Mineral Surfaces in Oil Bearing Rocks”, Neft, Gazov. Z., 12, 37, 1963.

GOGGIN, D. T., TRASHER, R. L., and LAKE, L. Slippage and High Velocity Flow Effects”, In Situ 12, No. 1 and 2 (1988) 79 - 116.

HASKETT, S. E., NARAHARA, G. M., HOLDITCH, S. A.: “ a Method for the Simultaneous Determination of Permeability and Porosity in Low Permeability Cores”, SPE, paper 15379 (Oct. 1986)

HASSLER, G. L.: U. S. Patent 2345935, 1944.

HAUGEN, J. : “ Scaling Criterion for relative permeability experiments on samples with intermediate wettability”. In Worthington, P. E. (Ed). Advances in core evaluation. Gordon and Breach science Pub., 1990.

HENDERSON, J. H., YUSTER, S. T.: “Relative Permeability Study”, World Oil, 3, 139, 1948.

HERMAN, G. T.: “Image Reconstructions From Projections, The Fundamentals of Computerized Tomography”, Computer Science and Applied Mathematics, A Series of Monograph and Text Books, Academic Press, NY, 1980, p. 305.

HONARPOUR, M. MAHMOOD, S. M. : “Relative Permeability Measurements: an Overview”, JPT 1988. 963 -966

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

HONARPOUR, M.M., HUANG, D.D., AL-HUSSAINY, R.: “Simultaneous Measurements of Relative Permeability, Capillary Pressure, and electrical resistivity with microwave system for saturation monitoring”, Paper SPE 30540, 1996.

HSIEH, P. A., TRACY, J. V., NEUZIL, C. E., BREDEHOEFT, J. D. and SILLIMAN, S. E.: “A Transient Laboratory Method for Determining the Hydraulic Properties of Tight Rocks - 1. Theory”, Intl. J. Rock Mech. (1981) 18, 245 – 52.

HURD, B. G. : “A Liquid – Freon permeameter”, paper SPE 0246, 1962.

JASTI, J. K., LINDSAY, J. T. and FOGLER, H. S. :” Flow Imaging in Porous Media Using Neutron Radiography”, paper SPE 16950. 1970

JOHNSON, E. F., BOSSLER, D. P., NAUMANN, V. O.: “Calculation of relative Permeability from Displacement Experiments”, Trans AIME, 216, 370, 1959.

JONES, S. C. : “The Profile Permeameter: A New, Fast, Accurate Minipermeameter”. SPE 24757. 1992.

JONES, S. C., : “A Rapid Accurate Unsteady – State Klinkenberg Permeameter”, paper SPE 3535. Presented at the 1971 Annual Fall Meeting in New Orleans, October 3 – 6, 383, 397.

JONES, S. C., ROSZELLE, W. O.: “Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacements Experiments”, JPT, 5, 807, 1978.

JONSON, E. F., BOSSLER, D. P., NAUMANN, V. O. : “Calculation of relative permeability from displacement experiments”. TRANS AIME Vol 216. 1959. 370 - 372

JOSENDAL , V. A., SANDIFORD, B. B., WILSON, J. W.: “Improved Multiphase Flow Study Employing Radioactive Tracers”, Trans AIME, 195, 65, 1952.

KALBUS, J. S., CHRISTIANSEN, R. L. : “ New reduction development for permeability determination”. Paper SPE 30799, 1995.

KASAP, E., LAKE, L. W.: “ Effective Relative Permeabilities for Viscously-Dominated Flow Through Cross-Bedded Units”, SPE Advanced Technology Series, Volume 1, No 2, p 27-35. 1993.

KATZ, D. L., et al : Handbook of natural Gas Engineering, McGraw – Hill Book Co., Inc., New York (1959) 7. JONES, S. C.: “A Rapid Accurate Unsteady-State Klinkenberg Permeameter “, Marathon oil Co, Littleton, Colo. 1972

KEELAN, D.: “A Course in Special Core Analysis”, CORELab, Dallas, 1976.

KLINKENBERG, L. J.: “The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases. Drilling Production Practices”, p. 200, American Petroleum Institute, 1941.

LAIRD, A. D. K. : “Three Component Saturation in Porous Media by X ray techniques”, Pet. Trans. AIME (1959) 261, 216 – 220.

LEAS, W. J., JENKS, L. H., RUSSEL, C. D.: “Relative Permeability to Gas”, Trans AIME, 189, 65, 1950.

LEVERETT, M. C.: “Flor of Oil Water Mixtures through Unconsolidated Sands”, Trans AIME, 1939.

