



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

“INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DAÑADOS POR
BLOQUEO DE CONDENSADO RETROGRADO, MEDIANTE
LA INYECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS.”

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA
PETROLERA Y GAS NATURAL (YACIMIENTOS)

P R E S E N T A :

CARLOS FERNANDO TAPIA GARCÍA



TUTOR:
DR. JORGE A. ARÉVALO VILLAGRÁN.

2008

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco.

Secretario: Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas.

Vocal: Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán.

1er. Suplente: Dr. Jesús Rivera Rodríguez.


2do. Suplente: Dr. Simon López Ramírez.

Lugar donde se realizó la tesis:

LABORATORIO DE TERMDINÁMICA DE ALTAS PRESIONES DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.

TUTOR DE TESIS

Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán.


Firma

DEDICATORIA.

Aurora, Katia y Juan Carlos;

Tal vez aún son muy pequeños para entender todo el amor y cariño que les tengo, sin embargo, el día de mañana serán grandes y lo comprenderán. Les agradezco el tiempo que me dispensaron, tiempo que no se los pude dar.

Este trabajo lo realicé pensando en ustedes, mis amados hijitos, que son mi máxima inspiración y quienes motivan que día a día trate de superarme. Los quiero mucho.

Su papá.

Rossana;

Por tu infinita paciencia, sabiduría y apoyo para conmigo (como siempre lo has hecho), te dedico este trabajo; no es mío... es tuyo.

Carlos.

*“Señor, dame **paciencia** para aceptar las cosas que no puedo cambiar, **valor** para cambiar las que si puedo y **sabiduría** para conocer la diferencia.”*

AGRADECIMIENTOS.

- A todo el personal del área de **Termodinámica de Altas Presiones del Laboratorio de Productividad de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo**, por todo el valioso apoyo que me brindaron, en especial al Dr. Simón López Ramírez.
- A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, mi *Alma Mater*, gracias nuevamente por todo lo que me ha dado, sobre todo por enseñarme a ser solidario.
- Al **Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán**, por el apoyo brindado para poder realizar mis estudios de Maestría.
- Gracias especiales a **todos mis maestros** del Posgrado, quienes enseñan más allá que sus valiosos conocimientos.

ÍNDICE GENERAL.

Lista de figuras.	XII
Lista de tablas.	XVI
Lista de apéndices.	XVII
Objetivo.	XIX
Alcance	XX
Capítulo I. Introducción.	1
I.1. Desarrollo del trabajo.	2
Capítulo II. Revisión bibliográfica	3
Capítulo III. Aspectos generales de yacimientos de gas condensado, permeabilidad y mojabilidad de la roca.	11
III.1. Yacimientos de gas condensado.	11
III.1.1. Diagrama de fases de un gas retrógrado o gas condensado.	11
III.1.2. Aspectos generales de un gas condensado.	14
III.1.3. Efectos de la densidad API, temperatura y relación gas-liquido sobre la presión de rocío.	15
III.1.4. Condensación y vaporización.	16
III.2. Permeabilidad.	18
III.2.1. Permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa.	18
III.3. Mojabilidad de la roca.	21
III.3.1. Mojabilidad por agua, mojabilidad por aceite y mojabilidad neutra.	21
III.3.2. Factores que afectan la mojabilidad original del yacimiento.	22
III.3.3. Métodos de medición de mojabilidad.	23
III.3.4. Efectos de la mojabilidad sobre la presión capilar.	33
III.3.5. Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa.	35

Capítulo IV. Disminución de la productividad debido a la acumulación de condensados en la vecindad del pozo.	41
IV.1. Dinámica de la formación de un banco de condensado alrededor de la pared del pozo.	41
IV.2. Pérdida de productividad causada por la acumulación de hidrocarburos líquidos cercano a la pared del pozo.	46
IV.2.1. Efecto sobre la permeabilidad relativa.	49
IV.2.2. Cambios composicionales.	51
IV.2.3. Desarrollo del anillo de condensado.	52
CAPÍTULO V. Desarrollo experimental.	55
V.1. Descripción del campo Saramako.	55
V.1.1. Características de las formaciones en el campo Saramako.	57
V.1.2. Reporte de núcleo Saramako 1.	58
V.2. Características básicas del yacimiento y de los fluidos.	59
V.3. Volúmenes originales en sitio y reservas de gas y líquido.	61
V.3.1. Volúmenes originales de hidrocarburos (método dinámico de declinación de presión).	61
V.3.2. Reservas totales y remanentes de gas y condensado.	63
V.4. Desarrollo experimental.	65
V.4.1. Mineralogía de la roca.	65
V.4.2. Pruebas de compatibilidad de fluidos.	66
V.4.3. Determinación de la mojabilidad de la roca de la formación.	67
V.4.4. Alteración de la mojabilidad de la roca de la formación.	70
V.4.5. Pruebas de desplazamiento.	72
V.5. Resultados de las pruebas de desplazamiento.	75
V.5.1. Prueba de desplazamiento para el tapón 2, producto químico A.	77
V.5.2. Prueba de desplazamiento para el tapón 1, producto químico A.	79
V.5.3. Prueba de desplazamiento para el tapón 3, producto químico B.	81
V.6. Resumen de resultados.	83
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.	85
Apéndice “A”. Estudio de Espectro de Rayos X Núcleo 2, Pozo Saramako 1.	87

Apéndice “B” . Análisis Físico, Químico y Bacteriológico del Agua del Campo Saramako.	95
Apéndice “C” . Análisis Mineralógico Muestras Núcleo 2 Pozo Saramako 1.	97
Apéndice “D” . Procedimiento para la prueba de desplazamiento en tapones desarrollado por el fabricante del producto químico “A”.	115
Apéndice “E” . Procedimiento para la prueba de desplazamiento en tapones desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo.	117
Apéndice “F” . Relación entre la Ecuación de Darcy y la Ley de Hagen-Poiseuille.	119
Apéndice “G” . Metodología desarrollada	129
Nomenclatura	133
Referencias	139

LISTA DE FIGURAS.

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
II.1	Representación de las fuerzas y la región de importancia relativa a la dimensión radial y presión del yacimiento (<i>Ursin</i> ¹).	6
II.2	Agua en la parte superior de una roca después de haber alterado su mojabilidad por productos químicos (tomada de <i>Liu</i>).	10
III.1	Diagrama de fases típico de un gas condensado retrógrado.	13
III.2	Efecto de la densidad API en la presión de rocío.	15
III.3	Efecto de la temperatura en la presión de rocío.	16
III.4	Efecto de la Relación Gas-Líquido en la presión de rocío.	16
III.5	Comportamiento retrógrado de un gas condensado.	17
III.6	Representación esquemática de una muestra de roca	19
III.7	Curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite.	20
III.8	Curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas-aceite.	21
III.9	Mojabilidad de sistemas aceite/agua/roca.	24
III.10	Mediciones de mojabilidad USBM: (I-Empuje por salmuera. II-Empuje por aceite) (a) Núcleo no tratado, (b) Núcleo tratado con organoclorosilano, (c) Núcleo pre-tratado con aceite por 324 hrs y 140 °F; la salmuera contiene 1000 ppm de tripolifosfato de sodio	28
III.11	Curvas de permeabilidad relativa agua/aceite basadas en la permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua connata; (a) roca fuertemente mojada por agua, (b) roca fuertemente mojada por aceite (<i>Craig</i>).	32
III.12	Comparación de permeabilidades relativas gas/aceite (drene) y agua/aceite (imbibición).	32
III.13	Interfase agua/aceite en un tubo capilar.	34
III.14	Curva de presión capilar agua/aceite medido sobre una arena Berea mojada por agua.	35
IV.1	Ilustración del perfil de presión y atrapamiento de líquido en la región cercana a la pared del pozo.	42
IV.2	Perfil de presión para un yacimiento homogéneo fluyendo por arriba de la presión de rocío.	44
IV.3	Perfil de presión para un yacimiento homogéneo fluyendo por debajo de la	

	presión de rocío.	44
IV.4	Curvas CCE para seis mezclas de gas condensado.	45
IV.5	Fracción del componente molar para mezclas metano-pentano a T=75 °F.	45
IV.6	Densidad de la fase molar para mezclas metano-pentano a T=75 °F.	45
IV.7	Viscosidad de la fase para mezclas metano-pentano a T=75 °F.	46
IV.8	Curvas de permeabilidad relativa.	46
IV.9	Producción de gas y condensado pozo A.	48
IV.10	Ajuste histórico de la producción de condensado.	48
IV.11	Comportamiento de la saturación de condensado en el yacimiento con el tiempo.	49
IV.12	Permeabilidad relativa del condensado en el yacimiento.	50
IV.13	Permeabilidad relativa del gas en el yacimiento.	50
IV.14	Tensión superficial del fluido en el yacimiento.	51
IV.15	Viscosidad del condensado en el yacimiento.	52
IV.16	Viscosidad del gas en el yacimiento.	52
IV.17	Cambio del perfil de saturación de condensado con el tiempo.	54
V.1	Mapa ubicación geográfica campo Saramako - Columna Geológica.	56
V.2	Cuerpos arenosos del Pleistoceno, campo Saramako.	56
V.3	Imagen microscopía electrónica de barrido núcleo 2 pozo Saramako 1.	58
V.4	Comportamiento de Presión del campo Saramako.	60
V.5	Producción acumulada pozos del campo Saramako.	60
V.6	Determinación del GCOES por el Método Dinámico de Declinación de Presión.	62
V.7	Cálculo de Reservas de Gas y Líquido por el Método Dinámico de Declinación de Presión.	64
V.8	Estudio de difracción de rayos X para determinar la mineralogía de la formación productora del campo Saramako.	66
V.9	Celda Bulk. Equipo utilizado para realizar pruebas de compatibilidad de fluidos agitando muestras de fluidos a condiciones de presión y temperatura.	67
V.10	Criterios de Evaluación- Pruebas de compatibilidad.	68
V.11	Prueba de compatibilidad de fluidos.	68
V.12	Granos preferentemente mojados por aceite.	69
V.13	Secuencia fotográfica de imbibición de gotas de agua y condensado en roca de formación.	69
V.14	Muestra de roca en seno de producto químico para alterar su mojabilidad.	71
V.15	Los granos de roca ya no muestran preferencia por el condensado.	71
V.16	Limpieza de tapones con tolueno.	72
V.17	Bomba de desplazamiento.	74

V.18	Horno equipado.	74
V.19	Esquema de horno equipado para hacer pruebas de desplazamiento.	76
V.20	Permeabilidad efectiva al gas antes de tratamiento, tapón 2.	78
V.21	Permeabilidades efectivas al aceite antes y después de tratamiento, tapón 2.	79
V.22	Permeabilidades efectivas al gas antes y después de tratamiento, $q_{iny}=1000$ cm^3/hr , tapón 1.	80
V.23	Permeabilidad efectiva al aceite antes y después de tratamiento, $q_{iny}=100$ cm^3/hr , tapón 1.	81
V.24	Permeabilidad efectiva al gas antes y después de tratamiento, $q_{iny}=1000$ cm^3/hr .	82
V.25	Permeabilidad efectiva al aceite antes y después de tratamiento, $q_{iny}=100$ cm^3/hr .	83
A.1	Imagen $50\mu m$ y espectro de dispersión de rayos X muestra 1.	88
A.2	Imagen $20\mu m$ y espectro de dispersión de rayos X muestra 2.	89
A.3	Imagen $5\mu m$ y espectro de dispersión de rayos X muestra 3.	90
A.4	Imagen $50\mu m$ y espectro de dispersión de rayos X muestra 4.	91
A.5	Imagen $5\mu m$ y espectro de dispersión de rayos X muestra 5.	92
A.6	Imagen $20\mu m$ y espectro de dispersión de rayos X muestra 6.	93
A.7	Imagen $5\mu m$ y espectro de dispersión de rayos X muestra 7.	94
C.1	Patrón de difracción de Rayos X, muestra S1-98.	100
C.2	Nivel de energía muestra S1-98.	101
C.3	Nivel de energía muestra S2-99.	102
C.4	Patrón de difracción de Rayos X, muestra S3-100.	103
C.5	Nivel de energía muestra S3-100	104
C.6	Patrón de difracción de Rayos X, muestra S4-101.	105
C.7	Nivel de energía muestra S4-101.	106
C.8	Patrón de difracción de Rayos X, muestra S5-102.	107
C.9	Nivel de energía muestra S5-102.	108
C.10	Patrón de difracción de Rayos X, muestra S6-107.	109
C.11	Nivel de energía muestra S6-107.	110
C.12	Patrón de difracción de Rayos X, muestra S7-104.	111
C.13	Nivel de energía muestra S7-104.	112
C.14	Nivel de energía muestra AB.	113
C.15	Nivel de energía muestra CB.	114
F.1	Envoltura cilíndrica de un fluido sobre el que se aplica balance de cantidad de movimiento para obtener la fórmula de Hagen-Poiseuille.	120
F.2	Permeabilidades absolutas de los tapones 1, 2 y 3 empleados en los	

	experimentos.	123
F.3	Imagen microscopía de barrido muestra 1, núcleo 2, pozo Saramako 1.	126
F.4	Imagen microscopía de barrido muestra 2, núcleo 2, pozo Saramako 1.	126
F.5	Imagen microscopía de barrido muestra 3, núcleo 2, pozo Saramako 1.	127
G.1	Diagrama de flujo de la metodología desarrollada.	131

LISTA DE TABLAS.

TABLA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.1	Composición típica de un gas condensado.	14
3.2	Clasificación de un yacimiento de gas condensado con base en su riqueza.	15
3.3	Relaciones aproximadas entre mojabilidad, ángulo de contacto y los índices de mojabilidad USBM y Amott.	25
3.4	Reglas prácticas de <i>Craig</i> para determinar la mojabilidad.	38
5.1	Historias de Presión y Producción del Campo Saramako.	61
5.2	Reservas Totales y Remanentes del Campo Saramako.	65
5.3	Porosidad y permeabilidad absoluta de tapones empleados en pruebas de desplazamiento.	73
5.4	Comportamiento de la permeabilidad de la roca antes y después de tratamiento químico.	83
C.1	Identificación de fases de muestras de roca Núcleo 2, pozo Saramako 1.	99
F.1	Número de Reynolds para diferentes gastos de gas.	124
G.1	Metodología desarrollada.	130

LISTA DE APÉNDICES.

APÉNDICE	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
A	Estudio de Espectro de Rayos X Núcleo 2, Pozo Saramako 1.	87
B	Análisis Físico, Químico y Bacteriológico del Agua del Campo Saramako.	95
C	Análisis mineralógico muestras núcleo 2 pozo Saramako 1.	97
D	Procedimiento prueba de desplazamiento en tapones desarrollado por el fabricante del producto químico A.	115
E	Procedimiento prueba de desplazamiento en tapones desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo.	117
F	Relación entre la Ecuación de Darcy y la Ley de Hagen-Poiseuille.	119
G	Metodología desarrollada.	129

OBJETIVO.

Desarrollar una metodología para la selección de productos químicos a emplear en pozos que presentan daño por bloqueo, causado por condensación retrógrada del gas condensado y vapor de agua en formaciones arenosas, con la finalidad de mejorar su productividad.

ALCANCE.

El presente trabajo fue desarrollado para yacimientos tipo gas condensado en formaciones arenosas relativamente homogéneas.

Nuevos estudios se requerirán realizar para yacimientos de gas condensado acumulados en formaciones calcáreas que pudieran presentar fracturas, o en formaciones arenosas heterogéneas.

Otra área de estudio se podría focalizar en yacimientos de aceite volátil que presenten una capa de gas, la cual, dada su composición, se comporte de manera similar al de un yacimiento de gas condensado con una región retrógrada.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN.

El daño a la formación por bloqueo de condensado retrógrado origina que disminuya la productividad de los pozos, trayendo como consecuencia el retraso en la recuperación de las reservas de hidrocarburos. Aunado a lo anterior, los pozos pueden dejar de producir con la consecuente pérdida de importantes volúmenes de gas y condensados, que podrían ser factibles de recuperarse mediante la implantación de métodos artificiales de producción.

Existen diferentes técnicas de mantenimiento de presión aplicables a yacimientos de gas condensado, entre las cuales se encuentra la inyección de gases, como metano, bióxido de carbono o nitrógeno, cuyo objetivo es mantener a la presión de yacimiento por arriba de la presión a la cual comenzaría la formación de una fase líquida proveniente del gas. Sin embargo, la no disponibilidad de estos gases y/o las altas inversiones que se requerirían para llevar a cabo su implementación, no lo hacen factible de llevar a la práctica.

Otra técnica susceptible de llevar a cabo es la inyección contra formación de productos químicos, la cual tiene como objetivo primordial facilitar el movimiento del condensado cercano a la vecindad del pozo, así como incrementar la permeabilidad efectiva al gas. Sin embargo, antes de decidirse por la inyección de cualquier producto químico, se deben realizar una serie de pruebas a nivel de laboratorio, las cuales tienen como objetivo el disminuir el riesgo de realizar operaciones fallidas que traigan como consecuencia aumentar el daño por incompatibilidad de fluidos, precipitación de sólidos o que simplemente no disminuyan el daño por bloqueo de condensado retrógrado.

En este trabajo se presenta el desarrollo de una metodología para la selección de productos químicos con potencial aplicación en formaciones arenosas que presenten daño por bloqueo de condensado retrógrado.

I.1. DESARROLLO DEL TRABAJO.

En cada uno de los capítulos se indican las unidades de las ecuaciones empleadas. La nomenclatura está indicada con las dimensiones en que se encuentran las variables. A continuación se presenta una breve descripción de los capítulos desarrollados.

En el **Capítulo I** se presenta la introducción.

En el **Capítulo II** se realizó una investigación de la literatura técnica básica para estudiar el fenómeno de condensación retrógrada y mojabilidad de la roca, así como de los diversos factores que influyen para alterarla.

En el **Capítulo III** se presentan los aspectos básicos de los yacimientos de gas condensado, lo referente a la mojabilidad de la roca, diferentes tipos de mojabilidad, factores que la alteran y los diferentes métodos disponibles para medirla.

El **Capítulo IV** trata de la descripción de los diversos factores que originan la formación de un anillo de condensado alrededor del pozo así como de la pérdida de productividad asociada a dicho fenómeno.

Respecto al Capítulo V se presentan los aspectos generales, las condiciones y resultados obtenidos de los experimentos que se llevaron a cabo con los fluidos y rocas del campo Saramako.

Finalmente, en el **Capítulo VI** se tratan las conclusiones y recomendaciones a que se llegaron en el estudio realizado.

CAPÍTULO II

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Las principales fuerzas que interactúan en los yacimientos petroleros son las gravitacionales, capilares, fuerza viscosa e inerciales. Dependiendo de la región dentro del yacimiento unas son más importantes que otras, pero todas juegan un papel fundamental en el flujo de fluidos. Diversos esfuerzos se han realizado con miras a incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos en yacimientos de gas condensado, dentro de los cuales se pueden mencionar a la inyección de solventes en la vecindad del pozo o la inyección de diferentes gases pero a nivel de yacimiento, sin embargo, existen limitaciones tanto técnicas como económicas para llevarlas a cabo. A continuación se presenta una revisión bibliográfica de la literatura técnica disponible relacionada con el tema de mejorar la productividad de pozos productores en yacimientos de gas condensado.

*Ursin*¹ definió números adimensionales para describir la interrelación de las fuerzas que actúan en el flujo de fluidos en medios porosos. Identifica regiones dentro del yacimiento donde ciertas fuerzas son más importantes que otras. Las fuerzas fundamentales son: viscosas (V), capilares (C), gravitacionales (G) e inerciales (I). Las fuerzas viscosas resultan de la interacción intermolecular dentro del mismo fluido y son relativas a las condiciones que rodean al fluido, tales como la pared del canal por donde fluye o por otros fluidos. La importancia de las fuerzas capilares es relativa a la mojabilidad del medio poroso y, en particular, a la extensión de la fase mojante. Las fuerzas gravitacionales están siempre activas en todo el yacimiento. En el flujo de fluidos en el yacimiento, las fuerzas gravitacionales pueden ser de importancia en situaciones donde los fluidos tienen diferentes densidades, como es el caso del gas y el condensado líquido. La fuerza de inercia está asociada con el redireccionamiento del flujo de fluidos en el medio poroso. Por ejemplo, en flujo lineal (como en un tubo recto) no hay fuerzas inerciales activas, pero en un medio poroso, un continuo

redireccionamiento del flujo está tomando lugar conforme las moléculas de hidrocarburos se están moviendo entre los granos minerales.

Las relaciones que encontró *Ursin* entre todas estas fuerzas a través de números adimensionales son los siguientes:

Relación entre fuerzas capilares y viscosas:
$$N(C/V) = \frac{\sigma_{go} \cos(\theta)}{v_g \mu_o} \quad (2.1)$$

Relación entre fuerzas capilares y gravitacionales:
$$N(C/G) = \frac{\sigma_{go} \cos(\theta)}{k \Delta \rho_{go} g} \quad (2.2)$$

Relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales:
$$N(V/G) = \frac{v_g \mu_o}{k \Delta \rho_{go} g} \quad (2.3)$$

Relación entre fuerzas capilares e inerciales:
$$N(C/I) = \frac{\mu_g \sigma_{go} \cos(\theta)}{\mu_o v_g^2 \rho_g \sqrt{k}} \quad (2.4)$$

Relación entre fuerzas viscosas e inerciales:
$$N(V/I) = \frac{\mu_g}{v_g \rho_g \sqrt{k}} \quad (2.5)$$

Relación entre fuerzas gravitacionales e inerciales:
$$N(G/I) = \frac{\mu_g g \sqrt{k} \Delta \rho_{go}}{\mu_o v_g^2 \rho_g} \quad (2.6)$$

Donde:

- σ_{go} Tensión interfacial gas-aceite.
- θ Ángulo de contacto.
- v_g Velocidad de flujo del gas en el poro.
- μ_o Viscosidad del aceite.
- k Permeabilidad absoluta.
- $\Delta \rho_{go}$ Diferencia de densidades entre el gas y el aceite.

ρ_g	Densidad del gas.
μ_g	Viscosidad del gas.
g	Constante gravitacional
$N (C/V)$	Relación entre fuerzas capilares y viscosas.
$N (C/G)$	Relación entre fuerzas capilares y gravitacionales.
$N (V/G)$	Relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales.
$N(C/I)$	Relación entre fuerzas capilares e inerciales.
$N (V/I)$	Relación entre fuerzas viscosas e inerciales.
$N (G/I)$	Relación entre fuerzas gravitacionales e inerciales.

Ursin llegó a las conclusiones siguientes (ver figura II.1):

1. La importancia relativa de la fuerza inercial comparada con las fuerzas capilares, gravitacionales, y en menor grado la fuerza viscosa, se incrementa como una función de la disminución de la posición radial y la presión.
2. La fuerza viscosa es proporcional a la velocidad en el poro y, por lo tanto, es más importante que la fuerza capilar y gravitacional conforme el fluido se va acercando a la pared del pozo.
3. La relación de la fuerza viscosa a la gravitacional muestra la probabilidad de que la segregación del condensado sea mayor en áreas remotas del yacimiento (a partir de la pared del pozo).
4. Conforme disminuye la presión en el medio poroso, la interrelación entre la fuerza capilar y gravitacional es mayor, es debido al incremento en la tensión interfacial.

*Castelijns*² desarrolló un modelo composicional para calcular la recuperación de condensado retrógrado por medio del drene por gravedad. Este modelo es una extensión de la teoría de drene por gravedad en una dimensión para sistemas gas-aceite, en el cual incluye los efectos de la condensación retrógrada y la revaporización. Menciona que cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de

rocío, la condensación retrógrada ocurre; una parte del condensado permanecerá inmóvil en los poros de la roca del yacimiento, lo que resultará en una pérdida valiosa

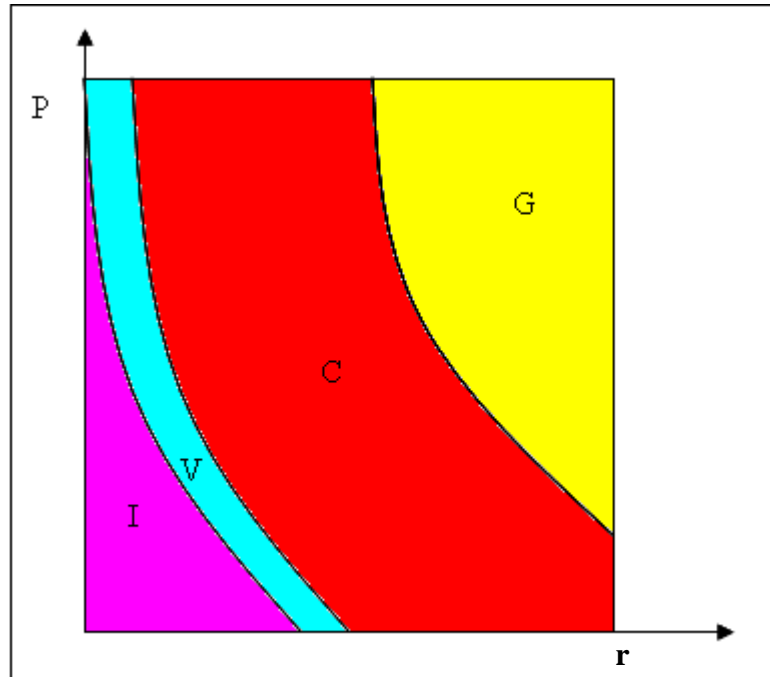


Fig. II.1 - Representación de las fuerzas y la región de importancia relativa a la dimensión radial y presión del yacimiento¹.

del líquido a menos que se tomen medidas específicas para evitarlo. Sin embargo, una saturación del líquido se empezará a desarrollar por arriba de la saturación residual del aceite, lo cual resultará en que una parte del condensado comience a ser móvil y resbale hacia abajo del yacimiento, acumulándose en el fondo o en el contacto gas-aceite (tratándose de un yacimiento de aceite volátil con capa de gas). Un requisito previo para que se lleve a cabo este fenómeno, es que en la zona de gas la roca presente una baja saturación de aceite residual.

Las suposiciones para desarrollar su modelo son las siguientes:

1. El potencial del gas es uniforme.
2. Los efectos capilares son despreciables.
3. Existe equilibrio termodinámico a través de la capa de gas.

El modelo de cómputo desarrollado requiere de los parámetros siguientes de entrada:

1. Composición química del gas-condensado.
2. Propiedades promedio del yacimiento, tales como porosidad, permeabilidad.
3. Relación entre la presión del yacimiento y el tiempo de producción.

Finalmente, al aplicar el modelo en el yacimiento Afam F5.00 (aceite volátil con capa de gas), encontró que la acumulación de condensado ocurrirá en el contacto gas-aceite y que conforme disminuya la presión del yacimiento, ésta se seguirá incrementando. Asimismo, concluye que el drene por gravedad es un mecanismo efectivo para las condiciones del yacimiento Afam F5.00

*Siregar*³ investigó si la inyección de nitrógeno puede aplicarse como una alternativa en lugar de la inyección de gas seco (metano) al yacimiento, haciendo énfasis en el problema de atrapamiento de líquido.

La investigación realizada comprendió tres fases:

1. Formulación de un gas condensado rico, consistente en metano, n-butano, n-tetradecano y nitrógeno, empleando un simulador PVT interactivo.
2. Cálculo del líquido atrapado en el yacimiento, como una consecuencia de mezclarse con el gas seco inyectado o el nitrógeno, variando la concentración del gas inyectado.
3. Evaluación de la eficiencia de desplazamiento para diferentes números de Peclet, empleando un simulador composicional en una dimensión.

Los cálculos mostraron que a bajo números de Peclet, la inyección de nitrógeno resulta en un desplazamiento menos eficiente que con la inyección de gas seco. Sin embargo, la diferencia disminuye significativamente conforme se incrementan los números de Peclet.

Cuando se inyecta nitrógeno y este se mezcla con el gas del yacimiento, ocurre un atrapamiento de líquido significativo, no obstante que se mantenga la presión del yacimiento por arriba del valor de la presión de rocío del gas condensado. Esto es debido a que el punto de rocío de la mezcla resultante, es mayor que el punto de rocío del gas condensado original.

Respecto a la inyección de metano, éste puede evaporar mucho más condensado que el nitrógeno; es decir, se requiere una cantidad menor de metano para evaporar condensado que nitrógeno. En otras palabras, el metano puede contener 45% mole de condensado en forma de gas, mientras que el nitrógeno solamente puede contener un 2 %. Esto es debido a que el metano tiene una capacidad 20 veces mayor de evaporación de condensado que el nitrógeno.

Sin embargo, la inyección de nitrógeno es una alternativa viable en lugares donde no hay disponible gas seco para inyección, ya que está disponible en cualquier lugar, es relativamente barato y presenta características favorables para la inyección (es seguro, no corrosivo y no contaminante).

*Al-Anazi*⁴ realizó un estudio empleando núcleos de formaciones calcáreas y arenosas provenientes de yacimientos de gas condensado. Analizó el impacto del bloqueo del condensado y fluidos de terminación en la productividad de pozos productores de gas en yacimientos de gas condensado, y evaluó la factibilidad de realizar tratamientos en pozos con diversos solventes para reestablecer la productividad. Cuando la producción de gas proveniente de yacimientos de gas condensado fluye a presiones inferiores a la presión de rocío, da lugar a la acumulación de líquido condensado en la región cercana a la pared del pozo. Esta acumulación, también conocida como un banco o anillo de condensado, reduce tanto la permeabilidad relativa al gas así como la productividad del pozo. El efecto adverso del banco de condensado se incrementa en presencia de altas saturaciones de agua. Un bloqueo por agua puede ocurrir cuando las fuerzas capilares exceden la presión del gas en la formación. La presencia de agua reduce el espacio poroso disponible y consecuentemente disminuye la permeabilidad del gas. La

saturación de agua residual restringe la movilización del condensado debido a altas fuerzas capilares entre la fase fluyente de gas, el agua y el condensado atrapado. El impacto negativo del bloqueo de agua se incrementa en formaciones de baja permeabilidad donde las fuerzas capilares son altas o en yacimientos de baja presión. En general, el índice de productividad de los diferentes núcleos probados disminuyó más de un 70 % debido al banco de condensado.

Los solventes evaluados para realizar tratamientos fueron los siguientes:

1. Metanol
2. Mezclas metanol-agua
3. Alcohol isopropílico
4. Mezclas metanol-alcohol isopropílico.

En general, los tratamientos con metanol, alcohol isopropílico y mezclas metanol-alcohol isopropílico fueron muy efectivas en eliminar el bloqueo por condensado y agua, mejorando en todos los casos el índice de productividad del gas. Respecto al efecto de la duración del tratamiento con metanol, se observó que es muy largo; es decir, la producción de gas puede incrementarse y pagar el costo del tratamiento. Con relación al tratamiento empleando mezclas metanol-agua, no ayudaron en remover el condensado del núcleo y tuvieron un impacto adverso en el índice de productividad del gas. Esto es debido a que esta mezcla introduce un bloqueo por agua dentro del condensado acumulado.

Los pozos productores de gas en formaciones de baja permeabilidad han mostrado una baja capacidad de producción después de las operaciones de perforación y terminación de pozos. Lo anterior, es parcialmente atribuible a la penetración dentro de la formación de los fluidos de terminación. Los fluidos que invaden la formación son atrapados y forman un anillo alrededor del agujero, dando como resultado una alta saturación de líquido que restringe o bloquea el flujo de gas.

En otro estudio, *Al-Anazi*⁵ menciona que el condensado puede ser movilizado de la región cercana a la pared del pozo ya sea reduciendo la presión capilar o incrementando las fuerzas viscosas. La presión capilar puede reducirse disminuyendo la tensión interfacial o alterando la mojabilidad. Ya que muchos de los yacimientos son preferencialmente mojados por líquidos, alterar su mojabilidad utilizando tratamientos químicos a una intermedia o mojada por gas, reduce el entrapamiento de condensado y ayuda a mantener o incrementar la producción de gas. Para alcanzar este objetivo, se requiere que los químicos tengan ciertas propiedades tales como longevidad, que no causen daño, que sean térmicamente estables y de bajo costo. Se conoce que muchas rocas en estado natural son mojadas por líquido en yacimientos de gas condensado.

Recientemente, *Liu*⁶ y colaboradores realizaron pruebas de imbibición espontánea de agua para mostrar el efecto de la alteración de la mojabilidad mediante productos químicos sobre la recuperación de hidrocarburos. Para una mayor demostración de alteración de mojabilidad mediante productos químicos, los autores colocaron una gota de agua destilada en la parte superior de un núcleo saturado con aire después de haber sido sometido a tratamiento químico. El agua no se imbibió dentro de la roca, formándose una gota con un ángulo de contacto de 121° el cual es mayor a 90° , lo que demuestra que la mojabilidad de la roca fue alterada (ver figura II.2).

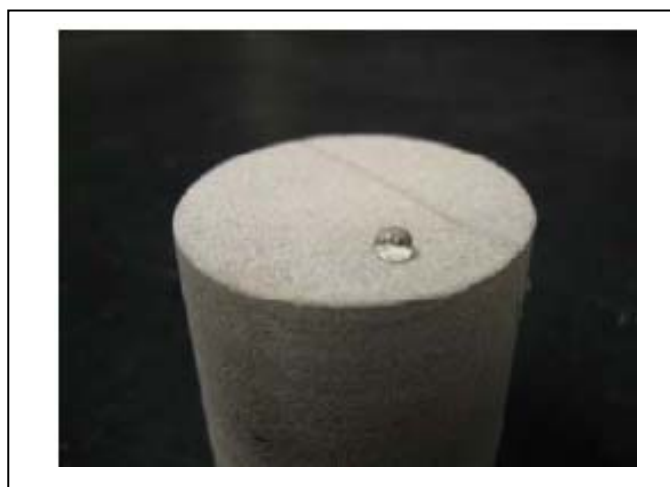


Fig. II.2 - Agua en la parte superior de una roca después de haber alterado su mojabilidad por productos químicos⁶.

CAPÍTULO III

ASPECTOS GENERALES DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO, PERMEABILIDAD Y MOJABILIDAD DE LA ROCA.

A continuación se presentan los aspectos básicos de los yacimientos de gas condensado, así como lo referente a la mojabilidad de la roca, diferentes tipos de mojabilidad, factores que la alteran y los diferentes métodos disponibles para medirla. Dado que una vez que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de rocío de la mezcla de hidrocarburos se forma una fase líquida, se altera la permeabilidad efectiva al gas y la productividad del pozo comienza a disminuir, por lo que también se tratará lo referente a este tema. La temperatura y presión estándar a la que en adelante se hará referencia es 60 °F y 14.695 psia, respectivamente.

III.1. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.

III.1.1. DIAGRAMA DE FASES DE UN GAS RETROGRADO O GAS CONDENSADO.

El diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos, consiste de una gráfica cartesiana donde el eje horizontal representa a la temperatura y el eje vertical a la presión⁷ (ver figura III.1).

Los componentes principales de un diagrama de fases son:

- a) **Curva de puntos de burbuja.** Indica la presión y temperatura a la cual se formará la primera burbuja de gas al disminuir la presión de la fase líquida.
- b) **Curva de puntos de rocío.** Indica la presión y temperatura a la cual se formará la primera gota de líquido al disminuir la presión a la fase gaseosa.
- c) **Curvas de calidad.** Indican el porcentaje en volumen de líquido de la mezcla de hidrocarburos existente dentro de la región de dos fases.

- d) **Envolvente de fases.** Compuesta por las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío.
- e) **Punto crítico.** Se refiere a la temperatura y presión a la cual ya no es posible distinguir si una mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase líquida o gaseosa.
- f) **Cricodenterma.** Es la mayor temperatura a la cual se encuentra la envolvente de fases.
- g) **Cricodenbara.** Es la mayor presión a la cual se encuentra la envolvente de fases.

Dependiendo del tipo y cantidad de componentes en la mezcla de hidrocarburos es la forma del diagrama de fases. La característica principal del diagrama de fases para un gas condensado es que la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricodenterma; respecto a la presión del yacimiento ésta puede ser mayor o igual a la presión de rocío de la mezcla de hidrocarburos.

Los factores físicos que controlan el comportamiento de fases son:

- Presión
- Temperatura
- Atracción molecular
- Repulsión molecular.

La presión y atracción molecular tratan de confinar las moléculas (reducción de la distancia molecular), lo cual genera una tendencia a formar líquido, mientras que la temperatura y la repulsión molecular actúan de modo contrario; es decir, ocasionan una tendencia a separar moléculas para generar gas.

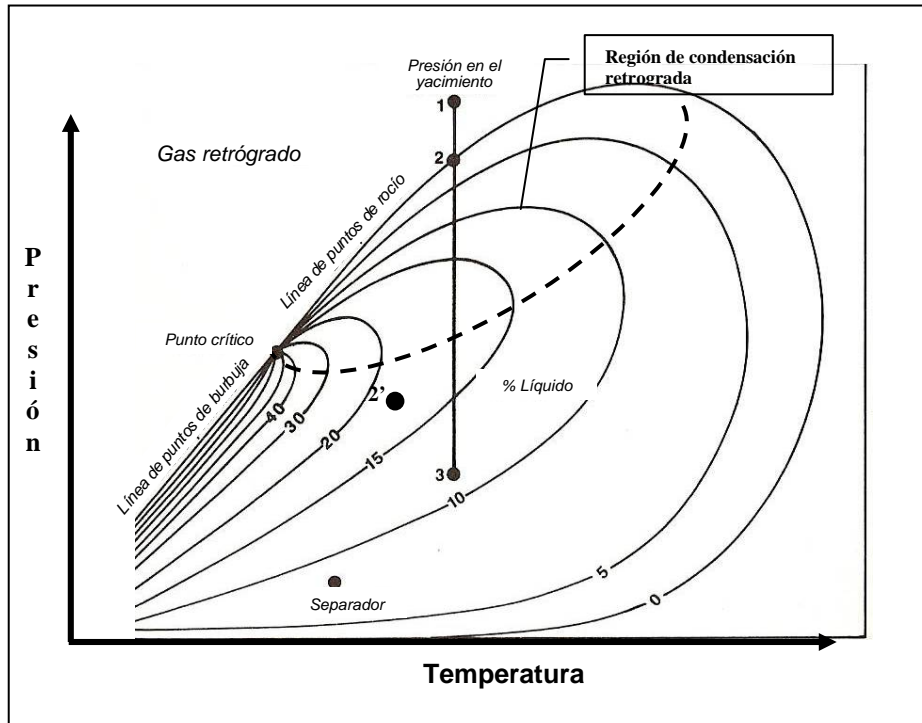


Fig. III.1 - Diagrama de fases típico de un gas condensado retrógrado⁷.

A partir de la figura III.1 se puede observar el camino que sigue el gas condensado a nivel de yacimiento y bajo un proceso isotérmico, una vez que la presión comienza a disminuir. En el punto 1 el gas condensado se encuentra totalmente en fase gaseosa; cuando la presión disminuye y alcanza la curva de rocío, en el punto 2, se comienza a formar una fase líquida. Al continuar disminuyendo la presión, punto 3, ya se tiene una fase líquida en el yacimiento, la cual normalmente no podrá fluir, y por lo tanto tampoco será producida.

Asimismo, se podrá notar un área limitada por una línea discontinua a la cual se le denomina región de condensación retrógrada; esta línea cruza por los puntos de inflexión de cada curva de calidad. La característica principal de esta región es que el gas, una vez que cruza la curva de rocío, comienza a incrementar el porcentaje de líquido hasta alcanzar un valor máximo, para posteriormente volverse a vaporizar y consecuentemente a disminuir su porcentaje.

III.1.2. ASPECTOS GENERALES DE UN GAS CONDENSADO.

Una definición aprobada después de la convención de Viena⁸ es “*Los condensados son aquellos hidrocarburos que existen en la fase gaseosa en yacimientos cuya temperatura original se encuentra entre un rango de la temperatura crítica y la máxima temperatura a la cual dos fases pueden coexistir (cricondenterma). Estos hidrocarburos pueden solamente producirse de pozos que son terminados en yacimientos de gas condensado, que se convierten en líquido a condiciones estándar de presión y temperatura*”.

En la tabla 3.1 se muestra una composición típica de una mezcla de hidrocarburos correspondiente a un gas condensado. Asimismo, la riqueza de un gas condensado (GPM, gal/1000 pie³_{@c.e.}) se define como la cantidad de condensados que se pueden obtener de cada 1000 pie³_{@c.e.} de gas, y depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos. En su cálculo se supone que los componentes pesados a partir del propano se recuperan en su totalidad en superficie, lo cual en la realidad no ocurre.

En la tabla 3.2 se muestra una clasificación de los yacimientos de gas condensado con base en su riqueza.

Tabla 3.1 - Composición típica de un gas condensado⁸.

Componente	% Mol.
C ₁	75
C ₂	7
C ₃	4.5
iC ₄ -nC ₄	3
iC ₅ -nC ₅	2
C ₆	2.5
C ₇	6
M _{C7+}	125
RGL (pie ³ /Bl) _{@c.e.}	7000
°API	55
Color del líquido tanque	Amarillo claro

Tabla 3.2 - Clasificación de un yacimiento de gas condensado con base a su riqueza⁸.

Riqueza	GPM	(BI/MMpie ³) @c.e.
Alta	14.6	>300
Media	9.4	200-300
Baja	7.3	100-200
Pobre	4	<100

III.1.3. EFECTOS DE LA DENSIDAD API, TEMPERATURA Y RELACIÓN GAS-LÍQUIDO SOBRE LA PRESIÓN DE ROCÍO.

En la figura III.2 se puede observar que conforme la densidad API de un condensado aumenta, menor es la presión de rocío. Esto se puede explicar ya que a mayor densidad API, menor es la cantidad de componentes pesados que se encontrarán en la fase líquida.

Asimismo, en la figura III.3 se muestra la respuesta de la presión de rocío de un condensado de 51 °API y 15,000 (pie³/BI) @c.e. a la temperatura. Conforme la temperatura aumenta de 120 a 160 °F, la presión de rocío se incrementa de 4200 a 4400 psia para posteriormente prácticamente permanecer constante.

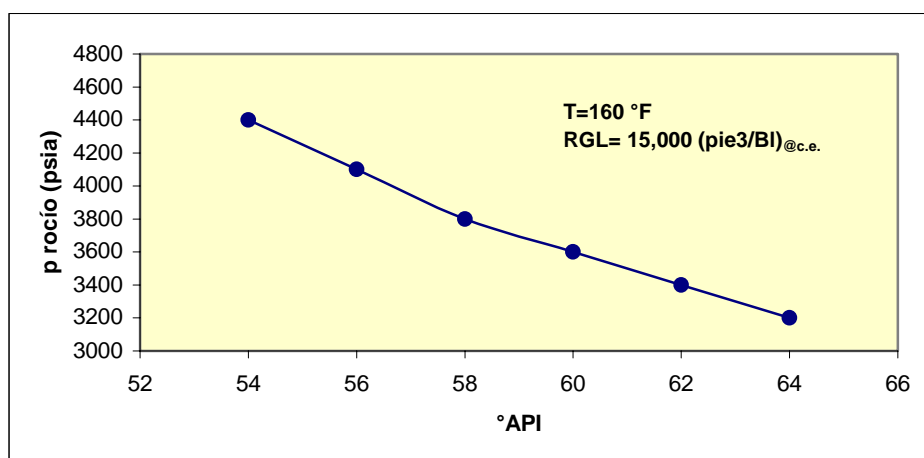


Fig. III.2 - Efecto de la densidad API sobre la presión de rocío.

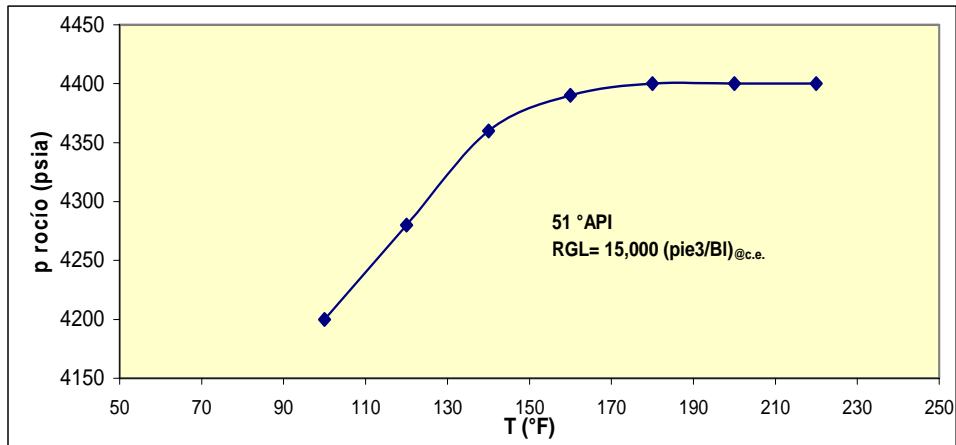


Fig. III.3 - Efecto de la temperatura sobre la presión de rocío.

En la figura III.4 se puede observar que conforme aumenta la RGL (gas condensado más pobre) la presión de rocío disminuye, ya que en la composición de la mezcla es predominante la presencia de metano.

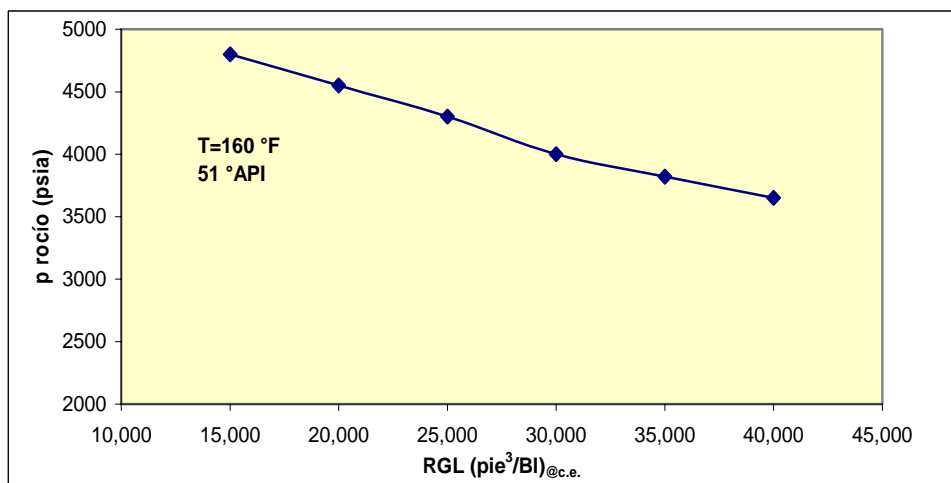


Fig. III.4 - Efecto de la Relación Gas-Líquido sobre la presión de rocío.

III.1.4. CONDENSACIÓN Y VAPORIZACIÓN⁹.

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de rocío, se entra en la región de dos fases ocurriendo la

llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente alcanzan la saturación crítica de líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones.

La figura III.5 ilustra los cambios que ocurren durante la condensación retrógrada de un gas condensado estudiado por *Standing*, la disminución de la presión por debajo de la presión de rocío de 2960 psia produce una rápida condensación de líquido que alcanza un máximo, en este ejemplo, de 8.2 % a una presión de 1800 psia (curva B). Como el condensado se acumula en el yacimiento, el gas producido tendrá una menor densidad relativa como lo ilustra la curva C. Al disminuir la densidad relativa del gas condensado, disminuye su contenido de líquido y por lo tanto se incrementa la RGL (curva D).

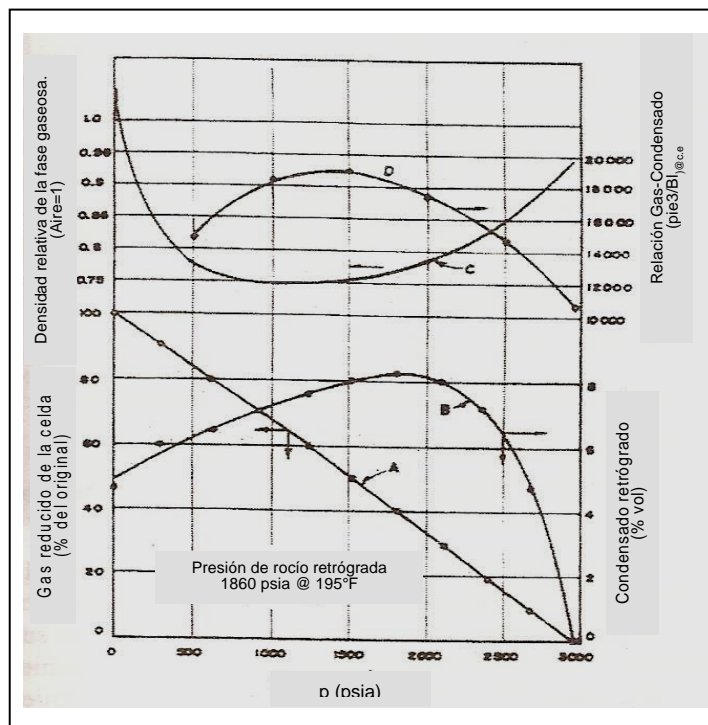


Fig. III.5 - Comportamiento retrógrado de un gas condensado⁹.

III.2. PERMEABILIDAD.

III.2.1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA, PERMEABILIDAD EFECTIVA Y PERMEABILIDAD RELATIVA¹⁰.

La permeabilidad de la roca es una propiedad de la roca y no del fluido que fluye a través de ella. Cuando la roca está saturada 100 % de un solo fluido, se le conoce como *permeabilidad absoluta* (k_{abs}). En caso de que la roca esté saturado con más de un fluido, por ejemplo agua, aceite y gas o agua y aceite o agua y gas, entonces se le conoce como *permeabilidad efectiva al agua*, *permeabilidad efectiva al aceite* y *permeabilidad efectiva al gas* (k_w , k_o y k_g , respectivamente). Es decir, la permeabilidad efectiva es la permeabilidad de una roca a un fluido en particular, cuando ese fluido satura menos del 100% a la roca. La suma de las permeabilidades efectivas es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

Cuando dos fluidos están presentes, tales como el aceite y el agua, sus gastos relativos de flujo están determinados por sus viscosidades y sus permeabilidades relativas. La permeabilidad relativa es la relación de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

Las permeabilidades antes mencionadas se encuentran descritas por las siguientes expresiones obtenidas a partir de la ley de Darcy:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p}; \quad (3.1)$$

$$k_w = \frac{q_w\mu_w L}{A\Delta p}; \quad (3.2)$$

$$k_o = \frac{q_o\mu_o L}{A\Delta p}; \quad (3.3)$$

$$k_g = \frac{q_g \mu_g L}{A \Delta p}; \quad (3.4)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}; \quad (3.5)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}; \quad (3.6)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}; \quad (3.7)$$

Donde:

- k Permeabilidad absoluta, darcy.
- $k_{w, o, g}$ Permeabilidad efectiva al agua, aceite y gas, respectivamente, darcy.
- $k_{rw, ro, rg}$ Permeabilidad relativa al agua, aceite y gas, respectivamente, darcy.
- $\mu_{w, o, g}$ Viscosidad del agua, aceite y gas, respectivamente, cp.
- $q_{w, o, g}$ Gasto de agua, aceite y gas, respectivamente, cm^3/s
- A Área transversal por donde fluye el fluido, cm^2
- L Longitud que atraviesa el fluido, cm.
- Δp Caída de presión, atm.

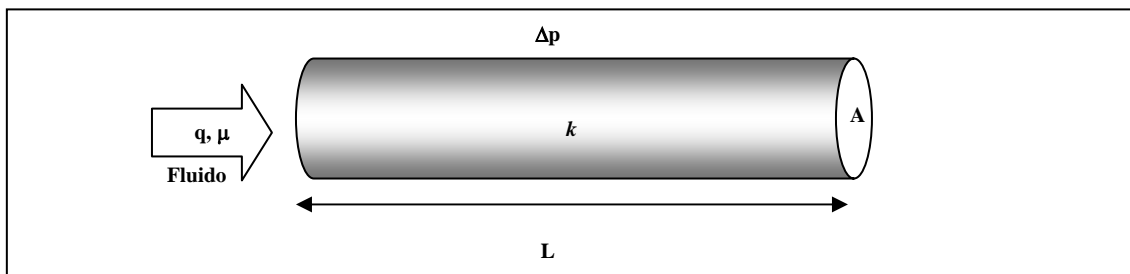


Fig. III.6 - Representación esquemática de una muestra de roca

La figura III.6 muestra esquemáticamente la ubicación de las variables que intervienen en las ecuaciones anteriores.

La figura III.7 muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite para una roca en particular, como una función de la saturación de agua (S_w). A partir de un 100% de S_w , las curvas muestran que a una reducción en S_w del 85%, (15% de incremento en la saturación de aceite (S_o)) rápidamente se reduce la k_{rw} de 1.0 a 0.6 y a un 15% de S_o , la k_{ro} es prácticamente igual a cero. Este valor de S_o del 15%, es conocido como la saturación crítica de aceite (S_{oc}), la cual es la saturación a la que el aceite comenzará a fluir conforme se incremente su saturación. Esta también es llamada la saturación residual (S_{or}), valor por debajo del cual la saturación ya no puede ser disminuida en un sistema agua-aceite.

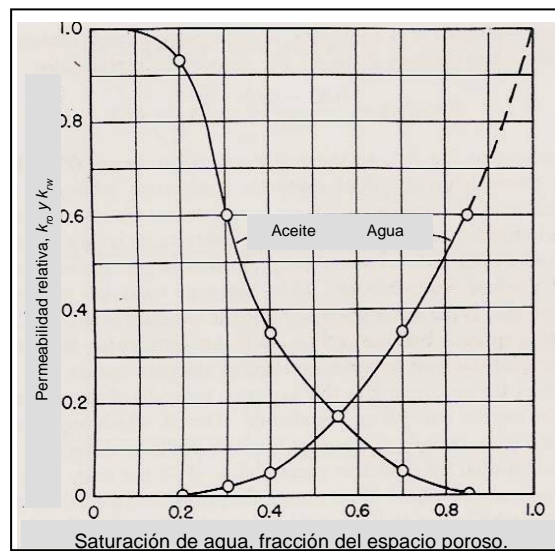


Fig. III.7 - Curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite¹⁰.

Del mismo modo, en la figura III.8 se ilustra las curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas-aceite. Nótese que para una saturación de gas (S_g) del 3%, el gas comenzará a fluir, mientras que la k_{ro} se reduce rápidamente de 1.0 (S_o del 100%) al 0.38 para una S_o del 80%.

III.3. MOJABILIDAD DE LA ROCA^{11,12}

Los cambios en la mojabilidad de la roca han demostrado que afecta la presión capilar, permeabilidad de la roca, saturación de agua irreducible, saturación de aceite residual, así como las propiedades eléctricas.

III.3.1. MOJABILIDAD POR AGUA, MOJABILIDAD POR ACEITE Y MOJABILIDAD NEUTRA.

La *mojabilidad* está definida como la tendencia de un fluido a dispersarse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible. En un sistema roca/aceite/salmuera, es una medición de la preferencia que la roca tiene ya sea por el aceite o el agua. Cuando la roca es *mojada por agua*, hay una tendencia para que el agua ocupe los poros más pequeños y contacte la mayor parte de la superficie de la roca. Similarmente, en un sistema *mojado por aceite*, la roca está preferencialmente en contacto con el aceite; la localización de los fluidos es inversa a partir del caso mojado por agua, y el aceite ocupará los poros pequeños y contactará la mayor parte de la superficie de la roca. Es importante hacer notar que el término *mojabilidad* es utilizado para la preferencia mojante de la roca y no necesariamente se refiere a que el fluido esté en contacto con la roca en algún tiempo dado.

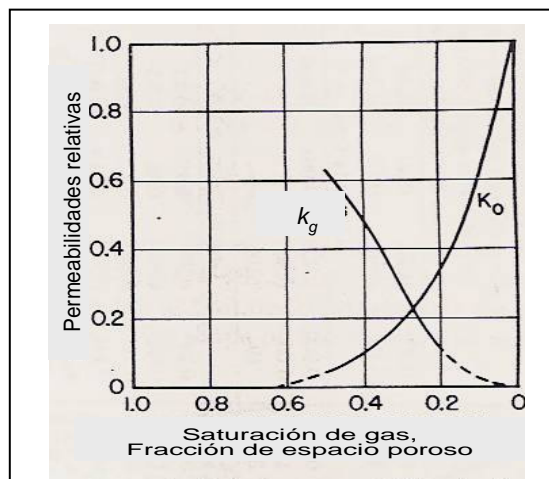


Fig. III.8 - Curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas-aceite¹⁰.

Cuando la roca no tiene una fuerte preferencia ya sea por el aceite o por el agua, se dice que el sistema es de una *mojabilidad neutra* (o intermedia). Otro tipo de mojabilidad es la *mojabilidad fraccional*, donde diferentes áreas del núcleo tienen diferente preferencia de mojabilidades.

La mojabilidad del sistema roca/fluido es importante debido a que es el principal factor que controla la localización, flujo y distribución de los fluidos en un yacimiento. Cuando el sistema está en equilibrio, el fluido mojante ocupará totalmente los poros pequeños y estará en contacto con la mayoría de la superficie de la roca (suponiendo, por supuesto, que la saturación del fluido mojante es lo suficientemente alta). El fluido no mojante ocupará el centro de los poros más grandes y formará glóbulos que se extenderán sobre varios poros.

III.3.2. FACTORES QUE AFECTAN LA MOJABILIDAD ORIGINAL DEL YACIMIENTO.

La mojabilidad original de muchos yacimientos fuertemente mojados por agua puede alterarse por la adsorción de componentes polares y/o la depositación de material orgánico que estaba originalmente en el aceite. Se cree que agentes surfo-activos en el aceite son componentes polares que contienen oxígeno, nitrógeno y/o sulfuro. Los componentes polares se absorben sobre la superficie de la roca, exponiéndola al hidrocarburo y haciéndola una superficie más mojada por aceite. Mientras los componentes surfo-activos del crudo se encuentran en un amplio rango de fracciones petroleras, son más prevaletes en las fracciones pesadas, tales como en resinas y asfaltenos. Los experimentos han demostrado que algunos surfactantes naturales son suficientemente solubles en agua para absorberse sobre la superficie de la roca después de pasar a través de una delgada película de agua.

Adicionalmente a la composición del aceite, el grado al cual la mojabilidad es alterada por estos surfactantes es también determinada por la presión, temperatura, superficie mineral, y la química de la salmuera, incluyendo la composición iónica y el pH. Varios investigadores han encontrado que algunos componentes polares afectan la mojabilidad

de la roca y a los carbonatos de diferentes maneras. La química de la salmuera puede también alterar la mojabilidad. Los cationes multivalentes algunas veces mejoran la absorción de surfactantes sobre la superficie mineral. El pH de la salmuera es también importante en la determinación de la mojabilidad y otras propiedades interfaciales del sistema aceite/salmuera/roca.

III.3.3. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE MOJABILIDAD.

Cuando una gota de agua se coloca sobre una superficie inmersa en aceite, se forma un ángulo de contacto en el rango de 0 a 180°. Un sistema típico aceite/agua/roca se muestra en la figura III.9, donde las energías superficiales en el sistema están relacionadas por la ecuación de Young:

$$\sigma_{ow} \cos \theta_c = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad ; \quad (3.8)$$

Donde:

σ_{ow}	Tensión interfacial entre el aceite y el agua.
σ_{os}	Tensión interfacial entre el aceite y el sólido.
σ_{ws}	Tensión interfacial entre el agua y el sólido.
θ_c	Ángulo de contacto.

Por convención, el ángulo de contacto, θ_c , es medido a través del agua.

La tensión de adhesión es positiva cuando el sistema es mojado por agua, negativa cuando el sistema es mojado por aceite y cercana a cero cuando el sistema es de mojabilidad neutra.

Tabla 3.3 - Relaciones aproximadas entre mojabilidad, ángulo de contacto y los índices de mojabilidad USBM y Amott¹¹.

	Mojado por agua	Mojabilidad neutra	Mojado por aceite
Ángulo de contacto			
Mínimo	0°	60-75°	105-120°
Máximo	60-75°	105-120°	180°
Índice de mojabilidad USBM	W cercano a 1	W cercano a 0	W cercano a -1
Índice de mojabilidad de Ammot			
Relación de desplazamiento por agua	Positivo	Cero	Cero
Relación de desplazamiento por aceite	Cero	Cero	Positivo

Se han propuesto diferentes métodos para la medición de la mojabilidad de un sistema. Estos incluyen métodos cuantitativos y cualitativos.

Aunque no hay un método que solamente sea el aceptado, los tres métodos cuantitativos que generalmente se emplean son:

III.3.3.1. Métodos cuantitativos:

- Ángulos de contacto
- Amott
- Índice de mojabilidad USBM

El ángulo de contacto mide la mojabilidad de una superficie específica, mientras que los métodos de Amott y USBM miden la mojabilidad promedio de un núcleo.

Ángulo de contacto. El ángulo de contacto es el mejor método de medición de mojabilidad cuando se emplean fluidos puros y núcleos, debido a que no hay la posibilidad de que surfactantes u otros componentes alteren la mojabilidad. El método también se emplea para determinar si un aceite crudo puede alterar la mojabilidad y para examinar los efectos de la presión, temperatura y química de la salmuera sobre la mojabilidad. Sin embargo, se presentan algunas dificultades en aplicar las mediciones del ángulo de contacto a núcleos de yacimiento. Por ejemplo, debido a los agentes surfo-activos presentes en el aceite crudo, una cantidad significativa de tiempo es necesario para que el ángulo de contacto alcance el equilibrio. Otro problema en la medición del ángulo de contacto es la histéresis, ya que generalmente es encontrado experimentalmente que una gota de líquido sobre la superficie puede tener diferentes ángulos de contacto estables. *Jhonson, Dettre y Adamson* establecieron que parece ser que hay tres diferentes causas de la histéresis del ángulo de contacto: superficies rugosas, superficies heterogéneas y superficies inmóviles a una escala macromolecular.

Método de Amott. El método de Amott combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir el promedio de la mojabilidad de un núcleo. Tanto el núcleo como los fluidos del yacimiento pueden ser empleados en la prueba. El método de Amott está basado sobre el hecho de que el fluido mojante generalmente se imbibie espontáneamente dentro del núcleo, desplazando al fluido no mojante. La relación de imbibición espontánea a imbibición forzada es empleada para reducir la influencia de otros factores, tales como la permeabilidad relativa, viscosidad y la saturación inicial de la roca.

Los resultados de la prueba son expresados por:

1. “La relación de desplazamiento por aceite”, que es la relación de volumen de agua desplazada por imbibición espontánea de aceite, V_{wsp} , al total desplazado por imbibición de aceite y desplazamiento centrífugo (forzada), V_{wt} .

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} ; \quad (3.10)$$

2. “La relación de desplazamiento por agua”, que es la relación de volumen de aceite desplazado por imbibición espontánea de agua, V_{osp} , al total de volumen de aceite desplazado por imbibición y desplazamiento centrífugo (forzada), V_{ot} .

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} ; \quad (3.11)$$

Como se muestra en la tabla 3.3, los núcleos preferencialmente mojados por agua tienen un desplazamiento positivo por relación de agua. El desplazamiento por relación de agua se aproxima a 1 conforme se incrementa a mojado por agua. Similarmente, los núcleos mojados por aceite tienen un desplazamiento positivo por relación de aceite y un desplazamiento cero por relación de agua. Ambas relaciones son igual a cero para núcleos de mojabilidad neutra.

Índice de mojabilidad USBM. El tercer método cuantitativo que se emplea para medir la mojabilidad es la prueba USBM desarrollada por *Donaldson et al.* La prueba USBM también mide la mojabilidad promedio del núcleo. La prueba es relativamente rápida, requiere pocos días para probar de 4 a 8 tapones. La principal ventaja que tiene sobre la prueba de mojabilidad de *Amott* es su sensibilidad cercana a la mojabilidad neutra. Una desventaja menor es que el índice de mojabilidad USBM sólo puede medirse en tapones de núcleos ya que éstos tienen que girar dentro de una centrífuga. La prueba USBM compara el trabajo requerido para que un fluido desplace a otro. Debido al cambio favorable en energía libre, el trabajo requerido para que el fluido mojante desplace del núcleo al no mojante, es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto. Ha sido demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar. En otras palabras, cuando un núcleo es mojado por agua, el área bajo la curva de presión capilar de empuje por salmuera (cuando el agua desplaza al aceite) es menor que el área bajo la curva de presión capilar para el

desplazamiento opuesto. De echo, si el agua es fuertemente mojante, mucha del agua se imbibirá espontáneamente dentro del núcleo y el área bajo la curva de empuje por salmuera será muy pequeña.

En la figura III.10 se muestran los resultados de una prueba de mojabilidad en núcleos con tres diferentes superficies. El asterisco (*) señala la saturación de agua irreductible.

El método USBM utiliza la relación de áreas bajo las curvas de presión capilar para calcular el índice de mojabilidad de acuerdo a la ecuación 3.12.

$$W = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) ; \tag{3.12}$$

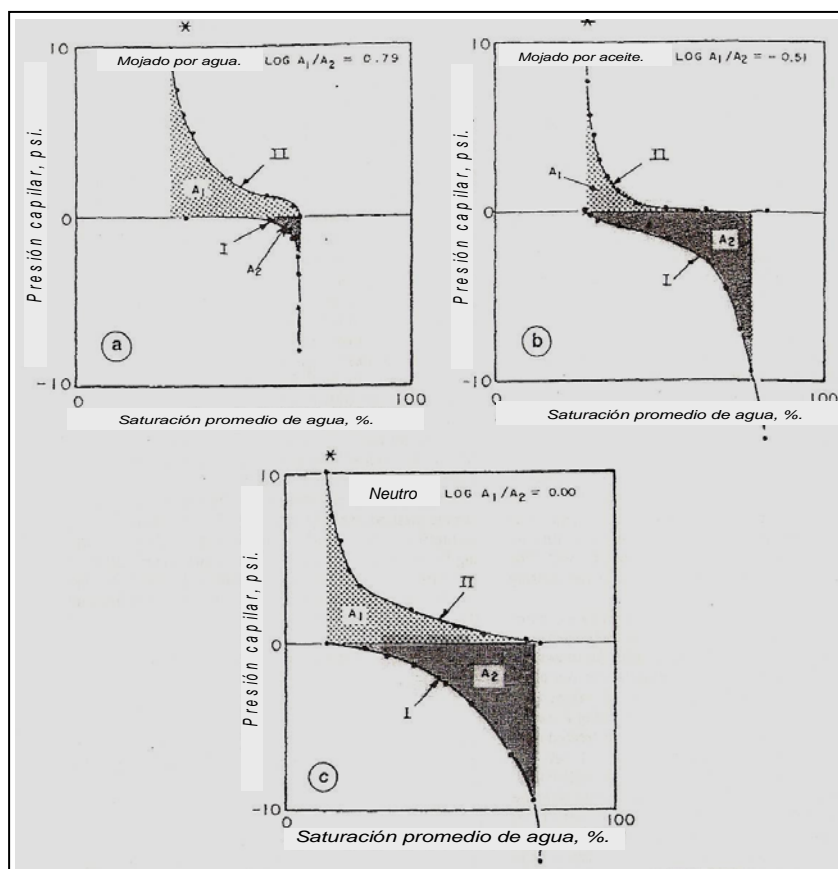


Fig.III.10 - Mediciones de mojabilidad USBM: (I-Empuje por salmuera. II-Empuje por aceite) (a) Núcleo no tratado, (b) Núcleo tratado con organoclorosilano, (c) Núcleo pre-tratado con aceite por 324 hrs y 140 °F; la salmuera contiene 1000 ppm de tripolifosfato de sodio¹¹.

Donde A_1 y A_2 son las áreas bajo las curvas de empuje del aceite y de la salmuera, respectivamente. Como se muestra en la tabla 3.3, cuando W es mayor que cero, el núcleo es mojado por agua, cuando W es menor que cero, es mojado por aceite. Un índice de mojabilidad cercano a cero significa que el núcleo es de mojabilidad neutra. Entre mayor sea el valor absoluto de W , mayor será la preferencia mojante.

Asimismo, hay numerosos métodos cualitativos de los cuales, dado su mayor uso, sólo se describirán los de imbibición, flotación y permeabilidad relativa.

III.3.3.2 Métodos cualitativos:

- Rapidez de imbibición.
- Flotación.
- Curvas de permeabilidad relativa.
- Examinación microscópica.
- Lámina de cristal.
- Relaciones de permeabilidad/saturación.
- Curvas de presión capilar.
- Registros de yacimientos.
- Resonancia magnética nuclear.
- Adsorción de colorante.

Método de Imbibición. Es el método cualitativo mayormente empleado, debido a que proporciona una idea rápida de la mojabilidad sin requerir de equipos complicados. El equipo original probaba la mojabilidad a presión y temperatura ambiente.

En una prueba de imbibición, un núcleo con su S_{wi} se sumerge en salmuera dentro de un cilindro graduado, se mide la rapidez y la cantidad de aceite desplazado por la salmuera imbibida. El núcleo es fuertemente mojado por agua si grandes volúmenes de salmuera son imbibidos rápidamente, mientras que bajas velocidades y pequeños volúmenes implica un núcleo más débilmente mojado por agua. Si el agua no es

imbibida, el núcleo es mojado por aceite o de mojabilidad neutra. Los núcleos no mojados por agua son entonces llevados a una S_{or} y sumergidos en aceite. El aparato de imbibición es invertido, con el cilindro graduado bajo el núcleo para medir la rapidez y volumen de agua desplazada por la imbibición de aceite. Si el núcleo imbibido es mojado por aceite, es mojado por aceite. La rapidez y volumen de aceite imbibido indican que tan fuertemente mojado por aceite es el núcleo. Si ni el agua y ni el aceite son imbibidos, el núcleo es de mojabilidad neutra. Finalmente, algunos núcleos imbiben tanto agua como aceite. Estos núcleos tienen mojabilidad fraccional o mixta.

Método de flotación. Los métodos de flotación son rápidos pero trabajan solamente en sistemas fuertemente mojantes. Agua, aceite y arena se colocan en una botella de vidrio. La botella se agita y el experimentador observa hacia donde se dirigen los granos de arena. Este método es recomendado por el API para determinar los efectos de surfactantes sobre la mojabilidad. Si el sistema es fuertemente mojado por agua, los granos de arena limpia se asentarán en el fondo de la botella. Los granos de arena que estén en la fase aceite se aglomerarán como pequeños grumos rodeados por una delgada capa de agua. Si el sistema es mojado por aceite, algunos granos pueden estar suspendidos en la interfase agua/aceite. Los granos de arena mojados por aceite en el agua se agruparán, formando pequeños glóbulos de aceite cubiertos de arena. Este método de flotación es cualitativo y trabaja solamente para sistemas fuertemente mojantes.

Métodos de permeabilidad relativa. Un gran número de métodos cualitativos están basados sobre el efecto de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa. Sin embargo, ellos son útiles solamente para discriminar entre núcleos fuertemente mojados por agua y núcleos fuertemente mojados por aceite. Un pequeño cambio en mojabilidad, por ejemplo, entre fuertemente y moderadamente mojado por agua, no puede distinguirse mediante este método. Un método desarrollado por *Ehrlich y Wigal* está basado en reglas prácticas dadas por *Craig* para diferenciar entre núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Las reglas de *Craig* son:

1. Las saturaciones de agua connata son usualmente mayores de 20 a 25 % en rocas mojadas por agua, pero menores que 10% en rocas mojadas por aceite.
2. Las saturaciones de agua a la cual la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al aceite son iguales es generalmente mayor del 50% para núcleos mojados por agua y menores del 50% para núcleos mojados por aceite.
3. La permeabilidad relativa al agua al final del desplazamiento es generalmente menor del 30% en rocas mojadas por agua, pero menor del 50 al 100% en las mojadas por aceite.

Estas permeabilidades relativas se calculan con base en la permeabilidad al aceite a la saturación de agua connata. Ejemplos de curvas de permeabilidad relativa en núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite son tomados de *Craig* y están dados en la figura III.11. Hay que hacer notar que *Raza y colaboradores* establecieron que hay excepciones a la regla general de que la saturación de agua connata es mayor para rocas mojadas por agua que para rocas mojadas por aceite.

Trieber y colaboradores propusieron una segunda técnica cualitativa para rocas fuertemente mojadas. El método compara las permeabilidades relativas aceite/agua, gas/aceite y gas/agua y toma ventaja sobre el hecho de que las permeabilidades relativas de las fases fuertemente mojantes es una función solamente de su propia saturación. Por ejemplo, si la roca es fuertemente mojada por agua, la permeabilidad relativa al aceite (fase preferentemente mojante con respecto al gas) en las pruebas de permeabilidad relativa gas/aceite debe ser una continuación de la permeabilidad relativa al agua (la fase mojante) en una prueba de permeabilidad relativa agua/aceite. Si se observan diferencias significantes, la muestra no es fuertemente mojada por agua.

Un ejemplo de comparación de curvas de permeabilidades relativas en un núcleo fuertemente mojado por agua es tomado de *Owens y Archer*, figura III.12. La permeabilidad relativa de drene de un sistema gas/aceite, donde el aceite es el fluido fuertemente mojante, es la correspondiente a la línea discontinua. La permeabilidad relativa agua/aceite, donde el agua es el fluido fuertemente mojante, es mostrada como

la línea continua. Nótese que la permeabilidad relativa al agua, donde la saturación del fluido mojannte se está incrementando, es continuación de la permeabilidad relativa al aceite, donde la saturación del fluido mojannte está disminuyendo. Esto demuestra que el núcleo es mojado por agua.

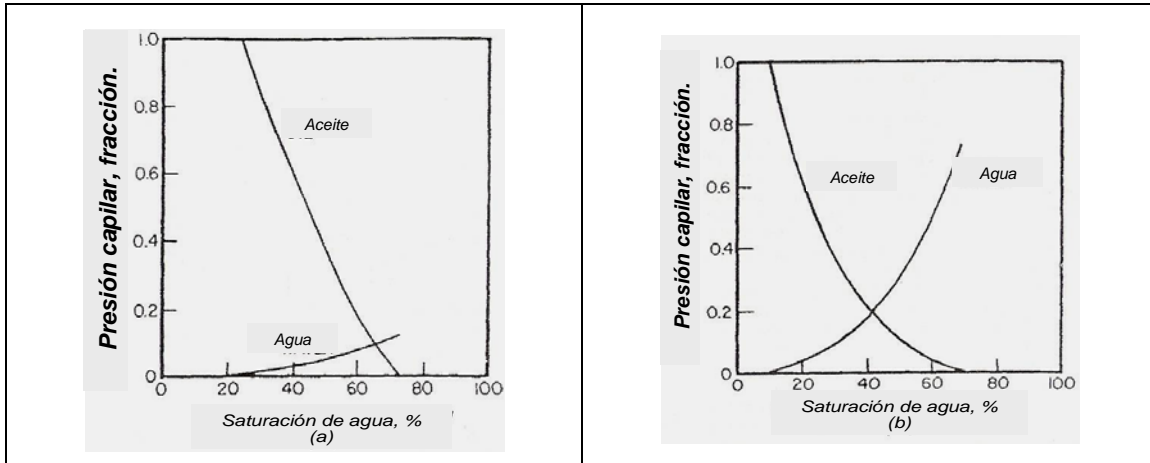


Fig. III.11 - Curvas de permeabilidad relativa agua/aceite basadas sobre la permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua connata; (a) roca fuertemente mojada por agua, (b) roca fuertemente mojada por aceite¹².

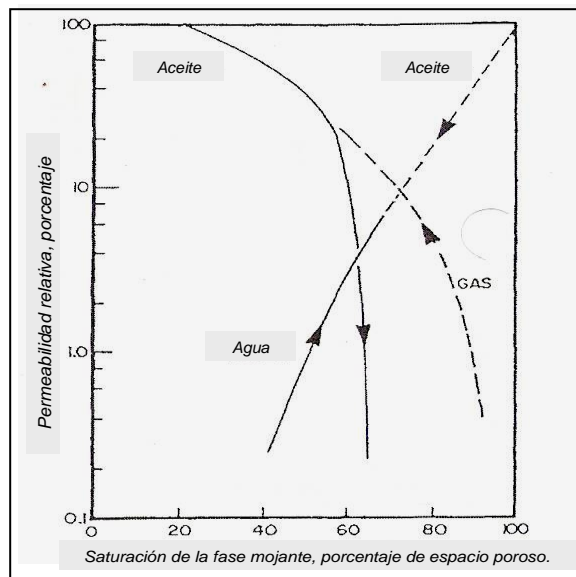


Fig. III.12 - Comparación de permeabilidades relativas gas/aceite (drene) y agua/aceite (imbibición)¹².

III.3.4. EFECTOS DE LA MOJABILIDAD SOBRE LA PRESIÓN CAPILAR.

Por convención, la presión capilar está definida como

$$P_c = P_o - P_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad ; \quad (3.14)$$

donde:

σ	Tensión interfacial.
P_c	Presión capilar.
P_o	Presión en el aceite.
P_w	Presión en el agua.
r_1, r_2	Radio de curvatura de la interfase, medido perpendicular una a otra.

Cuando otros fluidos diferentes al agua o al aceite son empleados, la presión capilar está definida como

$$P_c = P_{NW} - P_{WET} \quad (3.15)$$

donde:

P_{NW}	Presión en el fluido no mojante.
P_{WET}	Presión en el fluido mojante.

En un tubo capilar (figura III.13), donde se encuentra agua y aceite, la presión capilar se determinaría con la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_1} \quad (3.16)$$

Para balancear la fuerza ascendente causada por la tensión interfacial, la presión en la fase aceite, por arriba de la interfase, es mayor que la presión en la fase agua. Estas fuerzas son responsables del incremento o disminución de la interfase curva en un tubo capilar respecto a la altura de la superficie plana. Cuando la superficie es mojada por aceite, $\theta > 90^\circ$, hace que el $\cos\theta < 0$ y la tensión interfacial actúa hacia abajo, disminuyendo la interfase en el tubo capilar por debajo de la superficie plana.

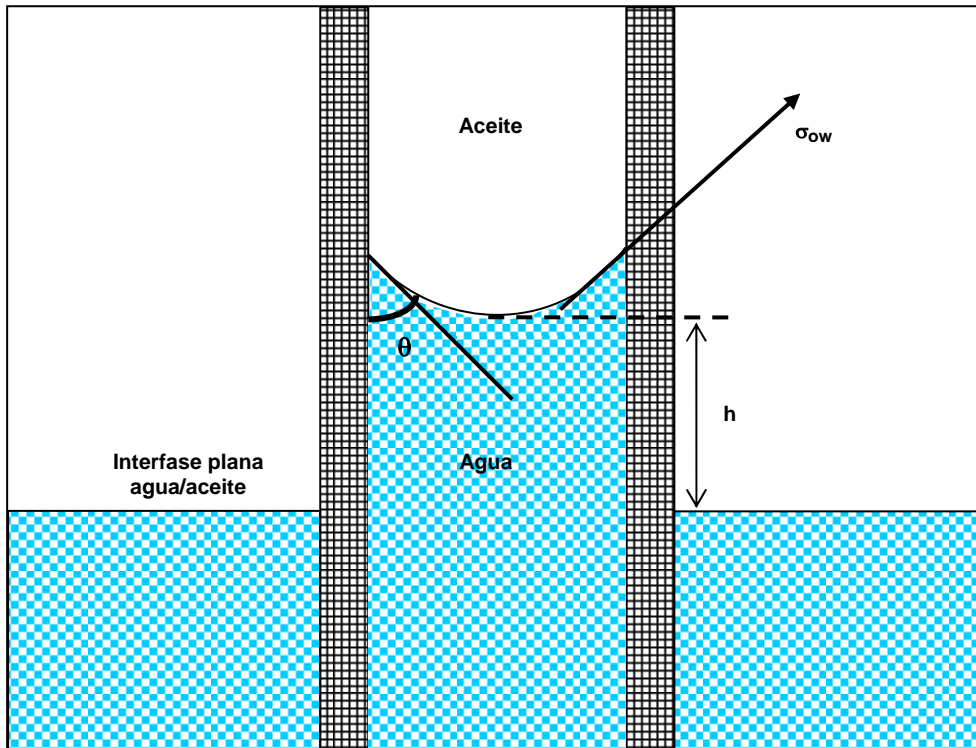


Fig. III.13 – Interfase agua/aceite en un tubo capilar.

Hay dos tipos básicos de procesos de presión capilar: drene e imbibición (figura III.14). En un proceso de drene el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, mientras que el proceso inverso ocurre para la imbibición. Generalmente, hay un proceso de histéresis en la presión capilar cuando la saturación del fluido está variando, haciendo diferentes a las curvas de drene e imbibición. Para establecer una curva de presión capilar de drene, la saturación de la fase mojante es reducida de su máximo valor hasta la mínima irreducible incrementándose la presión capilar desde cero hasta un máximo valor positivo. Para generar una curva de presión capilar de imbibición, la saturación de la

fase mojante se incrementa. Es importante notar que hay dos diferentes porciones de la curva de presión capilar de imbibición. La primera es la curva de imbibición espontánea, la cual es determinada inmediatamente después de medir la presión capilar de drene. La presión capilar se reduce a cero, permitiendo a la fase mojante imbibirse; la tercera porción es la curva de imbibición forzada, donde la presión capilar es disminuida desde cero hasta un valor negativo.

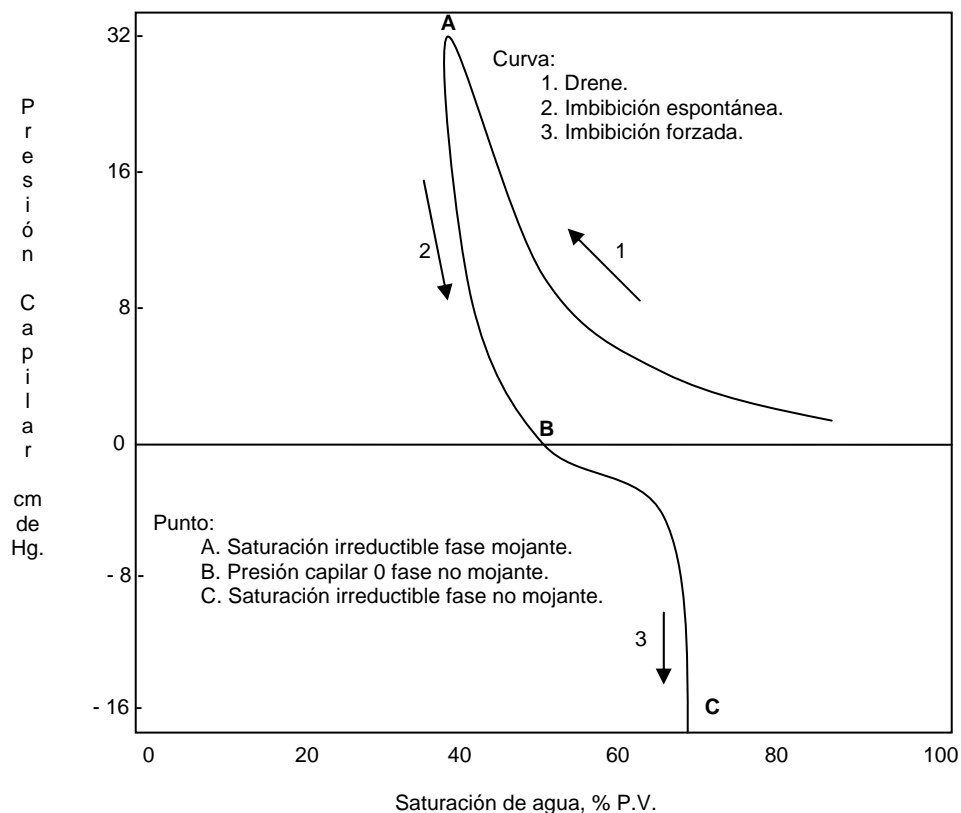


Fig. III.14 – Curva de presión capilar agua/aceite medida en una arena Berea mojada por agua.

III.3.5. EFECTOS DE LA MOJABILIDAD SOBRE LA PERMEABILIDAD RELATIVA¹².

La permeabilidad relativa es una medición directa de la facilidad del sistema poroso para conducir un fluido cuando uno o más fluidos están presentes. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría del poro, mojabilidad, distribución de los fluidos y el comportamiento de la presión capilar en función de la saturación del

fluido mojante. La mojabilidad afecta a la permeabilidad relativa ya que es el principal factor en el control de la localización, flujo y distribución espacial de los fluidos en el núcleo.

Considerando una roca fuertemente mojada por agua a una S_{wi} , el agua, que es la fase mojante, ocupará los poros pequeños y formará una delgada película sobre la superficie de los granos. El aceite, que es la fase no mojante, ocupará el centro de los poros más grandes. Esta distribución de fluidos ocurre debido a que es energéticamente más favorable. Cualquier aceite ubicado en los poros pequeños será desplazado al centro de los poros más grandes mediante la imbibición espontánea, debido a esto disminuirá la energía del sistema.

Durante un desplazamiento por agua de un sistema mojado por agua, el agua se mueve a través del medio poroso como un frente bastante uniforme. El agua inyectada tenderá a imbibirse dentro de cualquier poro de tamaño pequeño a medio, moviendo al aceite a los poros más grandes donde es fácilmente desplazado. Solamente el aceite es movido a la cabeza del frente. En la zona frontal, cada uno de los fluidos se mueve a través de su propia red de poros, pero con algo de fluido mojante localizado en cada poro. En esta zona, donde el aceite y el agua están fluyendo, una porción de aceite existe en canales continuos, mientras que el aceite remanente es atrapado en glóbulos discontinuos.

En una roca fuertemente mojada por aceite, la roca está preferentemente en contacto con el aceite, y la localización de los dos fluidos es inversa al caso de la roca mojada por agua. El aceite generalmente se encontrará en los poros pequeños y como una delgada película sobre la superficie de los granos, mientras que el agua se localizará en el centro de los poros más grandes. La saturación de agua intersticial aparecerá localizada como gotas en el centro del espacio poroso en algunos yacimientos fuertemente mojados por aceite. Un desplazamiento por agua en un sistema fuertemente mojado por aceite, será menos eficiente que en una roca fuertemente mojada por agua. Cuando el desplazamiento por agua es iniciado, el agua formará

canales continuos o “dedos” a través del centro de los poros más grandes, empujando al aceite a la cabeza del frente. El aceite es dejado en los poros más pequeños. El aceite remanente es encontrado como (1) llenando los poros más pequeños, (2) como una película continua sobre la superficie de los granos y (3) como bolsos grandes de aceite atrapado y rodeado por agua.

Ya que la permeabilidad relativa es una función del comportamiento de la presión capilar vs. la saturación del fluido mojante, la histéresis es generalmente observada en las curvas de permeabilidad relativa cuando se comparan al aumentar y disminuir la saturación del fluido mojante. La *imbibición* es regularmente empleada para referirse al flujo que resulta al incrementar la saturación del fluido mojante mientras que el *drene* se refiere al flujo cuando disminuye la saturación de la fase mojante. Por ejemplo, el desplazamiento por agua en una roca mojada por agua es un proceso de imbibición, mientras que el desplazamiento por agua en una roca mojada por aceite es un proceso de drene.

Craig presentó varias reglas prácticas, dadas en la tabla 3.4 que indica la diferencia en las características de la permeabilidad relativa de núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Estas reglas son demostradas en la figura III.11, tomadas de *Craig*, las cuales muestran ejemplos de curvas de permeabilidad relativa en sistemas fuertemente mojados.

La permeabilidad efectiva (y relativa) de un fluido es una función de la movilidad de esa fase a una saturación dada. Es decir, la movilidad es una función de las propiedades mojantes y del área promedio de la sección transversal de los canales de flujo. El fluido mojante tiene una baja movilidad comparado con el fluido no mojante, debido a que el fluido mojante está localizado junto a la pared de los poros, mientras que el fluido no mojante está localizado en el centro de los poros. El fluido mojante tiene una baja movilidad relativa comparada con la del fluido no mojante debido a que el fluido mojante está localizado junto a las paredes del poro mientras que el fluido no mojante está en el centro de los poros.

Tabla 3.4 - Reglas prácticas de *Craig* para determinar la mojabilidad¹².

	Mojado por agua	Mojado por aceite
S_{wi}	Usualmente mayor que 20 a 25% P.V.	Generalmente menor que 15% P.V. Frecuentemente menor de 10%.
Saturación a la cual las permeabilidades relativas al aceite y al agua son iguales.	Mayor del 50% de saturación de agua.	Menor del 50% de saturación de agua.
Permeabilidad relativa al agua a la máxima saturación de agua, con base a la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación intersticial de agua en el yacimiento.	Generalmente menor del 30%.	Mayor del 50% y aproximándose al 100%.

La regla final de *Craig* fue que la saturación de agua intersticial era menor del 15% en un sistema mojado por aceite y mayor al 20-25% en un sistema mojado por agua. Para una roca mojada por agua, la saturación de agua intersticial llena los poros pequeños y forma una delgada película sobre la superficie de la roca; por lo tanto, la saturación de agua es relativamente alta. Por otro lado, la saturación de agua intersticial en algunas rocas fuertemente mojadas por aceite se encuentra como gotas dispersas en el centro de los poros más grandes. Debido a que no hay requerimientos de que el agua cubra la superficie de los poros, la saturación de agua intersticial usualmente es mucho menor. Adicionalmente, la saturación de agua intersticial es también una función de la permeabilidad y la estructura del poro, particularmente para rocas fuertemente mojadas por agua.

Las reglas prácticas de *Craig* dan una buena indicación de la mojabilidad de la roca, pero hay excepciones. Una razón es que la permeabilidad relativa es también dependiente de la saturación inicial y la geometría del poro. *Caudle y colaboradores* encontró que las curvas de permeabilidad relativa medidas en una arena mojada por

agua fueron dependientes de la saturación inicial de agua. Disminuyendo la saturación inicial de agua cambiaba la localización y forma de la curva. *Craig* estableció que la saturación inicial de agua influye fuertemente en las curvas de permeabilidad relativa en rocas fuertemente mojadas por agua, pero tiene poco efecto en las curvas medidas en rocas mojadas por aceite siempre y cuando la saturación de agua sea menor del 20%.

La geometría del poro puede tener también un fuerte efecto sobre la medición de las curvas de permeabilidad relativa, incluyendo tales factores como el punto de cruce. *Morgan y Gordon* midieron las permeabilidades relativas en núcleos limpios y mojados por agua, encontrando significativas diferencias en rocas con poros grandes y bien interconectados comparados con rocas que contenían mayor cantidad de poros más pequeños y menos comunicados. En estos núcleos mojados por agua, los poros pequeños están llenos con agua, la cual incrementa la S_{wi} pero contribuye muy poco al flujo de agua. Cuando se comparan dos muestras con la misma permeabilidad absoluta, la roca que contiene mayor cantidad de poros (pero más pequeños) tienen una mayor S_{wi} y el punto de cruce de las curvas de permeabilidad relativa ocurre a una mayor saturación de agua. Hay otros factores que pueden tener influencia sobre las curvas de permeabilidad relativa, por lo que es preferible hacer mediciones independientes de mojabilidad más que solo confiar en las reglas prácticas de *Craig* para evaluar la mojabilidad.

CAPÍTULO IV

DISMINUCIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEBIDO A LA ACUMULACIÓN DE CONDENSADOS EN LA VECINDAD DEL POZO.

En este capítulo se hace una descripción de los diversos factores que originan la formación de un anillo de condensado alrededor del pozo así como de la pérdida de productividad asociada a dicho fenómeno.

IV.1. DINÁMICA DE LA FORMACIÓN DE UN BANCO DE CONDENSADO ALREDEDOR DE LA PARED DEL POZO.

La formación¹³ e incremento de condensado líquido cerca de la pared del pozo es consecuencia de la disminución de la presión por debajo de la presión de rocío durante la producción. El crecimiento progresivo del banco de condensado impide el flujo de gas hacia el pozo y causa pérdidas de componentes pesados en la superficie. El comportamiento del banco de condensado cercano a la pared del pozo es el factor dominante respecto al comportamiento del pozo. La figura IV.1 muestra una ilustración esquemática de la acumulación de líquido y del perfil de presión en la región cercana a la pared del pozo de un yacimiento de gas condensado. *Whitson y Fevang* caracterizaron el comportamiento de flujo cercano a la pared del pozo como un *bloqueo por condensado*. El bloqueo por condensado puede reducir significativamente la productividad del pozo en algunos yacimientos, aunque la severidad depende de las características del yacimiento y parámetros de operación del pozo.

Para caracterizar el flujo de gas condensado, comúnmente se utiliza en la literatura un modelo de tres regiones. La primera región es la parte externa del yacimiento donde solamente la fase gaseosa está presente por arriba del punto de rocío. La segunda región es intermedia entre la primera y tercer región, donde la presión está por debajo del punto de rocío pero el condensado es inmóvil. La tercer región está cercana a la pared del pozo fluyendo tanto gas como condensado. En esta región el condensado se forma a partir de la fase gaseosa a una velocidad más rápida en respuesta a la

disminución de presión generada por el pozo produciendo. En cualquier pozo productor, una, dos o las tres regiones pueden existir. Las tres regiones de flujo se desarrollan después de haber alcanzado una especie de estado pseudoestacionario. Las condiciones de estado pseudoestacionario después de haberse establecido, cambiarán gradualmente con el tiempo.

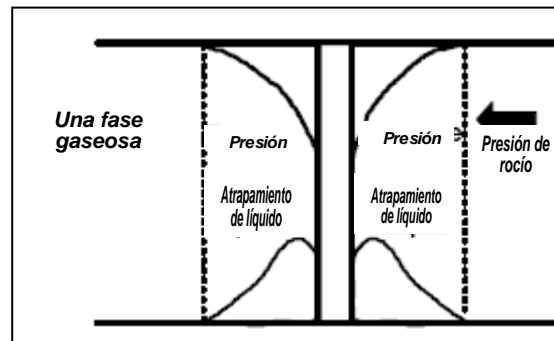


Fig. IV.1 - Ilustración del perfil de presión y atrapamiento de líquido en la región cercana a la pared del pozo ¹³.

El modelo de tres regiones forma la base de muchos estudios de flujo de gas condensado. Durante la disminución de la presión, la saturación de condensado se incrementa a partir de cero y puede existir en todos los poros en la segunda y tercer región.

La acumulación de condensado o su saturación cercana a la pared del pozo, depende tanto de la composición de la mezcla como de la presión que tenga en ese momento el yacimiento. El cambio composicional depende de las variaciones en las propiedades PVT del fluido así como de los cambios en presión. Durante la producción, la presión del yacimiento variará tanto en tiempo como en espacio. Si el pozo de gas condensado está fluyendo a una presión de fondo fluyendo (p_{wf}) constante, ya sea por arriba o debajo de la presión de rocío, la variación de presión cercana a la pared del pozo será muy grande (particularmente en yacimientos de baja permeabilidad) y con el tiempo no varía mayormente (ver figuras IV.2 y IV.3).

Asimismo, *Wheaton y Zhang* modelaron el comportamiento PVT para una mezcla de dos componentes, metano y pentano, a diferentes concentraciones. La figura IV.4 muestra las curvas del experimento CCE para seis mezclas de condensado con diferentes concentraciones de pentano: 0.13, 0.15, 0.17, 0.20, 0.23 y 0.25. A una presión dada en la región de dos fases, la fracción de líquido de una mezcla de aceite ligero es siempre mayor que la de una mezcla de gas condensado y la fracción de líquido de un aceite relativamente pesado siempre será mayor que la de un aceite ligero. La fracción del componente molar, densidad de la fase molar y viscosidades se pueden observar en la figuras IV.5, IV.6 y IV.7, respectivamente. Una de las conclusiones principales a las que llegaron estos autores es que una vez que el pozo está produciendo con p_{wf} menores a la presión de rocío, no es posible remover el banco de condensado cerrando el pozo y dejando que la presión se incremente por arriba del punto de rocío, ya que durante el cierre, la saturación de condensado puede aún incrementarse y continuar un proceso de imbibición.

Otro de los parámetros que modelaron *Wheaton y Zhang* fue el comportamiento de la permeabilidad relativa. La condensación isotérmica en la segunda región del modelo de tres regiones, es siempre un proceso de imbibición durante la disminución de presión, donde el condensado continuamente se acumula y su saturación se incrementa. En la región cercana al pozo la situación es más que compleja. Para el caso de un pozo produciendo a una presión de fondo fluyendo constante, la saturación inicial de condensado incrementa la imbibición la cual es siempre seguida por un periodo de disminución de la saturación de condensado durante el drene. El proceso de drene es debido a que el flujo de la mezcla en la región cercana al pozo va perdiendo componentes pesados. El gas proveniente del condensado atrapado en la segunda región, se va haciendo más y más seco con el tiempo. La mezcla más pobre en componentes pesados incrementa su permeabilidad relativa al gas y la saturación de condensado disminuye. El proceso de drene posterior no se debe a la re-vaporización. En la figura IV.8 se pueden ver las curvas de permeabilidad relativa durante un proceso de imbibición.

Como puede observarse, a una S_g de 0.80 la k_{rg1} tiene un valor de 0.60 y k_{ro1} es de 0.2, cuando la S_g disminuye a 0.50 k_{rg1} es 0.15; es decir, a una saturación todavía alta de gas, la productividad del pozo se ve disminuida considerablemente ya que la permeabilidad relativa (efectiva) al gas ha disminuido abruptamente.

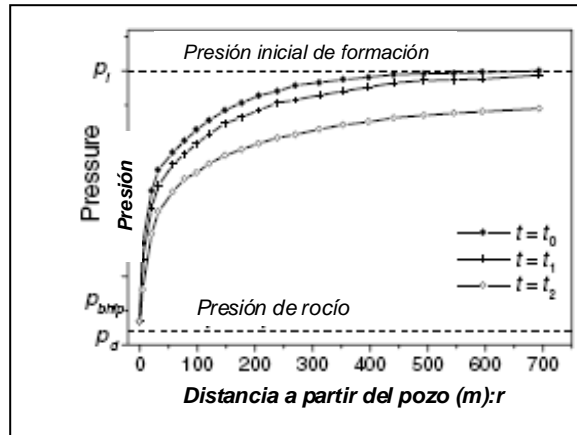


Fig. IV.2 - Perfil de presión para un yacimiento homogéneo fluyendo por arriba de la presión de rocío ¹³.

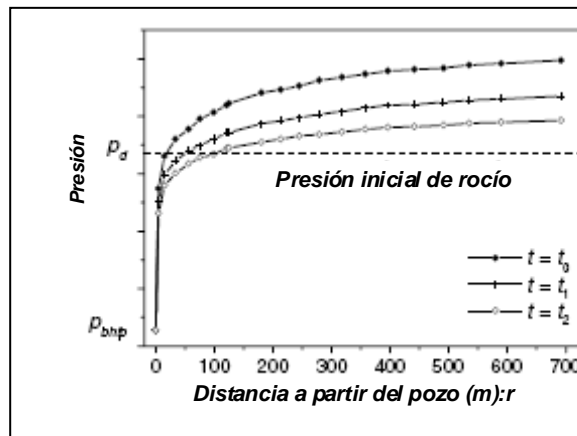


Fig. IV.3 - Perfil de presión para un yacimiento homogéneo fluyendo por debajo de la presión de rocío ¹³.

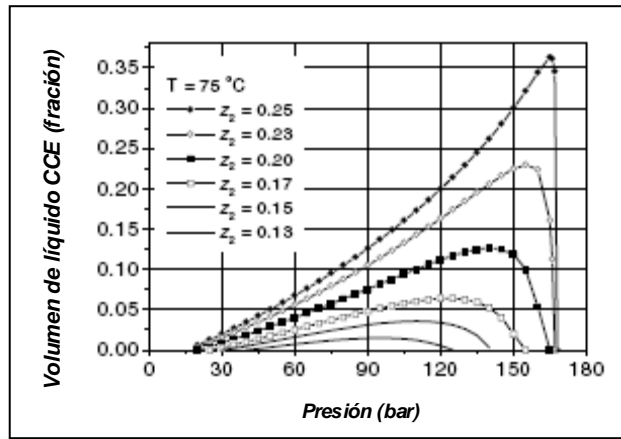


Fig. IV.4 - Curvas CCE para seis mezclas de gas condensado¹³.

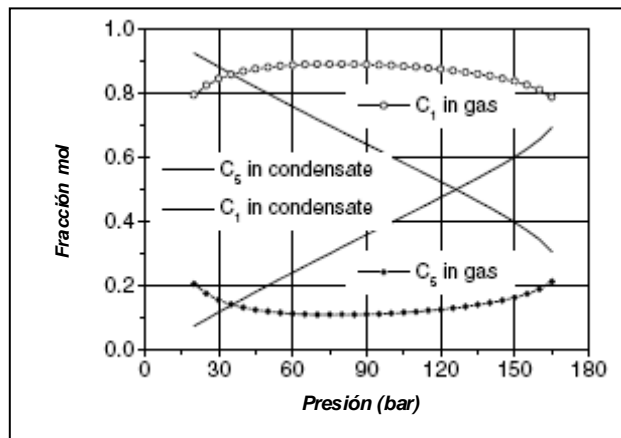


Fig. IV.5 - Fracción del componente molar para mezclas metano-pentano a T=75 °F¹³.

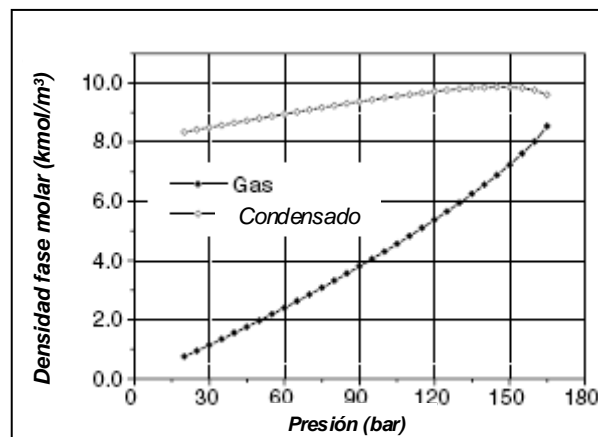


Fig. IV.6 - Densidad de la fase molar para mezclas metano-pentano a T=75 °F¹³.

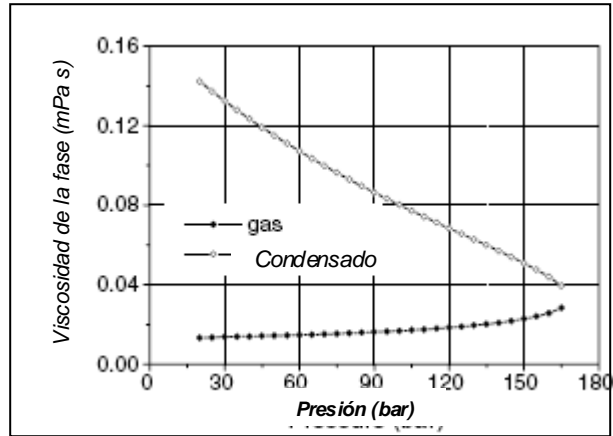


Fig. IV.7 - Viscosidad de la fase para mezclas metano-pentano a T=75 °F ¹³.

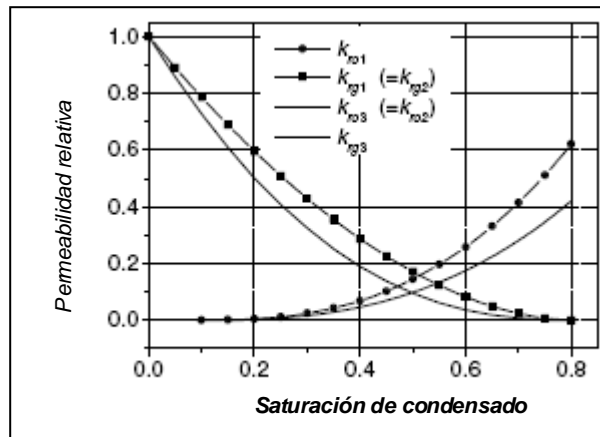


Fig. IV.8 - Curvas de permeabilidad relativa ¹³.

IV.2. PÉRDIDA DE PRODUCTIVIDAD CAUSADA POR LA ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS CERCANO A LA PARED DEL POZO¹⁴.

El-Bambi, Mc Cain and Semmelbeck construyeron un modelo composicional radial de un solo pozo para investigar el comportamiento de la declinación de la productividad de los pozos de gas condensado. El modelo consistió de una capa con 36 bloques en la dirección radial. La simulación inició con un bloque de 0.5 pie cercano al pozo

incrementando el tamaño logarítmicamente hasta el décimo bloque, y luego se emplearon bloques de tamaño uniforme de 100 pies. Se utiliza una ecuación de estado de 9 componentes. Asimismo se emplearon datos de curvas de permeabilidad relativa gas-aceite desarrolladas en un proceso de imbibición en presencia de agua irreducible. Un ajuste histórico fue realizado en un intento de explicar el comportamiento fuera de lo común de un pozo (ver figuras IV.9 y IV.10). El modelo se limitó por la producción de gas mientras las propiedades del yacimiento se cambiaron para ajustar la presión promedio del yacimiento y el gasto de producción de condensado. La permeabilidad, porosidad y distribución de la permeabilidad se alteraron para alcanzar este ajuste. Después del ajuste histórico exitoso del **pozo A**, varias razones para el comportamiento no común fueron apareciendo. La productividad inicial del pozo declinó cuando la presión fluyendo cercana al pozo disminuyó por debajo de la presión de rocío. Esto fue debido al incremento en la saturación del condensado alrededor de la pared del pozo. La figura IV.11 muestra la saturación de condensado contra el tiempo en tres regiones del modelo con mallas desarrollado, representando la región cercana, media y alejada del pozo.

La saturación de condensado cercana a la pared del pozo se incrementó a casi el 70 % cuando la presión disminuyó por debajo del punto de rocío. Después de que la presión a través del yacimiento disminuye por debajo de la presión de rocío, la saturación de condensado se incrementa significativamente en el yacimiento. Por lo tanto, el gas que llega a la pared del pozo es más pobre en componentes intermedios y disminuye la saturación del condensado alrededor del pozo. Esto puede verse en la figura IV.11 como la declinación continua de la saturación de condensado cerca de la pared del pozo (celda 1), lo que permite la recuperación parcial de la producción de gas.

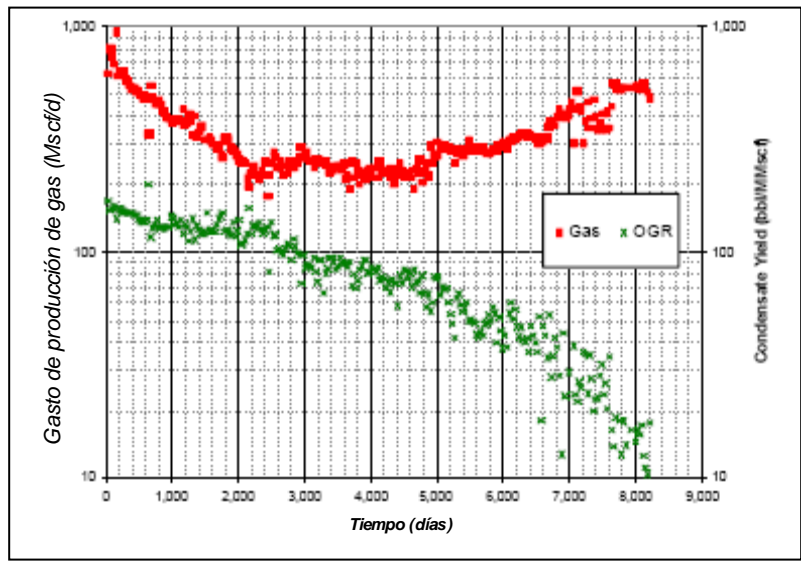


Fig. IV.9 - Producción de gas y condensado pozo A¹⁴.

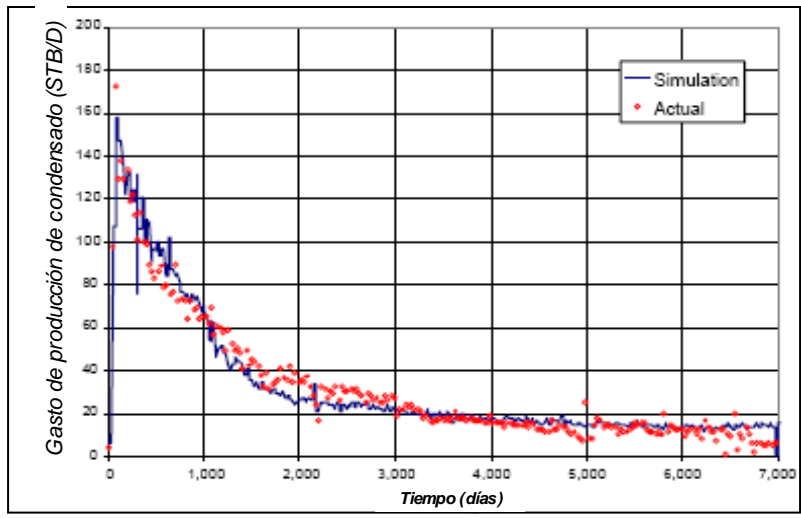


Fig. IV.10 - Ajuste histórico de la producción de condensado¹⁴.

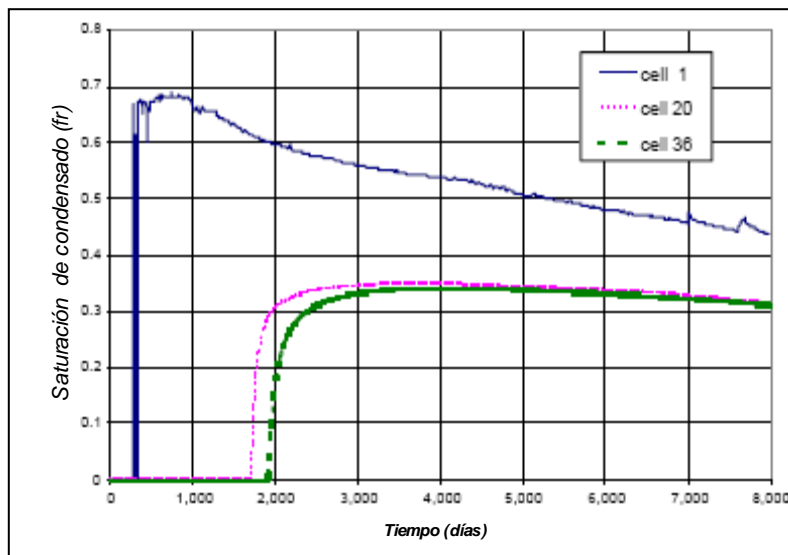


Fig. IV.11 - Comportamiento de la saturación de condensado en el yacimiento con el tiempo ¹⁴.

IV.2.1. EFECTO SOBRE LA PERMEABILIDAD RELATIVA.

La permeabilidad relativa al gas y al condensado está determinada a partir de la saturación del gas y del condensado. La figura IV.12 muestra la permeabilidad relativa del condensado cercana a la pared del pozo (celda 1) y en la parte más alejada del yacimiento (celda 36). La figura muestra que la permeabilidad relativa al condensado cercana a la pared del pozo disminuye continuamente, conforme el gas que se está produciendo es más pobre en componentes intermedios. La figura también muestra que el condensado que está más alejado en el yacimiento (celda 36) no se mueve, ya que su saturación no es lo suficientemente grande como para generarse una permeabilidad relativa.

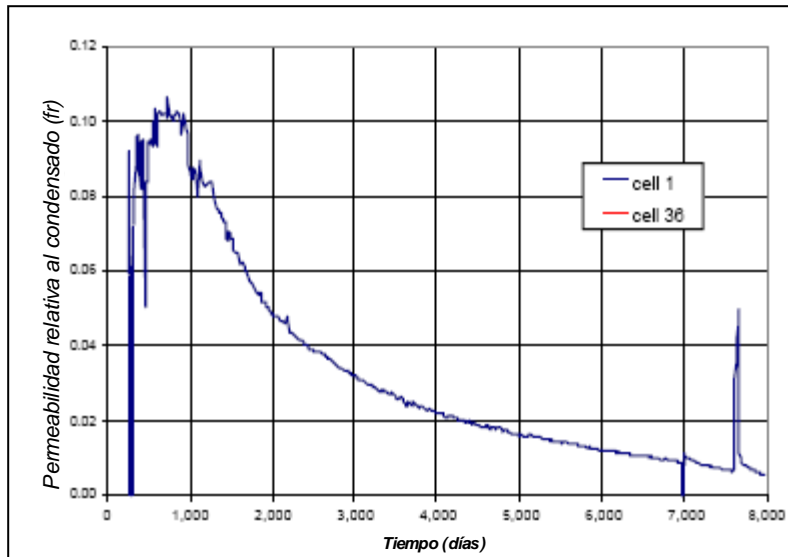


Fig. IV.12 Permeabilidad relativa del condensado en el yacimiento¹⁴.

La figura IV.13 muestra la permeabilidad relativa al gas tanto en la celda 1 como en la 36. Después de una disminución inicial cerca de la pared del pozo cuando la presión cae abajo del punto de rocío, la permeabilidad relativa al gas se incrementa con el tiempo. Este incremento en la productividad de gas es debido a una disminución de la saturación de condensado cerca de la pared del pozo (ver figura IV.11).

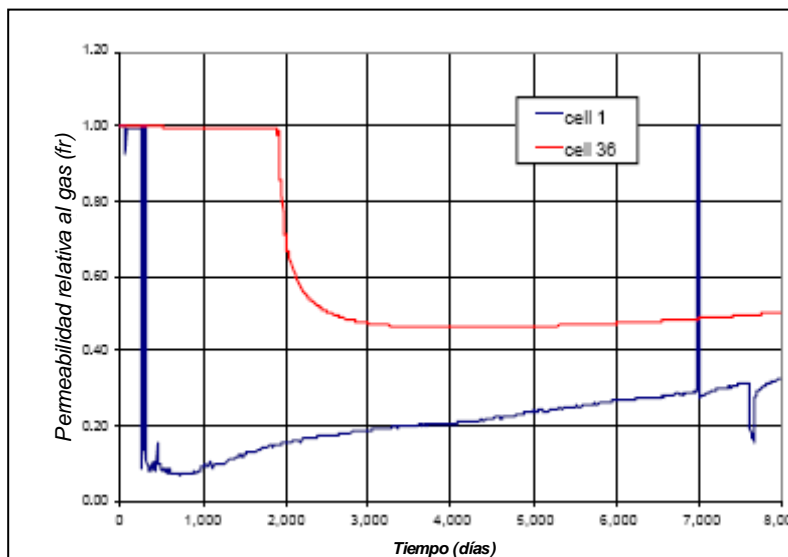


Fig. IV.13 Permeabilidad relativa del gas en el yacimiento¹⁴.

IV.2.2. CAMBIOS COMPOSICIONALES.

Los resultados de la simulación muestran que la composición tanto del gas y del condensado en el yacimiento cambia conforme disminuye la presión del yacimiento. Los cambios composicionales alrededor de la pared del pozo son más pronunciados que en el resto del yacimiento. Esto está mostrado por la gráfica de tensión superficial (figura IV.14). La tensión superficial refleja la proximidad de la composición del gas y el condensado. Alrededor de la pared del pozo (celda 1) la mayor tensión superficial refleja la diferencia considerable entre la composición del gas y el condensado. Mientras que en el yacimiento (celda 36) la tensión superficial es mucho menor que cerca del pozo.

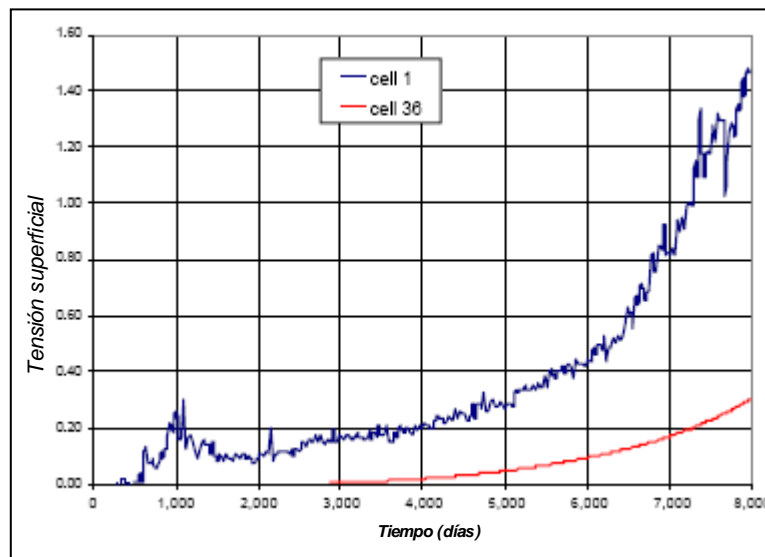


Fig. IV.14 Tensión superficial del fluido en el yacimiento¹⁴.

Los cambios composicionales afectan las viscosidades tanto del gas como del condensado. Las figuras IV.15 y IV.16 muestran la viscosidad del condensado y del gas (calculado a partir de las composiciones). Las figuras muestran que la viscosidad del condensado se incrementa mientras que la del gas disminuye conforme la presión del yacimiento decrece. Esto resulta en un incremento en la movilidad del gas.

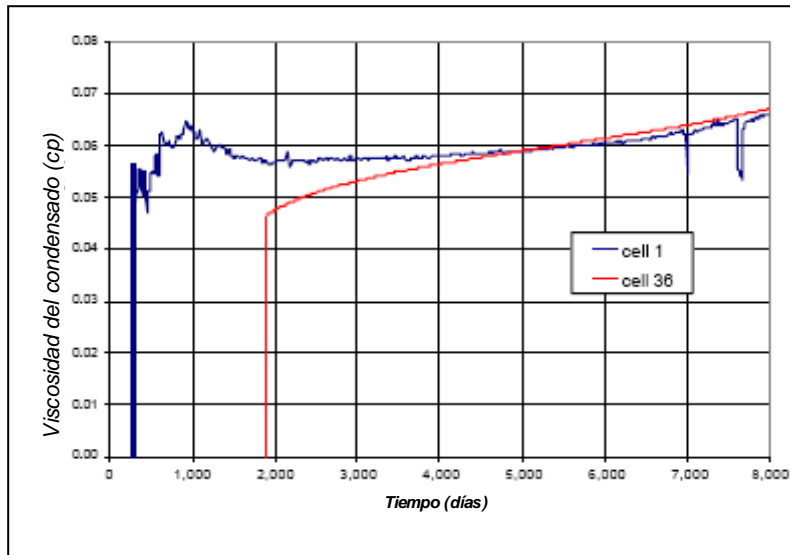


Fig. IV.15 Viscosidad del condensado en el yacimiento¹⁴.

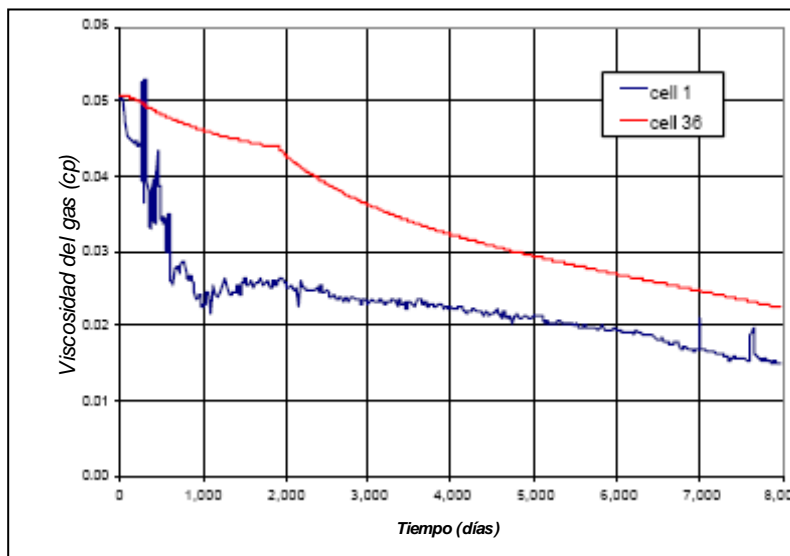


Fig. IV.16 Viscosidad del gas en el yacimiento¹⁴.

IV.2.3. DESARROLLO DEL ANILLO DE CONDENSADO.

La figura IV.17 ilustra la formación de un anillo de condensado alrededor de la pared del pozo y muestra la forma en que el perfil de saturación de condensado cambia con el

tiempo. Inicialmente la saturación de condensado se incrementa casi al 70 % cerca de la pared del pozo cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío. Esta saturación máxima de condensado es mayor a la pronosticada por el laboratorio.

La saturación de condensado disminuye a cero a corta distancia de la pared del pozo y desaparece a través de la mayor parte del yacimiento (cuando la presión es mayor a la presión de rocío). El diámetro del anillo crece con el tiempo siempre y cuando la presión del yacimiento se mantenga por arriba del punto de rocío, en este caso la concentración de condensado cerca de la pared del pozo será del 70 %. Después de 6 años de producción el anillo de condensado se ha expandido alrededor de 300 pies dentro del yacimiento.

Entre el sexto y séptimo año de producción la saturación de condensado se ha incrementado en el yacimiento conforme la presión disminuye y concuerda con los resultados PVT del laboratorio, el gas - con menos componentes intermedios - conforme se acerca a la pared provoca que la saturación de condensado disminuya. Esto, por supuesto, resulta en un incremento en la saturación de gas cerca de la pared del pozo lo cual incrementa la productividad del gas. Al año 20 alguna revaporización ocurre y la saturación de condensado en el yacimiento decrece ligeramente.

Cuando la presión en todo el yacimiento cae por debajo del punto de rocío el condensado es atrapado a través del yacimiento. La saturación del condensado no se incrementa a un valor suficiente de tal modo que el condensado fluya.

Con base en lo anteriormente expuesto, se puede concluir que la formación y tamaño del radio del anillo de condensado es función de:

1. Presión y temperatura del yacimiento.
2. Composición del gas condensado.
3. Interacción roca-fluidos:
 - a. Permeabilidad relativa al aceite, gas y agua.

- b. Saturación de aceite, gas y agua.
- 4. Heterogeneidades presentes en el yacimiento.

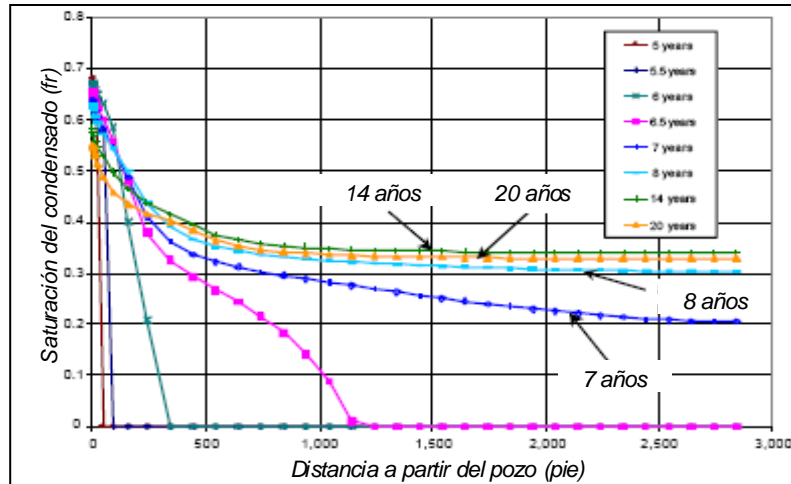


Fig. IV.17 Cambio del perfil de saturación de condensado con el tiempo ¹⁴.

CAPÍTULO V

DESARROLLO EXPERIMENTAL.

En este capítulo se presentarán los antecedentes generales, las condiciones y resultados obtenidos de los experimentos que se llevaron a cabo con los fluidos y rocas pertenecientes al campo Saramako. Todos los estudios se realizaron en el área de Termodinámica de Altas Presiones, del Laboratorio Productividad de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo.

V.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SARAMAKO ¹⁵.

El Campo Saramako se localiza en el extremo suroeste de la Cuenca de Macuspana, aproximadamente a 25 km al sureste de la ciudad de Villahermosa (ver figura V.1); fue descubierto mediante el análisis de sísmica 3D del cubo sísmico de Crimea, la cual muestra una trampa estructural muy similar a la del campo Agave, para los sedimentos de edad Mesozoico; esta deformación estructural afecta sedimentos en el terciario (arenas productoras) que forman el entrapamiento actual del campo.

El terciario está constituido por una estructura anticlinal de orientación NW-SE, de aproximadamente 2.5 Km². Al Este del campo y a una distancia aproximada de 7.5 km, existe un domo de arcilla de orientación N-S, que ha permitido la ocurrencia de acuñamientos (onlaps) de cuerpos arenosos lenticulares que pueden tener interés prospectivo.

Las secuencias del Terciario están caracterizadas por sedimentos siliciclásticos de aguas someras y se ha considerado un modelo de barras costeras orientadas en dirección NW-SE de aproximadamente 2.5 km², con facies predominantemente arcillosas y desarrollos alternantes de arenas que son los objetivos productores importantes.

V.1.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES EN EL CAMPO SARAMAKO.

Un intervalo inferior conformado por arenas y arcillas intercaladas de poco espesor y de buena continuidad lateral, en ocasiones superan los 20 Ohms de resistividad y espesores de más de 10 m; en general la zona prospectiva inferior ostenta como características petrofísicas: porosidad promedio de 0.10, la saturación de agua promedio (S_w) de 0.40, con volumen de arcillas estimado en 0.38 y permeabilidad entre 4 y 10 md. La mejor calidad de roca se observa hacia las zonas de los pozos Saramako 1, 2 y 4.

La zona desarrollada o arenas productoras está formada por alternancias de arenas desarrolladas productoras de gas condensado y lutitas intercaladas; las arenas son de color gris claro, consolidadas, mal clasificadas de grano fino a muy fino; los granos en ocasiones angulosos, con baja esfericidad y ligero grado de imbricación, constituida por minerales arcillosos, cuarzo, pirita, fragmentos de rocas (ver figura V.3). Trazas de calcita, hematita, trazas de materia orgánica, matriz arcillosa y buena porosidad intergranular (*Análisis especial núcleo Polvillo 1*), las arenas presentan buena continuidad lateral según la correlación entre los pozos Saramako 1, 2 y 3, en ocasiones con considerables reducciones de espesor y supuestos cambios de facies hacia el área del pozo Saramako 4. La zona productora muestra como características petrofísicas; valores de porosidad entre 0.12 y 0.15, la saturación de agua promedio (S_w) de 0.25, con volumen de arcillas estimado en 0.30 y permeabilidad entre 20 y 80 md y espesor promedio de 30 m. La mejor calidad de roca se observa hacia la zona de los pozo Saramako 1, 2 y 3, según los resúmenes de evaluación petrofísica de los pozos.

Un intervalo superior, caracterizado principalmente por cuerpos arenosos lenticulares, que en ocasiones presentan extensión lateral entre los pozos del campo Saramako; las arenas están bien cementadas en material calcáreo y regularmente soportadas en matriz arcillo-calcárea, constituidas por granos de cuarzo translúcido de grano fino y tamaño limo, subanguloso a subredondeado, bien clasificado, con presencia de

fragmentos de feldespato, micas blancas y verdes, lignito y muy escasa pirita fina (ver apéndice "A"), con fósiles Planctónicos y Bentónicos. Las lutita se presentan ligeramente limosas de color gris verdoso a verde oscuro, ligeramente calcárea, abundantes micas blancas y verdes, con escasa materia bituminosa diseminada y escasa pirita fina, escasos gasterópodos y bioclastos.

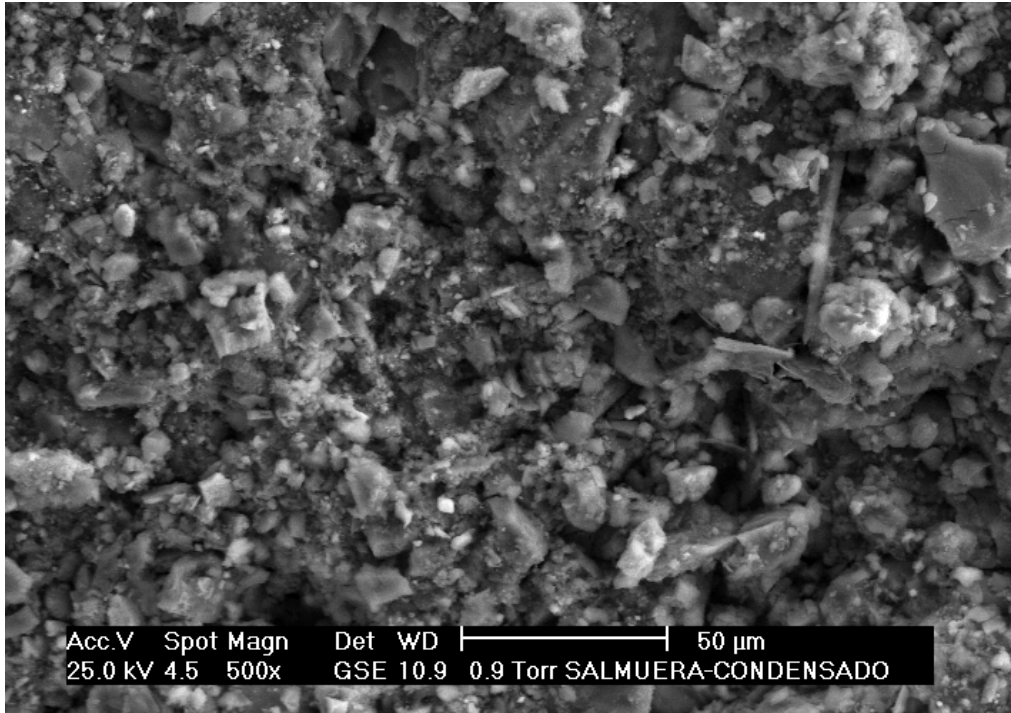


Fig. V.3 - Imagen microscopía electrónica de barrido núcleo 2 pozo Saramako 1.

V.1.2. REPORTE DE NÚCLEO SARAMAKO 1.

En forma general los lentes de arenas de la zona prospectiva superior, pueden tener interés prospectivo como roca almacén de acuerdo a las características petrofísicas estimadas en algunas de estas arenas, entre las cuales se mencionan porosidad promedio 15%, saturación de agua menor a 40%, volumen de arcillas menor a 40% y permeabilidad mayor a 20 md.

V.2. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS.

Presión inicial	5418.7 psia.
Temperatura del yacimiento	240-253 °F.
Tipo de roca	Siliciclásticas (arenas) de edad Pleistoceno medio.
Tipo de yacimiento	Gas condensado.
Mecanismo principal de producción	Expansión roca-fluidos.
Presión de rocío	5418.7 psia.
API condensado	62.3
Densidad rel. del gas condensado (aire=1)	1.1

Como se ilustra en la figura V.4, desde abril del 2002 y hasta marzo del 2007, el campo ha sufrido una declinación rápida energética desde una presión de 5418.7 psia a 1830.6 psia (marzo 2007). Tomando un tiempo de producción de 56 meses, un acumulado de gas de 30.76 bcf y una caída de presión de 3328.2 psi, se calcularon los indicadores de comportamiento del campo siguientes:

Abatimiento de presión por mes	59.43 psi /mes
Abatimiento de presión por bcf producidos	108 psi/bcf
Declinación de producción	0.55 bcf/mes

La figura V.4 también muestra que las presiones de los pozos llevadas a una profundidad promedio de 3400 m mantienen una misma tendencia, mostrando que hay comunicación entre las arenas superiores e inferiores. Lo anterior se ha corroborado por la última presión del pozo Saramako 3, zona superior.

PRESIONES USADAS EN BALANCE DE MATERIALES COMPOSICIONAL

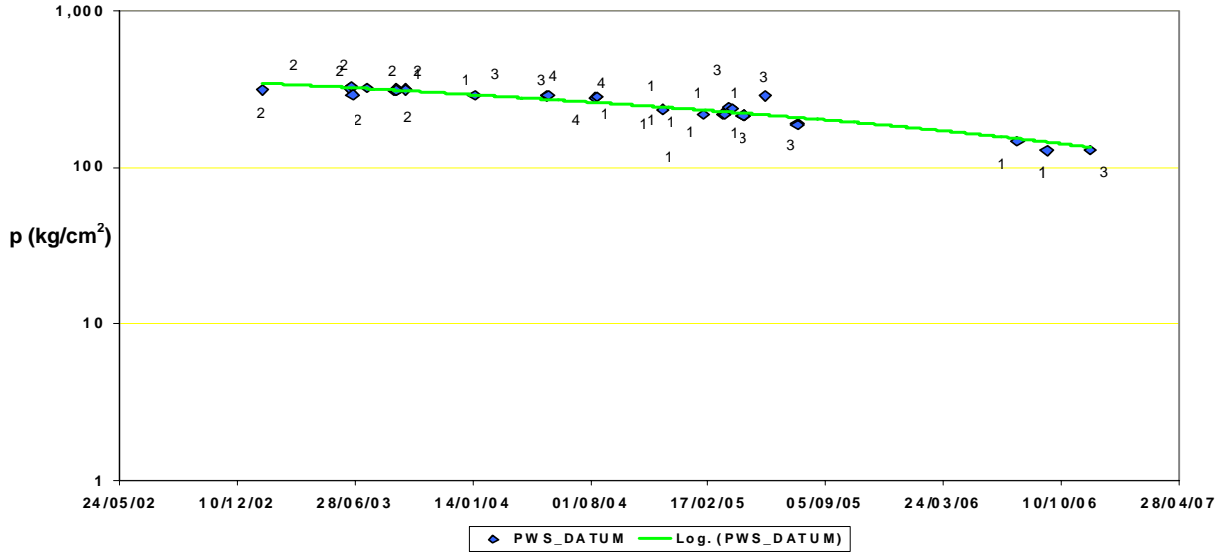


Fig. V.4 - Comportamiento de presión de los pozos 1, 2, 3 y 4 del campo Saramako .

En la figura V.5 se muestra el acumulado de producción de condensado, gas y agua de los pozos Saramako 1, 2, 3 y 4, que conforman el total de la producción del campo. Nótese como a partir de junio del 2004 cambia la pendiente de las curvas de producción acumulada de condensado y gas de los pozos.

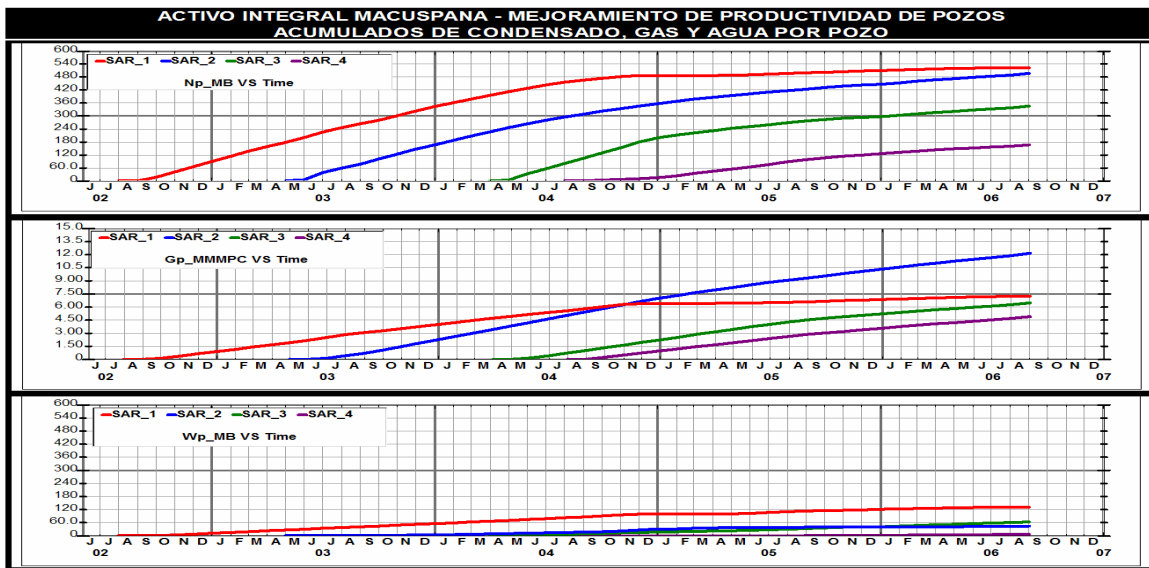


Fig. V.5 - Producción acumulada pozos del Campo Saramako.

V.3. VOLÚMENES ORIGINALES Y RESERVAS DE GAS Y LÍQUIDO.

Los volúmenes originales de hidrocarburos, las reservas totales y remanentes de gas y condensado se determinaron por el método dinámico de declinación de presión, el cual está fundamentado en un balance de materia composicional que tiene en cuenta los volúmenes de condensado retrogrado a presiones inferiores a las de rocío. Las reservas de gas y condensado también se determinaron por curvas de declinación de producción y los resultados comparan favorablemente con los valores oficiales de PEMEX.

V.3.1. VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS (MÉTODO DINÁMICO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN).

Con datos de presión y producción del Campo (Tabla 5.1) se construyó la variación de $C_{pa} p/Z_{2f}$ vs. G_{pt} obteniéndose una línea recta (figura V.6) correspondiente a un yacimiento volumétrico (sin entrada de agua). Por extrapolación de la recta a un valor $C_{pa} P/Z_{2f}$ de cero se obtuvo el Gas Condensado Original en Sitio (GCOES).

GCOES = 71.58 bcf

Tabla 5.1 - Historias de presión y producción del campo Saramako

Nota: Solo se considero el agua de condensación.

Fecha	P psia	Gas bcf	Condensado MMB	Agua MMB	RGC _{acum} SCF/STB
01/04/02	5137	0	0	0	10300
22/06/03	4895	2.36	0.24	0.003	9907.6
07/09/03	4495	3.75	0.34	0.004	11137.5
21/09/03	4495	4.02	0.36	0.005	11169.8
27/09/03	4408	4.23	0.38	0.006	11122.8
21/05/04	4089	9.18	0.70	0.014	13187.8
25/03/05	3347	18.27	1.12	0.027	16376.8
30/03/05	3310	18.85	1.13	0.028	16613.8
20/09/05	2820	23.05	1.28	0.035	17968.5
26/05/06	2045	28.44	1.46	0.045	19468.8

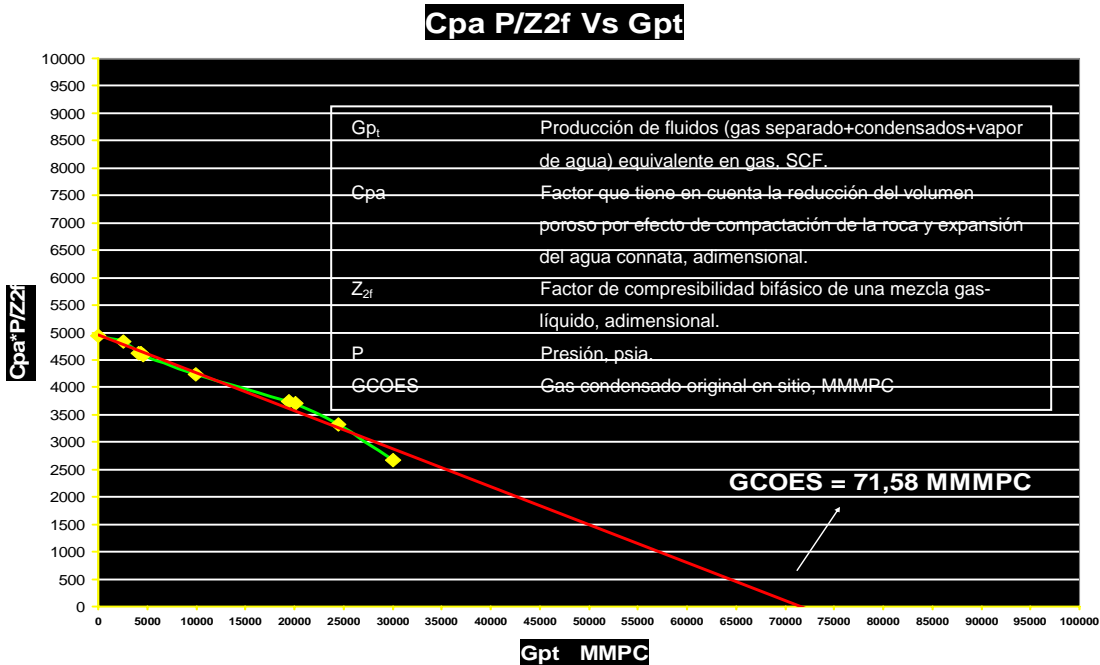


Fig. V.6 – Determinación del GCOES por el Método Dinámico de declinación de presión.

El Gas (separador) y el Condensado (tanque) originales en sitio se obtuvieron de las ecuaciones:

$$GOES = GCOES * fg \quad (5.1)$$

$$COES = GOES / RGC_i \quad (5.2)$$

donde:

GOES Gas original en sitio.

COES Condensado original en sitio.

fg Fracción del gas condensado que permanece en fase gaseosa en superficie, fracción molar.

RGC_i Relación Gas Condensado inicial, SCF/STB.

Valores obtenidos:

GOES = 65.85 bcf

COES = 6.39 MMSTB (RGC_i= 10300 SCF/STB)

V.3.2. RESERVAS TOTALES Y REMANENTES DE GAS Y CONDENSADO.

Se estudió el impacto de la presión de abandono en las reservas de gas y condensado. Se fijaron presiones de abandono (p_{ab}) de 750 psi (52.8 kg/cm²), 1000 psi (70.4 kg/cm²) y 1250 psi (88 kg/cm²). Se entra en la figura V.7 con la presión de abandono hasta cortar la línea recta y luego se lee el valor de $G_{pt_{ab}}$ (gas de separador más líquidos equivalentes en gas); a partir de este valor se determina $G_{p_{ab}}$ (reservas de gas, SCF), $N_{c_{ab}}$ (reservas de condensado, STB) y $W_{p_{ab}}$ (volumen de agua a producir hasta p_{ab}).

$$N_{c_{ab}} = G_{pt_{ab}} / (G_{pt_{ab}} / N_{c_{ab}}); \quad (5.3)$$

$$G_{pt_{ab}} / N_{c_{ab}} = G_{p_{ab}} / N_{c_{ab}} + 132800(G_{Ec} / MW_c + (W_{p_{ab}} / N_{c_{ab}}) * (G_{Ew} / MW_w)); \quad (5.4)$$

$$\text{Reservas de Gas} = N_{c_{ab}} * (G_{p_{ab}} / N_{c_{ab}}). \quad (5.5)$$

Los valores de $G_{p_{ab}} / N_{c_{ab}}$ y $W_{p_{ab}} / N_{c_{ab}}$ se obtuvieron graficando G_p / N_c y W_p / N_c contra G_{pt} de la historia de producción del yacimiento y, posteriormente, extrapolando el comportamiento reciente hasta $G_{pt_{ab}}$ se determinaron $G_{p_{ab}} / N_{c_{ab}}$ y $W_{p_{ab}} / N_{c_{ab}}$. La densidad relativa del condensado (G_{Ec}) y su peso molecular (MW_c) se obtuvieron a partir de la densidad API del condensado de tanque.

Para el agua se usaron $G_{Ew} = 1$ y $MW_w = 18$ (apéndice "B").

De las historias de producción se estimaron los valores de $(G_p / N_c)_{ab} = 22700$ SCF/STB y $(W_p / N_c)_{ab} = 0.04$ BI/BI

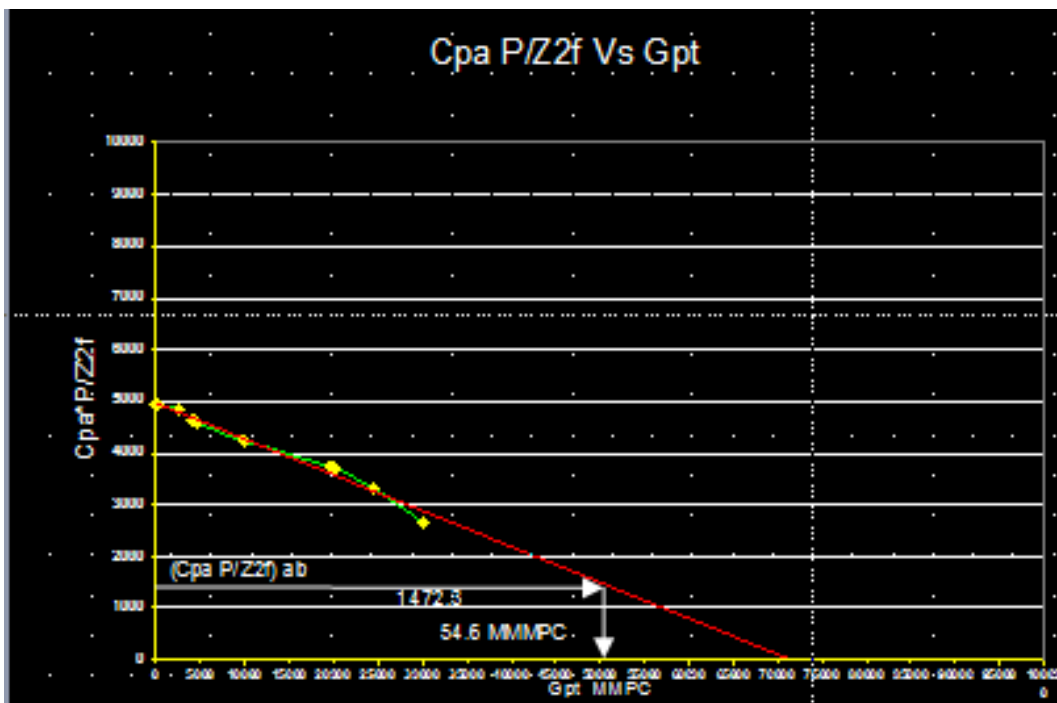


Fig. V.7- Cálculo de Reservas de Gas y Líquido por el Método Dinámico de Declinación de Presión.

En la Tabla 5.2 se muestra un resumen de los resultados. Se puede observar que las reservas dinámicas de gas y condensado calculadas con el método de p/Z a una p_{ab} de 750 psi (52.8 kg/cm^2), coinciden con las cifras oficiales del Activo. Las reservas calculadas por curvas de declinación obtenidas considerando que los pozos se mantienen activos hasta alcanzar una Q_{gab} de 100 MPCD coinciden con las obtenidas a una p_{ab} de 1250 psi (88 kg/cm^2).

Lo anterior permite concluir:

- Los 4 pozos actuales están en capacidad de producir las reservas del campo en el caso en que se logre mantener su productividad, y su declinación sea solo de tipo energética. Para cumplir con esta condición, es necesario reactivar la producción de los pozos Saramako 1 y 3.
- Si se logra abatir la presión del campo hasta 750 psi (52.8 kg/cm^2), se obtiene una ganancia de reservas de 7.3 bcf de gas y 0.4 MMSTB de

condensado, en relación a las reservas calculadas con una presión de abandono de 1250 psi (88 kg/cm²).

Tabla 5.2 Reservas Totales y Remanentes del Campo Saramako.

	RESERVAS TOTALES		RESERVAS REMANENTES	
	GAS SEPARADO	CONDENSADO	GAS SEPARADO	CONDENSADO
	BPC	MMB	BPC	MMB
BALANCE DE MATERIA				
PRESION DE ABANDONO DE YAC. (Kg/Cm2/PSIA)				
52.7/750	55.6	2.5	24.8	1.0
70.3/1000	51.9	2.3	21.1	0.8
87.9/1250	48.3	2.1	17.5	0.6
CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCION **	48.6	2.1	17.8	0.6
OFICIALES	54.0	2.5	23.2	1.0

V.4. DESARROLLO EXPERIMENTAL.

V.4.1. MINERALOGÍA DE LA ROCA.

Mediante la técnica de difracción de rayos X (figura V.8), se determinó que el cuarzo es el principal componente de la roca de la formación productora (apéndice “C”). Otros minerales que se encuentran presentes en menor grado son Carbonato de Calcio, Alabita y Kianita.

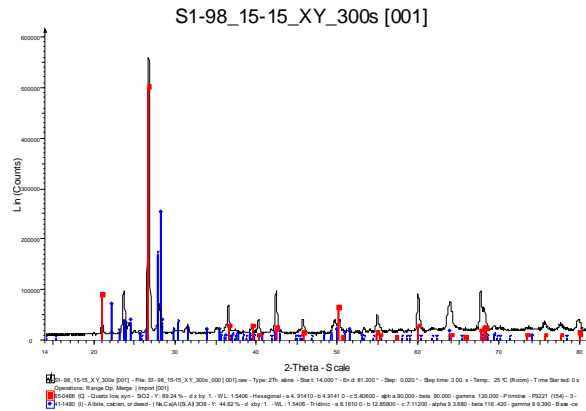
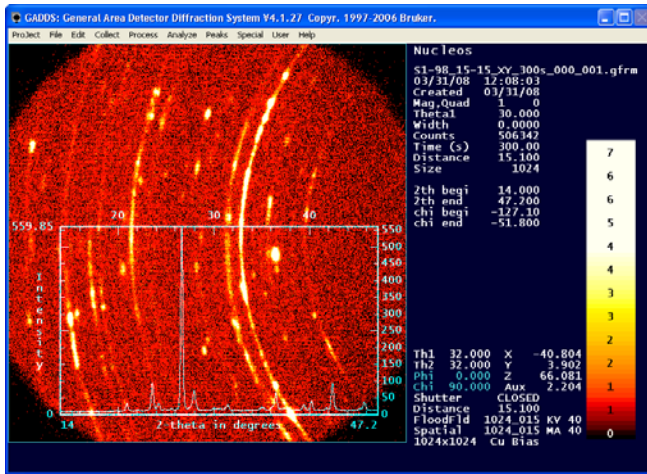


Fig. V.8 – Estudio de difracción de rayos X para determinar la mineralogía de la formación productora del campo Saramako.

V.4.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS.

Es la principal herramienta para asegurar que el tratamiento utilizado no produzca o genere un daño adicional a la formación, cuando los productos químicos son mezclados con los fluidos de la formación. Una porción de producto químico es mezclado con salmuera y condensado. Los fluidos son colocados dentro de un recipiente, el cual es agitado y sometido a presión y temperatura de yacimiento. El equipo empleado en esta prueba puede ser observado en la figura V.9.

Los criterios empleados en las pruebas de compatibilidad son lo siguientes (figura V. 10):

1. Presencia de una fase y partículas en el fondo del recipiente.
2. Presencia de dos fases.
3. Presencia de dos fases y partículas en la interfase.
4. Presencia de dos fases y partículas en el fondo del recipiente.
5. Presencia de dos fases y partículas en la interfase, también partículas suspendidas en ambas fases.
6. Presencia de una fase, sólidos precipitados y goma.
7. Presencia de una fase sin la presencia de precipitados o sólidos en suspensión.

Con las pruebas de compatibilidad se pretende descartar a aquellas mezclas que produzcan la presencia de precipitados o sólidos en suspensión.



Fig. V.9 – Celda Bulk. Equipo utilizado para realizar pruebas de compatibilidad agitando muestras de fluidos a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

En total se realizaron 15 pruebas de compatibilidad de fluidos con ocho productos químicos diferentes. En ninguno de ellos se observó precipitación de cualquier tipo de material ni la formación de emulsiones. En algunos casos solo se presentaron dos fases, fase aceite (condensado) y fase agua (salmuera de formación) (ver figura V.11).

V.4.3. DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA DE LA FORMACIÓN.

Para determinar la mojabilidad de la formación productora en el campo Saramako, se empleó el método cualitativo de flotación y una muestra de roca del núcleo, después de haber sido sometida a proceso de limpieza, se trituró hasta obtener granos de arena que fueron vaciados en un recipiente que contenía condensado y salmuera de

formación. Los granos de arena al pasar por la fase aceite, imbibieron de manera natural una cierta cantidad de condensado y se depositaron en el fondo del recipiente, dentro de la fase acuosa, aglomerándose y sin dejar “escapar” la fase aceite imbibida (ver figura V.12). Esta característica es propia de formaciones fuertemente mojadas por aceite.

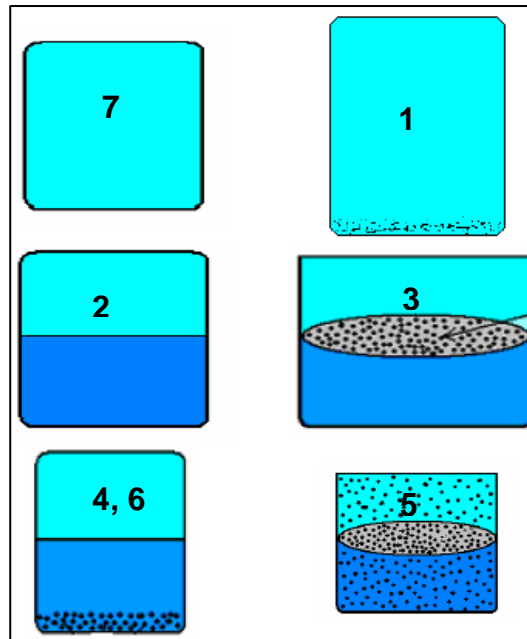


Fig. V.10 – Criterios de Evaluación- Pruebas de compatibilidad¹⁶.

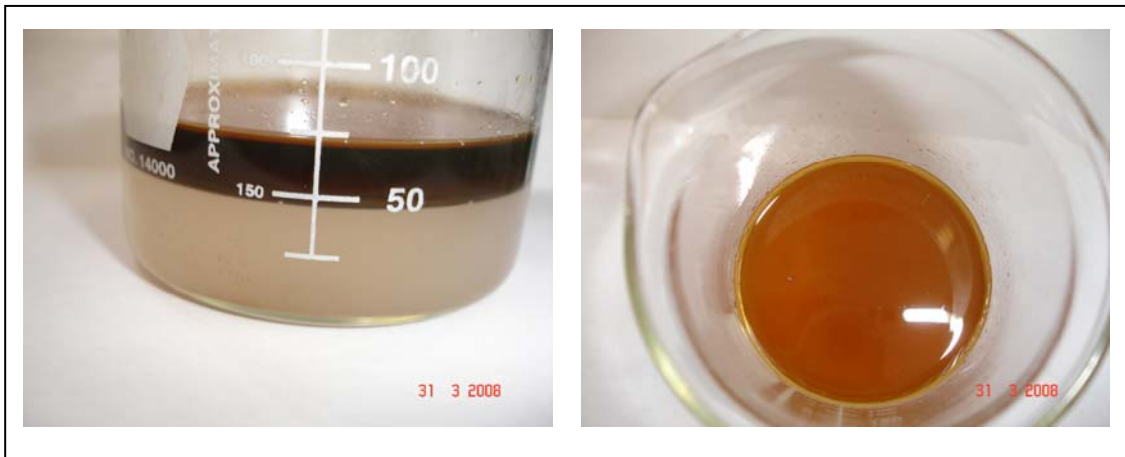


Fig. V.11 – Prueba de compatibilidad de fluidos.

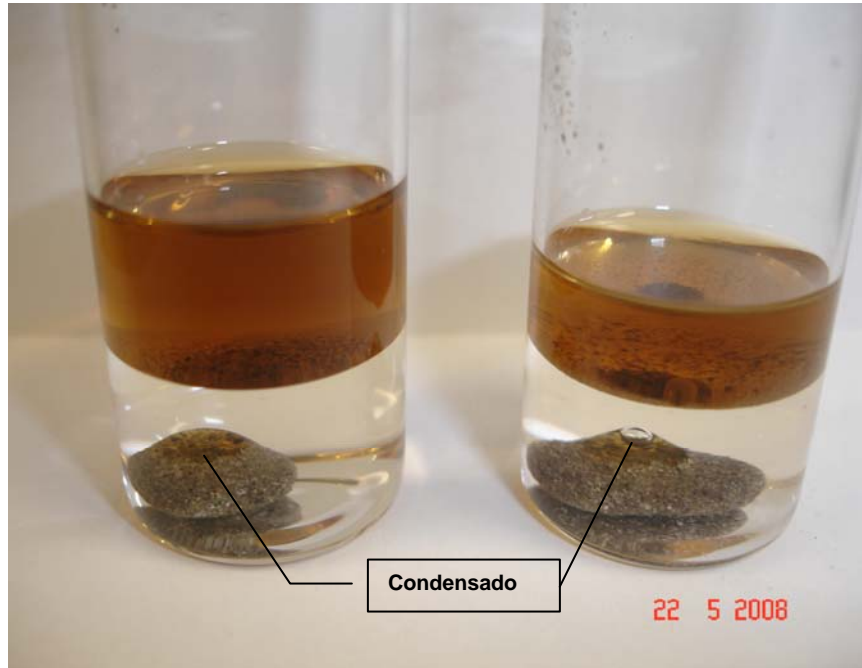


Fig. V.12 – Granos preferentemente mojados por aceite.

Por otro lado, en una lámina de roca de la formación productora en el campo Saramako, fueron colocadas una gota de salmuera y otra de condensado. La gota de salmuera tardó 30 minutos en imbibirse dentro de la roca, mientras que la gota de condensado se imbibió de manera espontánea (ver figura V.13). Este comportamiento confirma que la roca de la formación productora tiene una fuerte tendencia a ser mojada por aceite.

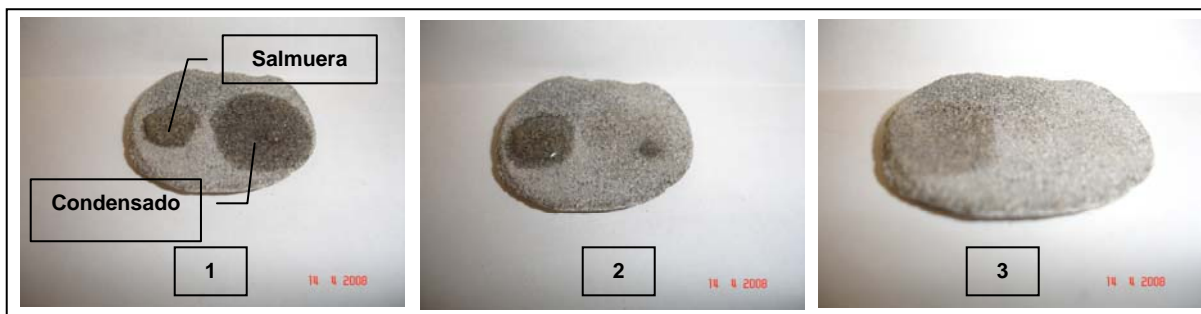


Fig. V.13 – Secuencia fotográfica de imbibición de gotas de agua y condensado en roca de formación.

V.4.4. ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA DE LA FORMACIÓN.

Una vez determinado que los granos de roca tienen una tendencia a ser fuertemente mojados por el condensado, se procedió a seleccionar el producto químico que provocara que los granos tuvieran una tendencia a ser mojados por agua. De todos los productos químicos probados, se encontró que el **producto A** (comercial) y el **producto B** (desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo en el proyecto D.31519), cumplían con la característica deseada.

Se colocó una lámina de roca en seno de producto químico durante 2 hrs. con la finalidad de que se impregnara por completo del producto (figura V.14). Posteriormente fue secada dentro de un horno, pulverizada y colocada en un recipiente que contenía salmuera y condensado de formación. A diferencia del ensayo anterior, los granos de arena no imbibieron condensado y se dispersaron en el fondo del frasco sin aglutinarse (figura V.15). Lo anterior es indicativo de que el producto químico alteró la mojabilidad de la formación de mojado por aceite a mojado por agua.

Este criterio es fundamental para seleccionar el producto químico que se vaya a emplear en las pruebas de desplazamiento, ya que si bien pueden tener un comportamiento adecuado en las pruebas de compatibilidad, no es indicativo de que vayan a tener un buen comportamiento durante las pruebas de desplazamiento. Aunado a lo anterior, se debe considerar que hay una limitante en cuanto a tapones de roca obtenidos del núcleo; es decir, una vez que un tapón se haya utilizado en una prueba de desplazamiento, no puede volver a emplearse, ya que ha sido sometido a un proceso químico al impregnar sus granos con algún producto para alterar su mojabilidad.

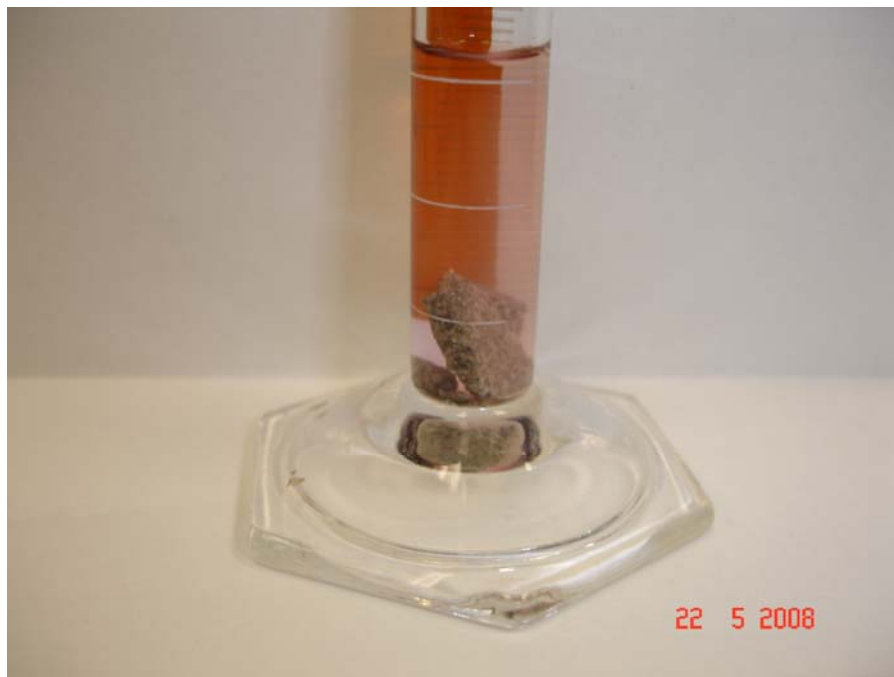


Fig. V.14 – Muestra de roca en seno de producto químico para alterar su mojabilidad.



Fig. V.15 – Los granos de roca ya no muestran preferencia por el condensado.

V.4.5. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

El objetivo principal de las pruebas de desplazamiento es la de observar el comportamiento de la permeabilidad efectiva al gas y al condensado antes y después de que la roca haya sido dañada por bloqueo de líquido, así como después de la implementación de un tratamiento químico. ***Esta prueba es primordial antes de que cualquier químico se utilice en un tratamiento a nivel de pozo.***

Ya que durante las operaciones de recuperación de núcleos diversos factores pueden alterar sus condiciones originales, estos deben de acondicionarse previamente a su utilización en las pruebas de desplazamiento. En la figura V.16 se puede ver que los tapones son lavados con tolueno para posteriormente ser añejados en fluidos de formación.

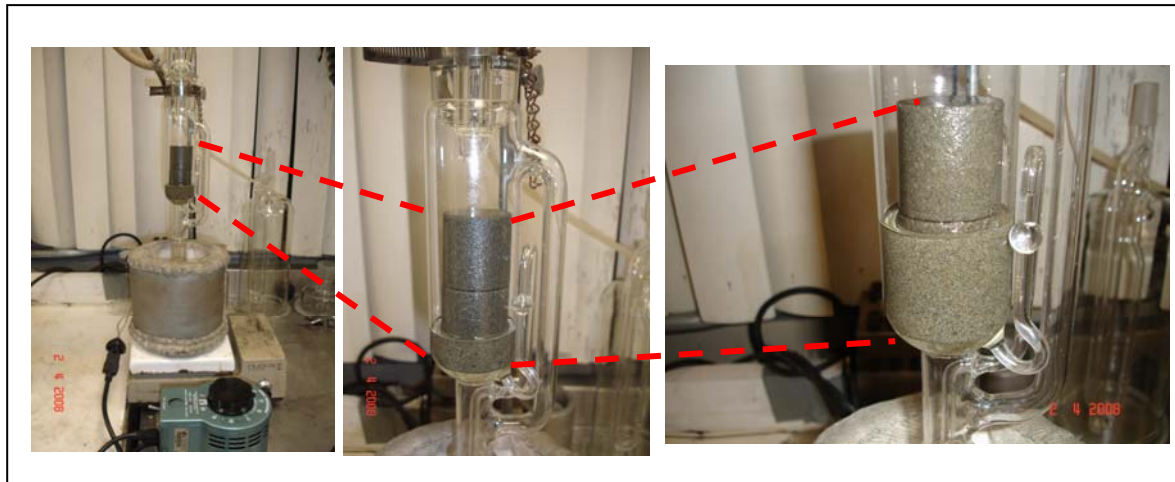


Fig. V.16 – Limpieza de tapones con tolueno.

En la tabla 5.3 se muestra la porosidad y permeabilidad de cada uno de los núcleos pequeños que se emplearon en las pruebas de desplazamiento.

El equipo empleado en esta etapa experimental consistió de lo siguiente:

1. Bomba de desplazamiento.

2. Horno equipado.
3. Recipiente para metano.
4. Recipiente para condensado
5. Recipiente para salmuera de formación.
6. Recipiente para producto químico.
7. Permeámetro.

En las figuras V.17 y V.18 se puede observar el equipo anteriormente relacionado.

Tabla 5.3. – Porosidad y permeabilidad absoluta de tapones empleados en pruebas de desplazamiento.

TAPÓN	DIÁMETRO (μg)	LONGITUD (cm)	V_b (cm^3)	V_p (cm^3)	ϕ (adim)	k_{abs} (md)
1	1.5	6.05	68.976	10.364	0.1503	45
2	1.5	5.9	67.265	11.197	0.1665	46
3	1.5	4.55	51.874	8.4615	0.1631	53
4	1.5	4.5	51.304	8.9115	0.1737	
5	1.5	4	45.604	7.529	0.1651	
6	1.5	3.8	43.323	7.424	0.1714	



Fig. V.17 – Bomba de desplazamiento.



Fig. V.18 – Horno equipado.

Todas las pruebas de desplazamiento se llevaron a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, 1534.7 psia y 240.8 °F. En la figura V.19 se ilustra esquemáticamente el horno con los accesorios ya mencionados.

V.5. RESULTADOS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

Para las pruebas de desplazamiento se emplearon los tapones 2, 1 y 3 (en este orden secuencial). Los tapones 1 y 2 se probaron con el **producto químico A** y el tapón 3 con el **producto químico B**. Para el tapón 2 se siguió el procedimiento propuesto por la empresa desarrolladora del **producto A** (apéndice "D"). En el caso de los tapones 1 y 3 se siguió el procedimiento desarrollado de manera conjunta con el Laboratorio de Productividad de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo (apéndice "E"). Las diferencias fundamentales entre estos dos procedimientos es que el primero coloca el tapón en sentido vertical y en el segundo procedimiento se coloca de manera horizontal, asimismo, el primer procedimiento no evalúa la permeabilidad efectiva al gas antes y después de someter al tapón a tratamiento químico, a diferencia del segundo que si lo evalúa.

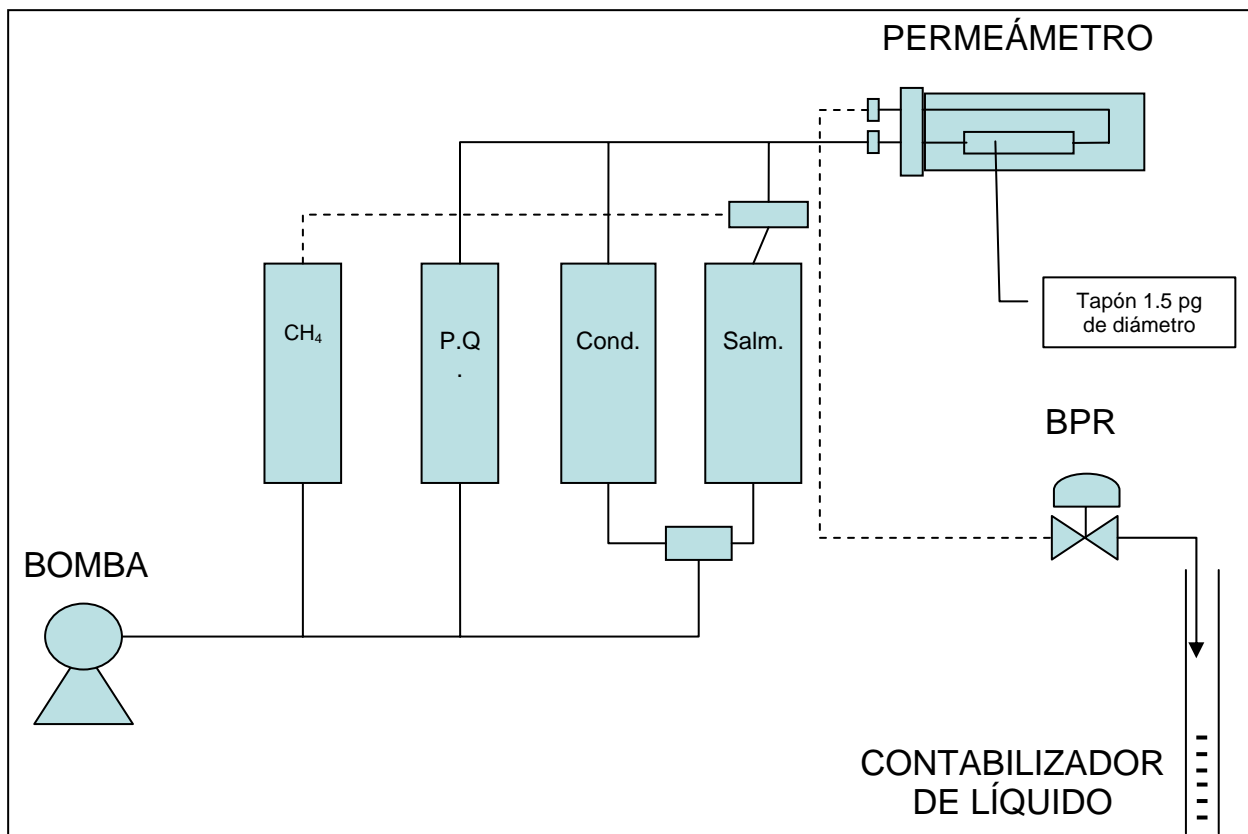


Fig. V.19 – Esquema de horno equipado con accesorios para realizar pruebas de desplazamiento.

Las ecuaciones que se emplearon para obtener el valor de las permeabilidades efectivas al condensado y al gas son las siguientes:

$$k_c = \frac{q_c \mu_c L}{A(p_1 - p_2)}, \quad (5.6)$$

$$k_g = \frac{2q_g \bar{\mu}_g L p_2}{A(p_1^2 - p_2^2)}, \quad (5.7)$$

donde:

k_c Permeabilidad efectiva al condensado, d.

k_g Permeabilidad efectiva al gas, d.

q_c	Gasto de inyección del condensado, cm^3/s .
q_g	Gasto de inyección del gas, cm^3/s .
μ_c	Viscosidad del condensado, cp.
μ_g	Viscosidad del gas, cp.
L	Longitud del tapón, cm.
A	Área perpendicular a la dirección de flujo, cm^2 .
p_1	Presión a la entrada del tapón, atm.
p_2	Presión a la salida del tapón, atm.

Debido a que se emplea la ecuación de *Darcy* para obtener la permeabilidad efectiva al condensado o al gas, es necesario asegurarse que la velocidad de flujo esté dentro de la región de flujo laminar. Para verificar esta condición se empleó la ecuación de *Hagen-Poiseuille* e imágenes de microscopía de barrido para obtener el diámetro promedio de poro y posteriormente calcular el Número de Reynolds. En el apéndice “F” se muestra el desarrollo correspondiente

V.5.1. PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO TAPÓN 2, PRODUCTO QUÍMICO A.

El **producto A** consiste de un grupo fluoroquímico que provoca que los granos de roca tengan una repulsión al agua y al aceite. Asimismo, contienen un grupo silanol o alcoxi, cuya función es la de que se adhiera a la pared del grano. El tapón 2 fue tratado con mezclas al 2% en peso del **producto A**, disuelto en 29% en peso en Etanol y 69% en peso en Butanietanol. El procedimiento seguido es el presentado en el apéndice “D”.

En la figura V.20 se presenta la permeabilidad efectiva al gas antes de daño y en presencia de agua irreducible, medida a tres diferentes gastos de inyección de gas metano: 1000, 250 y 100 cm^3/hr .

k_g Tapón 2

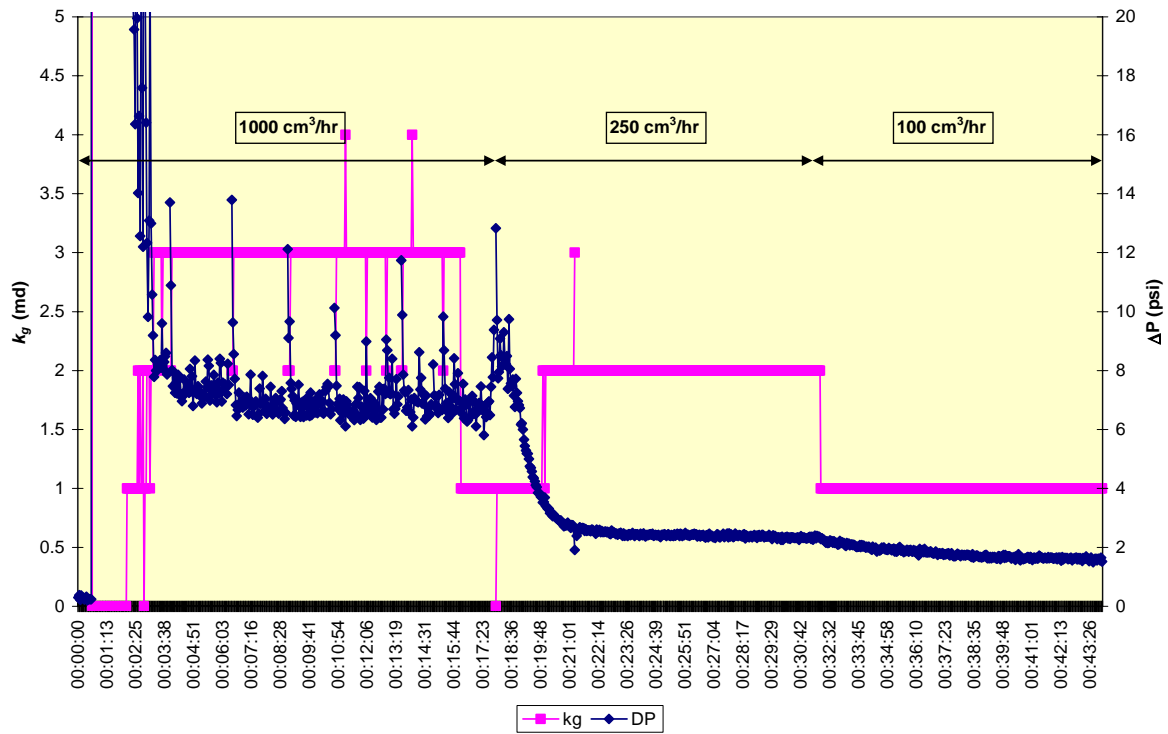


Fig. V.20 – Permeabilidad efectiva al gas antes del tratamiento.

En la figura V. 21 se puede observar el comportamiento de k_c antes y después de que el tapón 2 haya sido sometido al tratamiento químico. La k_c de tener un valor de 8.2 md antes de tratamiento, pasó a tener un valor de 15.12 md, sosteniéndose durante el tiempo que duró el desplazamiento.

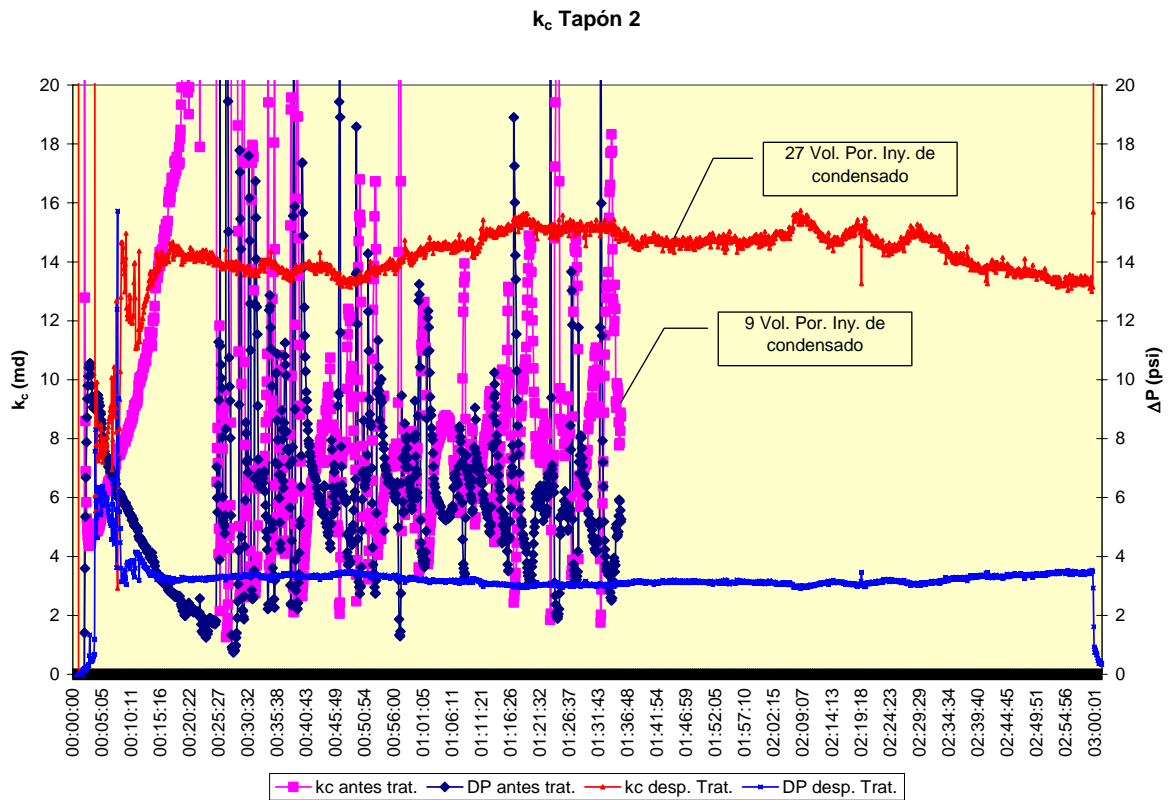


Fig. V.21 – Permeabilidad efectiva al condensado antes y después de tratamiento, producto químico A.

V.5.2. PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO TAPÓN 1, PRODUCTO QUÍMICO A.

Con la finalidad de confirmar los resultados obtenidos con el tapón 2, se llevó a cabo otro experimento empleando el **producto químico A** y el tapón 1. A diferencia del anterior, el tapón se colocó de manera horizontal dentro del horno, según el procedimiento descrito en el apéndice “E”. El gasto de inyección de gas fue de 1000 cm³/hr.

La k_g antes de tratamiento fue de 9.2 md y después de tratamiento alcanzó un valor de 24.4 md (figura V.22).

Respecto a la permeabilidad efectiva al condensado, de tener un valor de 12.2 md antes de tratamiento, se incrementó hasta 21.2 md después del tratamiento (figura V.23).

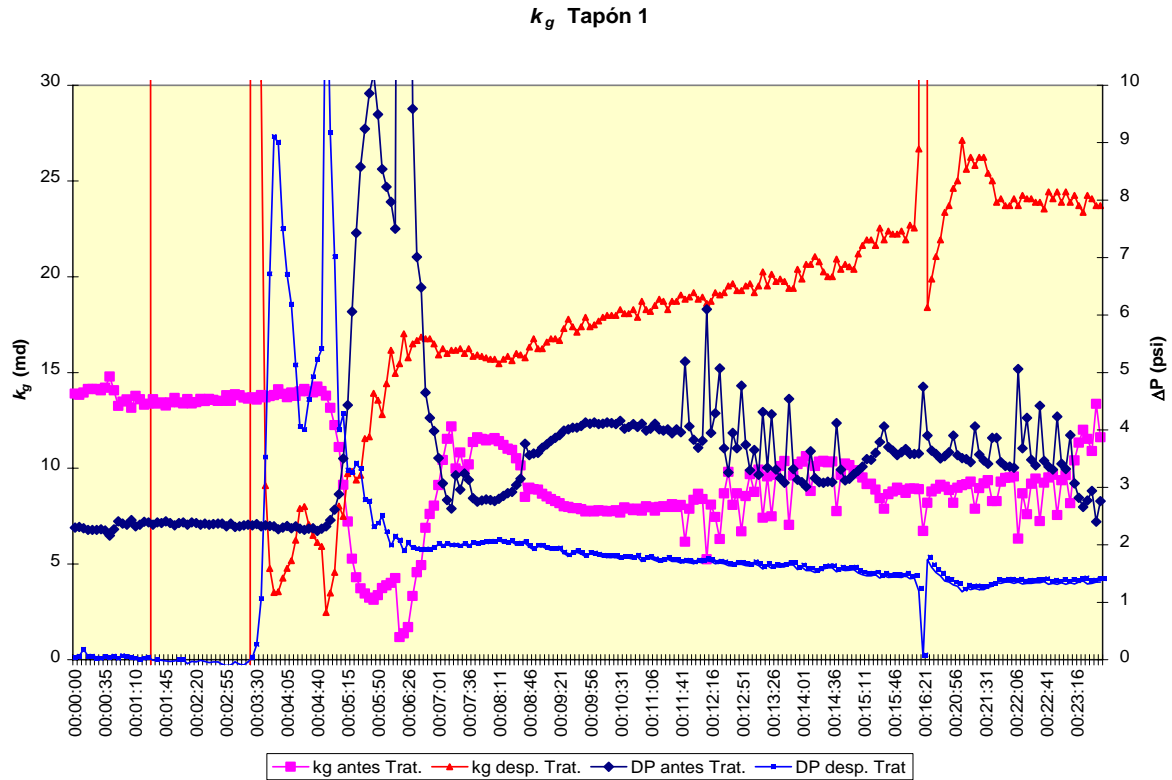
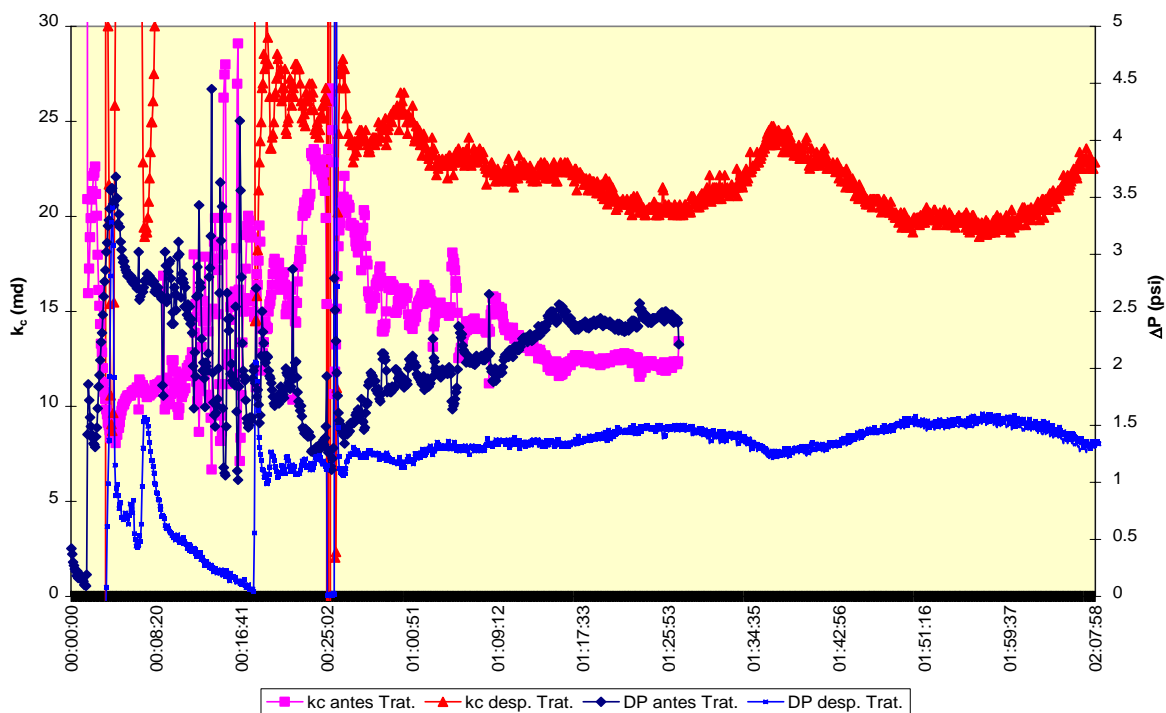


Fig. V.22 – Permeabilidad efectiva al gas antes y después de tratamiento, $q_{iny}=1000 \text{ cm}^3/\text{hr}$, producto químico A.

k_c Tapón 1



Fig

. V.23 – Permeabilidad efectiva al condensado antes y después de tratamiento, $q_{lny}=100 \text{ cm}^3/\text{hr}$, producto químico A.

V.5.3. PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO TAPÓN 3, PRODUCTO QUÍMICO B.

El **producto B** consiste de un complejo supramolecular que contiene grupos carboxílicos, sulfónicos nitrogenados e hidrocarbonados, los cuales son solubles en agua y/o hidrocarburos, cuya función principal es generar una repulsión a la fase aceite. El tapón 3 fue tratado con mezclas al 2% en peso del **producto B** disuelto en salmuera del campo Saramako. El procedimiento seguido es el presentado en el apéndice “E”.

k_g Tapón 3

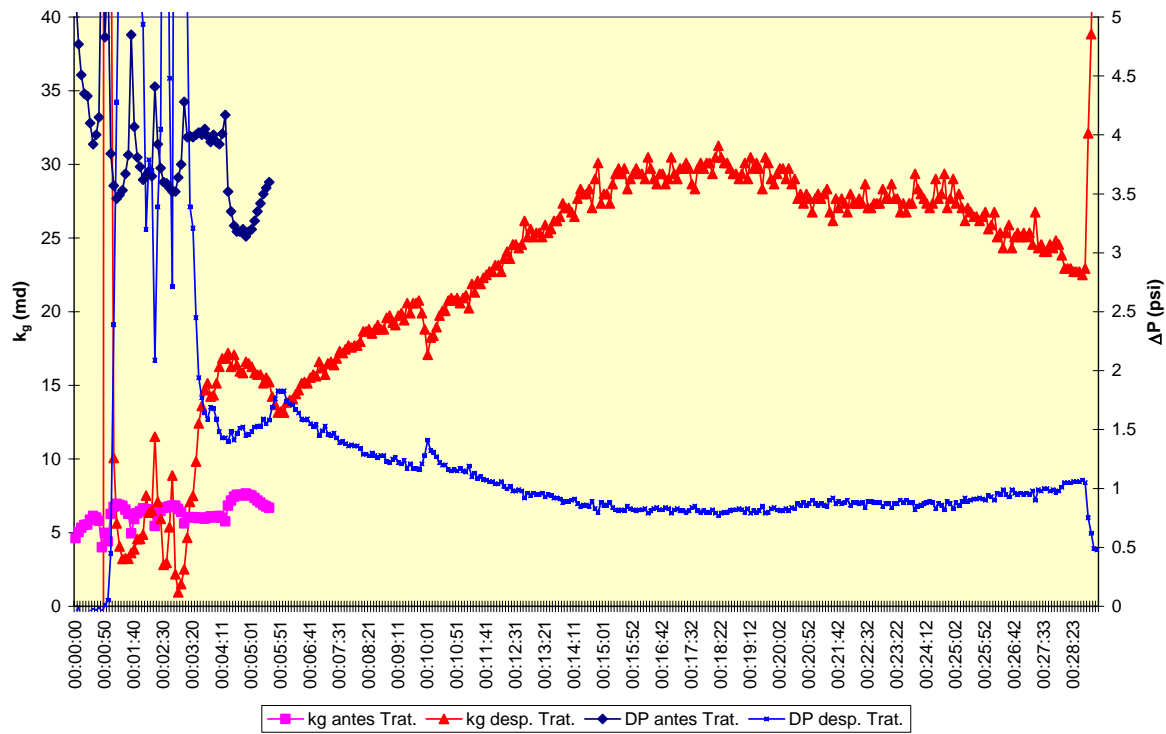


Fig. V.24 – Permeabilidad efectiva al gas antes y después de tratamiento, $q_{iny}=1000 \text{ cm}^3/\text{hr}$, producto químico B.

Nótese como después de 20 minutos de haber iniciado la inyección de gas, la k_g después del tratamiento comienza a descender. Esto podría interpretarse como que después de cierto tiempo, la efectividad del producto comienza a disminuir.

k_c Tapón 3

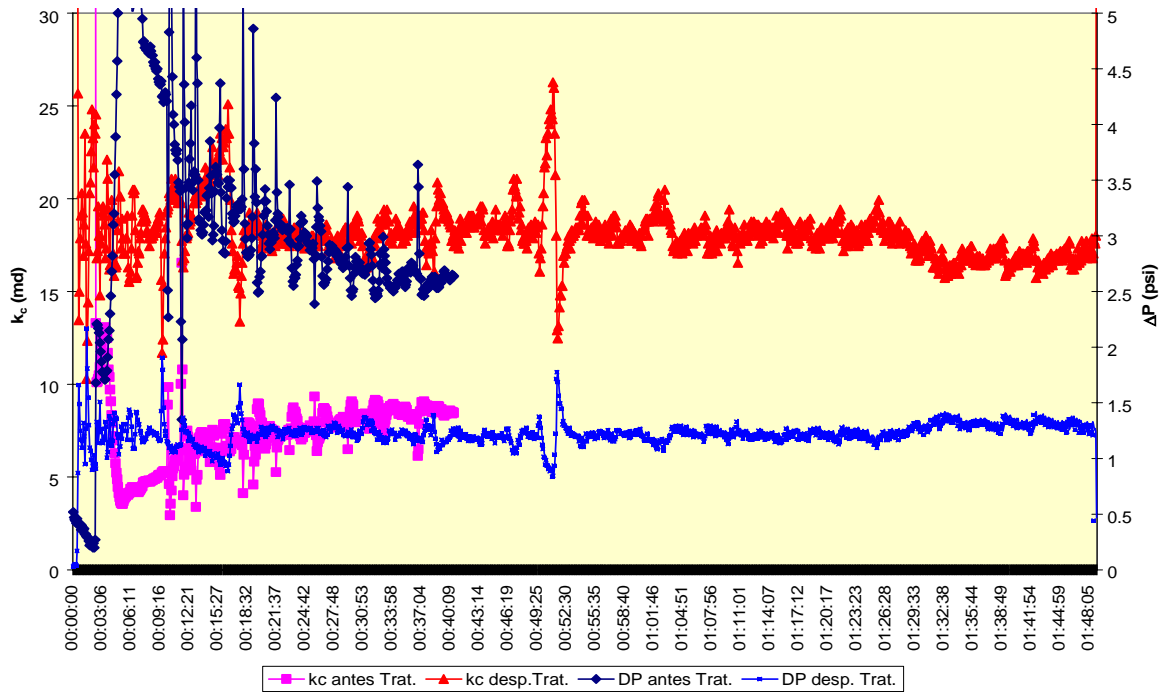


Fig. V.25 – Permeabilidad efectiva al condensado antes y después de tratamiento, $q_{iny}=100 \text{ cm}^3/\text{hr}$, producto químico B.

V.6. RESUMEN DE RESULTADOS.

En la tabla 5.4 se encuentran los resultados obtenidos de las tres pruebas realizadas. En todas se incrementó la permeabilidad efectiva al gas y al condensado.

Tabla 5.4. – Comportamiento de la permeabilidad de la roca antes y después de tratamiento químico.

TAPÓN	PRODUCTO QUÍMICO	DISUELTO EN	k_{abs} (md)	k_g antes trat. (md)	k_g desp. Trat. (md)	k_c antes trat. (md)	k_c desp. Trat. (md)
2	A	ALCOHOL	46	3.2	---	8.2	15.12
1	A	ALCOHOL	45	9.2	24.4	12.2	21.2
3	B	SALMUERA	53	7.2	27.6	8.6	18.6

En el apéndice “G” se presenta un resumen de la metodología desarrollada.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES.

A partir de los resultados de esta tesis se pueden listar las conclusiones siguientes.

1. Se ha desarrollado una metodología a escala experimental de laboratorio para la selección de producto químico para aumentar la permeabilidad efectiva al gas.
2. La disminución en la permeabilidad efectiva al condensado no solamente se debe a que no se alcance la saturación crítica, sino también a la afinidad que tiene la roca a ser mojada por aceite.
3. La mojabilidad de la roca de la formación juega un papel fundamental en la selección del producto químico a utilizar para remover el daño por condensación retrógrada.
4. Con la finalidad de disminuir el riesgo de provocar un daño adicional a la formación, es necesario llevar a cabo pruebas de compatibilidad de fluidos y de desplazamiento a nivel de laboratorio, empleando roca y fluidos de formación.
5. La composición mineral de la roca y la química del fluido de tratamiento son factores importantes a considerar para el diseño del tratamiento a emplear.
6. Mediante la técnica de flotación se puede determinar si un producto químico es o no eficiente en alterar la mojabilidad de la roca de formación.
7. No obstante que se obtuvieron resultados aceptables a nivel de laboratorio, es necesario que a través de una prueba de campo en pozos se verifiquen.

Apéndice “A”

**Estudio de Espectro de Rayos X
Núcleo 2, Pozo Saramako 1.**

Muestra 1 Núcleo 2 Pozo Saramako 1

Tabla A.1 – Composición mineral muestra 1.

Untitled:1

Acquisition Time:15:34:50

Date: 3-Jun-2008

kV:25.00

Tilt: 0.30

Take-off:36.02 Tc:10.0

Detector Type :UTW-Sapphire

Resolution :136.53

Lsec :112

EDAX ZAF Quantification

Standardless

Element Normalized

SEC Table : Default

Element	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
C K	12.24	20.59	0.0162	1.0466	0.1263	1.0004
O K	36.3	45.85	0.0874	1.0306	0.2336	1.0005
NaK	2.12	1.86	0.0066	0.9666	0.3225	1.0045
MgK	1.2	1	0.0052	0.9915	0.4319	1.0086
AlK	5.41	4.05	0.0294	0.9629	0.5573	1.0135
SiK	31.37	22.57	0.1954	0.9915	0.6273	1.0014
S K	1.48	0.93	0.0085	0.9846	0.5825	1.0024
ClK	1.18	0.67	0.0075	0.9367	0.6745	1.0028
K K	1.38	0.71	0.0107	0.9406	0.8242	1.005
CaK	0.57	0.29	0.0048	0.964	0.8697	1.0065
BaL	4.57	0.67	0.0373	0.756	1.0767	1.0032
FeK	2.2	0.79	0.0191	0.8841	0.9829	1
Total	100	100				

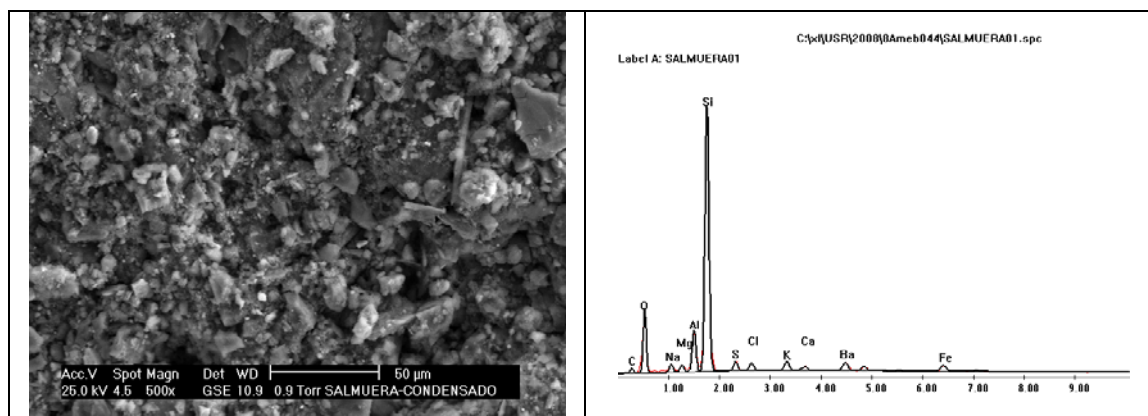


Fig. A.1 – Imagen 50µm y espectro de dispersión de rayos X muestra 1.

Muestra 2 Núcleo 2 Pozo Saramako 1

Tabla A.2 – Composición mineral muestra 2.

Untitled:2

Acquisition Time:15:37:26

Date: 3-Jun-2008

kV:25.00

Tilt: 0.30

Take-off:36.02 Tc:10.0

Detector Type :UTW-Sapphire

Resolution :136.53

Lsec :60

EDAX ZAF Quantification

Standardless

Element Normalized

SEC Table : Default

Element	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
C K	10.79	18.8	0.0142	1.0524	0.1253	1.0004
O K	35.22	46.06	0.0869	1.0363	0.2378	1.0005
NaK	1.98	1.8	0.006	0.9719	0.3098	1.0043
MgK	1.16	1	0.0048	0.9969	0.4131	1.0082
AlK	6.3	4.89	0.0329	0.9682	0.5334	1.0123
SiK	30.18	22.48	0.1798	0.9969	0.5966	1.0015
S K	1.69	1.11	0.0097	0.9899	0.5755	1.0028
ClK	1.37	0.81	0.0087	0.9428	0.6664	1.0033
K K	1.23	0.66	0.0096	0.9468	0.8169	1.0065
CaK	0.56	0.29	0.0048	0.97	0.8646	1.009
BaL	6.5	0.99	0.0532	0.7606	1.0728	1.0041
FeK	3.01	1.13	0.0261	0.8896	0.9754	1
Total	100	100				

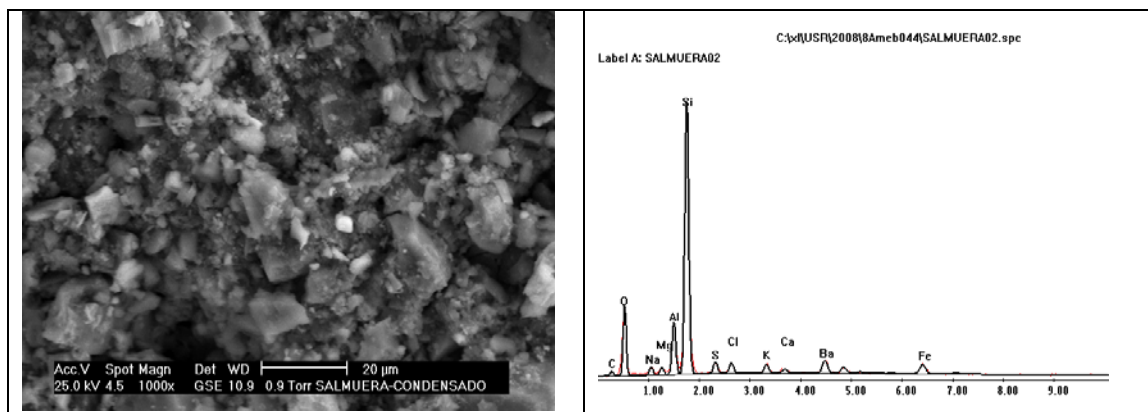


Fig. A.2 – Imagen 20μm y espectro de dispersión de rayos X muestra 2.

Muestra 3 Núcleo 2 Pozo Saramako 1

Tabla A.3 – Composición mineral muestra 3.

Untitled:3

Acquisition Time:15:39:20

Date: 3-Jun-2008

kV:25.00

Tilt: 0.30

Take-off:36.05 Tc:10.0

Detector Type :UTW-Sapphire

Resolution :136.53

Lsec :69

EDAX ZAF Quantification

Standardless

Element Normalized

SEC Table : Default

Element	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
C K	9.59	17.23	0.0129	1.0585	0.127	1.0004
O K	33.83	45.65	0.0857	1.0423	0.2429	1.0005
NaK	2	1.87	0.0058	0.9774	0.2974	1.0041
MgK	2.47	2.19	0.0099	1.0026	0.3957	1.0073
AlK	9.52	7.62	0.0467	0.9737	0.4995	1.0094
SiK	24.76	19.03	0.1337	1.0026	0.5377	1.0017
S K	1.97	1.33	0.0114	0.9955	0.5778	1.0032
ClK	1.58	0.96	0.0101	0.949	0.6666	1.0038
K K	1.19	0.65	0.0093	0.953	0.8158	1.008
CaK	0.77	0.42	0.0066	0.9762	0.864	1.0109
BaL	7.51	1.18	0.0619	0.7652	1.071	1.0064
FeK	4.82	1.86	0.0419	0.8952	0.9716	1
Total	100	100				

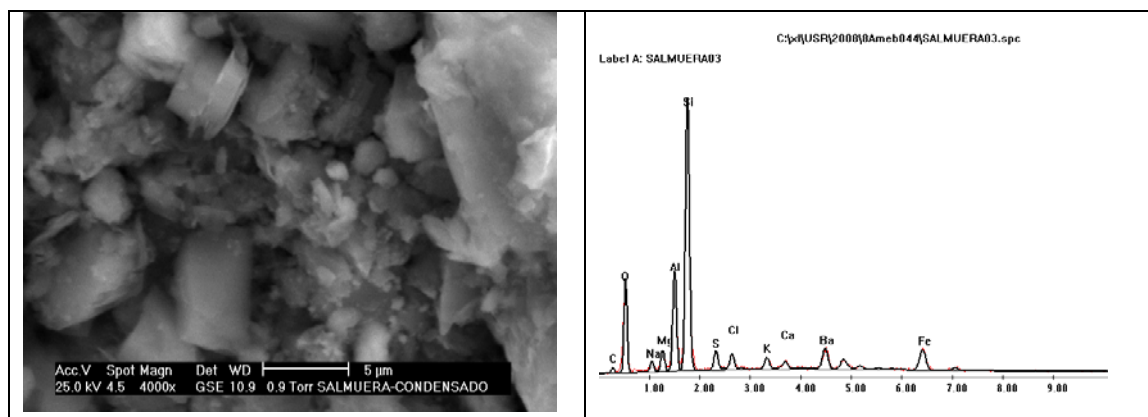


Fig. A.3 – Imagen 5μm y espectro de dispersión de rayos X muestra 3.

Muestra 4 Núcleo 2 Pozo Saramako 1

Tabla A.4 – Composición mineral muestra 4.

Untitled:5

Acquisition Time:15:43:50

Date: 3-Jun-2008

kV:25.00

Tilt: 0.30

Take-off:36.05 Tc:10.0

Detector Type :UTW-Sapphire

Resolution :136.53

Lsec :69

EDAX ZAF Quantification

Standardless

Element Normalized

SEC Table : Default

Element	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
C K	10.21	18.38	0.0131	1.0576	0.1213	1.0004
O K	33.33	45.07	0.0815	1.0415	0.2347	1.0005
NaK	2.31	2.17	0.0067	0.9767	0.2977	1.004
MgK	1.06	0.95	0.0042	1.0018	0.3922	1.0076
AlK	4.57	3.66	0.0229	0.9729	0.5085	1.0121
SiK	29.16	22.46	0.1735	1.0018	0.5924	1.0023
S K	3.6	2.43	0.0208	0.9947	0.5799	1.0033
ClK	1.97	1.2	0.0123	0.9485	0.6565	1.0035
K K	0.92	0.51	0.0071	0.9524	0.8057	1.0078
CaK	0.58	0.31	0.0049	0.9756	0.8572	1.0111
BaL	8.25	1.3	0.0676	0.7647	1.0668	1.0052
FeK	4.04	1.57	0.035	0.8946	0.9679	1
Total	100	100				

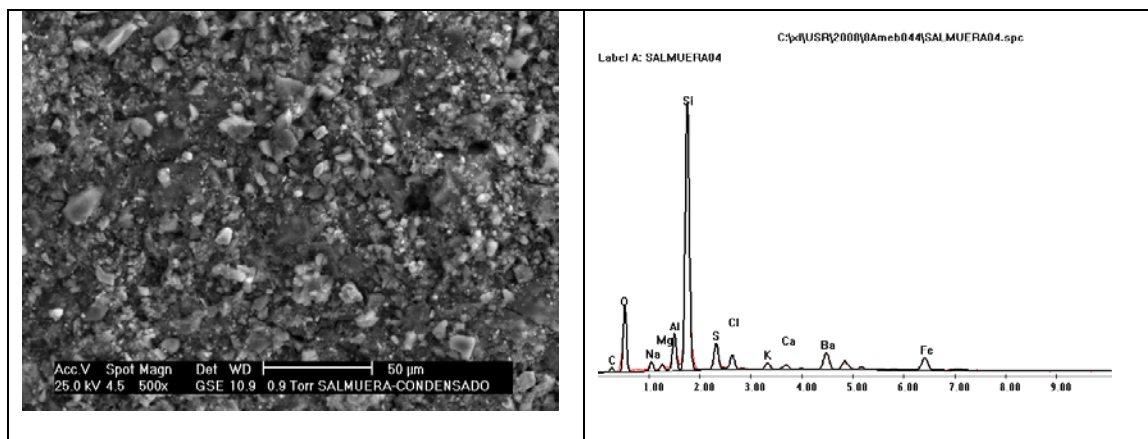


Fig. A.4 – Imagen 50 µm y espectro de dispersión de rayos X muestra 4.

Muestra 5 Núcleo 2 Pozo Saramako 1

Tabla A.5 – Composición mineral muestra 5.

Untitled:6

Acquisition Time:15:48:09

Date: 3-Jun-2008

kV:25.00

Tilt: 0.30

Take-off:36.02 Tc:10.0

Detector Type :UTW-Sapphire

Resolution :136.53

Lsec :30

EDAX ZAF Quantification

Standardless

Element Normalized

SEC Table : Default

Element	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
C K	11.5	21.51	0.0153	1.0667	0.1245	1.0003
O K	28.95	40.64	0.0692	1.0504	0.2273	1.0005
NaK	2.82	2.76	0.008	0.985	0.2854	1.0035
MgK	1.03	0.95	0.0039	1.0103	0.3669	1.0067
AlK	5.23	4.35	0.0246	0.9812	0.4749	1.0103
SiK	26.03	20.82	0.1461	1.0103	0.5541	1.0026
S K	3.83	2.68	0.0223	1.0031	0.5787	1.0041
ClK	2.17	1.37	0.0136	0.9583	0.6536	1.0047
K K	1.09	0.62	0.0085	0.9621	0.802	1.0106
CaK	0.78	0.44	0.0067	0.9851	0.853	1.0149
BaL	11.79	1.93	0.0972	0.7718	1.0623	1.0056
FeK	4.78	1.92	0.0413	0.9032	0.9554	1
Total	100	100				

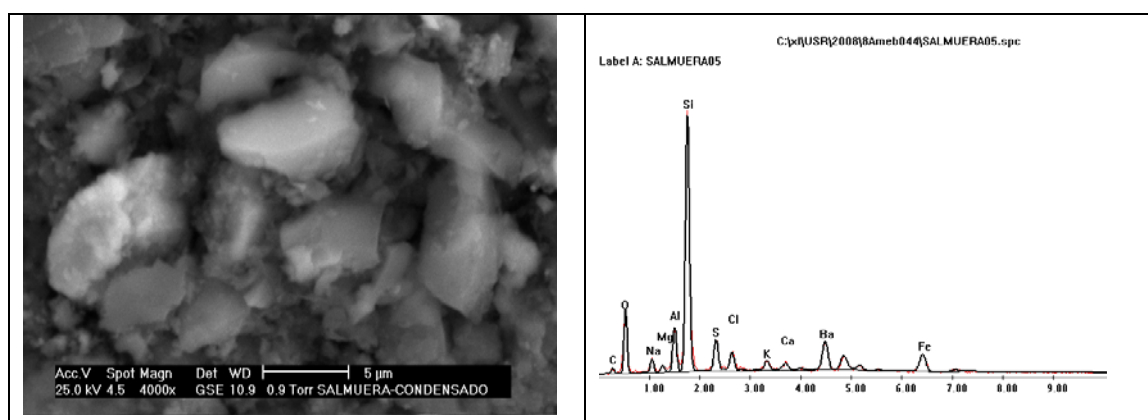


Fig. A.5 – Imagen 5 µm y espectro de dispersión de rayos X muestra 5.

Muestra 6 Núcleo 2 Pozo Saramako 1

Tabla A.6 – Composición mineral muestra 6.

Untitled:8

Acquisition Time:15:51:58

Date: 3-Jun-2008

kV:25.00

Tilt: 0.30

Take-off:35.95 Tc:10.0

Detector Type :UTW-Sapphire

Resolution :136.53

Lsec :132

EDAX ZAF Quantification

Standardless

Element Normalized

SEC Table : Default

Element	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
O K	37.97	55.84	0.1046	1.0495	0.2623	1.0005
NaK	1.86	1.91	0.0054	0.9842	0.2944	1.0044
MgK	1.23	1.19	0.0048	1.0095	0.3882	1.0084
AlK	12.25	10.68	0.0606	0.9803	0.4995	1.0101
SiK	27.66	23.16	0.1436	1.0094	0.5132	1.0019
S K	2.31	1.7	0.0127	1.0022	0.5462	1.0036
ClK	0.67	0.45	0.0041	0.9568	0.6352	1.0053
K K	4.18	2.51	0.0322	0.9607	0.7976	1.0071
BaL	9.73	1.67	0.079	0.7709	1.0506	1.0025
FeK	2.14	0.9	0.0185	0.9021	0.9577	1
Total	100	100				

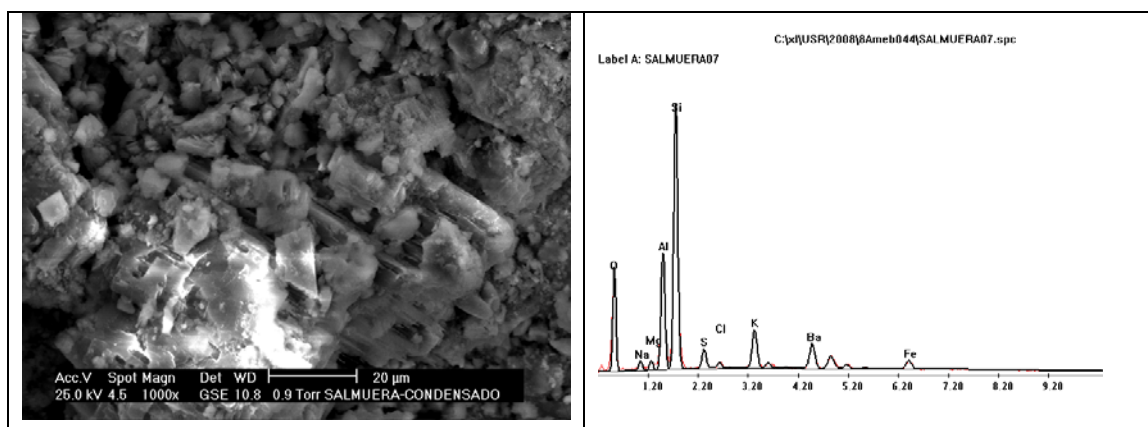


Fig. A.6 – Imagen 20 µm y espectro de dispersión de rayos X muestra 6.

Muestra 7 Núcleo 2 Pozo Saramako 1

Tabla A.7 – Composición mineral muestra 7.

Untitled:9

Acquisition Time:15:55:31

Date: 3-Jun-2008

kV:25.00

Tilt: 0.30

Take-off:35.95 Tc:10.0

Detector Type :UTW-Sapphire

Resolution :136.53

Lsec :55

EDAX ZAF Quantification

Standardless

Element Normalized

SEC Table : Default

Element	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
O K	37.6	55.82	0.1117	1.0531	0.2818	1.0005
NaK	1.24	1.28	0.0035	0.9875	0.2868	1.0044
MgK	1.32	1.29	0.0051	1.0129	0.3814	1.0083
AlK	16.43	14.46	0.0797	0.9837	0.4891	1.0082
SiK	24.17	20.44	0.1161	1.0129	0.4734	1.0017
S K	2.35	1.74	0.0128	1.0057	0.5414	1.0029
ClK	0.63	0.42	0.0038	0.9605	0.6306	1.0043
K K	1.98	1.2	0.0153	0.9644	0.7944	1.0084
BaL	10.83	1.87	0.0891	0.7737	1.0588	1.0041
FeK	3.46	1.47	0.03	0.9055	0.9572	1
Total	100	100				

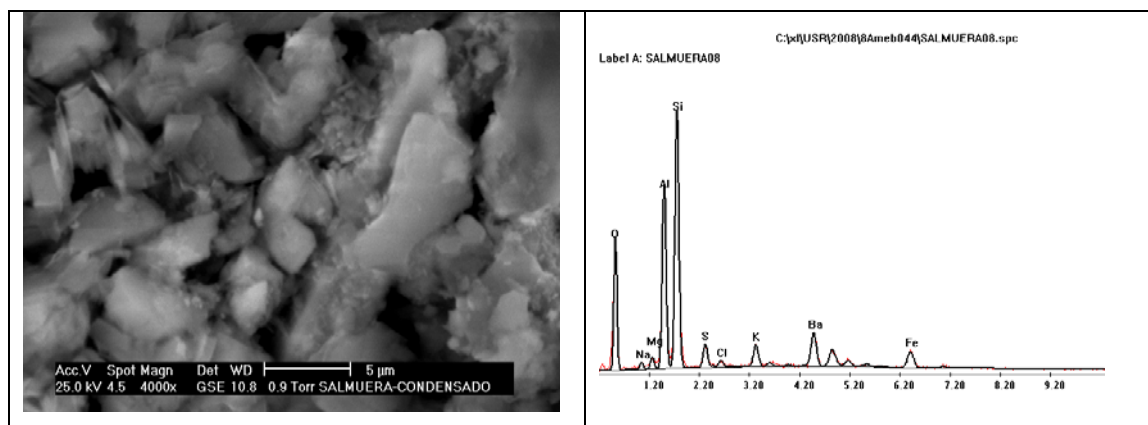


Fig. A.7 – Imagen 5 µm y espectro de dispersión de rayos X muestra 7.

Apéndice “B”

**Análisis Físico-Químico del Agua del
Campo Saramako.**

ANÁLISIS FÍSICO, QUÍMICO Y BACTERIOLÓGICO DEL AGUA, SARAMAKO

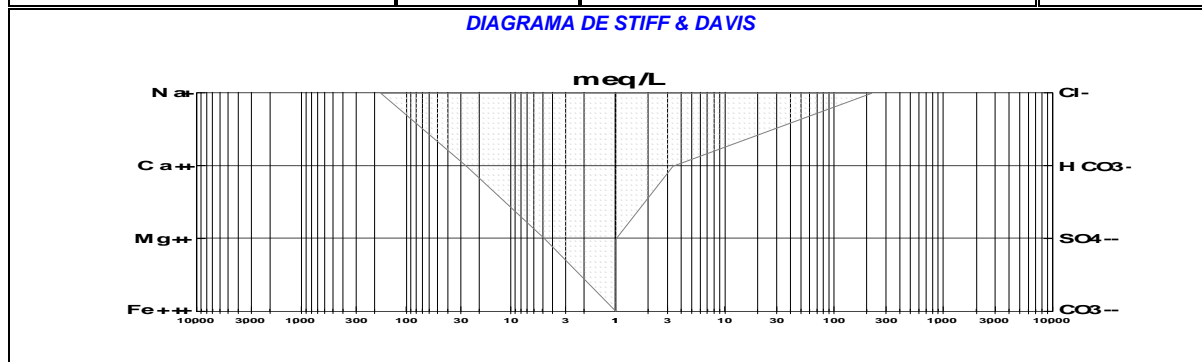
POZO: _____ INSTALACIÓN: SARAMAKO ACTIVO: _____
 PUNTO DE MUESTREO: _____ FECHA DE MUESTREO: 03-Ene-08 FECHA DE ANÁLISIS: 08-Feb-08

PROPIEDADES FÍSICAS			
TEMPERATURA.....	23.0 °C		GASES EN SOLUCIÓN
DENSIDAD.....	1.0090 g/cm ³ @ 23.0 °C		(mg/L)
pH.....	6.10 @ 23.0 °C		ÁCIDO SULFÚRICO (H ₂ S).....
CONDUCTIVIDAD.....	μS/cm, @ 23.0 °C		BIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....
URBIDEZ.....	42 FTU		OXÍGENO DISUELTO (O ₂).....
COLOR.....	PtCo		
OLOR.....			

PROPIEDADES QUÍMICAS					
CATIONES:	(mg/L)	(meq/L)	ANIONES:	(mg/L)	(meq/L)
SODIO (Na ⁺).....	4,394.85	191.172	CLORUROS (Cl ⁻).....	7,800.00	220.010
POTASIO (K ⁺).....	0.00	0.000	SULFATOS (SO ₄ ²⁻).....	5.00	0.104
CALCIO (Ca ²⁺).....	544.00	27.146	CARBONATOS (CO ₃ ²⁻).....	0.00	0.000
MAGNESIO (Mg ²⁺).....	58.34	4.800	BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻).....	207.40	3.399
HIERRO (Fe ²⁺).....	11.05	0.396	HIDRÓXIDOS (OH ⁻).....	0.00	0.000
MANGANESO (Mn ²⁺).....	0.00	0.000	NITRITOS (NO ₂ ⁻).....	0.00	0.000
BARIO (Ba ²⁺).....	0.00	0.000	NITRATOS (NO ₃ ⁻).....	0.00	0.000
ESTRONCIO (Sr ²⁺).....	0.00	0.000	FOSFATOS (PO ₄ ³⁻).....	0.00	0.000
TOTAL:	5,008.24	223.513	TOTAL:	8,012.40	223.513

SÓLIDOS DISUELTOS Y EN SUSPENSIÓN			
	(mg/L)		(mg/L)
SÓLIDOS TOTALES		DUREZA TOTAL como CaCO ₃	1,600.00
SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES (SDT).....	13,020.64	DUREZA DE CALCIO como CaCO ₃	1,360.00
SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN (SST).....		DUREZA DE MAGNESIO como CaCO ₃	240.00
GRASAS Y ACEITES.....		ALCALINIDAD A LA "F" como CaCO ₃	0.00
SILICE SOLUBLE (SiO ₂).....		ALCALINIDAD A LA "M" como CaCO ₃	170.00
ÓXIDO FERRICO (Fe ₂ O ₃).....		SALINIDAD como NaCl	12,857.80
ACIDEZ como CaCO ₃		INDICE DE ESTABILIDAD.....	-1.41921
		TENDENCIA	CORROSIVA

PROPIEDADES BACTERIOLÓGICAS			
	(Colonia/mL)		(Colonia/mL)
BACTERIAS MESOFÍLICAS AEROBIAS.....		BACTERIAS ANAEROBIAS TOTALES.....	
BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS.....			



Apéndice “C”

**Análisis Mineralógico Muestras
Núcleo 2 pozo Saramako 1.**

INFORME DE ENSAYO /SERVICIO

1. Se midieron los patrones de difracción de rayos X en el equipo:

1.1 Equipo: D8 Discover with Gadds

Radiación: Longitud de onda de Cu $K_{\alpha 1,2}$ 1.5418

Detector de área HI-STAR, Monocromador de haz primario Göbel mirror

1.1 Condiciones de medición

Sistema Bruker:

Proyecto:

Condiciones de barrido; 2 frames θ - 2θ =15-15, frame width=34, integración 2θ = 14 a 80

Tiempo de conteo por frame= 300 segundos

Tamaño de paso; 0.05 grados 2θ

Potencia; 40Kv, 40mA

Distancia del Detector: 15 cm.

Identificación de fases

Mediante el programa Eva

2. Resultados

2.1 Identificación de fases;

Tabla C.1 – Identificación de fases de muestras de roca Núcleo 2, pozo Saramako 1.

Muestra	Fase	Tarjeta	Observaciones
S1-98	Quartz low	65-466	Tamaño de cristal grande
	Alabite	41-1480	
S2-99	Quartz low	65-466	Tamaño de cristal grande
	Alabite	41-1480	
S3-100	Quartz low	65-466	Tamaño de cristal grande
	Alabite	41-1480	
	Calcium Oxalate	18-0297	
	Vaterite CaCO ₃	24-0030	
S4-101	Quartz low	65-466	Tamaño de cristal grande
	Alabite	41-1480	
S5-102	Quartz low	65-466	Tamaño de cristal grande
	Alabite	41-1480	
S6-107	Quartz low	65-466	Tamaño de cristal grande
	Alabite	41-1480	
S7-104	Quartz low	65-466	Tamaño de cristal grande
	Alabite	41-1480	
	Calcium Oxalate	18-0297	
	Vaterite CaCO ₃	24-0030	
AB	Quartz low	65-466	
CB	Calcite Ca(CO ₃)	83-1762	
	Kyanite Al ₂ SiO ₅ (Trazas)	74-1827	

Patrones de difracción con identificación.

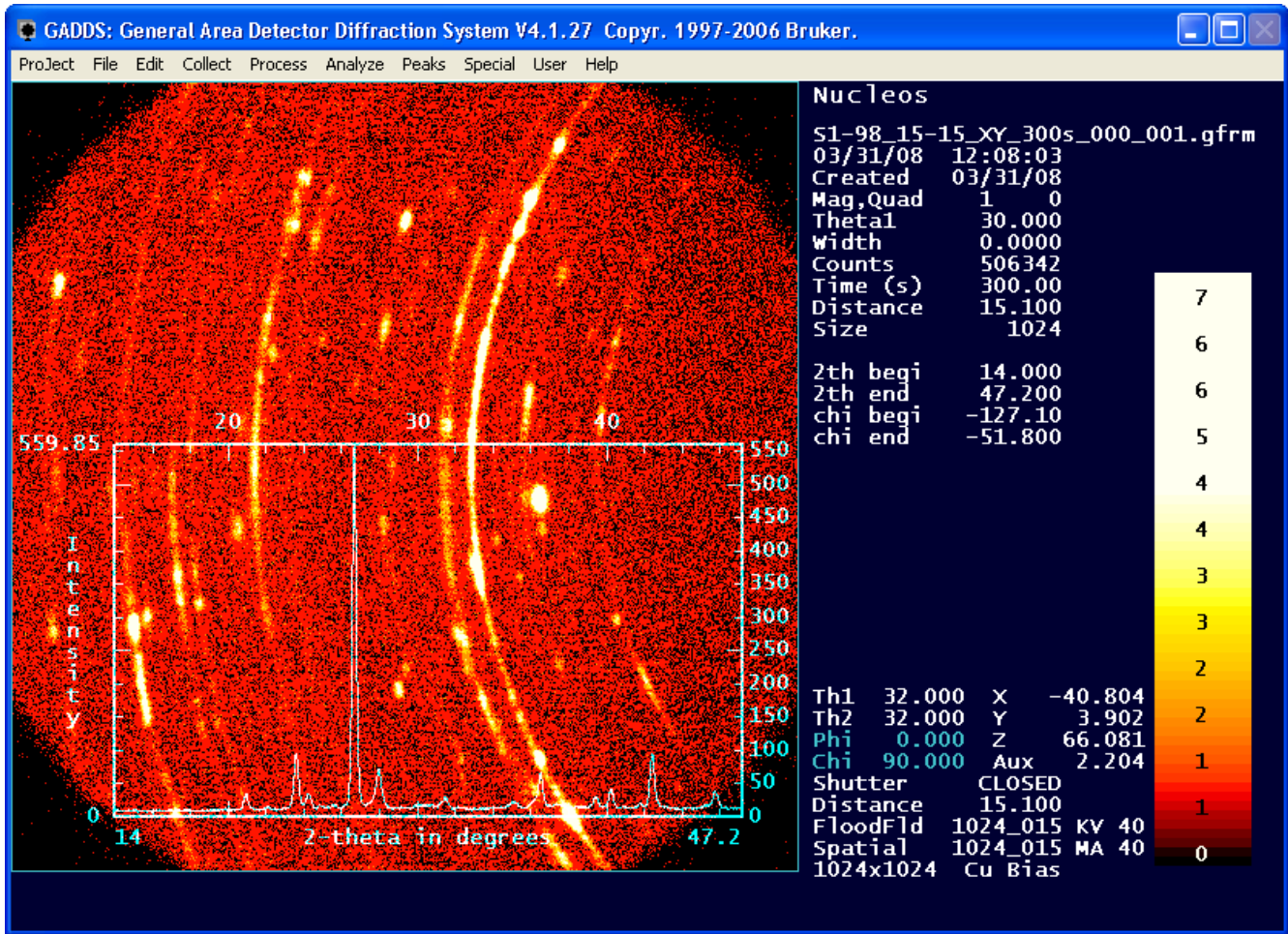


Fig. C.1 – Patrón de difracción de Rayos X, muestra S1-98.

S1-98_15-15_XY_300s [001]

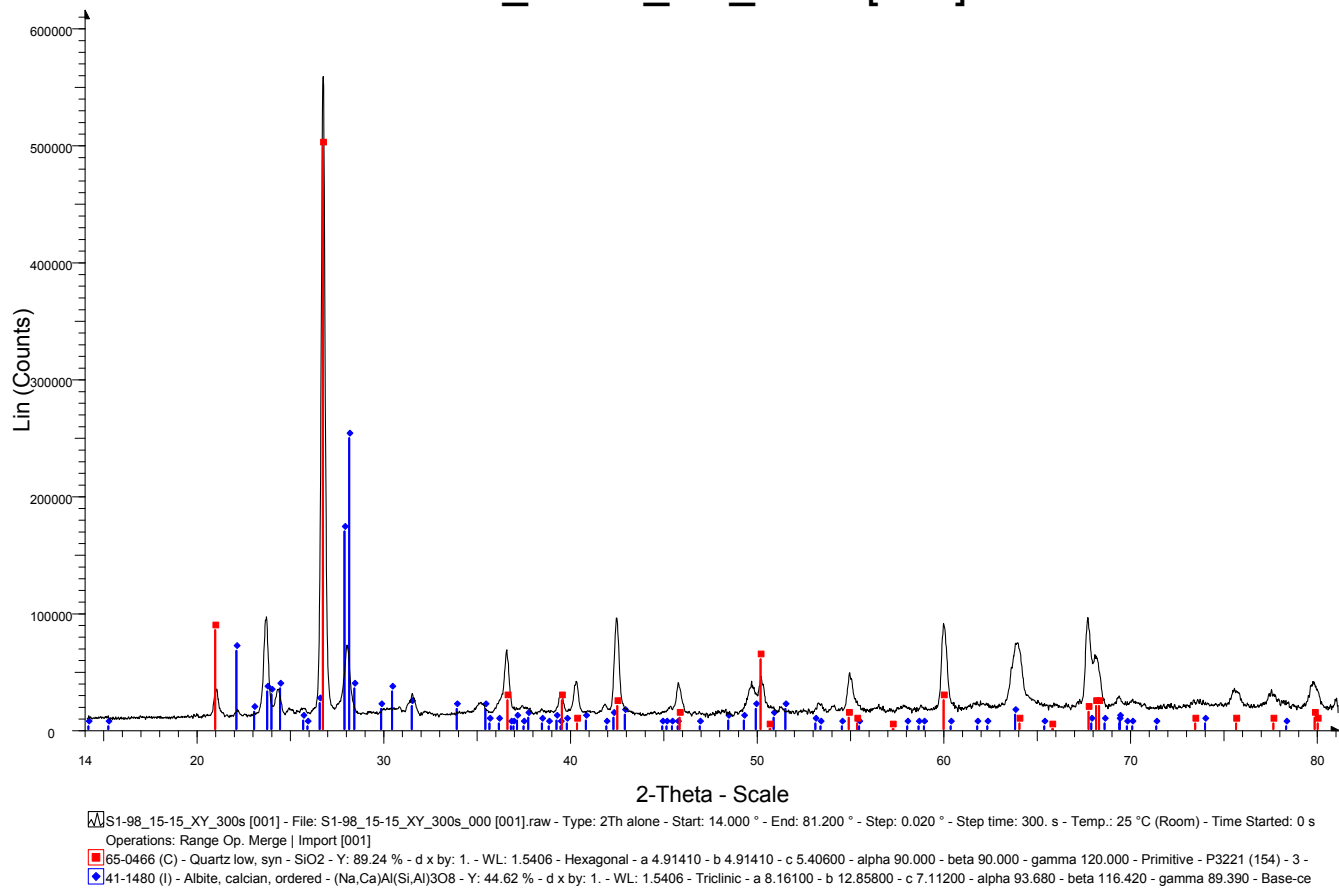
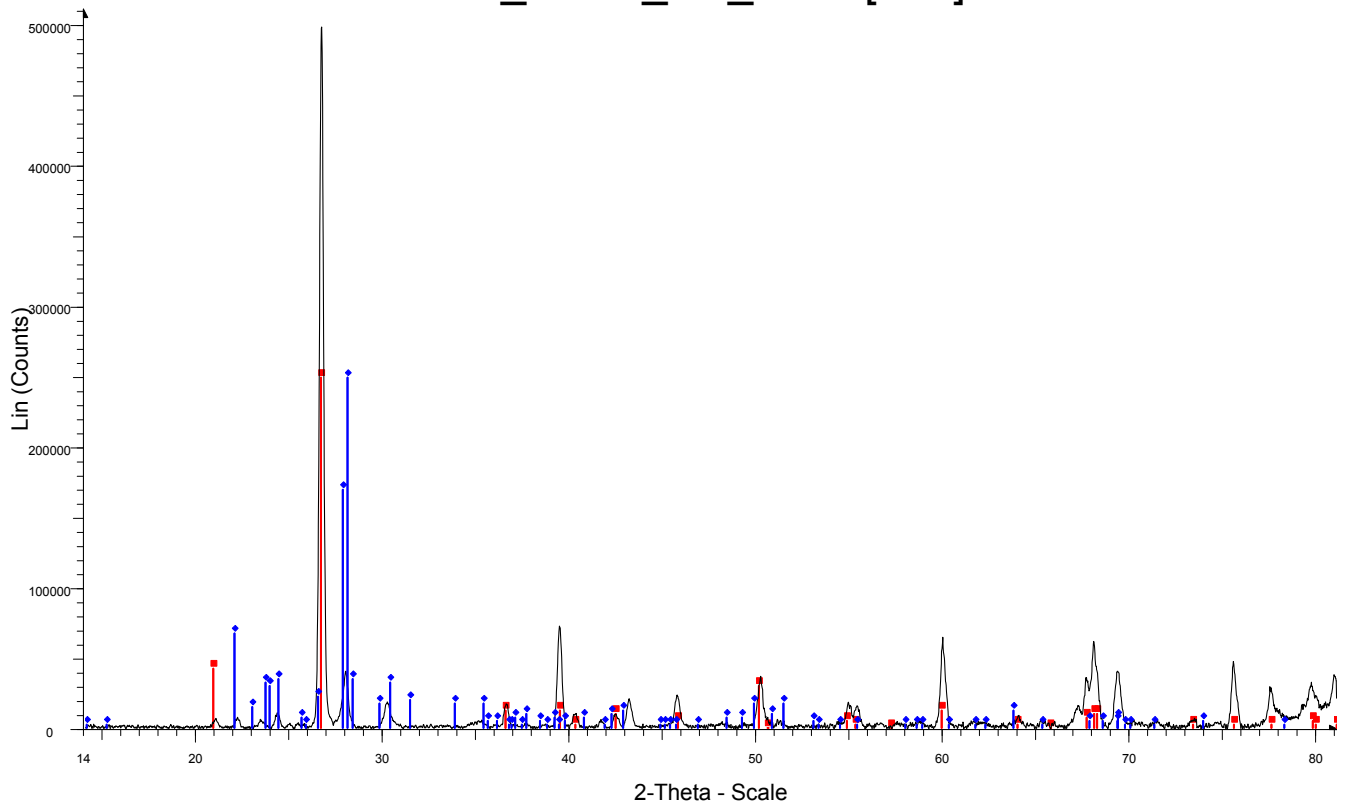


Fig. C.2 –Nivel de energía muestra S1-98.

S2-99_15-15_XY_300s [002]



S2-99_15-15_XY_300s [002] - File: S2-99_15-15_XY_300s_000 [002].raw - Type: 2Th alone - Start: 14.000 ° - End: 81.200 ° - Step: 0.020 ° - Step time: 300. s - Temp.: 25 °C (Room) - Time Started: 0 s
Operations: Background 8.128,1.000 | Range Op. Merge | Import [002]
65-0466 (C) - Quartz low, syn - SiO2 - Y: 50.00 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Hexagonal - a 4.91410 - b 4.91410 - c 5.40600 - alpha 90.000 - beta 90.000 - gamma 120.000 - Primitive - P3221 (154) - 3 -
41-1480 (I) - Albite, calcian, ordered - (Na,Ca)Al(Si,A)3O8 - Y: 50.00 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Triclinic - a 8.16100 - b 12.85800 - c 7.11200 - alpha 93.680 - beta 116.420 - gamma 89.390 - Base-ce

Fig. C.3 – Nivel de energía muestra S2-99.

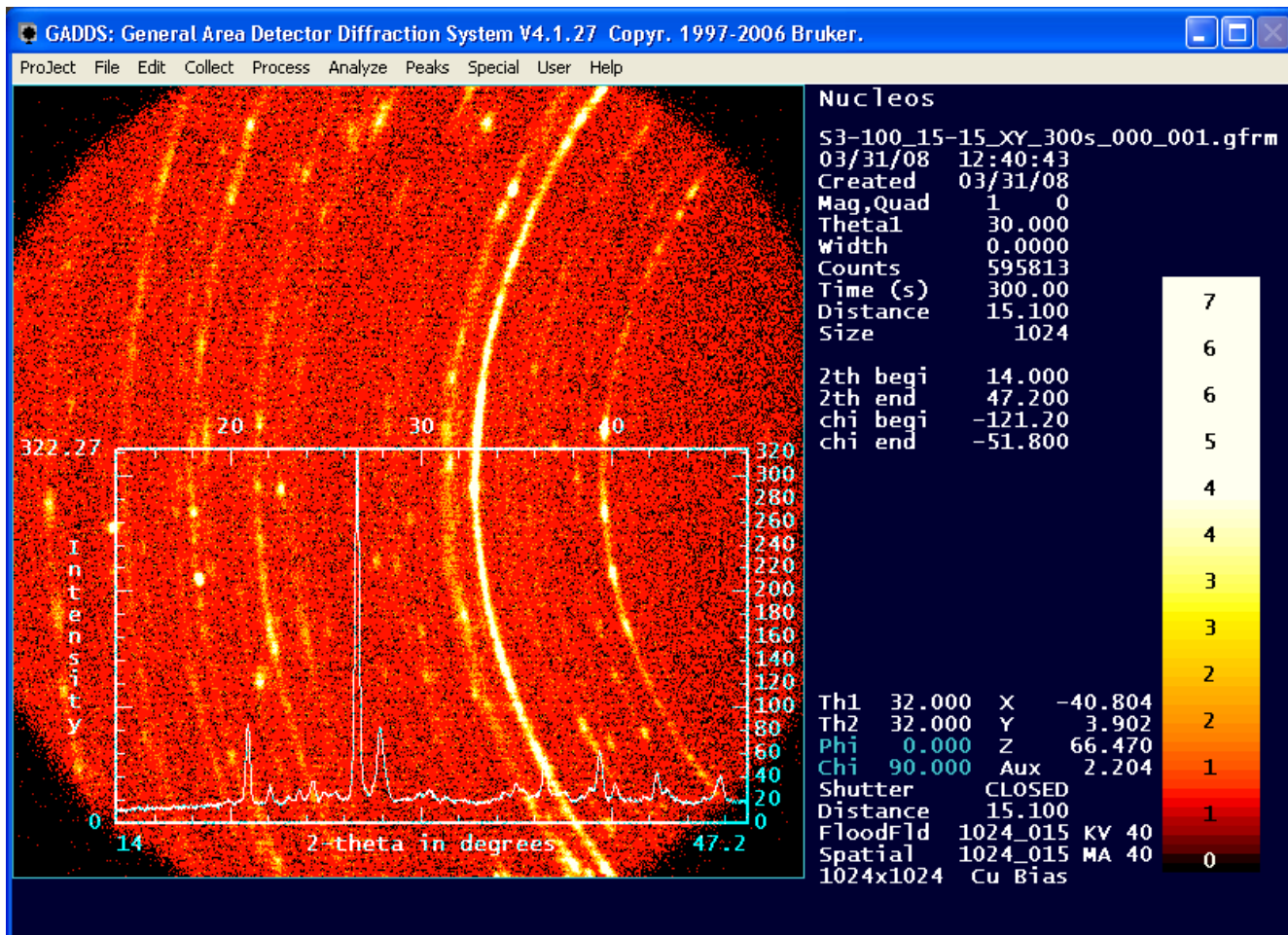


Fig. C.4 – Patrón de difracción de Rayos X, muestra S3-100.

S3-100_15-15_XY_300s

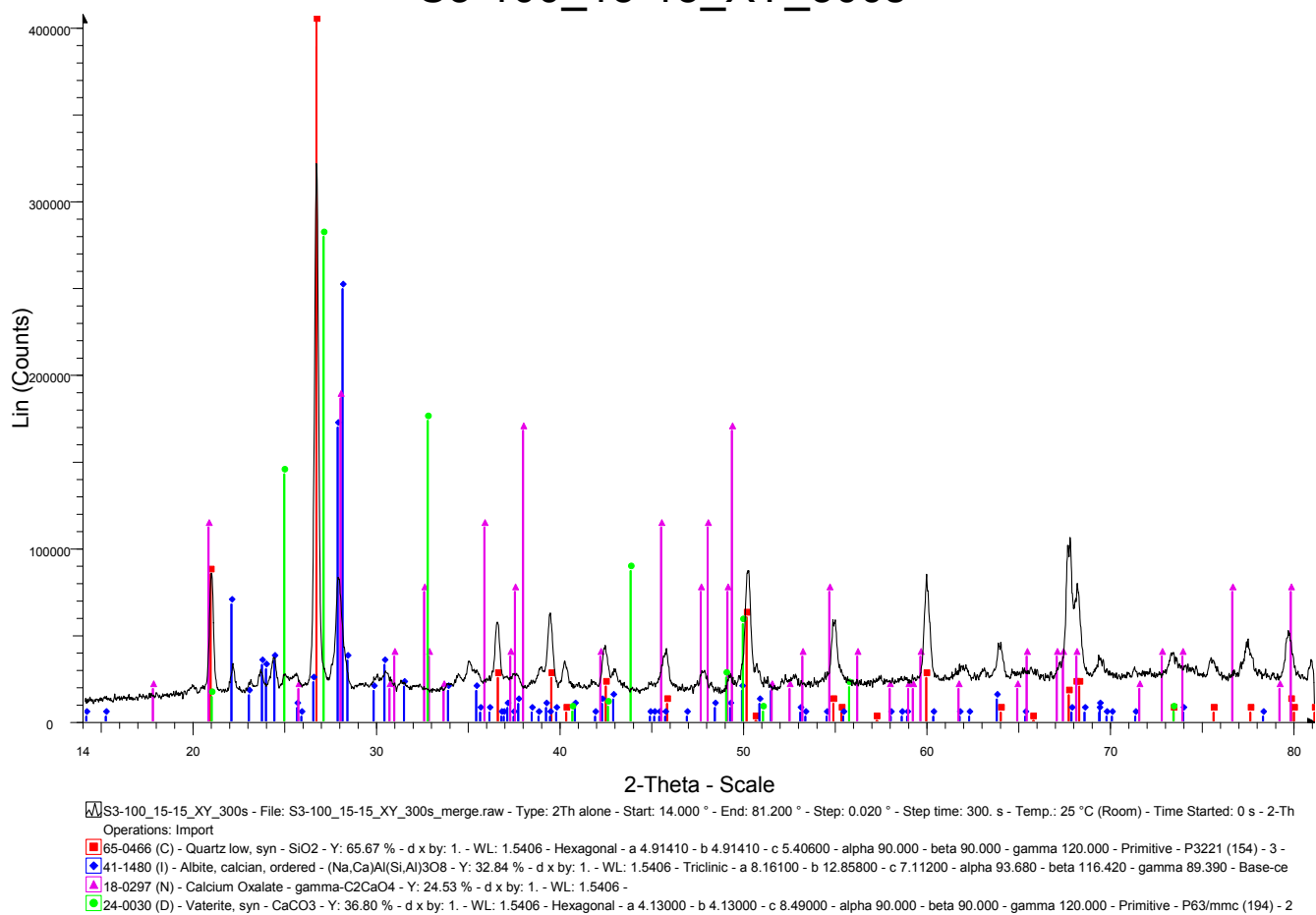


Fig. C.5 – Nivel de energía muestra S3-100.

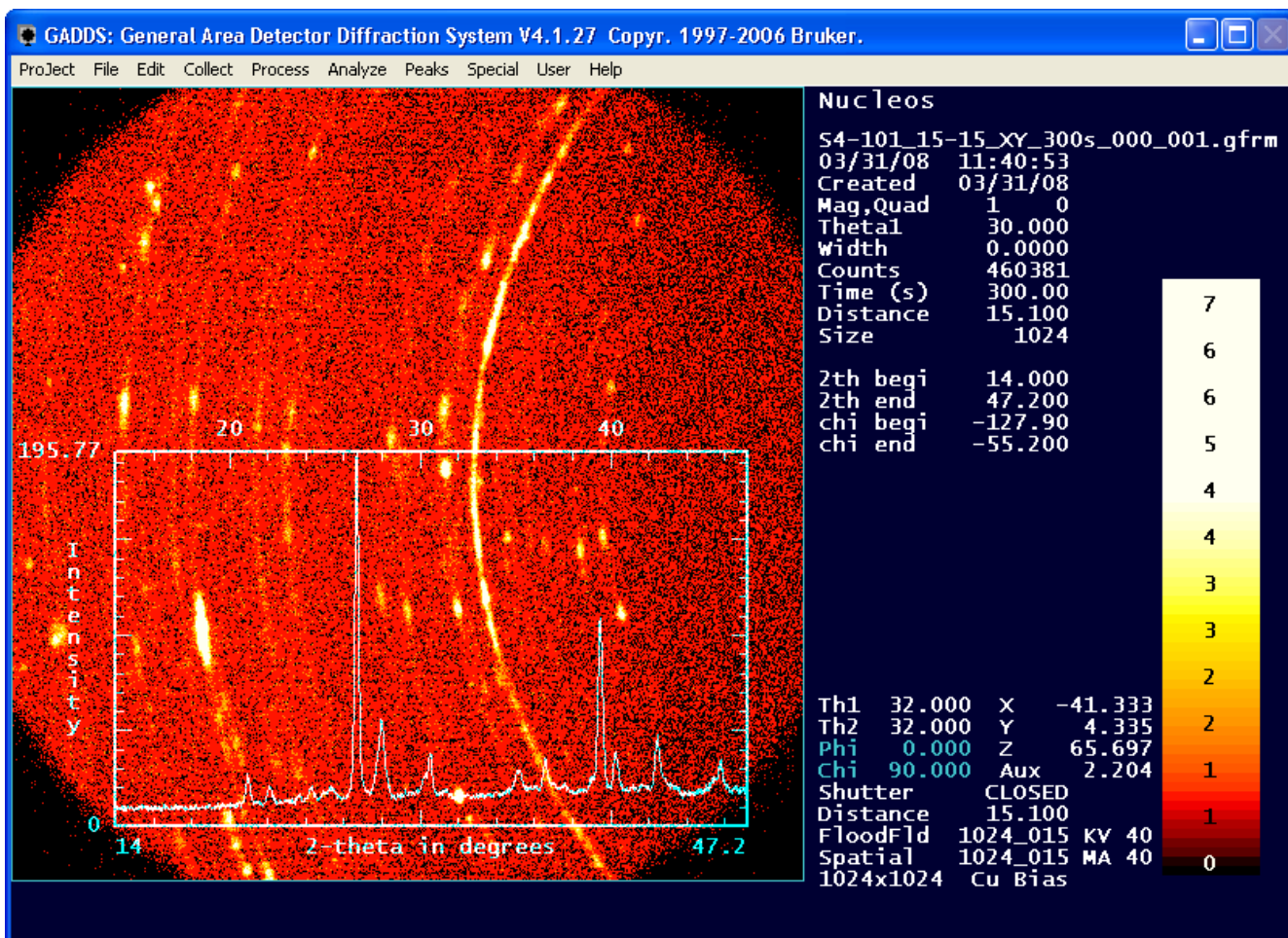
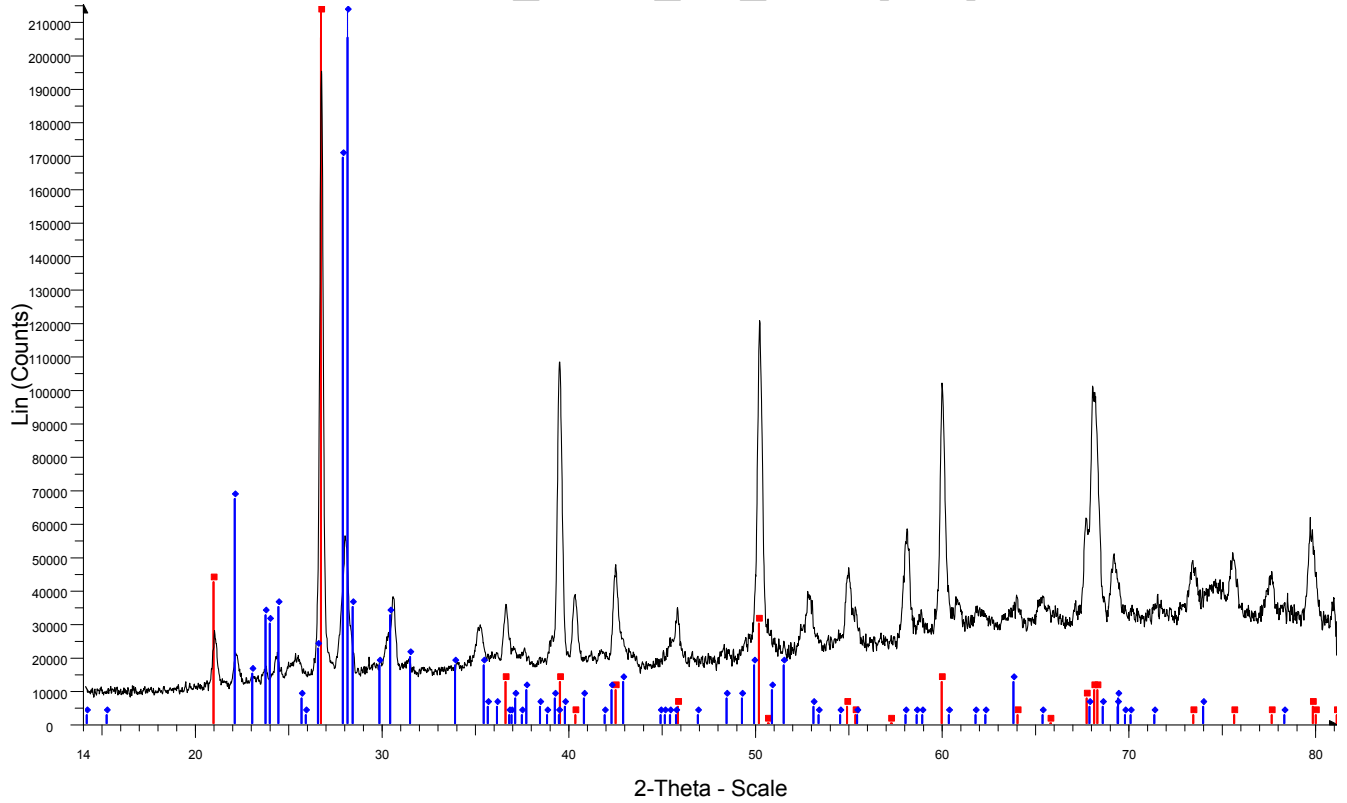


Fig. C.6 – Patrón de difracción de Rayos X, muestra S4-101.

S4-101_15-15_XY_300s [001]



S4-101_15-15_XY_300s [001] - File: S4-101_15-15_XY_300s_000 [001].raw - Type: 2Th alone - Start: 14.000 ° - End: 81.200 ° - Step: 0.020 ° - Step time: 300. s - Temp.: 25 °C (Room) - Time Started:
Operations: Range Op. Merge | Import [001]
65-0466 (C) - Quartz low, syn - SiO₂ - Y: 50.00 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Hexagonal - a 4.91410 - b 4.91410 - c 5.40600 - alpha 90.000 - beta 90.000 - gamma 120.000 - Primitive - P3221 (154) - 3 -
41-1480 (I) - Albite, calcian, ordered - (Na,Ca)Al(Si,Al)₃O₈ - Y: 50.00 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Triclinic - a 8.16100 - b 12.85800 - c 7.11200 - alpha 93.680 - beta 116.420 - gamma 89.390 - Base-ce

Fig. C.7 –Nivel de energía muestra S4-101.

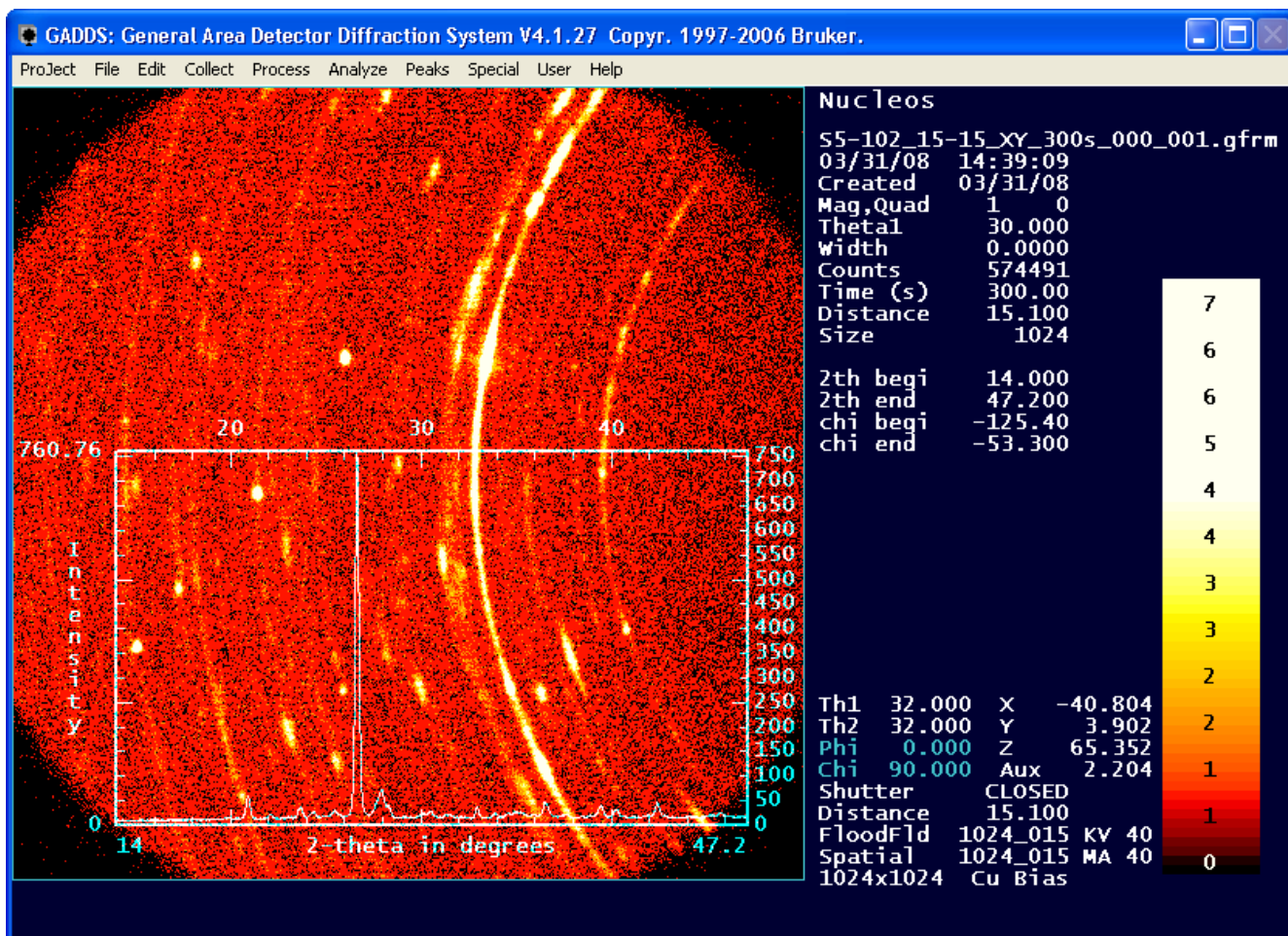


Fig. C.8 – Patrón de difracción de Rayos X, muestra S5-102.

S5-102_15-15_XY_300s [001]

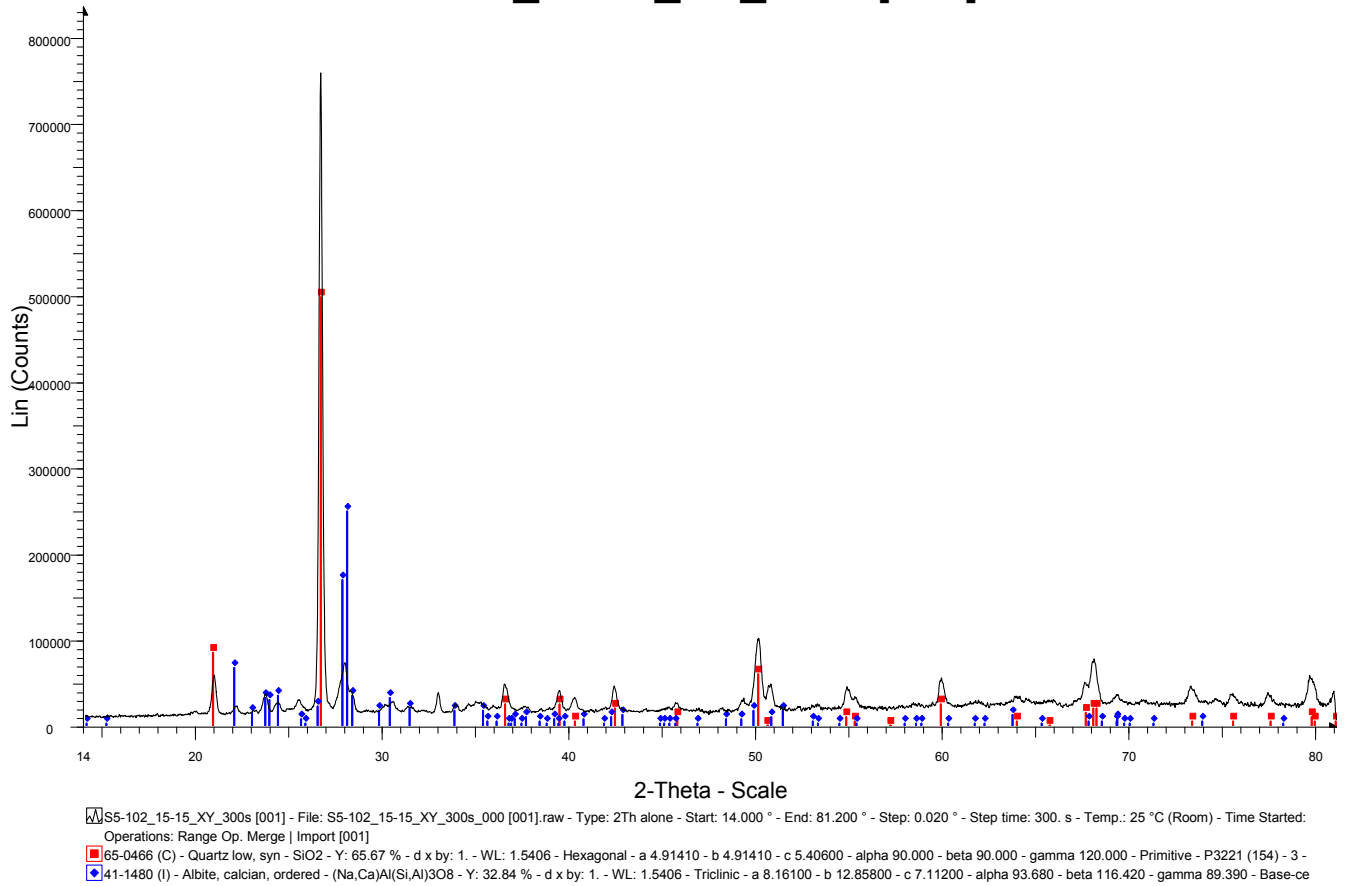


Fig. C.9 – Nivel de energía muestra S5-102.

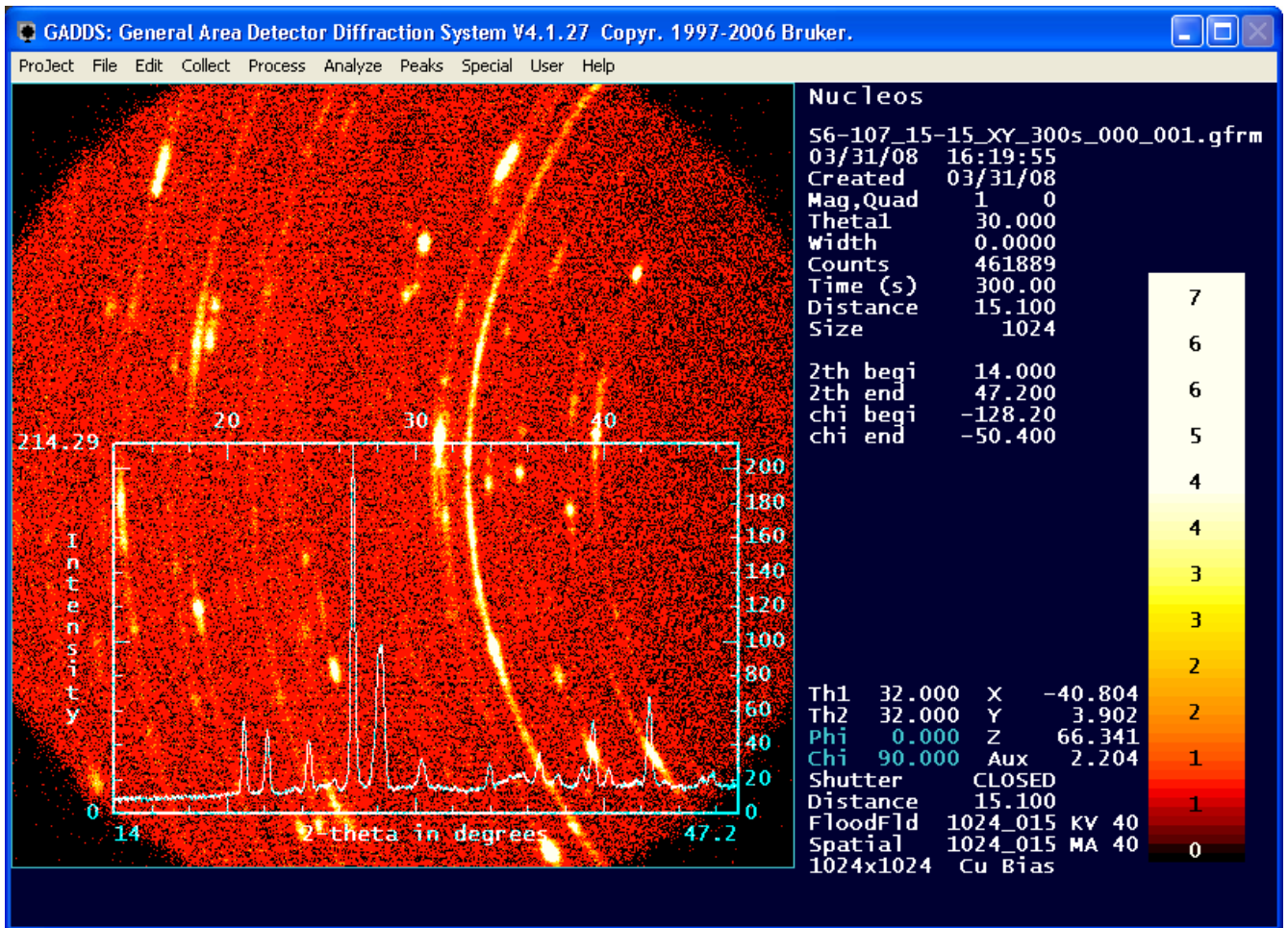
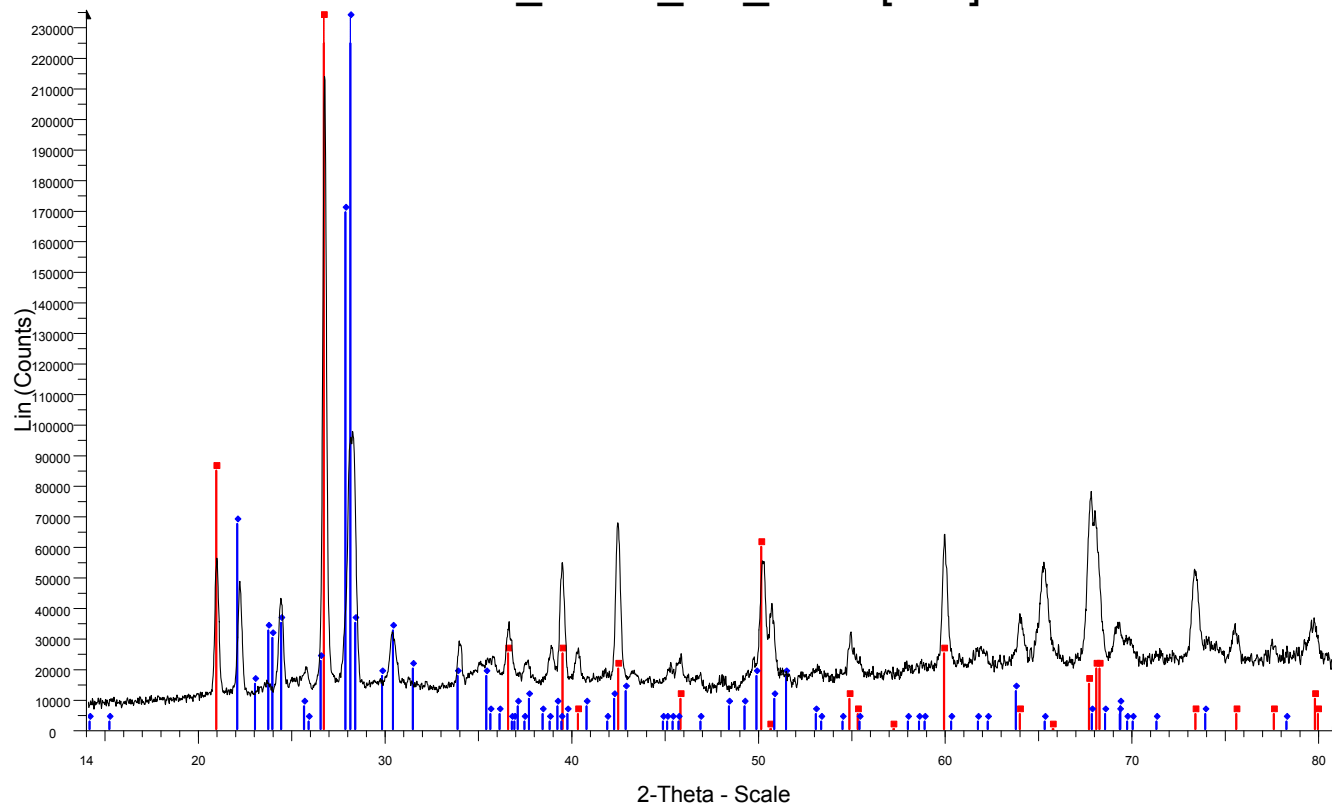


Fig. C.10 – Patrón de difracción de Rayos X, muestra S6-107.

S6-107_15-15_XY_300s [001]



S6-107_15-15_XY_300s [001] - File: S6-107_15-15_XY_300s_000 [001].raw - Type: 2Th alone - Start: 14.000 ° - End: 81.200 ° - Step: 0.020 ° - Step time: 300. s - Temp.: 25 °C (Room) - Time Started:
 Operations: Range Op. Merge | Import [001]
■ 65-0466 (C) - Quartz low, syn - SiO₂ - Y: 65.67 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Hexagonal - a 4.91410 - b 4.91410 - c 5.40600 - alpha 90.000 - beta 90.000 - gamma 120.000 - Primitive - P3221 (154) - 3 -
■ 41-1480 (I) - Albite, calcian, ordered - (Na,Ca)Al(Si,Al)₃O₈ - Y: 32.84 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Triclinic - a 8.16100 - b 12.85800 - c 7.11200 - alpha 93.680 - beta 116.420 - gamma 89.390 - Base-ce

Fig. C.11 – Nivel de energía muestra S6-107.

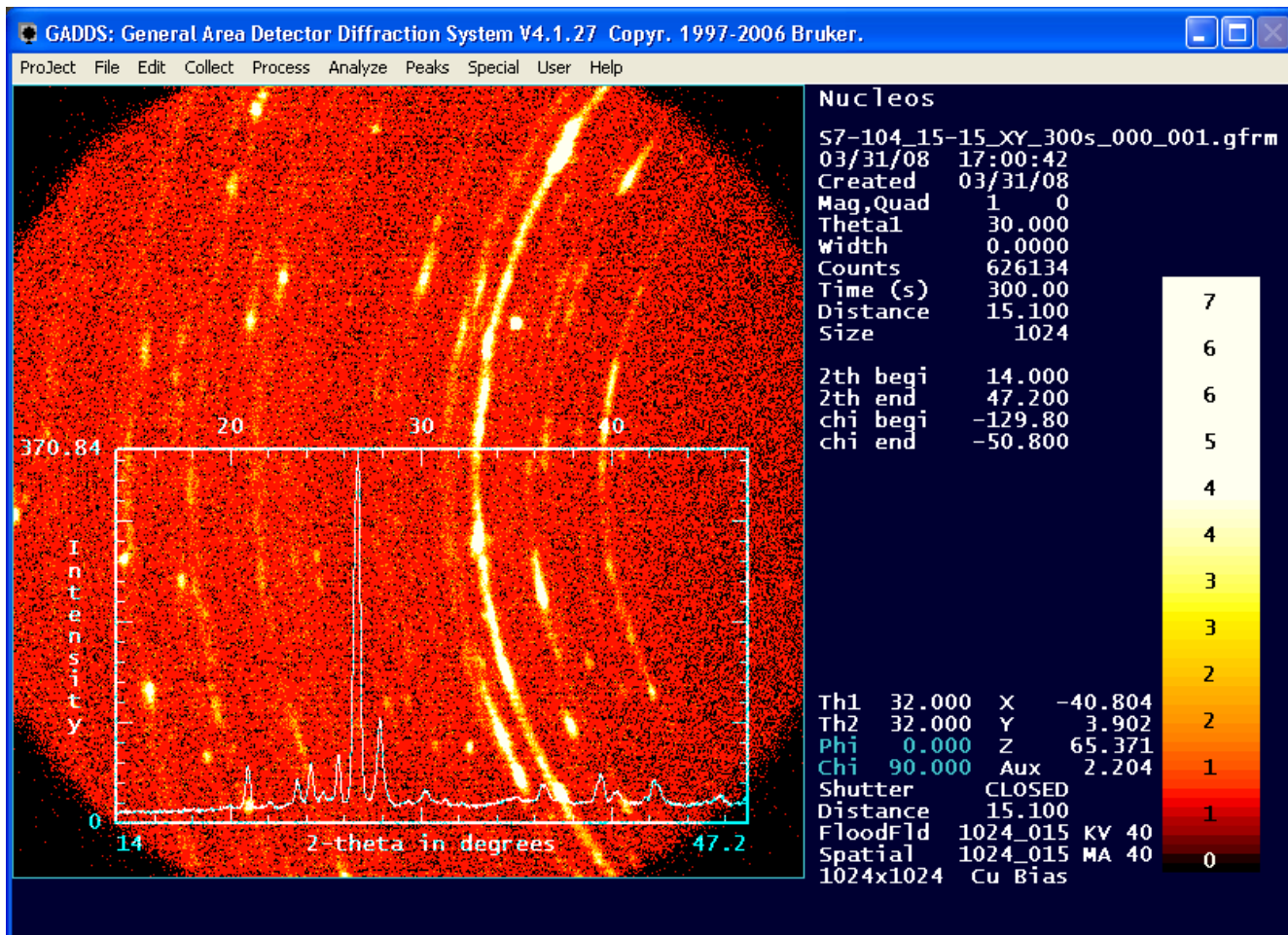
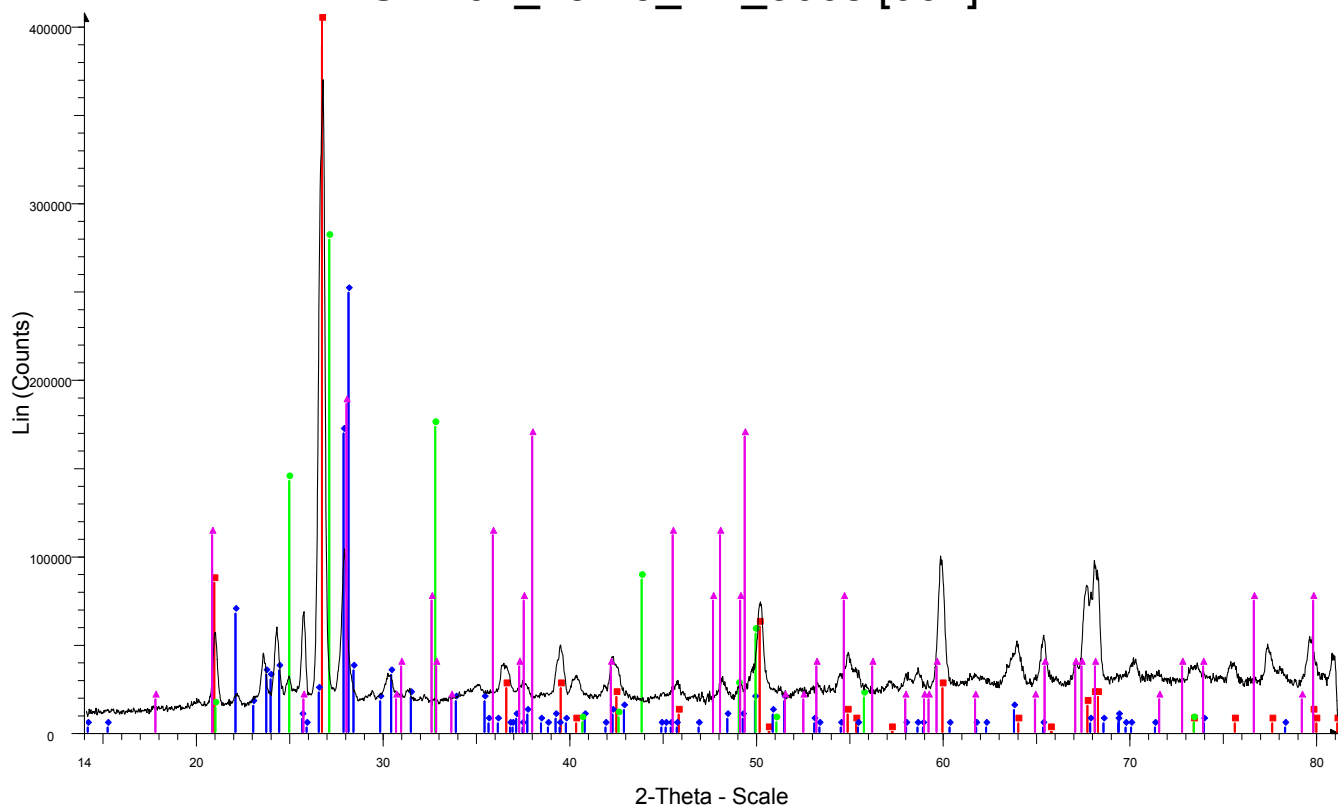


Fig. C.12 – Patrón de difracción de Rayos X, muestra S7-104.

S7-104_15-15_XY_300s [001]



S7-104_15-15_XY_300s [001] - File: S7-104_15-15_XY_300s_000 [001].raw - Type: 2Th alone - Start: 14.000 ° - End: 81.200 ° - Step: 0.020 ° - Step time: 300. s - Temp.: 25 °C (Room) - Time Started:
 Operations: Range Op. Merge | Import [001]

- 65-0466 (C) - Quartz low, syn - SiO₂ - Y: 65.67 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Hexagonal - a 4.91410 - b 4.91410 - c 5.40600 - alpha 90.000 - beta 90.000 - gamma 120.000 - Primitive - P3221 (154) - 3 -
- ◆ 41-1480 (I) - Albite, calcian, ordered - (Na,Ca)Al(Si₃Al)3O₈ - Y: 32.84 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Triclinic - a 8.16100 - b 12.85800 - c 7.11200 - alpha 93.680 - beta 116.420 - gamma 89.390 - Base-ce
- ▲ 18-0297 (N) - Calcium Oxalate - gamma-C₂CaO₄ - Y: 24.53 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 -
- 24-0030 (D) - Vaterite, syn - CaCO₃ - Y: 36.80 % - d x by: 1. - WL: 1.5406 - Hexagonal - a 4.13000 - b 4.13000 - c 8.49000 - alpha 90.000 - beta 90.000 - gamma 120.000 - Primitive - P63/mmc (194) - 2

Fig. C.13 – Nivel de energía muestra S7-104.

AB

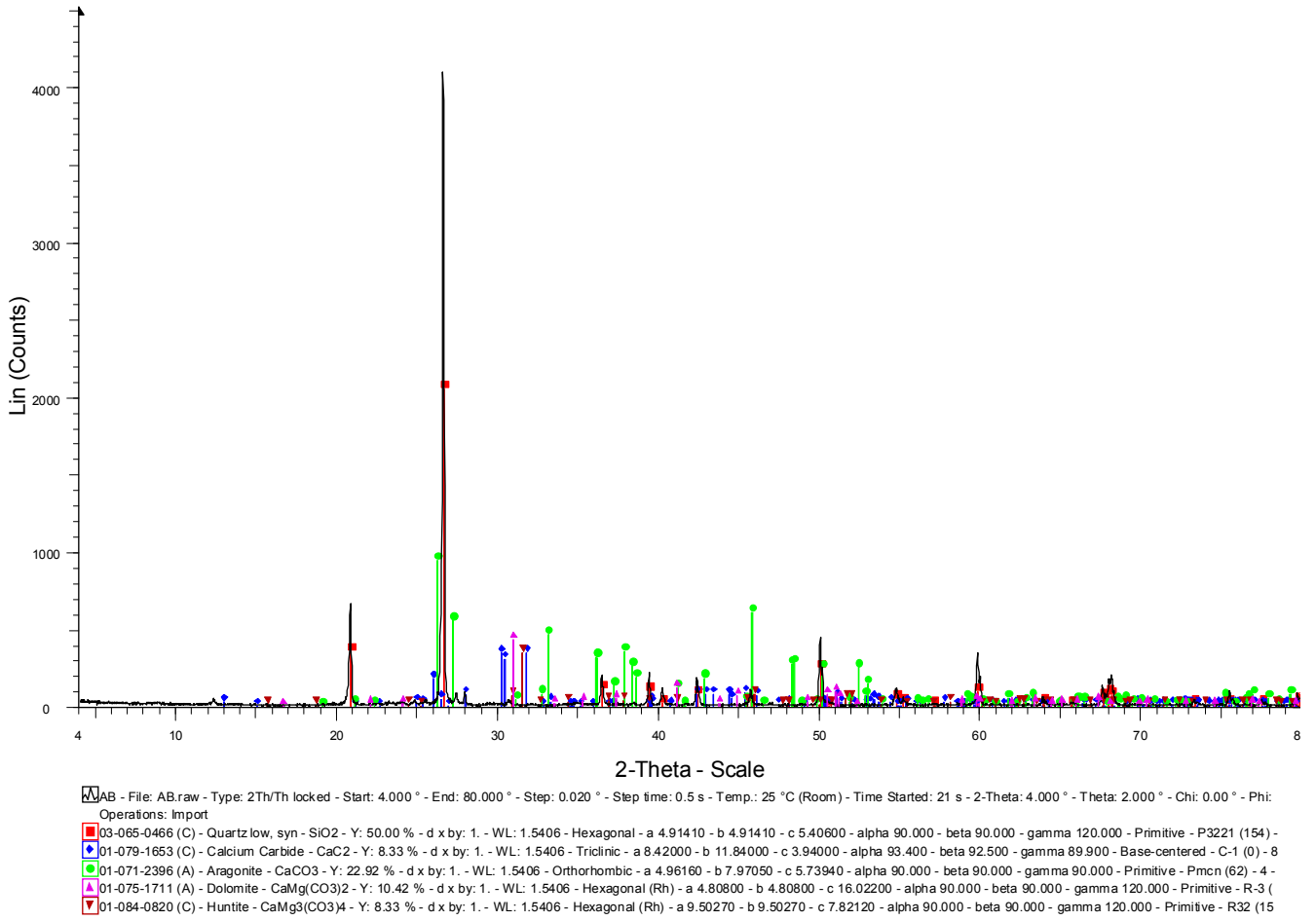


Fig. C.14 –Nivel de energía muestra AB.

CB

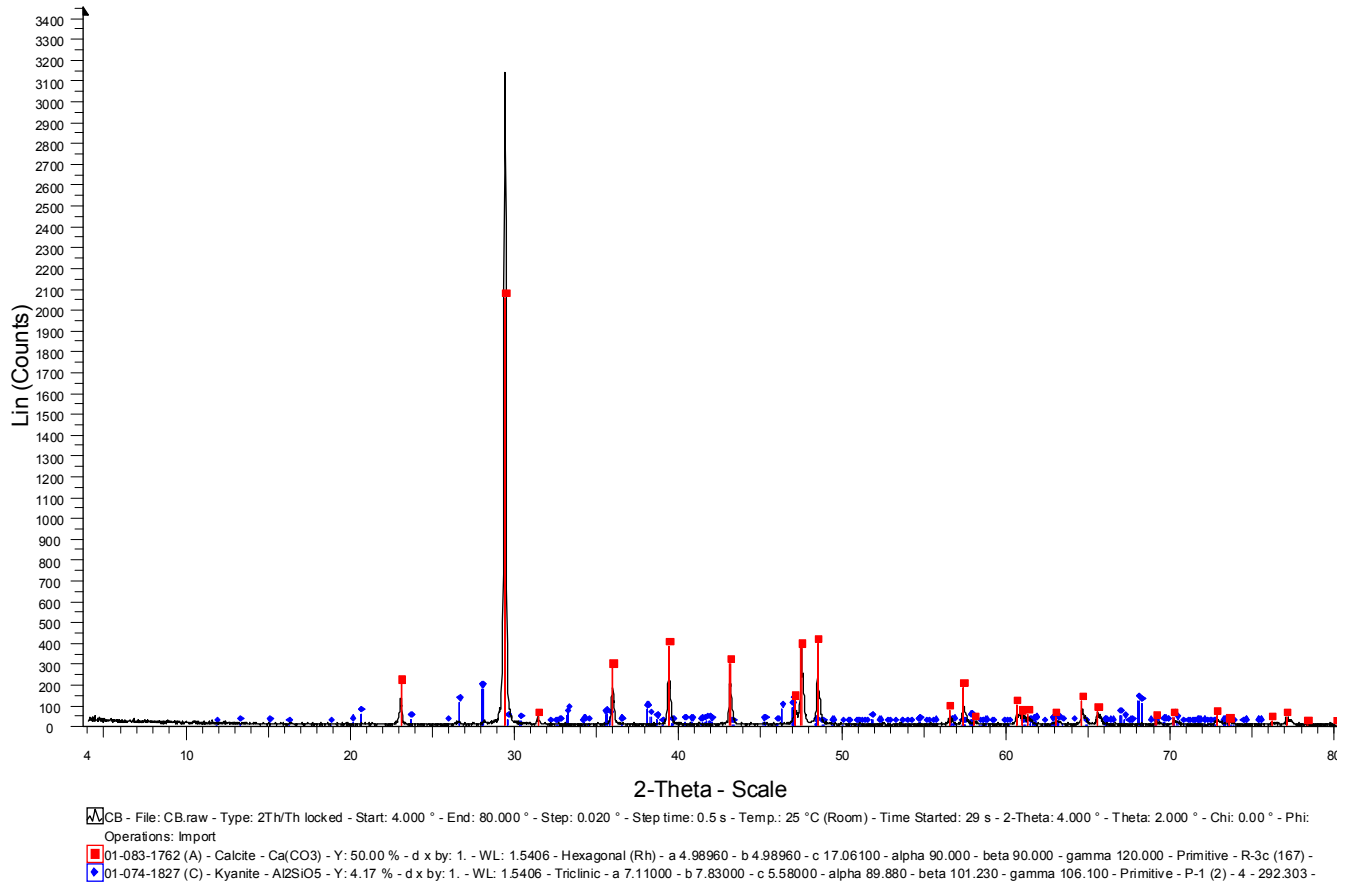


Fig. C.15 – Nivel de energía muestra CB.

Apéndice “D”

Procedimiento prueba de desplazamiento en tapones desarrollado por el fabricante del producto químico “A”.

**PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN TAPONES (VERTICAL)
DE 1.5 PG DE DIÁMETRO.**

1. Ajustar BPR a 1400 psi.
2. Ajustar medidor volumétrico de líquidos para contabilizar volumen desplazado.
3. Cargar balas con Salmuera (170 ml), Producto Químico (300 ml), Condensado (400 ml) y Metano (1500 psia). Colocarlas dentro del horno.
4. Colocar dentro del horno permeámetro con tapón en sentido vertical. Hacer vacío durante 1 hr.
5. Calentar horno hasta 116 °C
6. Saturar tapón 100 % inyectando salmuera @ 60 cm³/hr hasta alcanzar régimen permanente. Medir k_{abs} .
7. Inyectar metano @ 1000 250 y 100 cm³/hr hasta alcanzar régimen permanente. Medir k_g .
8. Inyectar 100 ml de condensado @ 100 cm³/hr, asegurándose de alcanzar régimen permanente. Medir k_c .
9. Inyectar 300 ml de Producto Químico @ 100 cm³/hr. Dejar reposar 12 hrs.
10. Inyectar 300 ml de condensado @ 100 cm³/hr, asegurándose de alcanzar régimen permanente. Medir k_c estimulado.

Apéndice “E”

**Procedimiento prueba de
desplazamiento en tapones
desarrollado en el Instituto Mexicano
del Petróleo.**

**PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN TAPONES (HORIZONTAL)
DE 1.5 PG DE DIÁMETRO.**

1. Ajustar BPR a 1400 psi.
2. Ajustar medidor volumétrico de líquidos para contabilizar volumen desplazado.
3. Cargar balas con Salmuera (170 ml), Producto Químico (300 ml), Condensado (400 ml) y Metano (1500 psia). Colocarlas dentro del horno.
4. Colocar dentro del horno permeámetro con tapón en sentido horizontal. Hacer vacío durante 1 hr.
5. Calentar horno hasta 116 °C
6. Saturar tapón 100 % inyectando salmuera @ 60 cm³/hr hasta alcanzar régimen permanente. Medir k_{abs} .
7. Inyectar metano @ 1000 cm³/hr hasta alcanzar régimen permanente. Medir k_g base.
8. Inyectar 41 cm³ de salmuera (4 volúmenes porosos) y medir k_w en régimen permanente.
9. Inyectar 100 ml de condensado @ 100 cm³/hr, asegurándose de alcanzar régimen permanente. Medir k_c .
10. Inyectar 300 ml de Producto Químico @ 100 cm³/hr. Dejar reposar 12 hrs.
11. Inyectar 300 ml de condensado @ 100 cm³/hr, asegurándose de alcanzar régimen permanente. Medir k_c estimulado.
12. Inyectar metano @ 1000 cm³/hr hasta alcanzar régimen permanente en cada uno de los gastos. Medir k_g estimulado.

Apéndice “F”

**Relación entre la Ley de Darcy y la
Ley de Hagen-Poiseuille.**

RELACIÓN ENTRE LA LEY DE DARCY Y LA LEY DE HAGEN-POISEVILLE.

La ley de Hagen-Poiseuille¹⁶ establece la relación que existe entre la velocidad volumétrica de flujo y las fuerzas que originan dicho flujo (fuerzas relacionadas con la caída de presión y la aceleración gravitacional). Para flujo horizontal está representada por la ecuación 1.

$$Q = \frac{\pi(p_1 - p_2)R^4}{8\mu L} \quad (F.1)$$

donde:

Q	Gasto volumétrico de flujo, L^3t^{-1} .
p_1	Presión a la entrada del ducto, c
p_2	Presión a la salida del ducto, $ML^{-1}t^{-2}$.
R	Radio del ducto, L.
μ	Viscosidad del líquido, $ML^{-1}t^{-1}$.
L	Longitud del ducto, L.

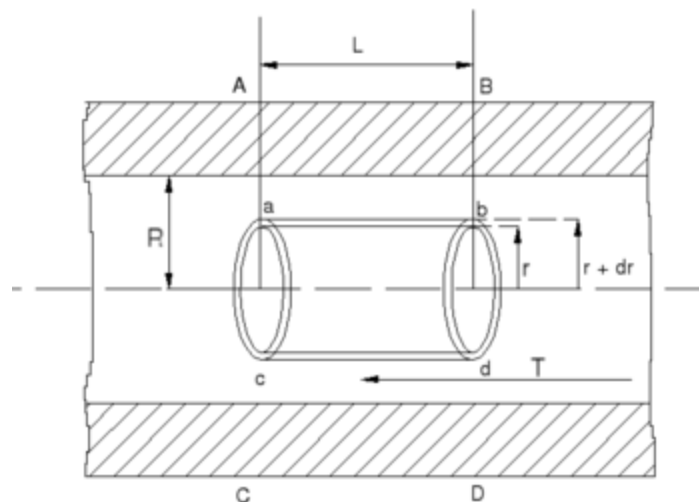


Fig. F.1- Envoltura cilíndrica de un fluido sobre el que se aplica balance de cantidad de movimiento para obtener la fórmula de Hagen-Poiseuille.

Las suposiciones que están implícitas en la Ley de Hagen-Poiseuille son:

- a. Flujo laminar.
- b. La densidad del fluido es constante.
- c. Flujo en estado estacionario.
- d. El fluido es newtoniano.
- e. Efectos finales despreciables
- f. No hay deslizamiento del fluido en la pared.
- g. El fluido se comporta como un medio continuo.

Entonces, para un ducto i :

$$Q_i = \frac{\pi(p_1 - p_2)R_i^4}{8\mu L} \quad (\text{F.2})$$

donde:

Q_i Gasto volumétrico de flujo en el ducto i , L^3/t .

R_i Radio del ducto i , L.

Para un conjunto de n ductos del mismo radio:

$$Q_T = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (\text{F.3})$$

Q_T Gasto volumétrico total en el conjunto de n ductos del mismo radio, L^3t^{-1} .

La velocidad media del fluido dentro del ducto está dada por la ecuación 4.

$$\langle v \rangle = \frac{(p_1 - p_2)R_i^2}{8\mu L} \quad (\text{F.4})$$

Para un medio poroso (ecuación de Darcy), la velocidad media del fluido se obtiene con la ecuación 5.

$$\langle v \rangle = \frac{k(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (\text{F.5})$$

donde:

$\langle v \rangle$	Velocidad media, L/t.
k	Permeabilidad absoluta del medio poroso, L^2 .
p_1	Presión a la entrada del medio poroso, $ML^{-1}t^{-2}$.
p_2	Presión a la salida del medio poroso, $ML^{-1}t^{-2}$.
μ	Viscosidad del líquido, $ML^{-1}t^{-1}$.
L	Longitud del ducto, L.

Por analogía entre las ecuaciones 4 y 5:

$$k = \frac{R_i^2}{8} \quad (\text{F.6})$$

Considerando una permeabilidad absoluta promedio para el medio poroso de 50 md (ver figura F.2).

$$k_{abs} = 50(md) = 4.934515 \times 10^{-10} (cm^2)$$

Entonces, a partir de la ecuación 6:

$$R_i = 6.28306613 \times 10^{-5} (cm)$$

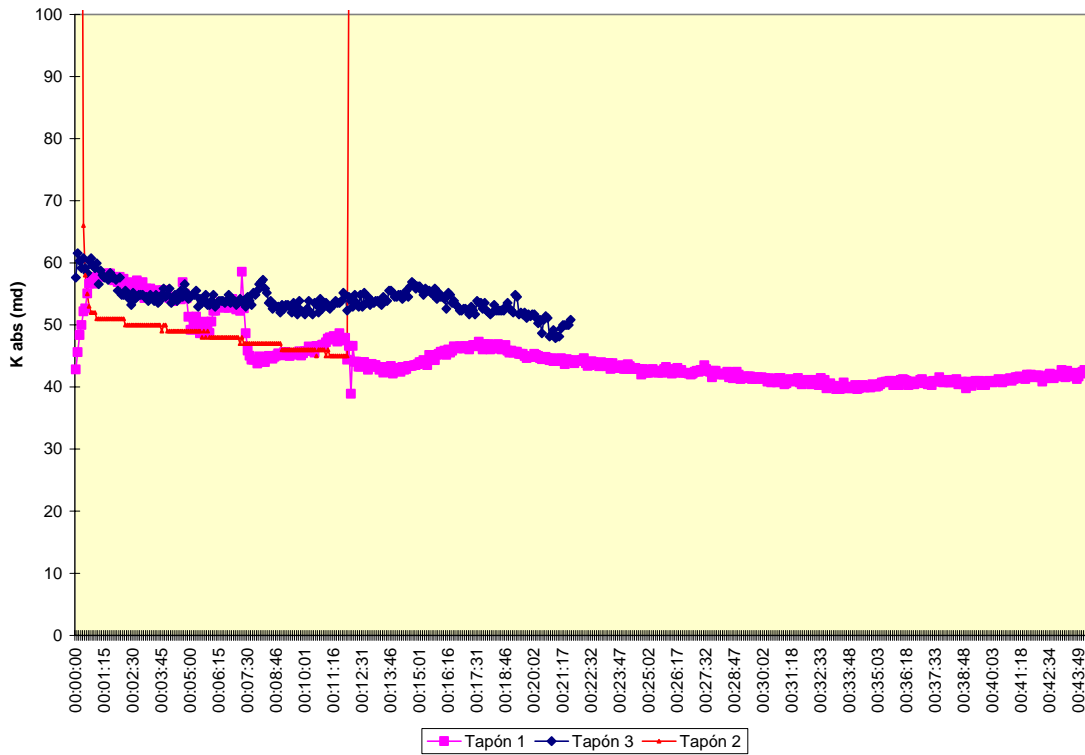


Fig. F.2 – Permeabilidades absolutas de los tapones 1, 2 y 3 empleados en los experimentos.

I. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS (N_{RE}) PARA FLUJO DE GAS Y LÍQUIDO.

El N_{RE} está determinado por la siguiente ecuación:

$$N_{RE} = \frac{1488 \rho v d'}{\mu}, \quad (F.7)$$

Donde:

- ρ Densidad del fluido, lb_m/pe^3 .
- v Velocidad de flujo del fluido, pie/seg .
- d' Diámetro del ducto, pie .
- μ Viscosidad del fluido, cp .

Los tapones que se emplearon fueron de 1.5 μg de diámetro, lo que equivale a un área perpendicular al flujo de 11.4 cm^2 .

Ya que la porosidad promedio de los tapones es de 0.165, entonces el área efectiva al flujo es:

$$A_{EF} = A \times \phi = 11.4 \times 0.165 = 1.88119 \text{ cm}^2.$$

1. FLUJO DE GAS.

Para obtener la k_g se emplearon tres diferentes gastos, 100, 250 y 1000 cm^3/hr , todos a condiciones de 1534.7 psia y 240.8 °F.

La velocidad microscópica promedio $\langle v \rangle$ en los tapones de 1.5 μg de diámetro es:

$$\langle v \rangle = \frac{q}{A_{EF}} \quad (\text{F.8})$$

El gas utilizado en los experimentos fue metano. A continuación se calculará N_{RE} con la siguiente información:

$$\rho_g = 3.47897 \text{ lb}_m/\text{pie}^3 \text{ (a condiciones de 1534.7 psia y 240.8 °F)}$$

$$\mu_g = 0.016289 \text{ cp (a condiciones de 1534.7 psia y 240.8 °F).}$$

$$d' = 2 \times R_i = 2 \times 6.2806613 \times 10^{-5} \text{ cm} = 0.000004 \text{ pie}$$

Tabla F.1 – Número de Reynolds para diferentes gastos de gas.

q_g (cm^3/hr)	$\langle v \rangle$ (cm/hr)	$\langle v \rangle$ (pie/seg)	N_{RE}
100	53.15784158	0.000484451	6.16E-04
250	132.8946039	0.001211128	1.54E-03
1000	531.5784158	0.00484451	6.16E-03

Para todos los casos se obtuvieron $N_{RE} < 1$ lo cual es característico de flujo laminar.

2. FLUJO DE LÍQUIDO.

Para determinar la k_{abs} se empleó salmuera de formación, la cual se inyectó a un gasto de $60 \text{ cm}^3/\text{hr}$.

La velocidad promedio de inyección de salmuera se calcula con la ecuación 8:

$$\langle v \rangle = \frac{q}{A_{EF}} = \frac{60 \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{hr}} \right)}{1.8819 \left(\text{cm}^2 \right)} = 31.88 \left(\frac{\text{cm}}{\text{hr}} \right) = 0.00029056 \left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right)$$

$$\rho_L = 63.648 \text{ lb}_m/\text{pie}^3.$$

$$\mu = 1.02 \text{ cp (a condiciones de 1534.7 psia y 240.8 }^\circ\text{F)}.$$

$$d = 2X R_i = 2X 6.2806613X 10^{-5} \text{ cm} = 0.000004 \text{ pie}$$

Entonces, el N_{RE} es:

$$N_{RE} = \frac{1488 \rho v d'}{\mu} = \frac{1488 \times 63.648 \times 0.00029056 \times 0.000004}{1.02} = 1.079 E^{-04}$$

El cual también es característico de flujo laminar.

II. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DE PORO A TRAVÉS DE IMÁGENES DE MICROSCOPIA DE BARRIDO.

Para verificar el diámetro de poro obtenido a través de la ley de Hagen-Poiseuille, se recurrió a las imágenes obtenidas a través de microscopía de barrido, de donde se seleccionaron tres diferentes diámetros de poro representativos de la muestra de núcleo.

El diámetro promedio de poro fue de $2.419 \times 10^{-4} \text{ cm}$ o 0.000008 pie , el cual es acorde con el obtenido mediante la ecuación 6.

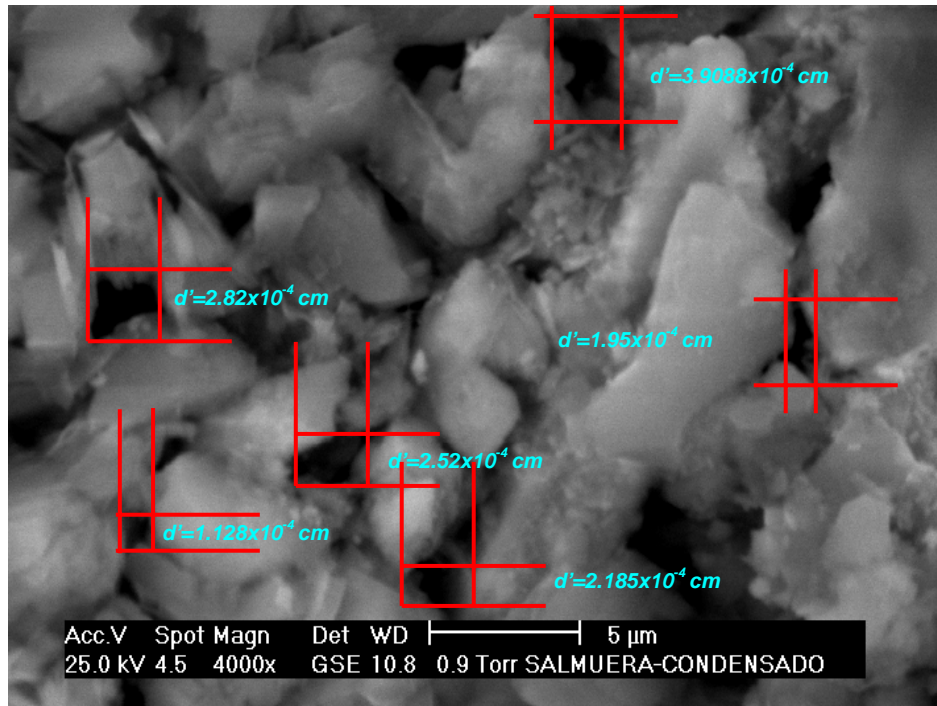


Fig. F.3 – Imagen microscopía de barrido muestra 1, núcleo 2, pozo Saramako 1.

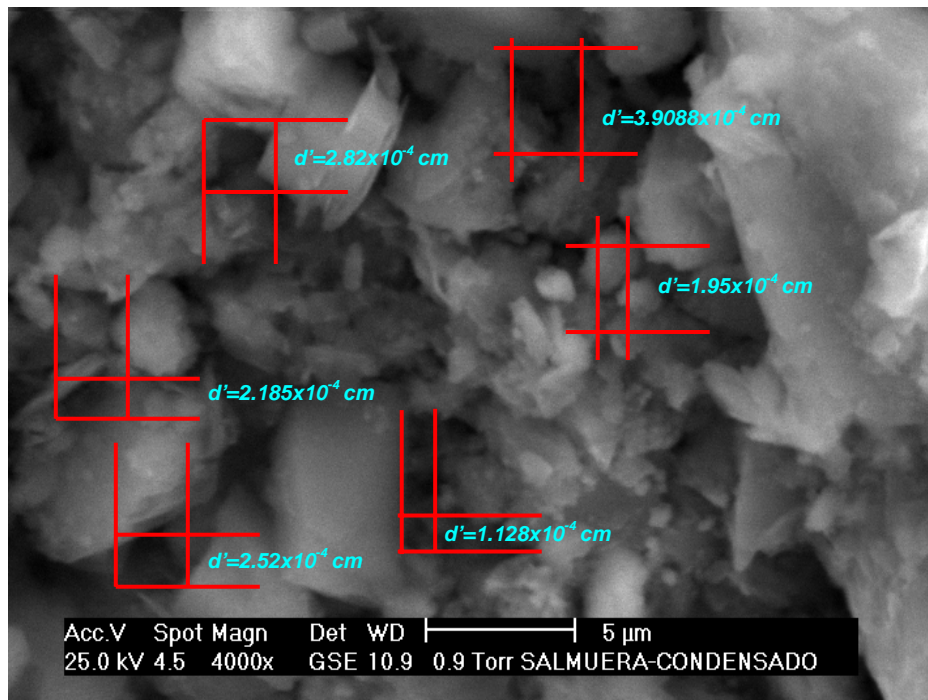


Fig. F.4 – Imagen microscopía de barrido muestra 2, núcleo 2, pozo Saramako 1.

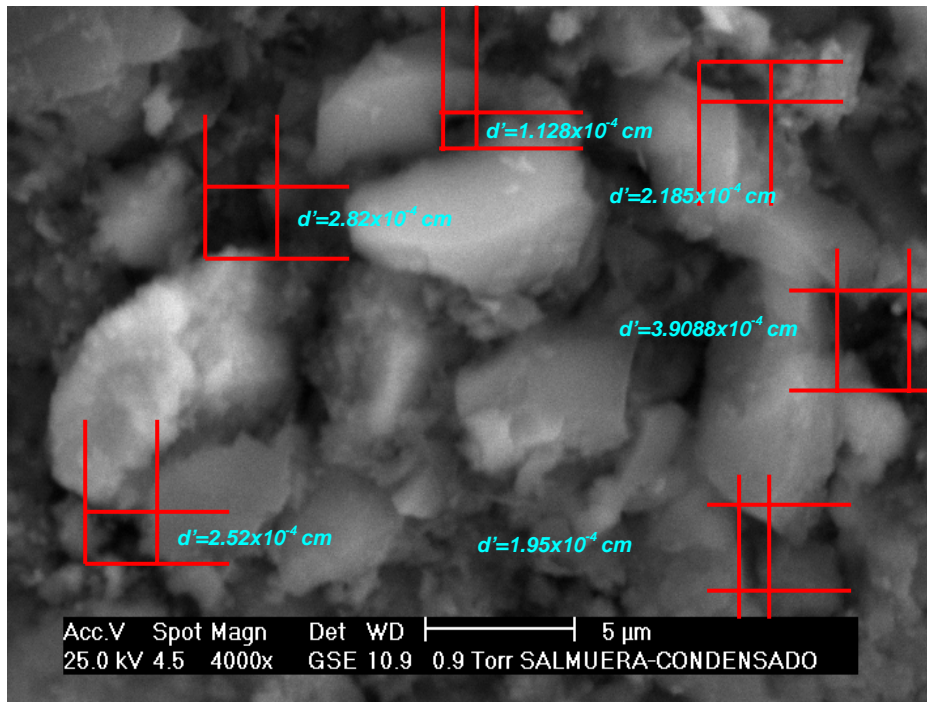


Fig. F.5 – Imagen microscopía de barrido muestra 3, núcleo 2, pozo Saramako 1.

Apéndice “G”

Metodología desarrollada.

Tabla G.1 – Metodología desarrollada.

Actividad.	Objetivo.	Estudio/Equipo a emplear.	Condiciones.
1.- Mineralogía de la roca.	Conocer la composición mineral de la roca de la formación productora.	Estudio de difracción de Rayos X.	
2.- Análisis composicional de fluidos	Determinar la composición y propiedades físicas del gas y del condensado.	Análisis cromatográfico.	Presión atmosférica y alta temperatura.
3.- Análisis físico-químico del agua de formación.	Determinar la composición y características físicas y químicas del agua producida.	Análisis de Stiff-Davis.	Presión y temperatura ambiente.
4.- Limpieza de tapones de núcleo.	Eliminar productos extraños de la formación, tales como residuos de fluidos de perforación, grasas, etc.	Tolueno, parrilla eléctrica, equipo Soxlet.	Presión y temperatura ambiente.
5.- Pruebas de compatibilidad de fluidos.	Verificar que los productos químicos a emplear no produzcan partículas al mezclarse con los fluidos de formación.	Recipiente con los fluidos. Celda Bulk.	Presión y temperatura de yacimiento. Agitación.
6.- Mojabilidad de la roca.	Determinar la afinidad de la roca de formación a ser mojada por un fluido.	Método cualitativo de flotación.	Presión y temperatura ambiente.
7.- Características básicas de los tapones de formación.	Determinar dimensiones de cada tapón, porosidad y permeabilidad absoluta.	Bomba dual de desplazamiento, nitrógeno permeámetro, bomba de vacío.	Presión y temperatura ambiente.
8.- Alteración de la mojabilidad de la roca de formación.	Seleccionar el producto químico que altere la mojabilidad de la roca de formación hacia la mojabilidad deseada.	Roca de formación, producto químico, fluidos de formación, horno eléctrico.	Presión y temperatura ambiente.
9.- Prueba de desplazamiento.	Observar el comportamiento de la permeabilidad efectiva al gas y al condensado antes y después de que la roca haya sido dañada por bloqueo de líquido, así como después de la implementación de un tratamiento químico.	Horno eléctrico equipado, recipientes para cada fluido a emplear, bomba de desplazamiento, permeámetro, tapones de formación, bomba de vacío.	Presión y temperatura de yacimiento.

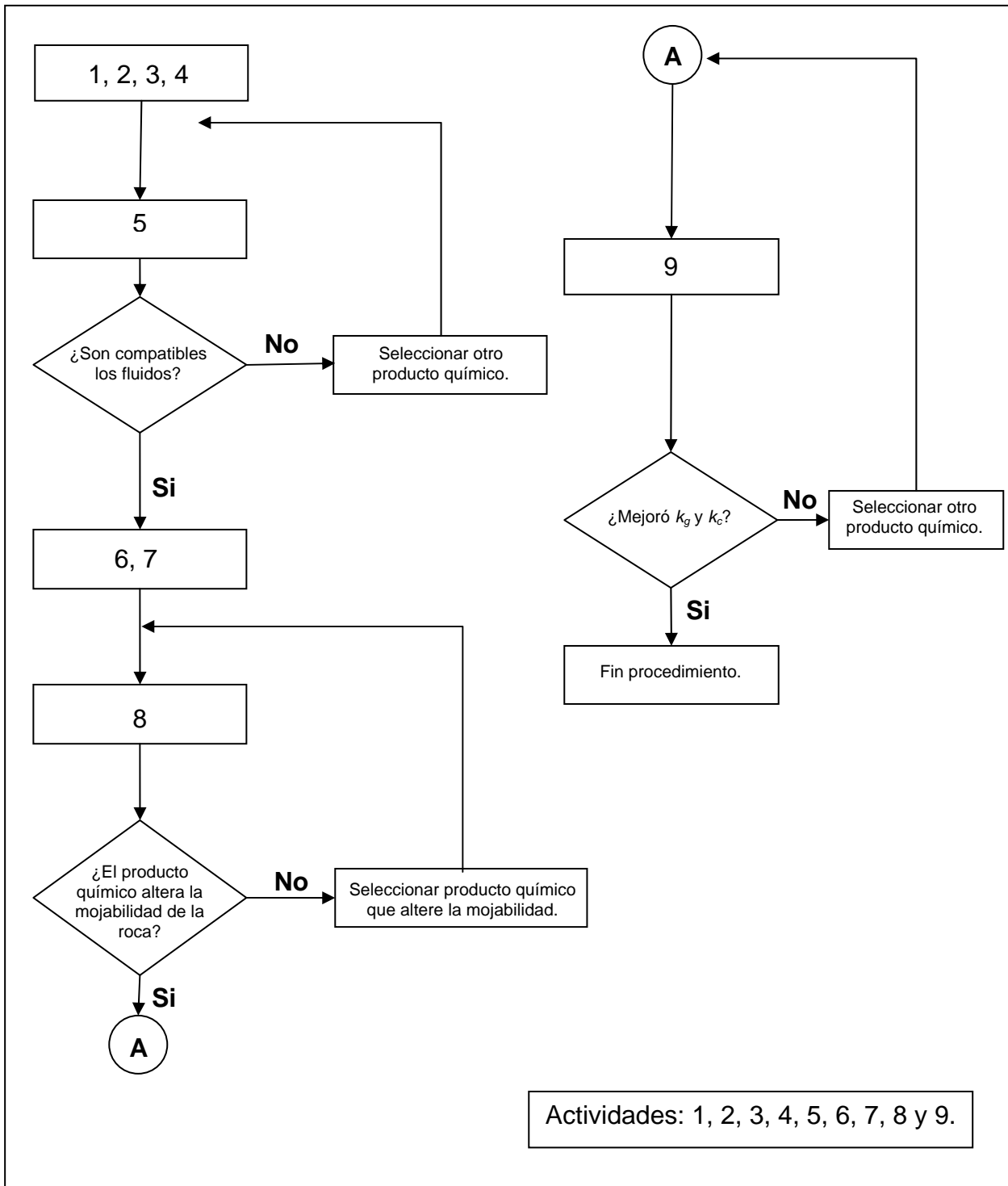


Fig. G.1- Diagrama de flujo de la metodología desarrollada.

NOMENCLATURA.

<i>A</i>	Área transversal de flujo, L ² .
<i>A_{EF}</i>	Área efectiva de flujo, L ² .
<i>API</i>	Densidad API del condensado en tanque, adimensional.
<i>Bl</i>	Barril, L ³ .
<i>bcf</i>	Mil millones de pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar.
<i>C</i>	Fuerza capilar, MLt ⁻² .
<i>COES</i>	Condensado original en sitio, L ³ .
<i>C_{pa}</i>	Factor que tiene en cuenta la reducción del volumen poroso por efecto de compactación de la roca y expansión del agua connata, adimensional.
<i>c.e.</i>	Condiciones estándar de presión y temperatura.
<i>d'</i>	Diámetro del ducto, L.
<i>f_g</i>	Fracción molar de la fase gaseosa en la mezcla, adimensional.
<i>f_l</i>	Fracción molar de la fase líquida en la mezcla, adimensional.
<i>G</i>	Fuerza de gravedad, MLt ⁻² .
<i>GCOES</i>	Gas condensado original en sitio, L ³ .
<i>GE_c</i>	Gravedad específica del condensado, adimensional.
<i>GE_w</i>	Gravedad específica del agua, adimensional.
<i>GOES</i>	Gas original en sitio, L ³ .
<i>G_p</i>	Volumen de gas producido medido a condiciones estándar, L ³ .
<i>G_{p_{ab}}</i>	Reservas de gas de separador a la presión de abandono, L ³ .
<i>GPM</i>	Riqueza del gas natural expresada en galones por cada mil pie ³ de gas ambos medidos a condiciones estándar, adimensional.
<i>G_{p_t}</i>	Producción de fluidos (gas separado+condensados+vapor de agua) equivalente en gas, L ³ .

$G_{pt_{ab}}$	Producción de fluidos (gas separado+condensados+vapor de agua) equivalente en gas obtenidos a la presión de abandono, L^3 .
g	Constante gravitacional, Lt^{-2} .
g	Galón, L^3 .
h	Altura, L.
I	Fuerza de inercia, MLt^{-2} .
k, k_{abs}	Permeabilidad absoluta, L^2 .
k_c	Permeabilidad efectiva al condensado, L^2 .
k_g	Permeabilidad efectiva al gas, L^2 .
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite, L^2 .
k_w	Permeabilidad efectiva al agua, L^2 .
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas, adimensional.
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite, adimensional.
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua, adimensional.
L	Longitud, L.
MB	Miles de barriles medidos a condiciones estándar, L^3 .
MMB	Millones de barriles medidos a condiciones estándar, L^3 .
MMMPC	Mil millones de pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar, L^3 .
MMpie ³	Un millón de pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar, L^3 .
MPCD	Mil pies cúbicos de gas producidos por día, L^3t^{-1} .
MWc	Peso molecular del condensado, adimensional.
MWw	Peso molecular del agua, adimensional.
$N (C/V)$	Número adimensional que relaciona a las fuerzas capilares y viscosas.
$N (C/G)$	Número adimensional que relaciona a las fuerzas capilares y gravitacionales.

$N (V/G)$	Número adimensional que relaciona a las fuerzas viscosas y gravitacionales.
$N (C/I)$	Número adimensional que relaciona a las fuerzas capilares e inerciales.
$N (V/I)$	Número adimensional que relaciona a las fuerzas viscosas e inerciales.
$N (G/I)$	Número adimensional que relaciona a las fuerzas gravitacionales e inerciales.
N_c	Producción acumulativa de condensado medido a condiciones estándar, L^3 .
N_{cab}	Reserva de condensado obtenido a la presión de abandono, L^3 .
N_p	Producción acumulativa de aceite medido a condiciones estándar, L^3 .
N_{RE}	Número de Reynolds, adimensional.
p	Presión, $ML^{-1}t^{-2}$.
p_{ab}	Presión de abandono $ML^{-1}t^{-2}$.
P_c	Presión capilar, $ML^{-1}t^{-2}$.
P_i	Presión inicial, $ML^{-1}t^{-2}$.
P_{NW}	Presión en el fluido no mojante, $ML^{-1}t^{-2}$.
P_o	Presión en el aceite, $ML^{-1}t^{-2}$.
P_w	Presión en el agua, $ML^{-1}t^{-2}$.
P_{WET}	Presión en el fluido mojante, $ML^{-1}t^{-2}$.
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo, $ML^{-1}t^{-2}$.
p_1	Presión a la entrada del ducto o del medio poroso, $ML^{-1}t^{-2}$.
p_2	Presión a la salida del ducto o del medio poroso, $ML^{-1}t^{-2}$.
Q	Gasto volumétrico de flujo, L^3t^{-1} .
Q_i	Gasto volumétrico de flujo en el ducto i , L^3t^{-1} .
Q_{gab}	Gasto volumétrico de gas a la presión de abandono, L^3t^{-1} .
Q_T	Gasto volumétrico total en el conjunto de n ductos del mismo radio, L^3t^{-1} .
q	Gasto volumétrico, L^3t^{-1} .
q_c	Gasto volumétrico de condensado, L^3t^{-1} .

q_g	Gasto volumétrico de gas, L^3t^{-1} .
q_i	Gasto volumétrico de inyección, L^3t^{-1} .
q_o	Gasto volumétrico de aceite, L^3t^{-1} .
q_w	Gasto volumétrico de agua, L^3t^{-1} .
R	Radio del ducto, L.
R_i	Radio del ducto i , L.
RGC	Relación gas-condensado, adimensional.
RGC_{acum}	Relación gas-condensado acumulado, adimensional.
RGC_i	Relación gas-condensado inicial, adimensional.
RGL	Relación gas-líquido, adimensional.
r_1	Radio de curvatura de la interfase 1, L.
r_2	Radio de curvatura de la interfase 2, L.
S_g	Saturación de gas, adimensional.
S_o	Saturación de aceite, adimensional.
S_{oc}	Saturación crítica de aceite, adimensional.
S_{or}	Saturación de aceite residual, adimensional.
STB	Barriles a condiciones estándar, L^3 .
STB_w	Barriles de agua a condiciones estándar, L^3 .
S_w	Saturación de agua, adimensional.
S_{wi}	Saturación de agua irreductible, adimensional.
V	Fuerza viscosa, MLt^{-2} .
V	Volumen, L^3 .
V_b	Volumen de poros y matriz de una muestra de roca, L^3 .
V_{osp}	Volumen de aceite desplazado por imbibición espontánea de agua, L^3 .
V_{ot}	volumen total de aceite desplazado por imbibición y desplazamiento centrífugo, L^3 .
V_p	Volumen de poros de una muestra de roca, L^3 .

V_{wsp}	Volumen de agua desplazada por imbibición espontánea de aceite, L^3 .
V_{wt}	Volumen total de agua desplazado por imbibición de aceite y desplazamiento centrífugo, L^3 .
v	Velocidad de flujo del fluido, Lt^{-1} .
$\langle v \rangle$	Velocidad media, Lt^{-1} .
W	Relación de áreas para calcular el índice de mojabilidad USBM, adimensional.
W_p	Volumen de agua producida acumulada medida a condiciones estándar, L^3 .
W_{pab}	Volumen de agua producida acumulada obtenida a la presión de abandono, L^3 .
Z_{2f}	Factor de compresibilidad bifásico de una mezcla gas-líquido, adimensional.
δ_o	Relación de desplazamiento por aceite, adimensional.
δ_w	Relación de desplazamiento por agua, adimensional.
$\Delta\rho_{go}$	Diferencia de densidades entre el gas y el aceite, ML^{-3} .
Δp	Diferencia de presiones, $ML^{-1}t^{-2}$.
μ	Viscosidad, $ML^{-1}t^{-1}$.
μ_c	Viscosidad del condensado, $ML^{-1}t^{-1}$.
μ_g	Viscosidad del gas, $ML^{-1}t^{-1}$.
μ_o	Viscosidad del aceite, $ML^{-1}t^{-1}$.
μ_w	Viscosidad del agua, $ML^{-1}t^{-1}$.
ρ	Densidad del fluido, ML^{-3} .
ρ_g	Densidad másica del gas, ML^{-3} .

ϕ	Porosidad, adimensional.
σ	Tensión interfacial, Mt^{-2} .
σ_A	Tensión de adhesión, Mt^{-2} .
σ_{go}	Tensión superficial gas-aceite, Mt^{-2} .
σ_{os}	Tensión interfacial entre el aceite y el sólido, Mt^{-2} .
σ_{ow}	Tensión interfacial entre el aceite y el agua, Mt^{-2} .
σ_{ws}	Tensión interfacial entre el agua y el sólido, Mt^{-2} .
θ_c	Ángulo de contacto
u_g	Velocidad del gas en el medio poroso, L/t.

REFERENCIAS.

1. Ursin, Jann-Rune., "Fluid Flowing Gas Condensate Reservoirs: the Interplay of Forces and their Relative Strengths", *Journal of Petroleum Science and Engineering* 41 (2004) 253-267
2. Castelijn, J.H.P., "Recovery of Retrograde Condensed Liquid by Gravity Drainage", SPE 10285, presented at the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, held in San Antonio, Texas, October 5-7, 1981.
3. Siregar, S., "Nitrogen Injection vs. Gas Cycling in Rich Retrograde Condensate-Gas Reservoirs", SPE 22360, presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing, China, 24-27 March 1992.
4. Al-Anazi, H.A., Solares, J.R. and Al-Faifi, M.G., "The impact of Condensate Blockage and Completion fluids on Gas Productivity in Gas-Condensate Reservoirs", SPE 93210, presented at the 2005 Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 5-7 April 2005.
5. Hamoud A. Al-Anazi, SPE, J.J. Xiao, SPE, Ahmed A. Al-Eidan, SPE, Ismail M. Buhidma, SPE, Mahbub S. Ahmed, SPE, Mohammad G. Al-Faifi, and Wisam J. Assiri, Saudi Aramco., "Gas Productivity Enhancement by Wettability Alteration of Gas-Condensate Reservoirs", SPE 107493, presented at the European Formation damage Conference held in Scheveningen, The Netherlands, 30 May- 1 June 2007.
6. Y. Liu, SPE, H. Zheng, G. Huang, and G. Li, Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, and K. Li, SPE, Yangtze U. and Stanford U., "Improving Production in Gas/Condensate Reservoirs by Wettability Alteration to Gas Wetness", SPE 99739, presented at the 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 22-26 April 2006.
7. Mc. Cain, William D. Jr, "The Properties of Petroleum Fluids", PennWell Publishing Company, second edition, 1990
8. Rojas, Gonzalo., "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado", SIGNUS BS C.A., segunda edición, mayo 2005.

9. Craft, B. C. and Hawkins, M. F., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", *Prentice-Hall, Inc. (1959)*, 355-357, 369
10. Anderson, G. William, "Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and Effects of Core Handling on Wettability", *Journal Petroleum Technology*, October 1986
11. Anderson, G. William, "Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement", *Journal Petroleum Technology*, November 1986
12. Anderson, G. William, "Wettability Literature Survey-Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability", *Journal Petroleum Technology*, November 1987
13. Wheaton, R. J. and Zhang, H.R., " Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional Changes and Condensate Accumulation Around Production Wells", SPE 62930, presented at the *2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas*, 1-4 October 2000.
14. El-Bambi, A. H. and Mc Cain, W. D. and Semmelbeck, M. E., "Investigation on Well Productivity in Gas -Condensate Reservoirs", SPE 59773, presented at the *2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta Canada*, 3-5 april, 2000.
15. Informe Técnico Campo Saramako, Análisis de Productividad. *Activo Integral Macuspana*, Julio 2007.
16. V. Kumar, SPE, G. A. Pope, SPE, and M. M. Sharma, SPE, U. of Texas at Austin, "Improving the Gas and Condensate Relative Permeability Using Chemical Treatments", SPE 100529, presented at the *2006 SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada*, 15-17 May 2006.
17. R.B. Bird, W.E. Stewart, E.N. Lightfoot, "Fenómenos de Transporte", *Ed. Reverté, S.A., México*, 2005, p.p. 2-10 a 2-15.