LIN, W. : “Compressible Fluid Flow Through Rocks of Variable Permeability”, Lawrence Livermore Laboratory, Livermore, California, Rept. UCRL – 52304 (1977).

LONGERON, D., HAMMERVOLD, W. L., SKJAEVELAND, S. M.: “ Water oil capillary measurements and wettability measurements using micropore membrane technique” , paper SCA 9426, 1994

LOOMIS, A. G., CROWELL, D. C.: “Relative Permeability Studies: Gas – Oil and Water – Oil Systems”. U.S. Bureau of Mines Bulletin BarHeuillr, Okla., 1962, 599.

LOPERA, S. H., OCAMPO, A. A.: “Diseño y Construcción de Equipo para Análisis Petrofísicos Especiales”, Trabajo de Grado, Universidad Nacional de Colombia, 1992.

McGHEE, J. W., CROCKER M. E., DONALDSON, E. C.: “Relative Wetting Properties of Crude Oils in Berea Sandstones”, Bartlesville Energy Technology Center, Department of Energy, Bartlesville, Okla., BETC/RI-7819, Jan. 1979.

McLEOD, H. O. : “Matriz Acidizing” , JPT (Dec, 1984) 2055 – 69.

McMAHON, J. J. : “ An Investigation of Air Permeabilities of Porous Media”, MS Thesis, The Pennsylvania State U., University Park (1949).

MILLS, A. F.: “Transferencia de Calor”, University of California, Los Angeles.,McGraw Hill, 1995.

MOLINA, N. N.: “A Systematic Approach to the Relative Permeability Problems in Reservoir Simulation”, Paper SPE 6044, Dallas, 1980.

MORITA, N., GRAY, K.E. : “Three Dimensional Permeability Measurements”, Paper SPE 9377, 1980

MORSE, R. A., TERWILLIGER, P. L., YUSTER, S. T.: “Relative Permeability Measurements on Small Samples”, Oil Gas J., 46, 109, 1947.

NAYLOR, P., PUCKETT, D.A.: “ In situ saturations distributions: The key to understanding core analysis “ Paper SCA 9405, 1994.

NORTON, R. L.: “Diseño de Máquinas”, Worcester Polytechnic Institute, Prentice Hall, 1999.

O’MERA, D. J., LEASE, W. O.: “Multiphase Relative Permeability Measurements Using an Automated Centrifuge”, Paper SPE 12128, San Francisco, 1983.

ODEH, A. S.: “Effect of Viscosity Ratio on Relative Permeability”, Trans AIME, 216, 346, 1959.

OSOBA, J. S., RICHARDSON, J. G., KERVER, J. K., HAFFORD, J. A., BLAIR, P. M.: “ Laboratory Permeability Measurements”, Trans AIME, 192, 47, 1951.

PERKINS, F. M.: “An Investigation of Role of Capillary Forces in Laboratory Waterfloods”, JPT, 11, 49, 1957.

PETEC, S&S.: “SENDRA User’s Manual Version 1.6 UNIX and LINUX Operating Systems”, Petec Software and Services, Bergen, Norway, Feb. 2003.

POTTER, G. F., GROVES, D. R. : “ Displacements, Saturations, and Porosity Profiles Steady State Permeability Measurements”, paper SPE 19679. 1969

POTTER, G. F., LYLE, G. L. : “ Measuring Relative Permeability of High Pressure Samples Form Egypt”, paper SPE 25601, 1993

PURCELL, W. R.: “Capillary Pressures – Their Measurements Using Mercury and the Calculation of Permeability therefrom”, Trans AIME, 1949.

RAPOPORT, L. A. LEAS, W. J.: “Relative Permeability to Liquid in Liquid – Gas System” Trans AIME, 192, 83, 1951.

RICHARDSON, J. G., KERVER, J. K., HAFFORD, J. A., OSOBA, J. S.: “Laboratory Determination of Relative Permeability”, Trans AIME, 195, 187, 1952.

ROJAS, A. L., VALDES, G. A.: “Análisis y Evaluación de la Eficiencia de un Polímero (CMC) para Recobro Mejorado de Crudo, Aplicado en Campo Casabe” Cáp. 3. Pruebas en medios Porosos. Pág. 44-76. 1991.

SAAGEV, A. : “ The design and construction of an Absolute Permeameter to Measure the Effect of Elevated Temperature on the Absolute Permeability to Distilled Water of Unconsolidated Sand Cores “. A report submitted to the Department of Petroleum Engineering of Stanford University in Pulfillment of the Requirement for the Degree of Master of Science. 1980.

<http://ekofisk.stanford.edu/geoth/techreports/SGP-TR-043.pdf>

SALATHIEL, R. A.: “Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed Wettability Rocks”, Paper SPE 4104, San Antonio California, Oct. 8, 1972.

SANDBERG, C. R. GOURNEY, L. S., SUPPEL, R. F.: “Effect of Fluid Flow Rate and Viscosity on Laboratory Determination of Oil-Water Relative Permeabilities”, Trans AIME, 213, 36, 1958.

SANYAL, S. K., PIRNIE III, R. M. and CHEN, G. O. : “A Novel Liquid Permeameter for Measuring Very Low Permeability”, Stanford U.,Stanford California, SPE, 1972.

SARAFF, D. N., McCAFFERY, F. G.: “Two and Three Phase Relative Permeability: A Review”, Petroleum Recovery Institute, Report # 81-8, Calgary, Alberta, Canada, 1982.

SAUCE’MARIANADIN, A., BOURLION, M., and LEONORMAND, R. :”Ultrasonic Saturation Mapping in Porous Media”, SPE Res. Eng. (1989) 4, 194.

SCHEIDEGGER, A. E.: “ The physics of flow through porous media”. University of Toronto Press, Third edition, 1974.

SCHMID, C.: “The Wettability of Petroleum Rocks and Results of Experiments to Study Effects on Variation of Wettability of Core samples”, Erdoel Kohle, 1964.

SCHNEIDER, F. N., OWENS, W. W. :” Sandstone and Carbonate two and three Phase Relative Permeability Characteristics”, Soc. Pet. Eng. J. (March 1970) 75 – 84.

SLOBOD, R. L., CHAMBERS, A., PREHN, W. L.: “Use of Centrifuge for Determination Connate Water, Residual Oil and capillary Pressure Curves on Small Core Samples”, Trans AIME, 192, 127, 1952.

STANLEY, C. J. : “A Rapid Accurate Unsteady State Klinkenberg Permeameter” SPE 3535. 1972.

STEGEMEIER, G. L., JENSEN, F. W.: “The Relationship of Relative Permeability to Contac Angles”, Theory of Fluid Flow in Porous Media Conference, Okla., 1959.

STEWART, C. E., CRAIG, F. F., MORSE, R. A.: "Determination of Limestone Performance Characteristics by Model Flow Test", Trans AIME, 198, 93, 1953.

STONE, H. L.: "Estimation of Three Phase Relative Permeability and Residual Oil Data", J. of Can. Pet. Technol. 12, 53, 1973.

TAYLOR, L. H., VINOPAL, R. J. : "Conventional Core vs Minipermeameter Permeability Measurements Tensleep Formation". SPE 55971. 1999.

THOMAS, L. K., KATZ, D. L. and TEK, M. R. : "Threshold Pressure Phenomena in Porous Media", Soc. Pet. Eng. J. (June, 1968) 174 – 184

TIMMERMAN, E. H.: "Practical Reservoir Engineering", Penwell Pub. 1982, 101.

VAN SPRONSEN, E.: "Three Phase Relative Permeability Measurements Using the Centrifuge Method", Paper SPE/DOE 10688. Present at the Third Joint Symposium, Tulsa, Okla., 1952.

VIRNOVSKY, G. A., SKJAEVELAND, S. M., SURDAL, J. AND Ings ϕ_y , P.: "Steady State relative permeability measurements corrected for capillary effects". Paper SPE 30541, 1995.

WALLS, J. D., NUR, A. M. BOURBLE, T.: " Effects of Pressure and Partial Water Saturation on Gas Permeability in Tight Sands : Experimental Results", J. Pet. Tech. (April 1982) 930 – 36.

WEAST, R. C. : Handbook of Chemistry and Physics, Cleveland, Ohio (1964) F. 9.

WELGE, H. J.: "Simplified Method for Computing Oil Recoveries by Gas or Water Drive", Trans AIME, Vol 195, 1952.

WICKOFF, R. D., BOTSET, H. G.: "Flow of Gas Liquid Mixtures through Sands", Physics, 1936.

WILLIAMS, B. B., GIDLEY, J. L. and SCHECHTER, R. S. : Acidizing Fundamentals, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1976) 6.

WYLLIE, M. R. J., SPRANGLER, M. B.: "Application of Electrical Resistivity Measurements to Problems in fluid Flow of Porous Media", Bull AAPG.36, 359, 1981.

YUSTER, S. T.: "Theoretical Consideration of Multiphase Fluid Flow in Idealized Capillary Systems", 1951, (2), 457.

ANEXO: PLANOS DE CONSTRUCCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO.