

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE UN MONITOREO SÍSMICO EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU,
CASO DE ESTUDIO, CUENCA DE LLANOS, COLOMBIA**

RICARDO ANDRÉS GÓMEZ MONCADA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
MAESTRÍA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2013**

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE UN MONITOREO SÍSMICO EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU,
CASO DE ESTUDIO, CUENCA DE LLANOS, COLOMBIA.**

RICARDO ANDRÉS GÓMEZ MONCADA

**Tesis de grado para optar por el título de
Máster en Geología**

Director:

GERMÁN DARÍO CAMACHO ALMEIDA

M.Sc., Geofísica

Codirector:

HUGO ALEJANDRO GARCÍA DUARTE

M.Sc., Ingeniería de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

MAESTRÍA EN GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

*A Mi Esposa Alba Lucía y mis dos Hijos
Juan Manuel y Alejandro*

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi amigo y compañero de trabajo, Geólogo José Antonio Galán, por toda su colaboración, dedicación, entrega, interés y apoyo técnico durante cada una de las fases que involucró esta investigación. De igual manera quiero agradecer por el constante apoyo a mis Directores Germán Darío Camacho y Hugo Alejandro García, quienes con su crítica constructiva hicieron parte fundamental en el desarrollo de este trabajo.

A todo el personal técnico del Instituto Colombiano del Petróleo que estuvo involucrado en el proyecto, especialmente a William Agudelo, María Teresa Duarte y Germán Camacho, quienes fueron soporte fundamental en el área de geofísica para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco de manera muy especial a ECOPETROL en el Instituto Colombiano del Petróleo – ICP, por todo el soporte económico y por creer en esta propuesta de investigación la cual espero sea de gran utilidad para el desarrollo de sus futuros proyectos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	33
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	33
1.2 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	34
1.3 HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN.....	35
1.4 OBJETIVO GENERAL	35
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	35
2. MARCO DE REFERENCIA	37
2.1 MARCO TEÓRICO FÍSICA DE ROCAS	37
2.1.1 Ley de Hooke y Módulos Elásticos.	39
2.1.2 Módulos Elásticos y Velocidades Sísmicas.	46
2.1.3. Impedancia y Reflectividad.	47
2.1.4. Límites elásticos en las Rocas.....	50
2.1.4.1. Límites de Hashin – Shtrikman.	51
2.1.4.2. Límites de Voigt y Reuss.	54
2.1.5. Compresibilidades de las Rocas.....	56
2.1.5.1 Compresibilidad de la Roca Seca.	58

2.1.6. Análisis de Sustitución de Fluidos.....	59
2.1.7 Propiedades Sísmicas de los Fluidos..	63
2.2 MONITOREO SÍSMICO.....	66
2.3 GENERALIDADES DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU.....	69
3. ANTECEDENTES.....	74
3.1 LOCALIZACIÓN.....	74
3.2 MARCO GEOLÓGICO.....	76
3.2.1 Marco Estratigráfico y Sedimentológico.....	76
3.2.2 Marco Estructural.....	80
4. METODOLOGIA.....	83
4.1 ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN.....	83
4.2 MODELO PETROFÍSICO.....	84
4.3 ANÁLISIS DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS.....	86
4.4 MODELADO Y DISEÑO GEOFÍSICO.....	87
4.5 RECONOCIMIENTO DE OBSTÁCULOS EN CAMPO.....	89
5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	91
5.1 MODELO PETROFÍSICO.....	94
5.1.1 Sedimentología y Tipos de Roca.....	94
5.1.2 Control de Calidad y Edición de Curvas.....	100
5.1.3 Ajuste en Profundidad – Nucleo-Registro.....	102
5.1.4 Modelo de Arcillocidad.....	

5.1.5 Modelo de Porosidad.....	111
5.1.6 Modelo de Saturación de Agua.....	120
5.1.6.1 Temperatura de Formación.....	121
5.1.6.2 Resistividad del Agua de Formación (Rw).....	123
5.1.6.3 Parámetros m y n.....	126
5.1.7 Modelo de Permeabilidad.....	129
5.2 ANALISIS DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS	130
5.2.1 Definición de Etapas a Evaluar para la Sustitución de Fluidos.....	133
5.2.2 Modelos de Sustitución de Fluidos Utilizados.....	142
5.2.2.1 Ecuación de Gassmann (1951).....	143
5.2.2.2 Modelo de Gassmann Modificado - BGTL (Lee, 2002).....	146
5.2.2.3 Modelo de Kuster-Toksöz (1974).....	150
5.2.3 Calculos Etapa 1- Escenario Precombustión.....	157
5.2.3.1 Densidad del Sistema Roca-Fluido en Zona de Interés.....	159
5.2.3.2 Módulo de Compresibilidad y de Cizalla de la Matriz Mineral.....	162
5.2.3.3 Módulos de Compresibilidad y Cizalla de la Roca Saturada (K_{sat} , μ).....	164
5.2.3.4 Cálculo del Módulo de Compresibilidad de la Mezcla de Fluidos (K_{fl}).....	165
5.2.4 Calculos Escenarios Pos-combustión.....	172
5.2.4.1 Predicción de Propiedades - Modelo de Gassmann (1951).....	174
5.2.4.2 Predicción de Propiedades - Modelo Gassmann.....	177
5.2.4.3 Predicción de Propiedades - Modelo Kuster-Toksöz (1974).....	179
5.2.5 Tratamiento Térmico – Pruebas de Laboratorio.....	185
5.3 DISEÑO Y MODELADO GEOFÍSICO	190
5.3.1 Selección de la Técnica de Adquisición de Datos Sísmicos.....	191

5.3.2 Diseño y Modelado Sísmico Del VSP-3D..	196
5.3.2.1 Sensibilidad a la Geometría de Adquisición.....	198
5.3.2.2 Número y Profundidad del Tendido de Geófonos.....	200
5.3.3 Modelado Geofísico.....	204
5.3.3.1 Definición de Geometría Óptima (Trazado de Rayos).....	204
5.3.4 Identificación de Obstáculos en Campo.....	209
5.3.5 Validación del Diseño Sísmico Usando Obstaculos de Campo.....	215
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	218
6.1 DEFINICIÓN DE LA FACTIBILIDAD PARA EL MONITOREO SÍSMICO.	218
6.1.1 Análisis de las Variables Petrofísicas.	218
6.1.2 Influencia de La Saturación de Gas y la Temperatura.	220
6.1.3 Cambios de Impedancia Durante el Proceso de Combustión.....	224
6.1.4 Sensibilidad de los Modelos de Sustitución de Fluidos.....	228
6.1.5 Selección de la Geometría Óptima de Adquisición.	229
7. CONCLUSIONES	231
8. RECOMENDACIONES.....	233
BIBLIOGRAFIA.....	235
ANEXOS.....	240

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Representación gráfica y expresión matemática de la Ley de Hooke	40
Figura 2. Representación gráfica del módulo de Young considerando un estado de esfuerzo uniaxial.	42
Figura 3. Representación gráfica del módulo de rigidez considerando un estado de esfuerzo uniaxial.	42
Figura 4. Representación gráfica del módulo de Compresibilidad considerando un estado de esfuerzos hidrostático y una deformación volumétrica.	44
Figura 5. Representación gráfica del módulo de onda P, considerando un estado de deformación uniaxial.	45
Figura 6. Modelo de reflexión de un rayo normal incidente en una interface entre dos capas espesas, homogéneas, isotrópicas y elásticas.	49
Figura 7. Modelo de rayos incidentes, transmitidos y reflejados a partir de una onda P de incidencia no-normal.	50
Figura 8. Representación esquemática de los límites superior e inferior para los módulos de compresibilidad y rigidez de una mezcla de dos constituyentes.	51
Figura 9. Límites de Hashin – Shtrikman para una mezcla de constituyentes similares.	54
Figura 10. Velocidad de onda P versus porosidad para una variedad de sedimentos saturados con agua, comparados con los límites de Voigt y Reuss. ...	56
Figura 11. Efecto de la sustitución de fluidos en la velocidad de una roca.	62

Figura 12. Efecto de la temperatura y la presión sobre la densidad, módulo de compresibilidad y velocidad de onda P de un aceite.	65
Figura 13. Velocidad de onda P, para un crudo de 23° API con gas en solución y sin gas en solución (cruces) medidos a temperaturas de 22.8° y 72° (C). (Modificado de Batzle and Wang, 1992)	66
Figura 14. Ejemplo del resultado de un monitoreo sísmico aplicado en el Campo Monell usando sísmica de pozo (VSP)..	68
Figura 15. Porcentaje de proyectos de monitoreo sísmicos 4D en tierra para diferentes procesos de recobro incluyendo Secuestro y captura de carbono (CCS)..	70
Figura 16. Perfil de temperatura para la combustión seca y húmeda.	71
Figura 17. Corte esquemático de un reservorio sometido a combustión in situ.	72
Figura 18. Mapa de localización del área de estudio..	75
Figura 19. Imagen satelital de un ambiente sedimentario análogo a la zona de estudio..	77
Figura 20. Correlación estructural entre los pozos del piloto de inyección de aire del área de estudio.	78
Figura 21. Triángulo de clasificación composicional, según Folk.....	79
Figura 22. Análisis de difracción de rayos X (DRX) para dos de los pozos corazonados.	80
Figura 23. Mapa estructural de la zona de estudio..	81
Figura 24. Imagen 3D de la superficie estructural al tope de la unidad de interés donde tendrá lugar la combustión in Situ del campo de estudio..	82
Figura 25. Flujograma de la metodología usada para la evaluación de la factibilidad técnica para el monitoreo sísmico de un proceso de combustión in situ.	90
Figura 26. Registro tipo del área de estudio (Pozo OBS-1)..	93

Figura 27. Mapa estructural al tope de la unidad de interés.	93
Figura 28. Descripción sedimentológica y estratigráfica del intervalo de interés sobre la unidad T2, Fm. San Fernando.	98
Figura 29. Intervalo corazonado de la unidad de interés donde tendrá lugar la combustión in situ.	99
Figura 30. Respuesta de los registros Gamma Ray, Resitivos, Densidad y Neutrón en la unidad de interés.....	100
Figura 31. Edición de los registros de pozo adquiridos para el pozo OBS-1..	101
Figura 32. Ajuste en profundidad realizado para el pozo corazonado OBS-1.. ...	103
Figura 33. Resultados de los análisis de Difracción de Rayos X para las muestras de la unidad de interés.....	105
Figura 34. Características generales de los análisis de microscopía electrónica (SEM) para el Tipo de roca 1.....	107
Figura 35. Características generales de los análisis de microscopía electrónica (SEM) para el Tipo de roca 2.....	108
Figura 36. Características generales de los análisis de microscopía electrónica (SEM) para el Tipo de roca 2.....	109
Figura 37. Histograma del modelo de arcillocidad..	110
Figura 38. Histograma del modelo de arcillocidad para cada tipo de roca a nivel de la unidad de interés.....	110
Figura 39. Crossplot Densidad-Neutrón (Schlumberger, CP-1e).....	112
Figura 40. Gradiente de esfuerzos calculados para el campo en estudio.....	113
Figura 41. Gráfico semilog donde se evidencia la disminución de permeabilidad con respecto el incremento de la presión efectiva para 15 muestras de la unidad T2.....	116

Figura 42. Ajuste entre los datos de porosidad medidos en los núcleos y el modelo de porosidad efectiva calculado a partir del registro de densidad (Track 8).	117
Figura 43. Ajuste entre los datos de porosidad medidos en los núcleos y el modelo de porosidad efectiva calculado a partir del modelo de densidad en la unidad de interés (Track 8).....	118
Figura 43. Ajuste entre los datos de porosidad de núcleos y el modelo de porosidad calculado a partir del registro densidad.....	119
Figura 44. Histograma del modelo de porosidad para los tipos de roca 1 y 2 a nivel de la unidad de interés.....	119
Figura 45. Histograma del modelo de porosidad para el tipo de roca 3 a nivel de la unidad de interés.	120
Figura 46. Correlación estructural entre los pozos PRO-1, PRO-2 y OBS-1.	121
Figura 47. Tabla Gen-9 de Schlumberger para calcular la resistividad del agua de formación a partir de datos de salinidad (NaCl) y temperatura.	124
Figura 48. Modelo de saturación de fluidos para la unidad T2..	127
Figura 49. Modelo de saturación de fluidos en la unidad de Interés..	128
Figura 50. Histograma del modelo de saturación de agua para los tipos de roca 1 2 y 3 en el pozo OBS-1.....	128
Figura 51. Correlación entre los datos de porosidad y permeabilidad.	129
Figura 52. Ajuste entre datos de permeabilidad de núcleo y el modelo generado con la correlación mostrada en la Figura 51..	130
Figura 53. Modelo de simulación a partir del cual se plantearon las etapas para el análisis de sustitución de fluidos.....	134
Figura 54. Etapas definidas para el análisis de sustitución de fluidos.	137
Figura 55. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-1	138

Figura 56. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-2.....	139
Figura 57. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-3.....	140
Figura 58. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-4.....	141
Figura 59. Esquema del efecto de “ <i>override</i> ” en el proceso de combustión..	143
Figura 60. Imagen SEM de las arenas tipo de roca 1 de la unidad de interés del pozo P-29.....	153
Figura 61. Delimitación del espacio poroso realizada sobre la imagen SEM de un tipo de roca 1, previa a la definición de elipses.....	154
Figura 62. Inscripción de elipses sobre el espacio poroso delimitado sobre la imagen SEM de un tipo de roca 1.....	154
Figura 63. Delimitación del espacio poroso (arriba) y definición de las elipses (abajo) para la estimación de la relación de aspecto de poro en una imagen SEM de una muestra de tipo de roca 2.	155
Figura 64. Distribución de la relación de aspecto de poro para la muestra del tipo de roca 1, del pozo P-29.....	156
Figura 65. Histogramas de las velocidades de ondas P y S	158
Figura 66. Velocidades de onda P y S para la unidad de interés medidos a partir del registro sísmico dipolar adquirido en el pozo OBS-1.	158
Figura 67. Relación entre las Velocidades de onda P y la porosidad efectiva.	159
Figura 68. Esquema de resolución y profundidad de investigación de las diferentes herramientas usadas para registrar pozos.....	160
Figura 69. Comparación entre el registro de densidad (RHOB) y el registro sintético generado.....	162

Figura 70. Curvas de los módulos de compresibilidad (K_{min}) y de cizalla (μ_{min}) calculadas a partir del modelo de arcillocidad usando el modelo de Hashin-Shtrikman.....	164
Figura 71. Comportamiento de la densidad, solubilidad del gas (Rs) y factor volumétrico del aceite con respecto a la presión.	166
Figura 72. Velocidades, módulos elásticos, densidades e impedancias de onda P y S para la unidad de interés.....	170
Figura 73. Parámetros de las cuatro etapas evaluadas en los modelos de sustitución de fluidos.....	172
Figura 74. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1, 2, 3 y 4 usando el modelo de Gassmann.....	176
Figura 75. Comparación entre las velocidad de onda S, del registro del pozo OBS-1 y las velocidades de onda S calculadas a partir de BGTL.....	178
Figura 76. Predicción de velocidades de onda P y Onda S, para la profundidad de 7874 pies MD, asumiendo una relación de aspecto de poro de 0.14..	181
Figura 77. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1,2, 3 y 4 usando el modelo de Gassmann Modificado usando únicamente datos de porosidad - BGTL (\emptyset).....	182
Figura 78. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1,2, 3 y 4 usando el modelo de Gassmann Modificado usando datos de porosidad y velocidad de onda P, BGTL (\emptyset, V_p).....	183
Figura 79. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1, 2, 3 y 4 usando el modelo de Kuster-Toksöz (1974)..	184

Figura 80. Comportamiento de la impedancia acústica de onda P, calculada a nivel de la unidad de interés por los modelos de análisis de sustitución de fluidos usados en este estudio.....	185
Figura 81. Resultados de las pruebas térmicas de las muestras asociadas a las arenas del yacimiento, antes y después del tratamiento térmico.....	188
Figura 82. Resultados de las pruebas térmicas de las muestras asociadas a las lodolitas que conforman el sello del yacimiento, antes y después del tratamiento térmico.....	189
Figura 83. Mapa de localización del área del piloto en superficie.....	191
Figura 84. Diseños simulados para la adquisición de datos sísmicos a nivel de la unidad de interés..	193
Figura 85. Traslape entre las áreas de los diseños simulados para la adquisición de datos sísmicos a nivel de la unidad de interés.....	194
Figura 86. Mapa de iluminación (Fold) al tope de la unidad de interés, considerando la iluminación hasta el nivel más profundo.....	196
Figura 87. Principales Obstáculos del Campo de estudio en referencia al mapa de facilidades (Tomado de <i>reporte interno de Ecopetrol 2011</i>)	198
Figura 88. Geometrías de adquisición sísmica para el VSP-3D..	199
Figura 89. Ubicación del tendido de geófonos.....	200
Figura 90. Diagramas de cubrimiento y offset obtenidos para las opciones de ubicar el tendido de niveles en los pozos OBS-1 y OBS-2.	201
Figura 91. Escenarios evaluados variando la cantidad de geófonos y la profundidad del tendido de geófonos sobre la trayectoria del pozo OBS-2 desde el tope de la unidad de interés.....	203
Figura 92. Vista en planta de la geometría densa con sus respectivos parámetros..	205

Figura 93. Simulación realizada en NORSAR, usando trazado de rayo de la propagación del frente de onda a través del modelo de capas definido para el área de estudio.	206
Figura 94. Mapa de iluminación en el dominio del disparo. Los colores cálidos representan el área con mayor coherencia para la ubicación de los disparos.....	206
Figura 95. Mapa de cubrimiento al tope de la unidad de interés empleando el área óptima en polígono determinado a partir del modelado geofísico usando una geometría de fuentes densa.	207
Figura 96. Mapas de cubrimiento-offset al tope de la unidad objetivo, obtenidos para cada escenario donde se varió la densidad de disparos..	208
Figura 97. Mapa de la geometría de fuentes en superficie del diseño del VSP-3D para el monitoreo del piloto de combustión in Situ en el área de estudio..	210
Figura 98. Imagen satelital correspondiente a la topografía de superficie de la zona del piloto de combustión in situ..	212
Figura 99. Comparación entre el mapa de localización de fuentes en superficie generado en la primera etapa de diseño y modelado geofísico.....	213
Figura 100. Imágenes satelitales del área de influencia de la adquisición del 3D-VSP.....	214
Figura 101. Fotografías de los principales obstáculos identificados en la fase de campo.	215
Figura 102. Comparación entre la geometría de adquisición optimizada en la fase de diseño preliminar.....	216
Figura 103. Comparación entre los mapas de cubrimiento y distribución de offset sin considerar obstáculos.	217
Figura 104. Comportamiento del módulo de compresibilidad, densidad de la roca saturada y módulo de compresibilidad de los fluidos con respecto a la saturación de gas.	221

Figura 105. Diagrama de tornado realizado para la ecuación del módulo de compresibilidad de los fluidos	221
Figura 106. Comportamiento de las propiedades sísmicas de la roca con respecto a la saturación de gas.....	223
Figura 107. Representación gráfica de los cambios de impedancia reconocidos en cada zona del proceso de combustión según modelos de sustitución de fluidos utilizados.....	227

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Información del pozo corazonado OBS-1, donde se puede observar el core correspondiente, las profundidades de los intervalos corazonados, y la unidad estratigráfica a la cual pertenecen. La unidad de interés se encuentra entre los intervalos sombreados en verde (7862 – 7924 pies en MD).....	95
Tabla 2. Relación de los intervalos corazonados y los respectivos ajustes en profundidad realizados para cada núcleo.	102
Tabla 3. Cálculo aproximado de la arcillocidad a partir de los datos provenientes de Difracción de Rayos X (DRX).....	106
Tabla 4. Datos usados para el cálculo del esfuerzo efectivo (presión efectiva) teniendo en cuenta las condiciones actuales del yacimiento. Los datos de presión de poro y profundidad (TVD) fueron tomados del pozo PRO-1.	114
Tabla 5. Reporte de la prueba MFT realizada en el pozo PRO-1. El valor promedio de temperatura en la sección de interés es de 185°F.....	122
Tabla 6. Reporte de la prueba MFT realizada en el pozo PRO-2. El valor promedio de temperatura en la sección de interés es de 178°F.....	123

Tabla 7. Valores de resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) y de resistividad del lodo (R_m) de los pozos que conforman el piloto.	125
Tabla 8. Resumen de propiedades eléctricas (m y n) medidas en laboratorio, en los pozos P-25, P-29 y P-22.	126
Tabla 9. Valores usados de módulos de compresibilidad y de cizalla para la estimación de los límites elásticos. (Tomado de Mavko et al., 2009, Zadeh et al., 2009).....	163
Tabla 10. Parámetros reportados por los análisis PVT de los pozos P-18 y P-28. Tomado de Guarín (2011).	165
Tabla 11. Resultados de Análisis PVT muestra de superficie Pozo P-28. En rojo las condiciones actuales del reservorio y en negrilla la presión de punto de burbuja. (Tomado de Guarín, 2011).....	167
Tabla 12. Resultados de Análisis PVT muestra de superficie Pozo P-18. En rojo las condiciones actuales del reservorio y en negrilla la presión de punto de burbuja. (Tomado de Guarín, 2011).....	167
Tabla 13. Comparación entre los módulos de compresibilidad, densidades y factores volumétricos del aceite reportados en los PVT y los calculados usando el modelo de Baztle y Wang (1992).....	169
Tabla 14. Relación de muestras utilizadas para la evaluación de las propiedades mecánicas con respecto al tratamiento térmico – Pozo P-22.	187

Tabla 15. Resultados de las propiedades mecánicas para las muestras asociadas a las arenas del yacimiento- Pozo P-22. Sombreado en naranja la muestra que fue sometida al tratamiento térmico.	187
Tabla 16. Resultados de las propiedades mecánicas para las muestras asociadas a las lodolitas que conforman el sello del yacimiento - Pozo P-22. Sombreado en naranja la muestra que fue sometida al tratamiento térmico.	188
Tabla 17. Parámetros de los dos diseños evaluados (sísmica 3D y VSP-3D). En rojo se observa el área requerida y el valor de longitud de onda λ de cada diseño.	195
Tabla 18. Velocidades de onda P, onda S, densidades y relación V_p/V_s para las unidades incluidas para el modelado geofísico. Parámetros extraídos de registros del pozo OBS-1.....	204
Tabla 19. Coordenadas del polígono de adquisición óptimo definido para la adquisición sísmica de la zona de interés.....	230

LISTA DE ANEXOS

pág.

ANEXO A. DESCRIPCIÓN MACROPETROGRÁFICA, SUBAMBIENTES Y AMBIENTES DE DEPÓSITO

ANEXO B. ANALISIS DE LABORATORIO (PETROFISICOS BASICOS Y SEM)

ANEXO C. ANALISIS DE SUSTITUCION DE FLUIDOS

RESUMEN

TITULO: Evaluación de la Factibilidad Técnica para la Implementación de un Monitoreo Sísmico en un Proceso de Combustión In Situ, Caso de Estudio, Cuenca de Llanos, Colombia*

AUTOR: Ricardo Andrés Gómez Moncada**

PALABRAS CLAVE: Monitoreo sísmico, sustitución de fluidos, combustión in situ, Cuenca de Llanos.

DESCRIPCIÓN: Los procesos térmicos son identificados como los métodos de mayor eficiencia en la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos de crudo pesado. Por esta razón, Ecopetrol implementará un piloto de combustión in situ en un campo de crudo pesado localizado en la Cuenca de los Llanos, con el fin de incorporar y hacer extensiva la tecnología a escala comercial. Sin embargo, este tipo de tecnología incorpora a su vez un alto grado de incertidumbre, debido a los fenómenos físico-químicos que tienen lugar en el yacimiento, haciendo necesario un adecuado monitoreo del proceso.

La sísmica en lapsos de tiempos, representa una alternativa técnica para garantizar el monitoreo del proceso de combustión in situ. Sin embargo, antes de implementar el monitoreo sísmico, es necesario definir la viabilidad técnica que permita estimar la probabilidad de éxito de un proyecto de este tipo.

Este trabajo plantea una metodología integrada para definir la factibilidad técnica de implementar el monitoreo sísmico en el campo de estudio, integrando cuatro áreas principalmente; modelamiento petrofísico, análisis de sustitución de fluidos, diseño y modelado geofísico y una etapa de reconocimiento de campo. A partir de un modelo de simulación numérica, se definieron las etapas de los escenarios pos-combustión para las cuales se estimaron los cambios de impedancia acústica que se esperan en el yacimiento. La estimación fue realizada a partir de tres modelos de sustitución de fluidos, llegando a predecir un cambio de impedancia acústica de aproximadamente 10% en el escenario cuando el yacimiento alcanza una saturación de gas máxima.

A partir del diseño y modelado sísmico fue seleccionada la mejor alternativa técnica para la adquisición de datos sísmicos en la zona. Este trabajo fue acompañado con una etapa de reconocimiento de obstáculos en campo que permitió definir el área disponible a nivel de superficie para una posterior etapa de adquisición.

* Tesis de Maestría

** Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: M.Sc. Germán Darío Camacho Almeyda. Codirector: M.Sc. Hugo Alejandro García Duarte

SUMMARY

TITLE: Technical Feasibility Assessment for the Implementation of a Seismic Monitoring Project In a Recovery Process of in-Situ Combustion, Case of Study, Llanos Basin, Colombia*

AUTHOR: Ricardo Andrés Gómez Moncada**

KEYWORDS: Seismic Monitoring, Fluid Substitution, In Situ Combustion, Llanos Basin.

DESCRIPTION: Thermal processes are identified as the most efficient methods of oil recovery from heavy oil reservoirs. For this reason, Ecopetrol is implementing an in situ combustion pilot project in a heavy oil field located in the Llanos Basin, in order to incorporate and extend the technology to commercial scale. However, this kind of technology incorporates a high degree of uncertainty due to the physicochemical phenomena generated in the reservoir which require adequate monitoring of the process.

Time-lapse seismic is an alternative technique to ensure the monitoring of in situ combustion processes. However, before implementing seismic monitoring it is necessary to define the technical feasibility in order to estimate the probability of success of this type of project.

This work proposes an integrated methodology to define the technical feasibility of implementing seismic monitoring in the field of study, involving four main areas; petrophysical modeling, fluid substitution analysis, design and geophysical modeling and field recognition stage. Stages of post-combustion scenarios were defined from a numerical simulation model, for which acoustic impedance changes expected in the reservoir were estimated. The estimation was made from three different fluid substitution models, leading to predict a change of acoustic impedance of approximately 10% at the stage when the reservoir reaches the maximum gas saturation.

The best alternative technique for seismic data acquisition in the area was selected from design and seismic modeling. This work was accompanied by obstacles field recognition stage that defined the available surface area for a subsequent seismic data acquisition.

* Master Thesis

** Faculty of Physicochemical Sciences. Geology School. Directress: M.Sc. Germán Darío Camacho Almeyda. Codirectress: M.Sc. Hugo Alejandro García Duarte

INTRODUCCIÓN

En los últimos años en Colombia, las labores asociadas a la exploración de hidrocarburos, han resultado en su mayoría, en intentos fallidos o descubrimientos de bajo potencial que no generan tranquilidad con respecto al consumo local, y la exportación de hidrocarburos a otros lugares del mundo. Por otra parte, la mayoría de los principales campos petrolíferos que aportan un alto porcentaje a la producción de hidrocarburos en Colombia, son denominados campos maduros, los cuales alcanzaron un máximo de producción en algún momento de su historia y actualmente se encuentran en una declinación marcada que llevarán en el futuro y en términos del corto y mediano plazo, al cierre de pozos y por ende de muchos campos.

Aunque los retos en la exploración y producción de hidrocarburos se encuentra para todos los tipos de yacimientos y los diferentes tipos de fluidos, es la producción de crudos pesados la que actualmente se constituye en un alto potencial en muchas cuencas de Colombia, donde a su vez representa un reto adicional debido a los problemas de movilidad que tienen este tipo de fluidos durante su producción. Sin embargo, son estos yacimientos de crudo pesado de donde actualmente proviene más del 25% de la producción de barriles equivalentes de hidrocarburos en Colombia. Por tal motivo y en búsqueda de explotar dicho potencial, ECOPEX ha dirigido gran parte del esfuerzo en investigación y adaptación de tecnologías para lograr un mejor entendimiento de estos yacimientos y al mismo tiempo seleccionar los métodos adecuados que logren incrementar el factor de recobro, el cual generalmente y en el mejor de los casos, no logra superar el 10% del aceite original in situ cuando se trata de yacimientos de crudo pesado.

Según el potencial identificado en los yacimientos de crudo pesado, y teniendo en cuenta los diferentes problemas relacionados a la producción de este tipo de yacimientos, los métodos de recobro térmico representan una de las mejores alternativas a la hora de extraer la mayor parte del hidrocarburo pesado que se encuentra en el espacio poroso de las rocas (fracción móvil y no móvil), ya que resuelven gran parte de los problemas de movilidad, llegando a factores de recobro que pueden llegar a superar el 70%, es decir, tal vez el factor de recobro más alto que puede alcanzar un yacimiento de crudo pesado usando los métodos de recobro actualmente disponibles como lo son la inyección de agua, la inyección de CO₂ o la inyección de químicos.

Producto de una evaluación analítica y numérica realizada para el Campo en estudio, donde se evaluaron escenarios simulando diferentes métodos de recobro y considerando las condiciones actuales del yacimiento, el método de Combustión in Situ indica la mayor eficiencia en la recuperación de hidrocarburos. Este método consiste en generar calor en el yacimiento a partir de la inyección de aire y posterior ignición, para crear un frente de combustión que ayude al desplazamiento constante y eficiente de los fluidos hacia los pozos productores. Sin embargo, este método de recobro presenta un alto grado de complejidad e incertidumbre y por tal motivo requiere de un adecuado monitoreo que permita conocer del proceso mismo y de los cambios sufridos en el reservorio.

Con el fin de probar la tecnología de Combustión in Situ en Colombia, ECOPETROL tiene como uno de sus hitos principales implementar un piloto en el Campo de estudio localizado en la Cuenca de los Llanos, con el fin de aumentar la producción de hidrocarburos y posteriormente hacer extensiva la tecnología a escala del Campo y otros campos donde pueda ser aplicada la técnica de Combustión In Situ.

Así como resulta importante visualizar técnicas de recobro que aumenten la producción de hidrocarburos, de igual manera resulta de vital importancia realizar un monitoreo exhaustivo del proceso para conocer los cambios que este ocasione en la saturación de los fluidos del yacimiento y así anticipar de manera proactiva las decisiones pertinentes para maximizar la eficiencia del proceso en la producción de hidrocarburos. De esta manera, el monitoreo sísmico de este tipo de procesos se convierte en una gran herramienta, ya que permitirá obtener imágenes del yacimiento en diferentes lapsos de tiempo para conocer la distribución de los fluidos del reservorio durante la ejecución del proceso de combustión y así hacer seguimiento durante la aplicación de dicho proceso. Como otro de los objetivos importantes del monitoreo sísmico, se tiene el amarre de las imágenes sísmicas con las mediciones a nivel de pozo donde se realizará el monitoreo de los fluidos de producción como el aceite, agua, gases, salinidades del agua de producción y mediciones de presión y temperatura que serán realizadas en los pozos observadores del piloto, los cuales incluyen un sistema de sensores para medición de presión y temperatura de forma permanente. El amarre entre los datos provenientes entre estas dos clases de monitoreo (sísmico e ingeniería de producción), permitirá a futuro optimizar los protocolos de monitoreo para este tipo de procesos de recobro.

Antes de realizar un monitoreo sísmico es necesario realizar un estudio de factibilidad donde se evalúen los factores críticos a tener en cuenta antes de la implementación de un proyecto de este tipo y así conocer la viabilidad técnica de un proyecto de monitoreo sísmico de algún campo. En este trabajo se plantea una metodología para evaluar la factibilidad de un proyecto de monitoreo sísmico, el cual incorpora cuatro componentes principales; modelamiento petrofísico, análisis de sustitución de fluidos, modelado y diseño geofísico y una etapa de reconocimiento en campo. Este análisis conllevó a la selección de la tecnología de adquisición de datos sísmicos más adecuada, teniendo en cuenta cada uno de los parámetros anteriormente mencionados.

La factibilidad fue evaluada en un Campo de crudo extrapesado (8° API) localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales en Colombia, el cual será sometido a un proceso de Combustión In Situ, siendo este, el primer piloto de este método de recobro probado en ECOPETROL y uno de los pocos realizados a nivel mundial. Dada esta situación, el monitoreo sísmico representa una alternativa técnica para lograr mejorar el entendimiento del proceso mismo y monitorear el efecto del proceso de combustión in Situ en el yacimiento.

Para el piloto de combustión In Situ del campo de estudio, el cual tiene un área confinada de 2,7 acres aproximadamente (11309,7 m²), se perforaron un total de seis pozos; un (1) pozo inyector, dos (2) pozos observadores y tres (3) pozos productores. Todos los pozos del piloto son desviados pero atraviesan de forma vertical la unidad de Interés. La distancia promedio entre el pozo inyector y los observadores es de aproximadamente 60 metros, presentando similar espaciamiento entre los observadores y los pozos productores. Uno de los pozos observadores fue corazonado en toda la Formación de Interés presentando un espesor total de 343.08 pies logrando un porcentaje de corazonamiento de 100%.

Sobre el núcleo de perforación se realizó un muestreo denso para realizar mediciones en laboratorio de las propiedades petrofísicas básicas y especiales y así realizar el ajuste del modelo petrofísico de los pozos del piloto lo cual es el principal punto de partida para realizar el análisis de sustitución de fluidos. Adicionalmente, algunas muestras fueron tomadas sobre los diferentes tipos de roca en los intervalos estratigráficos que serán sometidos al proceso de combustión y que representan las arenas del yacimiento, esto con el fin de evaluar las variaciones en las propiedades mecánicas considerando la variable temperatura a las cuales serán sometidas durante el proceso de recobro.

Todos los pozos fueron registrados con el set básico de registros de pozo y en uno de los dos pozos observadores (OBS-1) se adquirió un registro sísmico dipolar para

obtener información de las velocidades de onda P y Onda S de la unidad de interés. Esta información fue fundamental para calibrar el escenario base (pre-combustión) y generar con mayor certidumbre los modelos usados para el análisis de sustitución de fluidos con los cuales se estimarían los cambios en la impedancia acústica del yacimiento en los escenarios pos-combustión. Para el análisis en los escenarios post-combustión fueron definidas cuatro (4) etapas de acuerdo a lo observado en el modelo de simulación que fue realizado para un *sector model* del piloto de donde fueron extraídas las propiedades de saturación de fluidos, presión de yacimiento y temperatura en etapas posteriores a la ignición del yacimiento, cuando el frente de combustión ha avanzado hacia los pozos productores.

En dos de los pozos productores fueron tomados datos de presión de formación y temperatura a nivel de las unidades de interés. Con esta información e integrando información de geomecánica fue posible determinar con mayor precisión la presión de confinamiento con la cual se realizaron las correcciones de las propiedades petrofísicas tomadas en laboratorio. A su vez esta información fue utilizada tanto para el modelo petrofísico como para el análisis de sustitución de fluidos.

Toda la información del modelo petrofísico y del modelo de simulación fue integrada para el análisis de sustitución de fluidos permitiendo cuantificar los cambios en las propiedades elásticas de las rocas que conforman el yacimiento tales como: Velocidad de Onda P (V_p), Velocidad de Onda S (V_s), Densidad total (ρ_T), y Módulo de Compresibilidad de la roca saturada (K_{sat}), principalmente. Estos cambios estimados fueron el resultado de las predicciones del reemplazamiento en los fluidos que saturan los poros durante el proceso de la combustión, producto de los cambios de presión y temperatura asociados al proceso mismo. Para las estimaciones fueron usados tres modelos correspondientes a: Gassmann (1951), Gassmann Modificado BGTL (Lee, 2002) y Kuster- Toksöz (1974). La estimación de los cambios en la impedancia acústica se realizó teniendo en cuenta los

escenarios pre y pos combustión, asumiendo principalmente el aumento de la saturación de gases y los cambios en presión y temperatura. El cambio estimado de la disminución en la impedancia acústica calculado desde los diferentes modelos, fue aproximadamente del 10%, lo cual representa un cambio importante para llegar a detectar sísmicamente los cambios que tengan lugar en el yacimiento durante un proceso de combustión in situ.

Algunas pruebas fueron realizadas en laboratorio de mecánica de rocas sobre algunas muestras de la unidad de interés, donde se evaluó el comportamiento mecánico con respecto a la temperatura esperada durante la aplicación del proceso de combustión. Los resultados lograron evidenciar alteraciones de las propiedades mecánicas tanto para las arenas que conforman el yacimiento como para las litologías que representan el sello del mismo.

Posterior al análisis de sustitución de fluidos se realizó un diseño y modelado geofísico, el cual estuvo condicionado a la necesidad de una resolución horizontal y vertical adecuada que llegue a garantizar un monitoreo efectivo del proceso térmico teniendo en cuenta las dimensiones confinadas del mismo y a su vez la disponibilidad de área en superficie, la cual es limitada por el plan de manejo ambiental de la zona. En el diseño fueron evaluadas las alternativas de sísmica 3D y los perfiles sísmicos verticales en tres dimensiones (VSP-3D) teniendo en cuenta las necesidades de resolución requeridas para el monitoreo y la disponibilidad a nivel del área en superficie para una fase de adquisición. Con este diseño se determinó la tecnología adecuada y el área a usar en superficie para la ubicación de las fuentes sísmicas, diseño que fue validado con un trabajo de campo en el cual se reconocieron los obstáculos principales que limitarían la calidad de la imagen sísmica a obtener.

La metodología aquí propuesta permitió evaluar la factibilidad técnica e identificar las variables críticas a tener en cuenta para de la aplicación de un proyecto de monitoreo sísmico de un proceso de recobro de combustión in situ.

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En Colombia, la aplicación de procesos de recobro térmico, aún se encuentra en un desarrollo incipiente si se realiza la comparación con los referentes a nivel mundial donde están implementando este tipo de procesos de recobro desde 1950, proyectos que empezaron una buena parte en California y Louisiana, Estados Unidos y que luego se extendería a países como Canadá, Rumania y Venezuela (Kuuskraa et al, 1986). Algunos otros proyectos han sido implementados más recientemente en la India, donde se ha logrado implementar la tecnología con éxito técnico. Sin embargo, actualmente Ecopetrol tiene un plan de recobro definido donde una de sus alternativas más importantes son los métodos de recobro térmico, en especial el método de combustión in situ con el cual espera lograr un incremento importante del factor de recobro en una buena parte de los campos de crudo pesado y extrapesado de Colombia.

El plan de recobro mejorado de Ecopetrol se encuentra enmarcado dentro de uno de sus principales focos estratégicos de la empresa el cual corresponde a la producción de crudos pesados y extrapesados. Esto no resulta sorprendente si se revisan las cifras de producción actual diaria donde se puede evidenciar claramente que aproximadamente un 25% de la producción en barriles equivalentes actual de Ecopetrol, proviene de yacimientos de crudos pesados y extrapesados de algunas cuencas del país, siendo la principal aportante la Cuenca de los Llanos Orientales donde el potencial es mayor. Esta visión de implementar procesos de recobro resulta lógica si se tiene en cuenta los diferentes problemas que representa la puesta en producción de un yacimiento de crudo pesado donde

los factores de recobro alcanzados por producción primaria llegan a ser en su gran mayoría menores al 10%.

De esta manera, Ecopetrol decidió implementar el método de recobro de Combustión in Situ en el Campo de estudio, el cual se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, con el objetivo de probar el comportamiento del proceso y evaluar la posibilidad de hacer extensiva esta tecnología a muchos otros Campos de crudo pesado que no son ajenos a los mismos problemas anteriormente mencionados de la producción de este tipo de yacimientos. De la aplicación del proceso se espera crear un frente de combustión que ayude al desplazamiento constante y eficiente de los fluidos hacia los pozos productores.

La aplicación del proceso de combustión in situ presenta un alto grado de complejidad e incertidumbre y por tal motivo requiere de un adecuado monitoreo que permita conocer el efecto del proceso en el yacimiento y de los cambios sufridos en el reservorio (sistema roca-fluido). Como una de las alternativas técnicas para realizar el monitoreo del proceso de recobro, se ha definido el monitoreo sísmico en lapsos de tiempo, el cual permitiría reducir la incertidumbre y conocer la distribución de los fluidos del yacimiento a través del tiempo.

Sin embargo, los altos costos de las tecnologías de adquisición sísmica, hace que se requiera evaluar la factibilidad técnica de su implementación para no llegar a resultados insatisfactorios que terminen por adicionar gastos al proyecto de recobro sin que tenga retribución alguna.

1.2 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

Cómo definir la factibilidad para la implementación de un monitoreo sísmico durante la aplicación de un proceso de Combustión In Situ en un Campo de Crudo

Pesado, considerando los cambios sufridos en el yacimiento y sus respectivas condiciones operacionales y de superficie?

1.3 HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

La factibilidad de un monitoreo sísmico para un proceso de combustión In-Situ en un yacimiento de crudo pesado puede ser evaluada a partir de la predicción de los cambios fisicoquímicos sufridos en el yacimiento y la evaluación de las condiciones operacionales y de superficie del Campo en Producción.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad técnica de la implementación de un monitoreo sísmico como herramienta para el control y seguimiento de un proceso de Combustión in situ en un Campo de Crudo pesado de la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Estimar la magnitud de los cambios esperados en las propiedades elásticas del sistema roca - fluido causado por el proceso de Combustión considerando los escenarios pre-combustión y pos-combustión.
2. Evaluar las tecnologías disponibles de adquisición de datos sísmicos y definir la más adecuada para ser usada en el monitoreo sísmico del proceso de Combustión in Situ del campo de estudio.

3. Realizar el modelado y diseño geofísico teniendo en cuenta las condiciones operacionales del campo para definir la disponibilidad de área en superficie necesaria durante una posterior fase de adquisición de datos sísmicos 4D.
4. Determinar los factores críticos a tener en cuenta en la implementación de un monitoreo sísmico de un proceso de combustión in Situ.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO TEÓRICO FÍSICA DE ROCAS

Las estrategias de producción de un campo petrolero bajo cualquier proceso de recobro mejorado, requiere un cuidadoso monitoreo de los cambios que son inducidos dentro del reservorio. Por lo tanto la interpretación de la data sísmica 4D debe brindar una conexión cuantitativa entre las características sísmicas de la roca (módulos elásticos, velocidad, dispersión y atenuación) y la saturación cambiante de los fluidos dentro del espacio poroso de la roca (Lebedev et al., 2009). Desde un punto de vista económico, obtener la descripción sísmica de la estructura interna de la roca y de la saturación de fluidos en el yacimiento a través de la datos 4D, es una forma directa de mejorar significativamente la recuperación futura e inmediata de hidrocarburos (Dvorkin, 2004).

La física de rocas busca un entendimiento de las relaciones entre las propiedades sísmicas observables (velocidad, impedancia, amplitud) y las propiedades de las rocas (litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, temperatura y presión). El enlace entre dichas propiedades es posible a partir de los módulos elásticos de las rocas (módulo de compresibilidad, módulo de cizalla, módulo de poisson, módulo de Young, entre otros), los cuales responden a los cambios del sistema roca-fluido. De esta manera, la física de rocas puede llegar a relacionar las tendencias de los ambientes de depositación y de los procesos diagenéticos con dichos parámetros elásticos, teniendo en cuenta el grado de compactación, la laminación y la mineralogía de la roca (Avseth et al., 2005)

Las relaciones encontradas entre los módulos elásticos y las propiedades de las rocas, son debidas a que la velocidad con la que viajan las ondas en las rocas, es

sensible a parámetros críticos del yacimiento como lo son la porosidad, la litología, la saturación de fluidos, el tipo de fluido, la presión y la temperatura (Avseth et al., 2005). Las mediciones de todas estas propiedades, principalmente son realizadas usando métodos en superficie (método sísmico), laboratorio o a partir de mediciones de registros de pozo. El contar con más de una fuente de medición de los parámetros permite aumentar las opciones para realizar cualquier tipo de análisis. Sin embargo, es necesario tener en cuenta a la hora de correlacionar las mediciones de las variables provenientes de diferentes técnicas, las condiciones ambientales y los rangos de frecuencias con las que se realizan las pruebas.

Cuantificar las propiedades físicas de las rocas cada vez toma más fuerza teniendo en cuenta el mejoramiento continuo en la adquisición y procesamiento de datos sísmicos, los cuales son usados para mejorar la caracterización de los yacimientos, interpretar anomalías para detección de hidrocarburos y realizar el monitoreo sísmico 4D del reservorio para conocer el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, especialmente cuando este es sometido a un proceso de recobro. Es en este último tema, relacionado al monitoreo de los yacimientos, donde la física de rocas tiene una alta relevancia, teniendo en cuenta la necesidad de monitorear los procesos de recobro que son aplicados a los yacimientos. En ese sentido, el papel de la física de rocas es predecir los cambios en la impedancia acústica (IA) que van a tener lugar en el yacimiento producto de los procesos fisicoquímicos generados durante la aplicación de un proceso de recobro específico donde son alteradas las propiedades originales del yacimiento, correspondiente principalmente a la saturación de fluidos en el medio poroso, la temperatura y la presión del yacimiento. Estos análisis permiten realizar predicciones del grado de detección de los fluidos en el yacimiento a través del tiempo.

Según Sayers y Chopra (2009), en las últimas cinco décadas la Física de Rocas ha sido ampliamente dividida en 5 principales áreas:

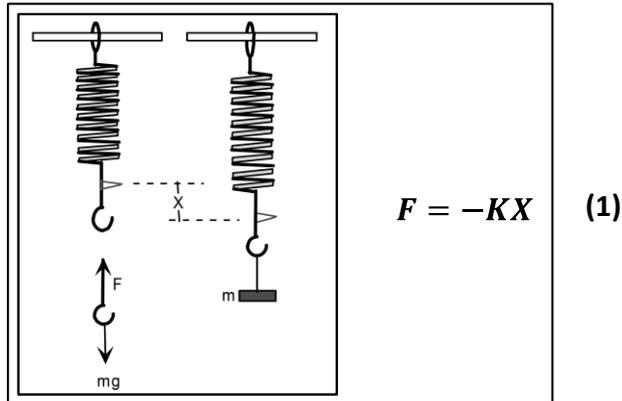
1. Mediciones de laboratorio (hechas en muestra de roca bajo diferentes condiciones).
2. Mediciones de pozo (registros de pozo y sísmica de pozo) y su interpretación.
3. Modelamiento: modelos teóricos desarrollados para establecer las propiedades elásticas de las rocas (Metodologías de sustitución de fluidos).
4. Análisis de deformaciones: estudios enfocados a cuantificar la sensibilidad de la roca a los esfuerzos.
5. Caracterización sísmica de yacimientos (aplicación del conocimiento en física de rocas a la data sísmica en la caracterización del reservorio).

De esta manera es importante considerar la integración de diferentes fuentes de información para los análisis de física de rocas.

A continuación se muestran los fundamentos teóricos de la física de rocas.

2.1.1 Ley de Hooke y Módulos Elásticos. La ley de Hooke relaciona el esfuerzo con la deformación sufrida por un cuerpo. Los cuerpos elásticos que sufren una deformación por la aplicación de una fuerza de compresión o tensión (Sin sobrepasar el límite elástico), retornarán a su estado de equilibrio o posición original cuando la dicha fuerza es removida. La ley de Hooke (1678) afirma que si la distorsión de un cuerpo elástico no es demasiado grande, la fuerza que tiende a restaurar el cuerpo al estado de equilibrio es proporcional al desplazamiento del cuerpo desde el equilibrio. Matemáticamente se expresa como:

Figura 1. Representación gráfica y expresión matemática de la Ley de Hooke (1676)



Donde F , representa la fuerza de restauración, K , la constante de proporcionalidad y X , la distancia que el objeto se ha desplazado desde el equilibrio.

Esta ley generaliza que la extensión es directamente proporcional a la fuerza. De esta manera y considerando cuerpos elásticos, isotrópicos y homogéneos se puede generalizar que el esfuerzo es directamente proporcional a la deformación.

Los coeficientes resultantes entre un tipo particular de esfuerzo con respecto a un tipo de deformación son llamados módulos elásticos. Los módulos elásticos deben ser entendidos como la relación entre el esfuerzo aplicado sobre un cuerpo con respecto a la deformación que este sufra. El esfuerzo se define como la fuerza por unidad de área.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (2)$$

Donde σ , es el esfuerzo, F es la fuerza y A es el área donde es aplicada la fuerza.

La deformación se refiere al cambio de la geometría de un material causada por un esfuerzo. Por tal razón, las deformaciones que se llegan a presentar cuando un

esfuerzo es aplicado a algún material puede ser de tipo: a) Longitudinal, b) por cizalla y c) volumétrica. Así las diferentes deformaciones (\mathcal{E}) pueden definirse como se muestran a continuación:

$$\mathcal{E}_l = \frac{\Delta L}{L_0} \quad \text{Deformación longitudinal (3)}$$

$$\mathcal{E}_s = \frac{\Delta Y}{X} \quad \text{Deformación por cizalla (4)}$$

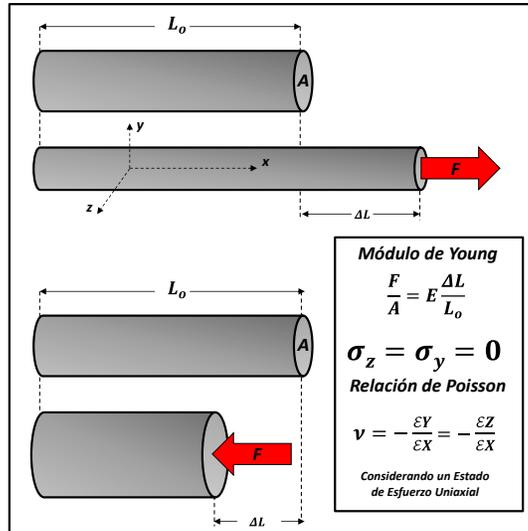
$$\mathcal{E}_v = \frac{\Delta V}{V_0} \quad \text{Deformación volumétrica (5)}$$

De esta manera, la relación entre esfuerzo y deformación bajo condiciones elásticas y considerando un esfuerzo longitudinal, se conoce como módulo de elasticidad o módulo de Young y se expresa como:

$$E: \text{Módulo de Young.} \quad \frac{F}{A} = E \frac{\Delta L}{L_0} \quad ; \quad \sigma_l = E \mathcal{E}_l \quad (6)$$

Donde σ_l es el esfuerzo, E , es el módulo elástico o módulo de Young y \mathcal{E}_l , es la deformación longitudinal. De esta manera el módulo de Young relaciona el esfuerzo con respecto a la deformación considerando un estado de esfuerzo uniaxial (Ver Figura 2.)

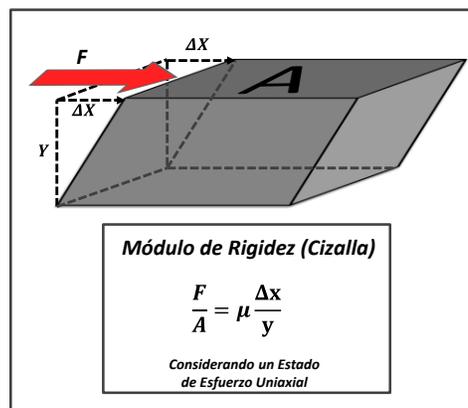
Figura 2. Representación gráfica del módulo de Young considerando un estado de esfuerzo uniaxial.



El módulo de rigidez (Cizalla) (μ) está definido como la relación entre el esfuerzo de corte con respecto a la deformación de corte considerando un estado de esfuerzo uniaxial (Ver Figura 3). El módulo de rigidez se expresa como:

$$\mu: \text{Módulo de Cizalla} \quad \frac{F}{A} = \mu \frac{\Delta x}{y} \quad ; \quad \sigma_s = \mu \epsilon_s \quad (7)$$

Figura 3. Representación gráfica del módulo de rigidez considerando un estado de esfuerzo uniaxial.



Donde σ_s , corresponde al esfuerzo de corte, μ es el módulo de rigidez o módulo de cizalla y ϵ_s , corresponde a la deformación de corte.

El módulo de compresibilidad (K) está definido como la relación entre el esfuerzo hidrostático y la deformación volumétrica (Ver Figura 4)

K : Módulo de compresibilidad o módulo volumétrico.

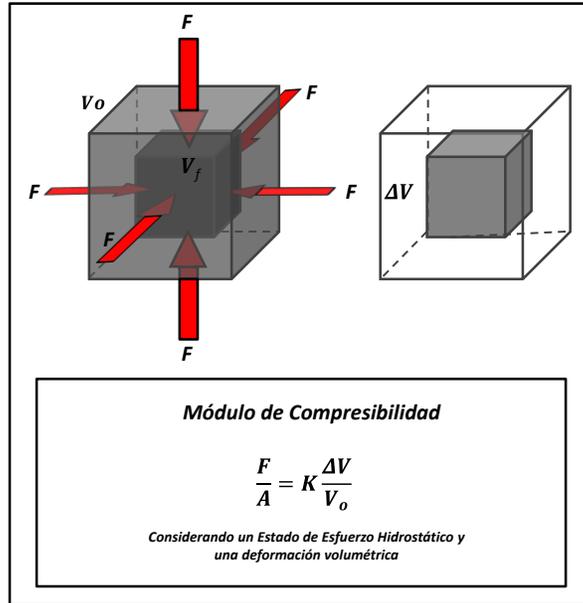
$$\frac{F}{A} = K \frac{\Delta V}{V_0} ; \sigma_v = K \epsilon_v \quad (8)$$

Donde σ_v , corresponde al esfuerzo hidrostático y ϵ_v , corresponde a la deformación volumétrica. El módulo volumétrico es inversamente proporcional a la compresibilidad de la roca, es decir:

$$\beta: \text{Compresibilidad.} \quad \beta = \frac{1}{K} \quad (9)$$

Donde β , es la compresibilidad y K , es el módulo volumétrico.

Figura 4. Representación gráfica del módulo de Compresibilidad considerando un estado de esfuerzos hidrostático y una deformación volumétrica.



La relación de Poisson (ν) está definida como la relación negativa de la deformación lateral con respecto a la deformación axial considerado un estado de esfuerzo uniaxial (Ver Figura 2). La relación de Poisson se denota como:

$$\nu: \text{relación de Poisson.} \quad \nu = \frac{\Delta Y}{\Delta X} = \frac{\Delta Z}{\Delta X} \quad ; \quad \nu = - \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} \quad (10)$$

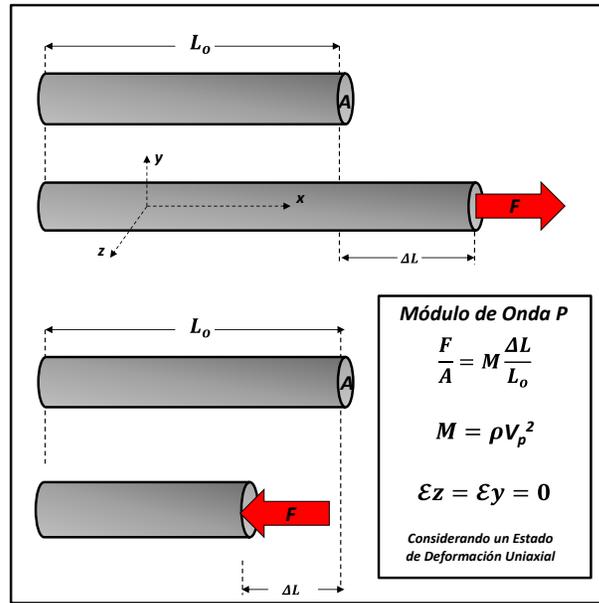
Considerando X la dirección axial. Donde ϵ_l corresponde a la deformación lateral y ϵ_a corresponde a la deformación axial.

El módulo de onda P ($M = \rho \cdot V^2$), está definido como la relación entre el esfuerzo axial y la deformación axial considerando en un estado de deformación uniaxial (Ver Figura 5).

$$M: \text{Modulo de Onda P.} \quad \sigma_{ax} = M \epsilon_{ax} \quad (11)$$

Donde σ_{ax} , corresponde al esfuerzo axial y ϵ_{ax} , es la deformación axial.

Figura 5. Representación gráfica del módulo de onda P, considerando un estado de deformación uniaxial.



A diferencia del módulo de Young, el módulo de onda P considera la deformación en la dirección que es aplicada el esfuerzo sin tener deformación en las componentes ortogonales a la dirección de aplicación del esfuerzo.

Los módulos λ , E , μ , K , M , tienen unidades de esfuerzo (Fuerza/área), mientras que la relación de Poisson es adimensional. Consideraciones de energía requiere que las siguientes relaciones siempre se mantengan. En el caso que no sea así, se puede inferir errores en las mediciones o anisotropía del material (Mavko et al., 2009).

$$K = \lambda + \frac{2\mu}{3} \geq 0; \quad \mu \geq 0 \quad (12)$$

o

$$-1 < \nu \leq \frac{1}{2}; \quad E \geq 0 \quad (13)$$

En las anteriores ecuaciones se asume isotropía y los medios son considerados linealmente elásticos.

En la Tabla 1, se muestra las diferentes relaciones entre los módulos elásticos para materiales isotrópicos. A partir del conocimiento de dos de estos módulos elásticos es posible calcular los demás. En un medio isotrópico, linealmente elástico, solo se necesitan dos de las constantes (módulos elásticos) para especificar la relación completa entre esfuerzo y deformación de un cuerpo.

Tabla 1. Relaciones de los módulos elásticos.

K	E	λ	ν	M	μ
$\lambda + 2\mu/3$	$\mu \frac{3\lambda+2\mu}{\lambda+\mu}$	—	$\frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)}$	$\lambda + 2\mu$	—
—	$9K \frac{K-\lambda}{3K-\lambda}$	—	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$	$3K - 2\lambda$	$3(K - \lambda)/2$
—	$\frac{9K\mu}{3K+\mu}$	$K - 2\mu/3$	$\frac{3K-2\mu}{2(3K+\mu)}$	$K + 4\mu/3$	—
$\frac{E\mu}{3(3\mu-E)}$	—	$\mu \frac{E-2\mu}{(3\mu-E)}$	$E/(2\mu) - 1$	$\mu \frac{4\mu-E}{3\mu-E}$	—
—	—	$3K \frac{3K-E}{9K-E}$	$\frac{3K-E}{6K}$	$3K \frac{3K+E}{9K-E}$	$\frac{3KE}{9K-E}$
$\lambda \frac{1+\nu}{3\nu}$	$\lambda \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{\nu}$	—	—	$\lambda \frac{1-\nu}{\nu}$	$\lambda \frac{1-2\nu}{2\nu}$
$\mu \frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)}$	$2\mu(1 + \nu)$	$\mu \frac{2\nu}{1-2\nu}$	—	$\mu \frac{2-2\nu}{1-2\nu}$	—
—	$3K(1 - 2\nu)$	$3K \frac{\nu}{1+\nu}$	—	$3K \frac{1-\nu}{1+\nu}$	$3K \frac{1-2\nu}{2+2\nu}$
$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	—	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	—	$\frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{E}{2+2\nu}$
$M - \frac{4}{3}\mu$	—	$M - 2\mu$	$\frac{M-2\mu}{2(M-\mu)}$	—	—

Fuente: (Tomado de Birch, 1961, en Mavko et al., 2009)

2.1.2 Módulos Elásticos y Velocidades Sísmicas. Las velocidades de varios tipos de ondas sísmicas, considerando un medio isotrópico, homogéneo y elástico, se encuentran relacionadas con los módulos elásticos de la siguiente manera:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4\mu}{3}}{\rho}} \quad (14)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (15)$$

Donde V_p , es la velocidad de onda P compresional y V_s , corresponde a la velocidad de la onda S Shear. Los demás parámetros corresponden a: ρ es la densidad, K , es el módulo de compresibilidad o módulo volumétrico y μ , es el módulo de cizalla.

De esta manera si se despejan los módulos elásticos en función de las velocidades (onda P y onda S) y la densidad se tiene:

$$K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (16)$$

$$\mu = \rho V_s^2 \quad (17)$$

Es necesario tener en cuenta que las mediciones de los módulos elásticos, las velocidades y la densidad sobre una roca sedimentaria, incluyen tanto la matriz mineralógica de la roca como los fluidos que se encuentran en el espacio poroso de la misma. De esta manera, cualquier alteración en el sistema roca-fluido causará una alteración en las velocidades con las que viajan las ondas por la roca.

2.1.3. Impedancia y Reflectividad. La impedancia (I), de un medio elástico es la relación del esfuerzo con respecto a la velocidad de una partícula (Aki and Richards, 1980). La impedancia se expresa como:

$$I = \rho V; \quad I_p = \rho V_p; \quad I_s = \rho V_s \quad (18)$$

Donde ρ , es la densidad y V , es la velocidad de propagación de la onda. A su vez, I_p y I_s representan las impedancias acústicas de onda P y Onda S respectivamente. En la Figura 6, se observa la representación gráfica para un rayo de incidencia normal.

En una interface plana entre dos capas gruesas, homogéneas, isotrópicas y elásticas, la reflectividad de una onda de incidencia normal viajando desde el medio uno (1) hasta el medio dos (2), es la relación del desplazamiento de la amplitud A_R , de la onda reflejada con respecto a la onda incidente A_I , (Mavko et al., 2009) y está dada por:

$$R = \frac{A_R}{A_I} = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (19)$$

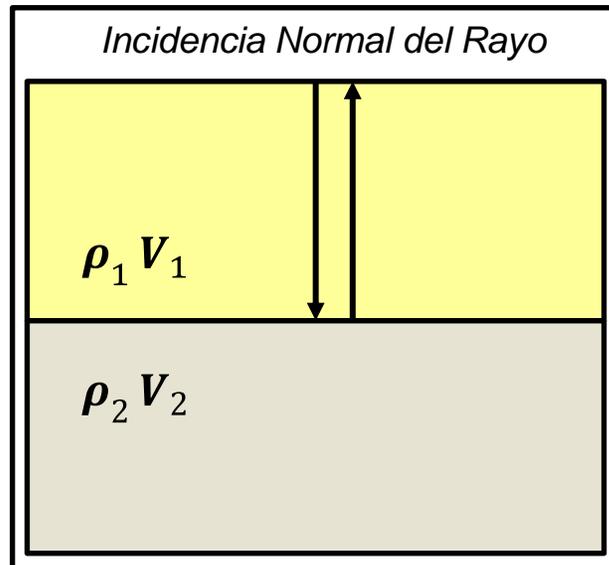
De esta manera la ecuación anterior puede ser escrita en función de las velocidades de Onda P y Onda S y la densidad de la siguiente manera:

$$R_p = \frac{\rho_2 V_{p2} - \rho_1 V_{p1}}{\rho_2 V_{p2} + \rho_1 V_{p1}} \quad (20)$$

$$R_s = \frac{\rho_2 V_{s2} - \rho_1 V_{s1}}{\rho_2 V_{s2} + \rho_1 V_{s1}} \quad (21)$$

Donde R_p , es la reflectividad de la Onda P y R_s , es la reflectividad de la onda S. Entre mayor sea el contraste de estas propiedades (V, ρ), entre capas adyacentes, las reflectividad de las ondas llega a ser mayor y las capas van a ser mejor diferenciadas sísmicamente.

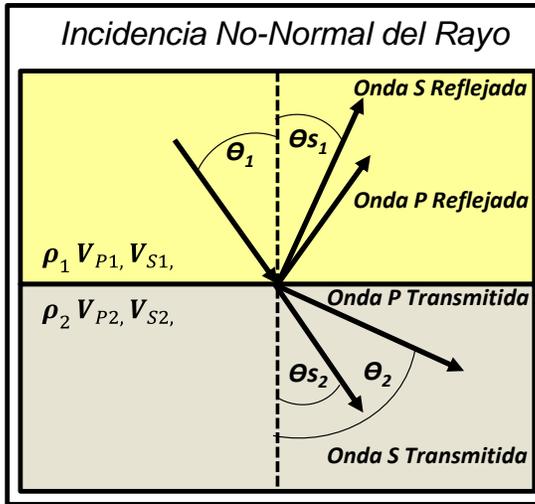
Figura 6. Modelo de reflexión de un rayo normal incidente en una interface entre dos capas espesas, homogéneas, isotrópicas y elásticas. (Modificado de Mavko et al., 2009)



Cuando la incidencia del rayo no es normal, una onda P incidente, genera ondas P y S reflejadas y transmitidas (Mavko et al., 2009). Los coeficientes de reflexión y transmisión dependen tanto del ángulo de incidencia como las propiedades de los materiales de las dos capas (Ver Figura 7)

El valor de impedancia acústica es el que modificará la reflectividad y por tanto la amplitud asociada a una interface entre dos capas. De esta manera cuando las propiedades de la roca que compone la capa es cambiada, la impedancia acústica cambiará su valor. Estos cambios pueden estar asociados a cambios en la presión de poro, temperatura o los fluidos que se encuentran contenidos en el espacio poroso.

Figura 7. Modelo de rayos incidentes, transmitidos y reflejados a partir de una onda P de incidencia no-normal. (Modificado de Mavko et al., 2009)

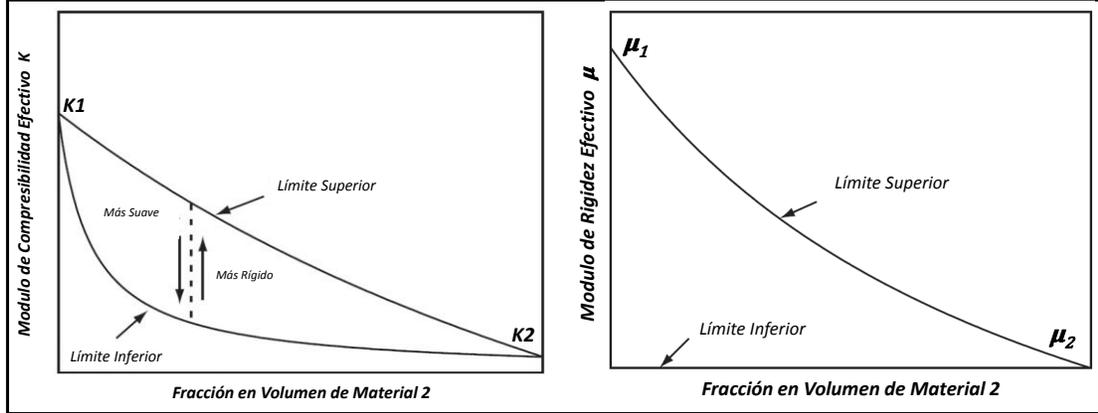


2.1.4. Límites elásticos en las Rocas. Cuando se piensa en una roca con su respectivo fluido o fluidos que la saturan, es necesario considerar cada uno de los componentes si se quiere conocer los módulos elásticos efectivos de la mezcla de los granos y poros. De esta manera es necesario especificar:

1. Las fracciones volumétricas de las fases
2. Los módulos elásticos de las fases
3. Detalles geométricos de los arreglos entre las diferentes fases.

En el caso que solo se especifiquen los dos primeros, es decir, que solo se conozcan las fracciones volumétricas de las fases y sus respectivos módulos elásticos, lo mejor es conocer los límites elásticos superior e inferior de una mezcla de constituyentes. Para una dada fracción de constituyentes, los valores de módulos elásticos efectivos deberán estar entre estos límites (Mavko, 2009). En la Figura 8, se puede observar un esquema de los límites elásticos de los módulos de compresibilidad y de rigidez de acuerdo a la mezcla de dos constituyentes.

Figura 8. Representación esquemática de los límites superior e inferior para los módulos de compresibilidad y rigidez de una mezcla de dos constituyentes. (Modificado de Mavko, 2009)



2.1.4.1. Límites de Hashin – Shtrikman. El valor más aproximado al real de los límites elásticos dependerá de la geometría de los poros ya que esta termina por controlar el comportamiento rígido o suave de una roca. Sin embargo, comúnmente no se tiene mucha información acerca de la geometría poral de una roca. De esta manera y considerando una composición elástica, lineal e isotrópica, los límites que mejor se ajustan y representan el rango más estrecho posible sin considerar la geometría de los poros, fue el descrito por Hashin – Shtrikman en 1963, cuya expresión matemática está dada por:

$$K^{HS^\pm} = K_1 + \frac{F_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + F_1 \left(K_1 + \frac{4}{3} \mu_1 \right)^{-1}} \quad (22)$$

$$\mu^{HS^\pm} = \mu_1 + \frac{F_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + 2F_1(K_1 + 2\mu_1) / \left[5\mu_1 \left(K_1 + \frac{4}{3} \mu_1 \right) \right]} \quad (23)$$

Donde K_1 y K_2 , representan los módulos de compresibilidad de los dos constituyentes, μ_1 y μ_2 representa los módulos de rigidez de los dos constituyentes y F_1 y F_2 representan las fracciones volumétricas de cada constituyente.

El límite superior es reproducido cuando el material más rígido es llamado 1 y el límite inferior es producido cuando el material más suave es llamado 1. Las ecuaciones anteriormente mencionadas asumen que los módulos elásticos de los constituyentes mantienen su comportamiento, es decir, que el material con el módulo de compresibilidad más alto a su vez posee el valor más alto de módulo de rigidez y el material con el módulo de compresibilidad más bajo a su vez posee el valor más bajo de módulo de rigidez (Mavko, 2009).

Cuando los materiales no presentan este comportamiento y un material llega a tener el módulo de compresibilidad más alto de los constituyentes pero no necesariamente el valor más alto de módulo de rigidez (Ej: Calcita, $K=71$ GPa y $\mu=30$ GPa y para el cuarzo $K=37$ GPa y $\mu=45$ GPa), es necesario usar una forma más general de las ecuaciones de Hashin – Shtrikman, llamada Walpole (1966), descrita de la siguiente manera:

$$K^{HS^\pm} = K_1 + \frac{F_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + F_1 \left(K_1 + \frac{4}{3} \mu_m \right)^{-1}} \quad (24)$$

$$\mu^{HS^\pm} = \mu_1 + \frac{F_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + F_1 \left[\mu_1 + \frac{\mu_m}{6} \left(\frac{9K_m + 8\mu_m}{K_m + 2\mu_m} \right) \right]^{-1}} \quad (25)$$

Donde los subíndices 1 y 2 se refieren a las propiedades de los dos constituyentes. Estas ecuaciones generan el límite superior cuando K_m y μ_m representan los módulos de compresibilidad y de rigidez máximos de los constituyentes. El límite inferior se genera cuando K_m y μ_m representan los módulos de compresibilidad y de rigidez mínimos de los constituyentes.

La forma más general de las ecuaciones de los límites elásticos de Hashin – Shtrikman Walpole (Berryman, 1995) está descrita por:

$$\begin{aligned} K^{HS^+} &= \Lambda(\mu_{max}) & K^{HS^-} &= \Lambda(\mu_{min}) \\ \mu^{HS^+} &= \Gamma(\zeta(K_{max}, \mu_{max})) & \mu^{HS^-} &= \Gamma(\zeta(K_{min}, \mu_{min})) \end{aligned}$$

Donde:

$$\Lambda(z) = \left\langle \frac{1}{K(r) + \frac{4}{3}z} \right\rangle^{-1} - \frac{4}{3}z \quad (26); \text{ Para } z, \text{ cuando } \mu \text{ es mínimo o máximo.}$$

$$\Gamma(z) = \left\langle \frac{1}{\mu(r) + z} \right\rangle^{-1} - z \quad (27); \text{ Para } z, \text{ cuando } \mu \text{ es mínimo o máximo.}$$

$$\zeta(K, \mu) = \frac{\mu}{6} \left(\frac{9K+8\mu}{K+2\mu} \right) \quad (28); \text{ Para } \mu, K, \text{ mínimo y máximo.}$$

Para las variables Λ y Γ , los valores que se encuentran en los corchetes, indican un promedio sobre el medio, es decir, el valor promedio de los constituyentes pesados por las respectivas fracciones volumétricas.

En la medida que los constituyentes sean muy diferentes en su composición y por lo tanto en sus módulos elásticos, los límites estarán más separados (Ver Figura 9). Cuando los componentes son similares, esta separación entre los límites elásticos será mínima (Ej: Calcita y Dolomita). Muchos de los modelos actualmente disponibles para el cálculo de los módulos elásticos efectivos asumen medios homogéneos.

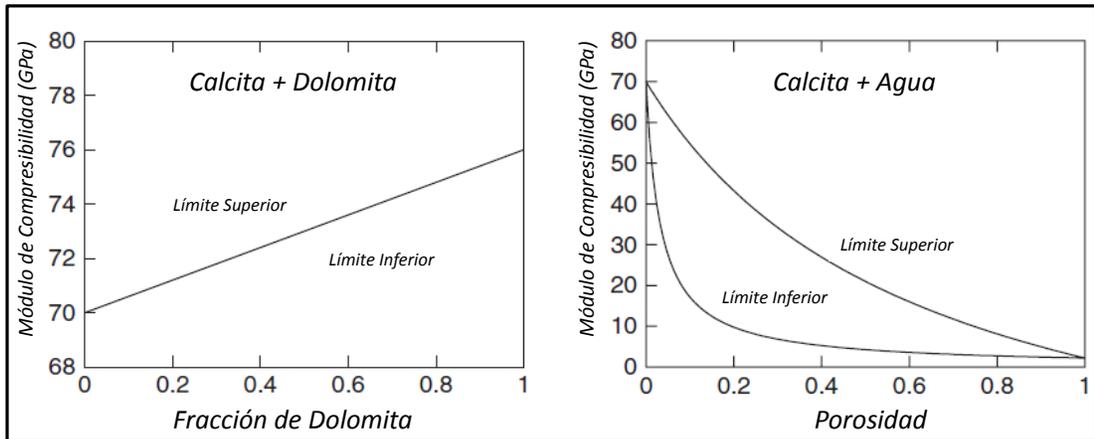
Por tal motivo, resulta adecuado usar este método para el cálculo de una mezcla de minerales que componen una roca, usando el promedio aritmético entre el límite superior y el límite inferior como se describe a continuación:

$$K^{HS} = \frac{K^{HS^+} + K^{HS^-}}{2} \quad (29)$$

$$\mu^{HS} = \frac{\mu^{HS^+} + \mu^{HS^-}}{2} \quad (30)$$

Cuando los constituyentes presentan diferencias considerables, (como los minerales y los fluidos que se encuentran en el espacio poroso), los límites elásticos llegan a estar muy separados y se pierde predictibilidad del valor (Mavko, 2009). De esta manera se puede decir que el uso del promedio aplica cuando los módulos elásticos de los materiales son similares o cuando la presencia de uno de los minerales es mínima (Ver Figura 9).

Figura 9. Límites de Hashin – Shtrikman para una mezcla de constituyentes similares (Izquierda) y una mezcla de constituyentes no similares (Derecha). (Modificado de Mavko, 2009)



2.1.4.2. Límites de Voigt y Reuss. Los límites elásticos de Voigt y Reuss representan el cálculo más simple pero no necesariamente la mejor manera de realizar esta estimación. El límite de Voigt representa el límite superior de una mezcla de componentes mientras que el límite de Reuss (1929), representa el límite inferior de la mezcla de fases (Ver Figura 10). De esta manera las expresiones matemáticas para el cálculo de los límites elásticos de Voigt and Reuss están dadas por;

Límite de Voigt (Superior):

$$K = \sum_{i=1}^N F_i K_i \quad (31); \quad \mu = \sum_{i=1}^N F_i \mu_i \quad (32)$$

Límite de Reuss (Inferior):

$$\frac{1}{K} = \sum_{i=1}^N \frac{F_i}{K_i} \quad (33) \quad ; \quad \frac{1}{\mu} = \sum_{i=1}^N \frac{F_i}{\mu_i} \quad (34)$$

Donde F_i son las fracciones volumétricas de las fases presentes y K_i , μ_i son los módulos de compresibilidad y módulo de rigidez respectivamente de cada uno de las fases presentes.

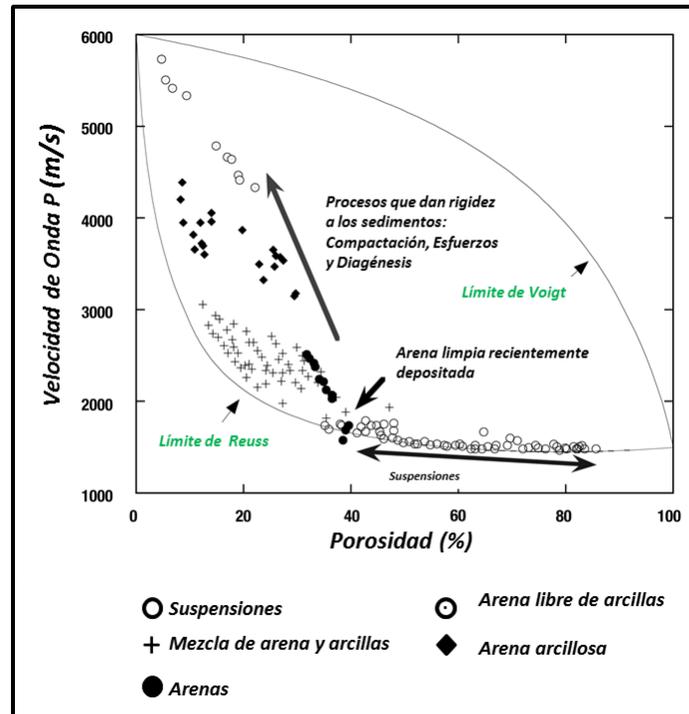
Cuando se necesita tener un estimado del valor, es posible usar el promedio aritmético de los límites de Voigt y Reuss, más conocido como VHR (Voigt – Reuss – Hill average, 1952).

$$M = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (35)$$

M representa un módulo elástico definido y los subíndices V y R representan los límites superior (Voigt) e inferior (Reuss), respectivamente.

Sin embargo, este cálculo ayuda a tener un estimado del valor puntual pero no es el indicado para conocer el rango de valores (Mavko, 2009). Para conocer el rango de valor la mejor opción sería utilizar los límites de Hashin – Shtrikman mencionados anteriormente.

Figura 10. Velocidad de onda P versus porosidad para una variedad de sedimentos saturados con agua, comparados con los límites de Voigt y Reuss. Los datos son tomados de Yin (1992), Han (1986) y Hamilton (1956). (Modificado de Avseth 2005)



2.1.5. Compresibilidades de las Rocas. En un medio no poroso la compresibilidad del medio está dada por la siguiente expresión matemática:

$$\beta = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta \sigma} \quad (36)$$

Donde β , representa la compresibilidad de la roca, σ , es el esfuerzo hidrostático and V , es el volumen total del medio.

En contraste, la compresibilidad en un medio poroso, es más complicado debido a que es necesario considerar al menos dos presiones (presión confinante y presión de poro) y dos volúmenes (volumen total y volumen poroso). Por tal motivo, se

pueden definir al menos cuatro compresibilidades (Mavko, 1995). Siguiendo con la notación de Zimmerman, (1991a), en el cual el primer subíndice indica el cambio de volumen (t, para el volumen total y p, para el volumen poroso) y el segundo subíndice indica la presión que es variada (c para presión de confinamiento y p para presión de poro) y las expresiones son (Mavko, 1995):

$$\beta_{tc} = \left(\frac{1}{v_t} \frac{\delta v_t}{\delta \sigma_c} \right)_{\sigma_p} ; \text{ manteniendo la presión de poro constante } (K_{sec} = 1/\beta_{tc}) \quad (37)$$

$$\beta_{tp} = -\frac{1}{v_t} \left(\frac{\delta v_t}{\delta \sigma_p} \right)_{\sigma_c} ; \text{ manteniendo presión de confinamiento constante} \quad (38)$$

$$\beta_{pc} = \frac{1}{v_p} \left(\frac{\delta v_p}{\delta \sigma_c} \right)_{\sigma_p} ; \text{ manteniendo presión de poro constante } \left(K_{\emptyset} = \frac{1}{\beta_{pc}} \right) \quad (39)$$

$$\beta_{pp} = -\frac{1}{v_p} \left(\frac{\delta v_p}{\delta \sigma_p} \right)_{\sigma_c} \text{ manteniendo presión de confinamiento constante} \quad (40)$$

Estas ecuaciones relacionan los cambios de los volúmenes con respecto a los cambios en las presiones bajo condiciones de presión de confinamiento constante o bajo condiciones de presión de poro constante. Dentro uno de los resultados más relevantes de estas ecuaciones se encuentra el módulo de la roca drenada o módulo de la roca seca. El módulo de compresibilidad de la roca seca está dado por:

$$K_{sec} = 1/\beta_{tc} \quad (41)$$

y el módulo de compresibilidad del espacio poroso está dado por:

$$K_{\emptyset} = 1/\beta_{pc} \quad (42)$$

De igual manera el módulo de compresibilidad de la roca saturada, cuando el fluido que satura la roca permanece constante está dado por:

$$\beta_{sat} = \frac{1}{K_{sat-Baja F}} = \frac{1}{V_t} \left(\frac{6V_t}{6\sigma_c} \right)_{m-fluido} \quad (43)$$

Donde β_{sat} , es la compresibilidad de la roca saturada, $K_{sat-baja f}$ es el módulo de compresibilidad de la roca saturada (sin drenar) considerando bajas frecuencias y ***m-fluido***, indica que la masa del fluido que satura la roca permanece constante. Los módulos K_{sec} , $K_{sat-baja f}$, K_{\emptyset} , son los módulos elásticos más útiles en la física de rocas de propagación de ondas sísmicas (Mavko, 2009). En el caso de la ecuación de Gassmann, el K_{sec} , $K_{sat-baja f}$, se relacionan con las compresibilidades de la mezcla de minerales de la roca K_{min} , y la compresibilidad de la mezcla de fluidos K_{fl} .

2.1.5.1 Compresibilidad de la Roca Seca. El módulo de compresibilidad de la roca seca indica el incremento de la deformación total incremental con respecto al incremento en la presión de confinamiento cuando la presión de poro se mantiene. La compresibilidad de la roca seca (conocida también como compresibilidad de la roca drenada ó del armazón de la roca), es uno de los parámetros más importantes para el modelamiento y análisis de sustitución de fluidos como lo es el caso de la ecuación de Gassman (1951). La compresibilidad efectiva de la roca seca de un medio sólido, homogéneo, elástico y poroso con una forma arbitraria del espacio poroso (Mavko, 2009), también puede ser escrita por:

$$\frac{1}{K_{sec}} = \frac{1}{K_{min}} + \frac{1}{V_t} \left(\frac{6\nu_p}{6\sigma_c} \right)_{\sigma_p} \quad (45) \quad \text{ó} \quad \frac{1}{K_{sec}} = \frac{1}{K_{min}} + \frac{\emptyset}{K_{\emptyset}} \quad (46)$$

Donde;

$$\frac{1}{K_{\phi}} = \frac{1}{v_p} \left(\frac{6v_p}{6\sigma_c} \right)_{\sigma_p} ; \text{ Compresibilidad del espacio poroso seco}$$

K_{ϕ} : Módulo de Compresibilidad del espacio poroso seco

$K_{sec} = 1/\beta_{tc}$: Módulo de Compresibilidad del la roca seca ó roca drenada

K_{min} : Módulo de Compresibilidad del la mineralogía intrínseca de la roca

V_t : Volumen total de la roca

v_p : Volumen poroso de la roca

ϕ : Porosidad de la roca

σ_c, σ_p : esfuerzo hidrostático de confinamiento (presión de confinamiento) y presión de poro

Dos formas adicionales para el cálculo de la compresibilidad en función del cambio de porosidad propuestas teniendo en cuenta las convenciones anteriormente relacionadas son:

$$\frac{1}{K_{sec}} = \frac{1}{(1-\phi)} \left(\frac{1}{K_{min}} + \frac{6\phi}{6\sigma_c} \right) \quad (47) \quad \text{ó} \quad \frac{6\phi}{6\sigma_c} = \frac{1-\phi}{K_{sec}} - \frac{1}{K_{min}} \quad (48)$$

2.1.6. Análisis de Sustitución de Fluidos. Uno de los problemas más importantes de la física de rocas es el entendimiento y la predicción del efecto causado por los fluidos en las velocidades e impedancia de una roca cuando las ondas sísmicas atraviesan el medio poroso. Biot (1956), derivó formulaciones teóricas para predecir la dependencia de la frecuencia en las velocidades de rocas saturadas en función de las propiedades de la roca seca. En el caso de las velocidades considerando las bajas frecuencias, corresponde a las mismas predicciones realizadas por Gassmann (1951). La teoría de bajas frecuencias de Biot – Gassmann (Gassmann, 1951 y Biot, 1956) predicen los cambios resultantes

en el módulo de compresibilidad de una roca saturada, K_{sat} , a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{K_{sat}}{K_{min} - K_{sat}} = \frac{K_{sec}}{K_{min} - K_{sec}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_{min} - K_{fl})}; \quad \mu_{sat} = \mu_{sec} \quad (49)$$

Donde K_{sat} es el módulo de compresibilidad de la roca saturada, K_{min} es el módulo de compresibilidad de la mezcla de minerales de la roca, K_{sec} es el módulo de compresibilidad de la roca seca, K_{fl} es el módulo de compresibilidad del fluido, ϕ es la porosidad de la roca, μ_{sat} es el módulo de rigidez de la roca saturada y el μ_{sec} es el módulo de rigidez de la roca seca.

La ecuación desarrollada por Gassmann asume una matriz mineral homogénea y una isotropía estadística del espacio poroso, pero no contempla la geometría poral. Es importante considerar, que la teoría de Gassmann es solamente válida cuando se contemplan bajas frecuencias, tal que la presión de poro inducida en la roca es equilibrada a través del espacio poroso (Mavko, 2005).

En el problema de la sustitución de fluidos en un medio poroso, es dominado por dos efectos sobre los fluidos los cuales ocasionan un cambio en la densidad total de la roca y en la compresibilidad de la roca (el inverso al módulo de compresibilidad). De esta manera si consideramos que el módulo de rigidez de la roca permanece constante durante la sustitución de fluidos, la velocidad de onda P, dependerá del cambio en la densidad y el módulo de compresibilidad de la roca, mientras que la velocidad de onda S, solo se verá afectada por el cambio en la densidad total de la roca.

De las ecuaciones 14 y 15, las ecuaciones de las velocidades sísmicas en una roca se escriben como:

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4\mu_{sat}}{3}}{\rho_T}} ; \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_T}} ; \quad \mu_{sat} = \mu_{sec} = \mu$$

La densidad total de la roca está dada por la matriz de la roca y los fluidos contenidos en su espacio poroso, descrito matemáticamente de la siguiente manera:

$$\rho_T = (1 - \phi)\rho_m + (\phi)\rho_{fl} \quad (50)$$

Donde ρ_T es la densidad total del sistema roca-fluido, ρ_m es la densidad de la matriz de la roca, ρ_{fl} es la densidad del fluido y ϕ es la porosidad de la roca.

En el caso de tener una mezcla de fluidos como es de esperar en un yacimiento de hidrocarburo con una saturación de agua S_w , una saturación de aceite S_{oil} y una saturación de gas S_g , la anterior relación puede ser expresada como:

$$\rho_T = (1 - \phi)\rho_m + (\phi)(\rho_w * S_w + \rho_{oil} * S_{oil} + \rho_g * S_g) \quad (51)$$

Es necesario tener en cuenta que la ecuación de Gassmann asume lo siguiente:

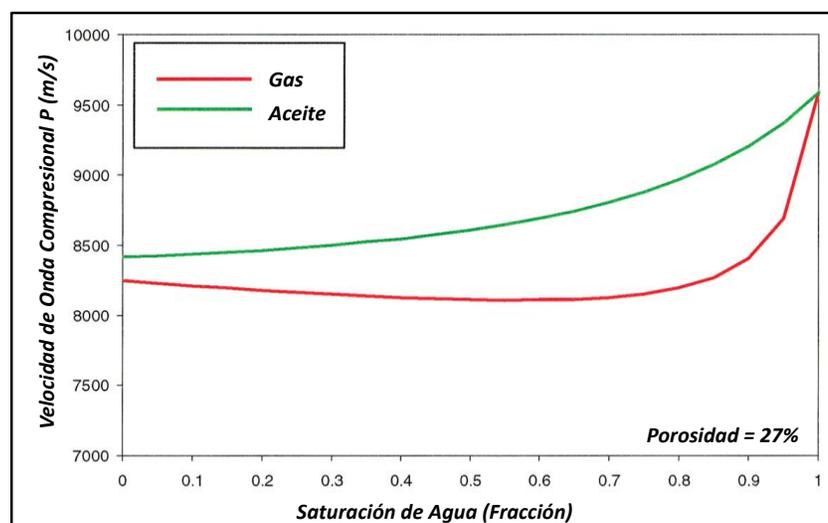
- La roca es macroscópicamente homogénea
- Todos los poros están conectados y comunicados
- Todos los poros están totalmente llenos con el fluido (o mezcla de fluidos)
- El sistema roca-fluido del sistema es cerrado
- El fluido contenido en el poro no interactúa con la matriz sólida.

De esta manera, estimando las condiciones iniciales del módulo de compresibilidad, módulo de rigidez y la densidad del sistema roca fluido, es

posible predecir el comportamiento de las velocidades sísmicas bajo diferentes escenarios de saturación de fluidos en el medio poroso. En la Figura 11, se puede observar un ejemplo del comportamiento esperado y el efecto en las velocidades de onda compresional debido al reemplazamiento de los hidrocarburos en una roca saturada con agua.

La ecuación de Gassmann (1951), es apropiada para bajas frecuencias sísmicas y disminuye su aplicación en la medida que se incrementa la frecuencia. A su vez presenta alguna excepción para aceites de alta viscosidad y rocas apretadas con microporosidad (Avseth et al, 2005). Según Avseth et al, (2005), se recomienda usar la relación de Gassmann a partir de datos de frecuencias sísmicas y de registros de pozo a menos que se tengan razones específicas para no usar este tipo de información. En el caso de las frecuencias sísmicas se manejan frecuencias menores a 100 Hz, los registros de pozo manejan un rango que puede llegar hasta 10^4 Hz, mientras que las pruebas ultrasónicas de laboratorio llegan a superar un umbral de 10^6 Hz (Mavko et al, 2009).

Figura 11. Efecto de la sustitución de fluidos en la velocidad de una roca. Se muestra la predicción del efecto de reemplazamiento con agua de una roca saturada con gas (rojo) y aceite (verde) utilizando la ecuación de Gassmann (*Modificado de Smith, 2003*)



Algunos otros modelos, como el planteado por Brown y Korringa (1975) han sido desarrollados contemplando la anisotropía de las rocas. Por otra parte Lee (2002) planteó una modificación de la Teoría de Biot (1956) y Gassmann (1951), planteando que es posible predecir las velocidades sísmicas a partir de las velocidades de onda p y la porosidad de una roca (Lee, 2002). Mavko (1995), propuso el modelo de Gassmann aproximado, basando su teoría en el uso del módulo elástico de onda P el cual es dependiente solo de la velocidad de Onda P y la densidad. Sin embargo, recientemente Yan et al (2010), a partir de su trabajo usando datos de laboratorio y de registros de pozo muestra que el modelo de Gassmann aproximado de Mavko (2005), llega a inducir errores significativos en la predicción del efecto de la saturación de fluidos de una roca, excepto cuando se trata de rocas consolidadas.

La teoría de Kuster-Toksöz (1974), a diferencia de las demás teorías, contempla aspecto del poro o más conocido como la relación del aspecto del poro (α). En el modelo de Kuster – Toksöz, la distribución de la relación de aspecto de poro en una roca controla la velocidad con la que viaja la onda por un medio poroso. La relación del aspecto del poro representa la relación entre el diámetro menor y el diámetro mayor del elipsoide que representa el poro. La distribución de las diferentes concentraciones de las relaciones de aspecto de poro (α) deben representar el volumen poroso total.

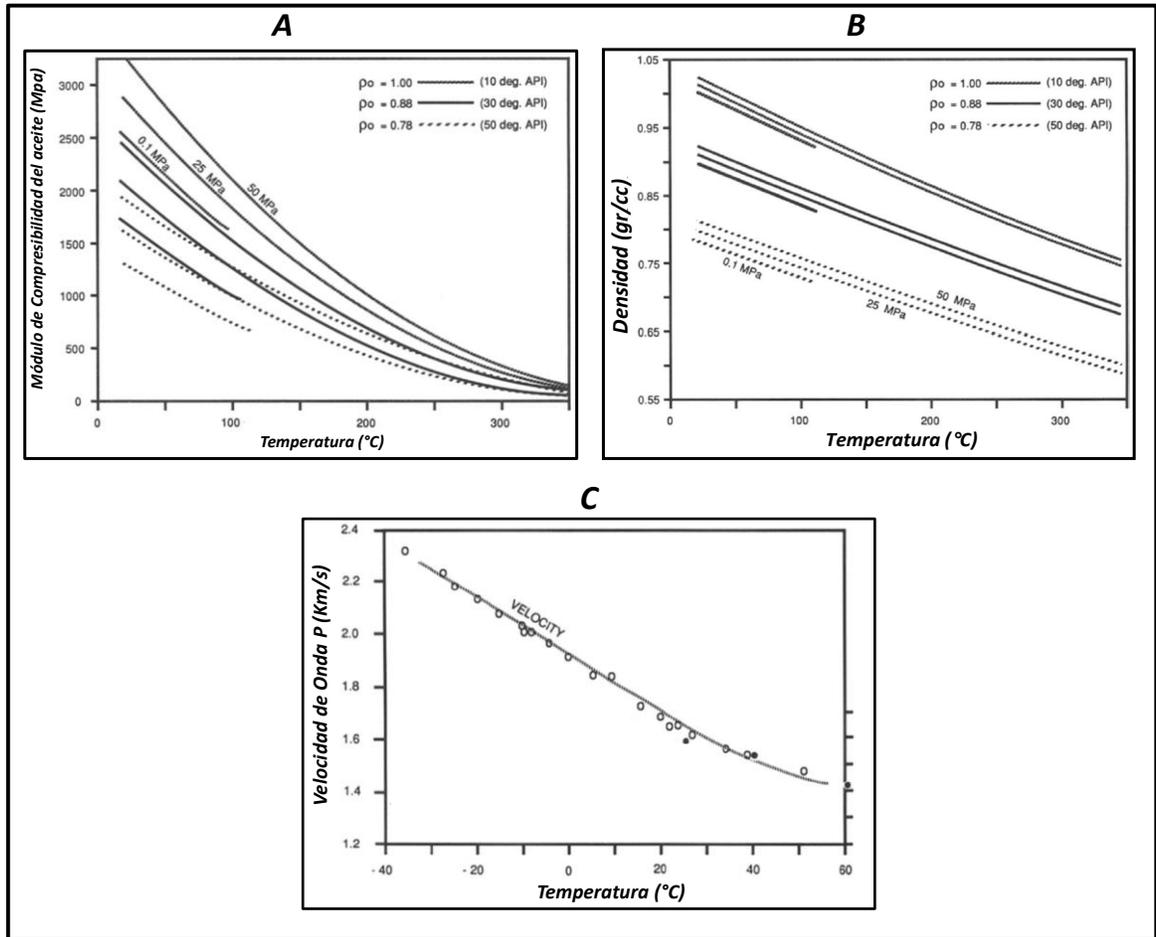
2.1.7 Propiedades Sísmicas de los Fluidos. Uno de los parámetros más importantes en el análisis de sustitución de fluidos son los módulos elásticos de cada una de las fases fluidas, los cuales se verán afectados no solo por las fracciones que se encuentren en el medio poroso, sino también por los cambios en la presión y la temperatura que tengan lugar en el yacimiento, más aún cuando este es sometido a un proceso de recobro.

Las propiedades de los fluidos influyen fuertemente las propiedades sísmicas de las rocas. Batzle y Wang (2002), usaron una combinación de relaciones termodinámicas, tendencias empíricas y datos publicados para evaluar el efecto de la presión, temperatura y composición sobre dichas propiedades sísmicas en los gases, aceites y salmueras. Las densidades y los módulos de compresibilidad de los gases y aceites, al igual que la viscosidad del aceite, incrementan con el peso molecular y la presión efectiva y decrecen con la temperatura. En el caso de la viscosidad de los gases, tiene un comportamiento similar excepto a altas temperaturas y bajas presiones, donde la viscosidad incrementará ligeramente con el incremento de la temperatura (Batzle y Wang, 2002). De esta manera, el trabajo realizado por Batzle y Wang (2002), resulta de gran ayuda en el uso de los diferentes modelos como lo son Gassmann (1951), Gassmann Modificado por Lee (2002), y el modelo de Kuster – Toksöz (1974), ya que permite tener un estimado más realista del módulo de compresibilidad de los fluidos a las condiciones en las que se encuentre sometido un yacimiento.

En la Figura 12, se puede observar el comportamiento de la densidad, módulo de compresibilidad y velocidades del aceite, bajo el efecto de la presión y temperatura. De manera general se observa que estas variables decrecen con el aumento de temperatura e incrementan con el aumento de la presión.

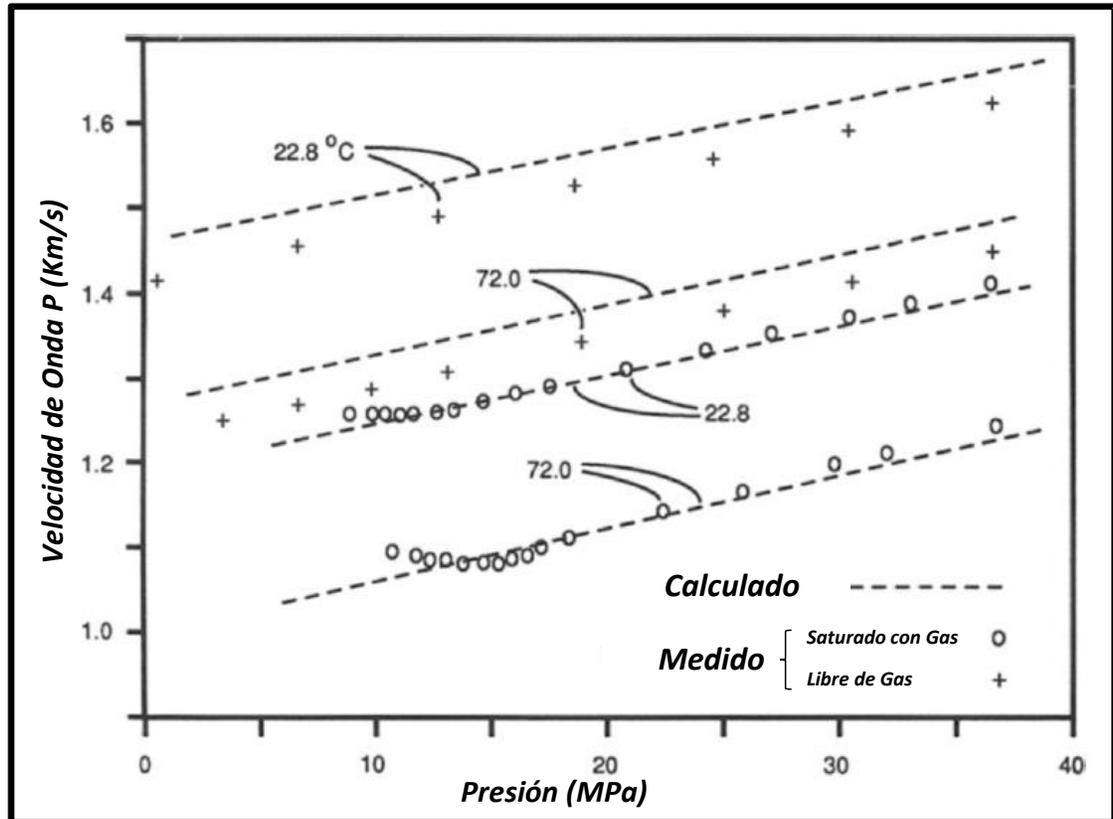
Autores como Sergeev (1948), Hwang y Lellis (1988), Clark (1992), y Batzle y Wang (1992), ha enfocado sus investigaciones en conocer el efecto del gas en solución de un aceite en las velocidades sísmicas. De manera general todos ellos logran visualizar un decrecimiento en las densidades y módulos de compresibilidad en la medida que incrementa el contenido de gas en solución de un crudo.

Figura 12. Efecto de la temperatura y la presión sobre la densidad, módulo de compresibilidad y velocidad de onda P de un aceite. (Modificado de Batzle y Wang, 1992)



En la Figura 13, se puede observar dos muestras de crudo, una de crudo vivo y otra de crudo muerto en la cual se logra visualizar un efecto drástico en la velocidad de onda P. A su vez se logra visualizar el efecto de la presión y la temperatura en los dos casos (Crudo muerto y crudo vivo).

Figura 13. Velocidad de onda P, para un crudo de 23° API con gas en solución (círculo) y sin gas en solución (cruces) medidos a temperaturas de 22.8° y 72° (C). (Modificado de Batzle and Wang, 1992)



2.2 MONITOREO SÍSMICO

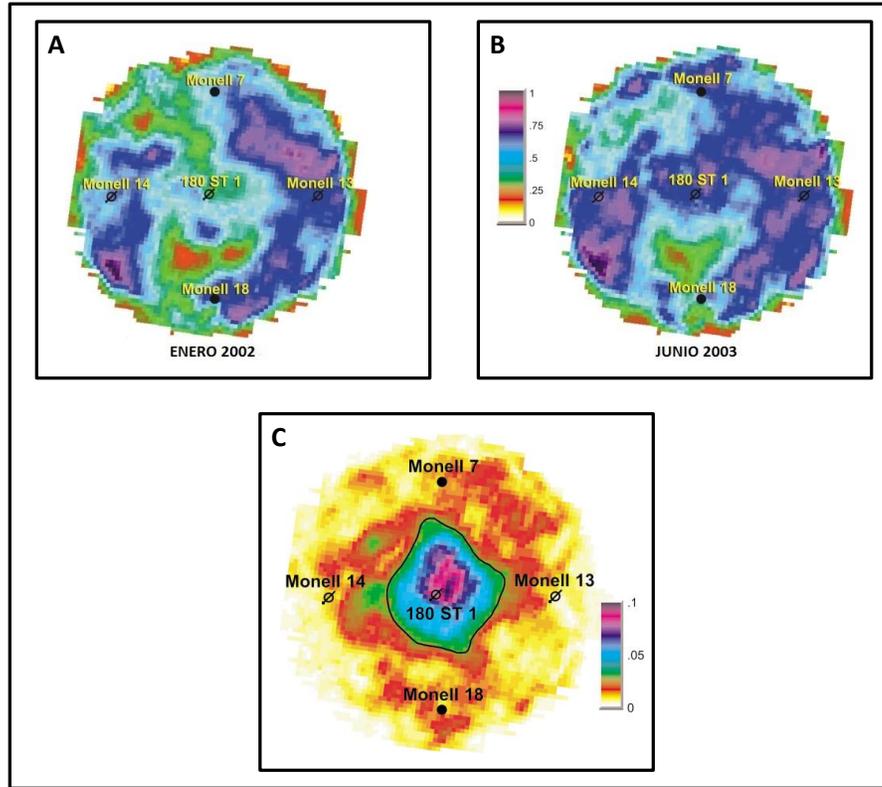
El monitoreo sísmico consiste en adquirir datos sísmicos en lapsos de tiempo para monitorear el efecto de procesos de producción primaria, secundaria o terciaria en los yacimientos. El principal objetivo de realizar un monitoreo sísmico es conocer la distribución de los fluidos en el yacimiento a través del tiempo, a partir de la identificación de los cambios en las propiedades petro-elásticas de las rocas producto de la sustitución de los fluidos en el espacio poroso del reservorio cuando este es sometido a algún proceso primario o de recobro.

Los diferentes métodos consisten en adquirir imágenes y/o señales sísmicas del subsuelo en intervalos de tiempo adecuados con el fin de verificar cambios en el sistema roca-fluido, detectados principalmente por las variaciones en la densidad de la roca y la velocidad con la que viajan las ondas sísmicas en las rocas, lo cual afecta la respuesta sísmica. Estos cambios son comúnmente producidos cuando el yacimiento se somete a procesos de recobro mejorado los cuales generan ya sea un desplazamiento del fluido y/o cambios de fase de los mismos como ocurre en procesos de recuperación termal (Ej: combustión In Situ), procesos que deben ser monitoreados para una acertada toma de decisiones sobre el desarrollo del campo en producción.

Además, el monitoreo permite mejorar la calidad de la caracterización del reservorio y ayuda a localizar reservas no detectadas anteriormente. En la Figura 14, se puede observar un ejemplo de un campo que fue sometido a una inyección de CO₂, y en donde se realizó un monitoreo sísmico 4D con el fin de visualizar el frente de fluidos en el yacimiento.

Las técnicas de monitoreo sísmico (en lapsos de tiempo) han venido siendo desarrolladas hace aproximadamente tres décadas. Por tanto, se cuenta con numerosos trabajos y experiencias de proyectos 4D, generados con diferentes técnicas de adquisición, procesamiento e interpretación, y en diferentes tipos de reservorios.

Figura 14. Ejemplo del resultado de un monitoreo sísmico aplicado en el Campo Monell usando sísmica de pozo (VSP). A) Survey sísmico base (amplitudes RMS) adquirido antes de la inyección de CO₂. B) Survey sísmico monitor (amplitudes RMS) adquirido 17 meses después de la inyección de CO₂. C) Diferencia de Amplitudes RMS entre los dos surveys sísmicos. La línea negra se interpreta como el frente de CO₂. (Tomado de O'Brien et al., 2004).



En la revisión de las diferentes experiencias de monitoreo sísmico 4D alrededor del mundo, se puede reconocer que son más los beneficios que los riesgos asociados en este tipo de proyectos (bajo riesgo/alto beneficio). Sin embargo, es necesario tener una expectativa realista sobre los beneficios que puede ofrecer un monitoreo sísmico para un reservorio específico, empezando por conocer los factores que pueden llegar a influenciar positiva y negativamente en el éxito de un proyecto de monitoreo sísmico. La mayor parte de estos estudios demuestran que los costos de un proyecto de monitoreo sísmico en lapsos de tiempo, representa

una pequeña fracción de su valor en termino de minimización de costos de desarrollo, perforación de pozos y de la recuperación de hidrocarburos adicionales (Aronsen et al., 2004).

La clave para un proyecto exitoso, por lo tanto, es determinar los cambios que pueden llegar a reconocer los datos sísmicos en la aplicación de un procesos de recobro para un campo petrolero específico, lo cual requiere un cuidadoso estudio de factibilidad, objetivos claros en cuanto al manejo del reservorio y una alta calidad y experiencia en procesamiento e interpretación de los datos sísmicos (Waggoner, 2000).

Existen diversas técnicas de adquisición de datos sísmicos con las cuales se puede llegar a realizar un monitoreo sísmico. Entre ellas se encuentra la sísmica de superficie 3D ó 2D y la técnica de sísmica de pozo (Perfiles sísmicos verticales) con los cuales se pueden llegar a obtener imágenes 2D y 3D de mayor resolución.

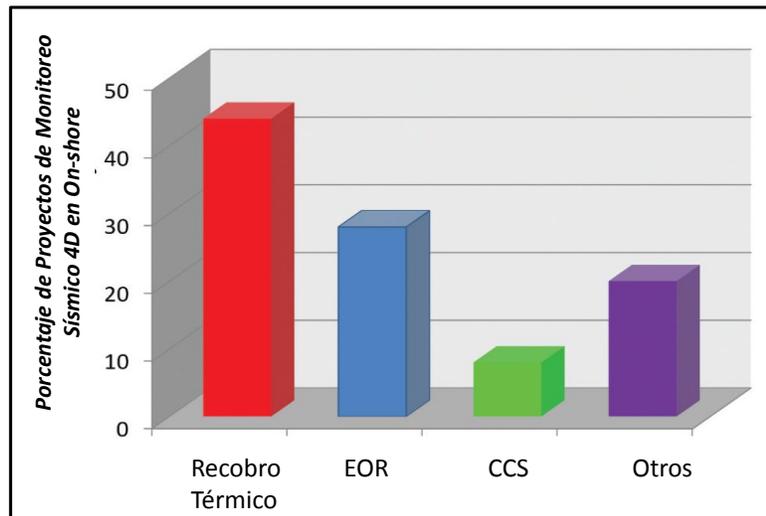
La sensibilidad de un monitoreo sísmico en lapsos de tiempo dependerá de la capacidad de producir respuestas repetidas, las cuales deberán ser contrapuestas para la identificación de los diferentes cambios. Establecer una buena repetibilidad en un proyecto de monitoreo sísmico, dependerá fuertemente de garantizar que los parámetros de adquisición se repitan, tales como la posición de las fuentes y los receptores, niveles de señal/ruido y el subsecuente procesamiento de los datos.

2.3 GENERALIDADES DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

En la medida que se empezaron a explotar los reservorios de crudo pesado en el mundo, los procesos de recuperación termal empezaron a ser los de mayor uso en

cuanto procesos de recobro se refiere y por tanto, gran parte de los proyectos de monitoreo en el mundo se destinan a los procesos de recuperación termal (Ver Figura 15).

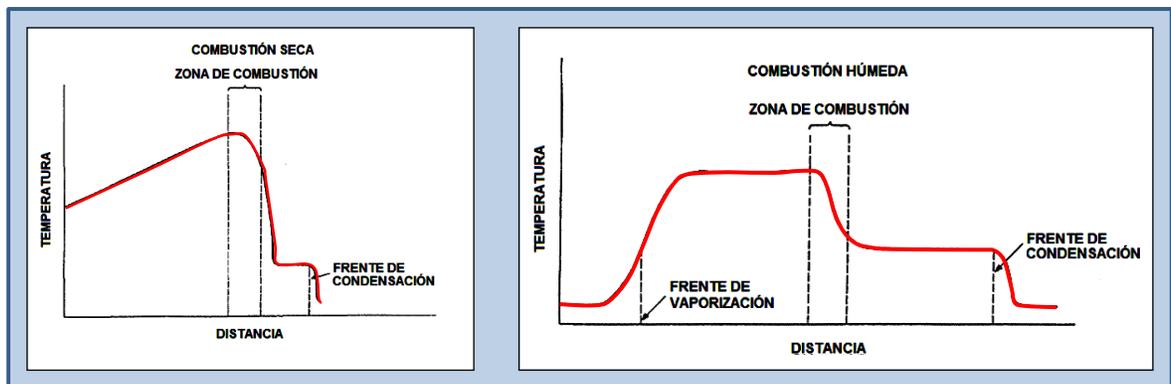
Figura 15. Porcentaje de proyectos de monitoreo sísmicos 4D en tierra para diferentes procesos de recobro incluyendo Secuestración y captura de carbono (CCS). (Modificado de Johnston D.H, 2012.)



El proceso de combustión in situ, hace parte de los métodos de recobro térmico usados actualmente en la recuperación de crudos pesados. El proceso de combustión en sitio se inicia con la inyección de un gas rico en oxígeno, como el aire, el cual aportara el suficiente oxígeno para iniciar la combustión por medio de un encendedor desplegado en el fondo del pozo una vez se ha inyectado el suficiente aire (Zadeh et al., 2010). Después de la ignición, el encendedor es retirado, pero la inyección continúa, permitiendo mantener un frente de combustión, el cual se mueve en la dirección de inyección del aire. El agua puede ser inyectada por periodos, creando una zona de vapor delante del frente de combustión, lo cual aumenta la efectividad de conducción calórica a la zona fría del reservorio. Es precisamente este aspecto el que clasifica los tipos de combustión. Cuando solo se inyecta solo aire o un gas rico en oxígeno, se conoce

como combustión seca y cuando se inyecta agua y aire al mismo tiempo, se conoce como combustión húmeda. (Ver Figura 16).

Figura 16. Perfil de temperatura para la combustión seca y húmeda. Tomado y modificado de Sarathi, 1999.

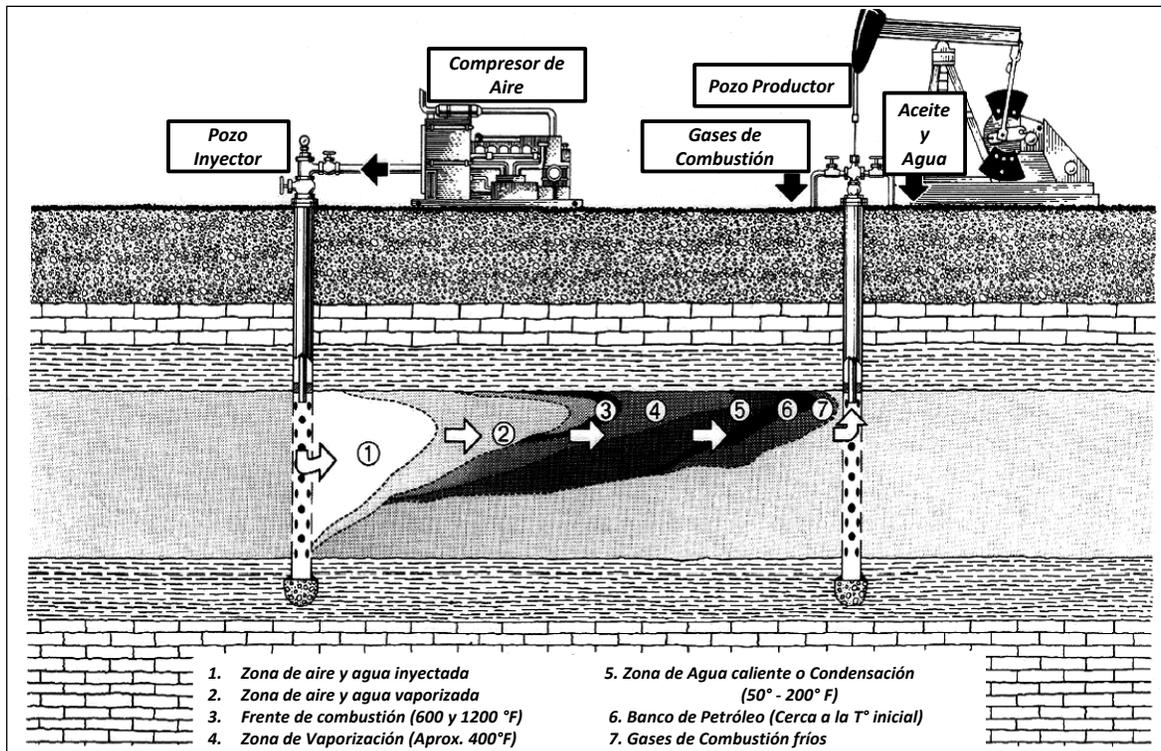


En la Figura 17, se muestra un esquema representativo de un proceso de combustión in Situ, indicando cada una de las zonas que tienen lugar durante el proceso de combustión. La zona adyacente al pozo inyector es quemada, lo cual significa que fue la zona por donde paso el frente de combustión. Comúnmente la combustión no es completa, dejando residuos orgánicos conocidos como coque. Análisis de núcleos (reportados en Sarathi, 1999) tomados en la zona quemada, indican un porcentaje remanente de coque de aproximadamente el 2%. En las etapas iniciales, la temperatura de formación alrededor del pozo inyector y en su interior es cercana a las temperaturas de combustión (700 a 1000°F).

En una combustión húmeda, la zona quemada esta comúnmente saturada de agua y aire mientras la inyección se mantenga, lo cual es un factor no deseado en el contexto del monitoreo sísmico de reservorios de crudo pesado, debido a que el agua disminuiría el porcentaje de cambio de impedancia producto de la sustitución de fluidos. Por otra parte, en una combustión seca, esta zona estaría saturada de

gases asociada principalmente al aire inyectado lo cual resultaría en un mayor porcentaje de cambio en impedancia.

Figura 17. Corte esquemático de un reservorio sometido a combustión in situ. (Modificado J.R Lindley Departamento de Energía de los Estados Unidos)



Durante la ejecución de este proceso de recuperación termal, parámetros sísmicos típicos como la velocidad de onda P (V_p), saturación de fluido, densidad y módulos elásticos de la roca, cambian bajo la influencia del movimiento del frente de combustión, parámetros que pueden ser modelados mediante el análisis de sustitución de fluidos.

Teniendo en cuenta que el avance del frente de combustión da lugar a una sustitución de fluidos, lo cual es representado por la variación en la saturación de gas (S_g), Saturación de aceite (S_o) y Saturación de agua (S_w) en el medio poroso,

esta condición genera cambios en la densidad total y en el módulo de compresibilidad total de la roca y por ende en la velocidad de las ondas sísmicas que atraviesen dicho medio. En la zona de combustión se generan gases como CO, CO₂, H₂S, N₂ y O₂ y vapor de agua principalmente, los cuales causan un aumento progresivo en la saturación de gas en la formación a medida que avanza la combustión.

3. ANTECEDENTES

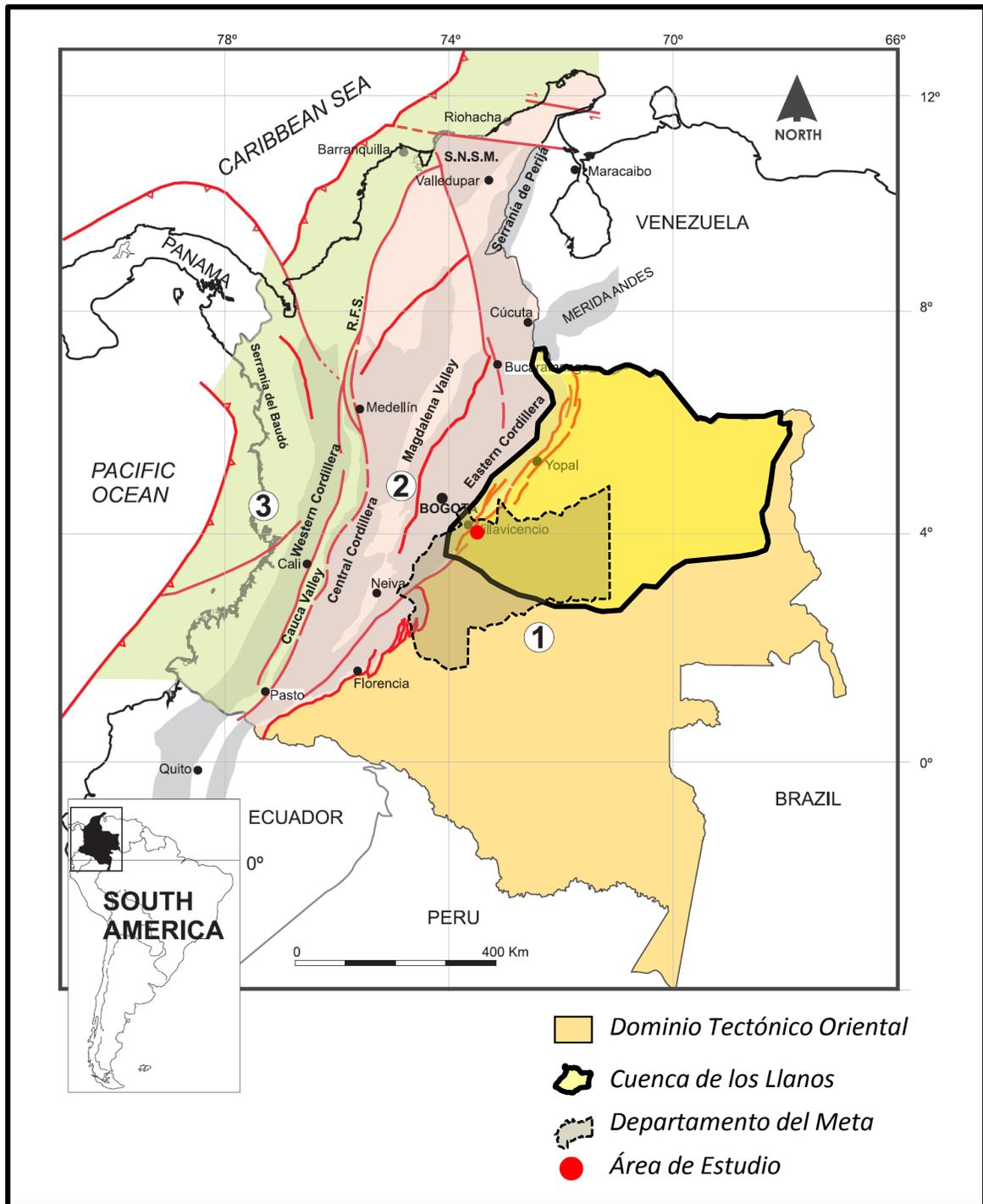
3.1 LOCALIZACIÓN

El campo de estudio se encuentra ubicado en el borde suroccidental de la Cuenca de los Llanos, Colombia, al sur del municipio de Villavicencio, en el departamento del Meta, en jurisdicción de los municipios Acacias, Guamal y Castilla la Nueva. (Ver Figura 18).

Este campo fue descubierto en 1969 iniciando su producción en 1985, campo cuya producción proviene de unidades Terciarias y Cretácicas. La Formación de interés en este estudio produce un crudo pesado de 8° API de la unidad del Terciario (Formación San Fernando - T2). El área donde se desarrollará este estudio se encuentra limitada entre las coordenadas con origen Bogotá (E: 1044700 a E: 1045000 y N: 927800 a N: 928100).

La estructura del campo se encuentra asociada a un anticlinal elongado, asimétrico y fallado en el flanco oriental en dirección aproximada N60E. La zona piloto de combustión in situ se encuentra hacia la cresta de la estructura presentado valores bajos de buzamiento (2° aproximadamente). Las fallas en esta zona son de carácter inverso y de alto ángulo siguiendo la misma dirección del eje del pliegue que conforma la trampa de las unidades reservorio.

Figura 18. Mapa de localización del área de estudio. Modificado del mapa de dominios tectónicos de la ANH, 2007.



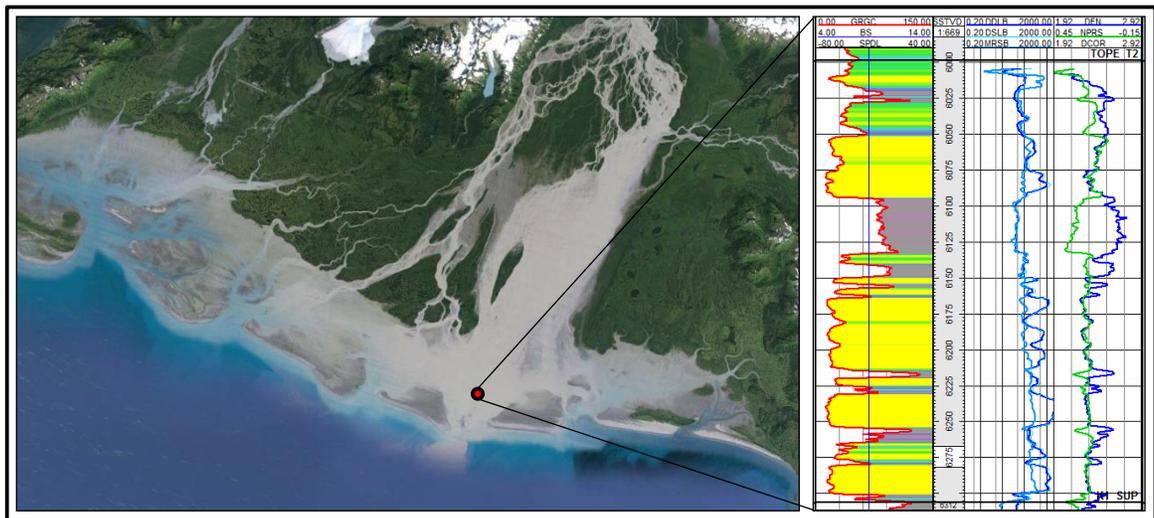
3.2 MARCO GEOLÓGICO

3.2.1 Marco Estratigráfico y Sedimentológico. Las unidades productoras en el área de estudio corresponden a las Formaciones Guadalupe de edad Cretáceo Medio, asociadas a las unidades operacionales K2 y K1, y la Formación San Fernando de edad Mioceno Temprano a Medio (Dueñas y Van der Hammen, 2007), esta última correspondiente a la unidad operacional T2. La Formación San Fernando fue depositada en ambientes marinos someros, mares que ocuparon la mayor parte de las cuencas de los Llanos Orientales, de Maracaibo, de Barinas-Apure y transgredieron hacia el sur hasta influenciar la parte más occidental de la cuenca Amazónica (Dueñas y Van der Hammen, 2007).

Hacia el área de estudio, área en la cual se adquirió un núcleo de aproximadamente 332 pies en el pozo OBS-1, sobre la unidad de interés (Formación San Fernando, unidad operacional T2), se puede evidenciar que la secuencia fue depositada en un ambiente transicional asociado a un delta dominado por mareas (hacia la parte basal de la unidad T2) y de ríos trenzados con influencia mareal (hacia la parte media y superior de la unidad T2). Hacia la parte más joven de la secuencia del T2, se reconocen sedimentos asociados a un ambiente marino somero (Ver Figura 19). En la base y parte media de la unidad T2 predomina la presencia de areniscas con estratificación cruzada de grano medio a grueso y de buena selección, en algunos intervalos ligeramente conglomeráticos. En algunos intervalos se puede evidenciar planos de estratificación cruzada bidireccional asociados a los contrastes entre los regímenes de la influencia mareal y fluvial. Los intervalos arenosos se encuentran intercalados con intervalos de bajo espesor de arcillolitas, lodolitas y limolitas. El espesor promedio de la unidad T2 en la zona del piloto de combustión in situ es de aproximadamente 300 pies.

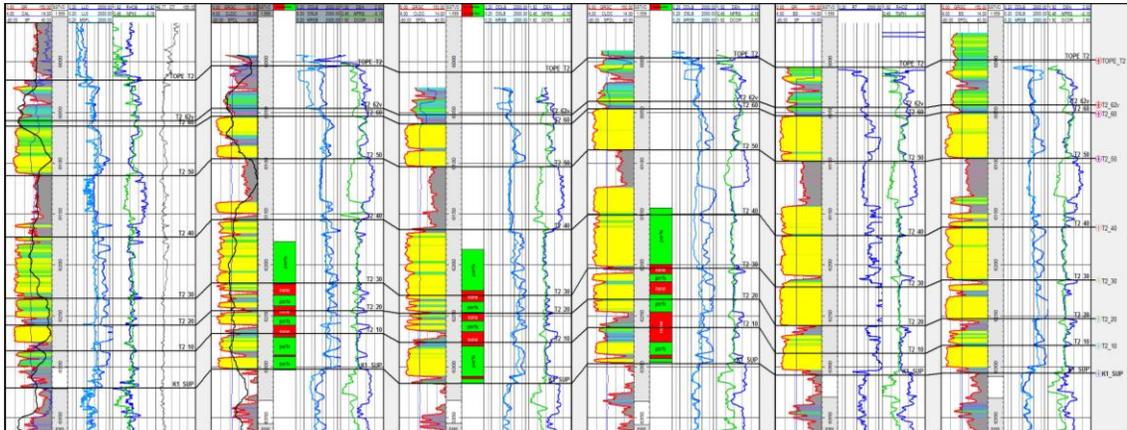
Hacia la parte superior de la unidad T2, se reconoce un espesor considerable de más de 40 pies, asociado principalmente a limolitas intercaladas con arenitas de grano muy fino. Sobre este intervalo de limolitas, el cual se encuentra asociado a la planicie mareal del delta, se reconocen algunas bandas de siderita evidenciando exposición sub-aérea. Estos intervalos limosos se encuentran suprayacidos y en contacto erosivo por un conglomerado matriz soportado, con intervalos de matriz arenosa de grano fino a medio, Guijos de hasta 2cm, redondeados de composición cuarzo, chert y líticos caolinitizados.

Figura 19. Imagen satelital de un ambiente sedimentario análogo a la zona de estudio. A la derecha se observa un registro tipo de la secuencia sedimentaria presente en la zona de estudio.



La secuencia sedimentaria de la unidad estratigráfica T2, presenta un alto grado de continuidad lateral en el área de estudio y en general a escala de campo (Ver Figura 20). Operacionalmente esta unidad se subdivide en 7 subunidades, las cuales resultan de fácil identificación en la zona debido al alto grado de correlación que resulta de este tipo de ambientes sedimentarios.

Figura 20. Correlación estructural entre los pozos del piloto de inyección de aire del área de estudio.



Descripciones petrográficas realizadas a nivel de la unidad T2, muestran que la naturaleza litológica de esta formación corresponde a cuarzoarenitas y sublitoarenitas (Según triángulo clasificatorio de Folk, 1974) con buena madurez composicional y bajos contenidos de arcilla (Ver Figura 21). Después del cuarzo, los minerales clasificatorios que dominan en las arenas que representan el reservorio en el área de estudio son los fragmentos de rocas sedimentarias asociadas principalmente a chert. Muy ocasionales fragmentos de arcillolitas, limolitas, arenitas y rocas metamórficas están presentes. Los principales cementos son la caolinita fina usualmente microporosa, la sílice y una arcilla indiferenciada. Calcita y siderita son importantes en el tipos de roca sello (Tomado Moreno et al., 2009, Reporte interno de Ecopetrol).

Los análisis de difracción de rayos X, evidencian el predominio composicional del cuarzo en la composición mineralógica de la roca reservorio. En los análisis de composición de roca total, en todos los puntos correspondientes a los tipos de roca reservorio, estos porcentajes superan el 90% de la composición total de la roca. Por otra parte, en la fracción menor a dos micras, se reconoce igualmente un alto porcentaje de cuarzo, el cual llega a superar el 30% en algunos puntos. Las

demás fracciones corresponden principalmente a caolinita y en menor proporción a otras arcillas como illita y clorita (Ver Figura 22). A nivel del campo existen al menos otros 8 pozos corazonados en la unidad T2, incluyendo el núcleo extraído en la zona del piloto de combustión in situ, que muestran el mismo comportamiento mineralógico y textural de las rocas reservorio.

Figura 21. Triángulo de clasificación composicional, según Folk, 1974, para las muestras analizadas de los pozos P-29 y P-25. (Tomado Moreno et al., 2009, Reporte interno de Ecopetrol)

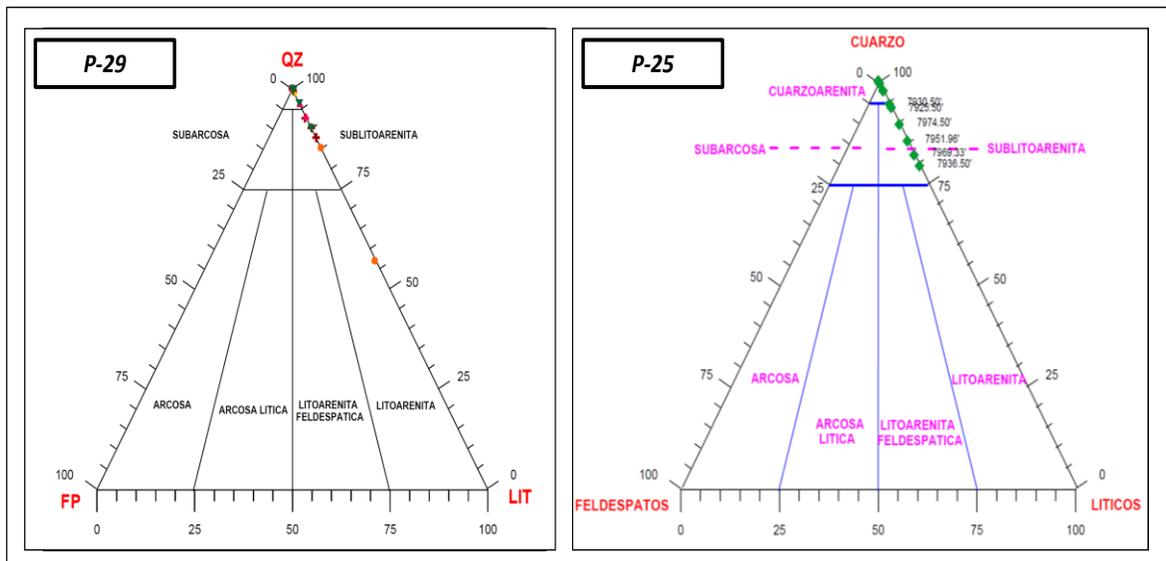
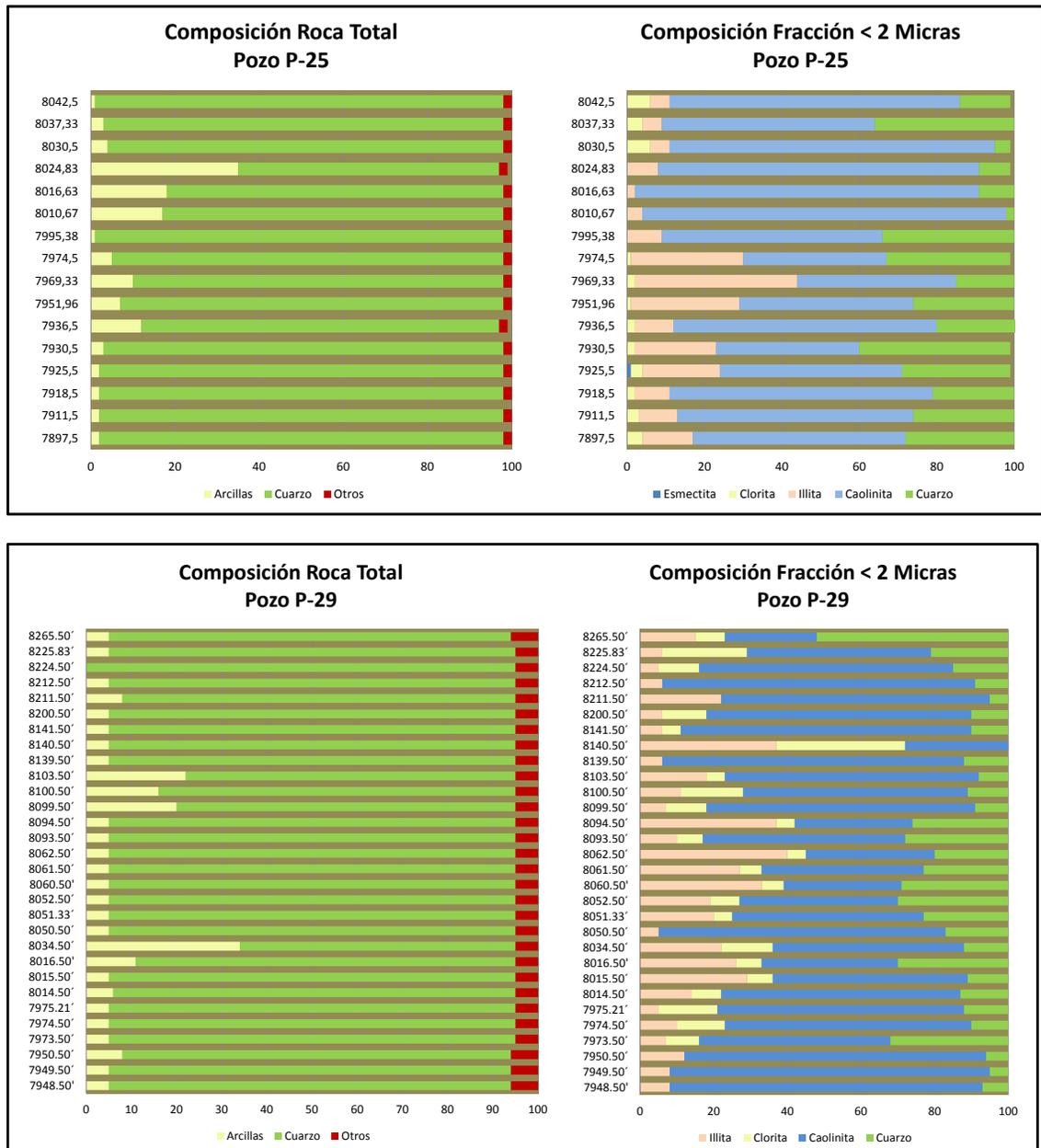


Figura 22. Análisis de difracción de rayos X (DRX) para dos de los pozos corazonados (Datos de los pozos P-25 y P-29) a nivel de la unidad de interés. (Tomado de Carreño, 2008 – 2009, Reporte interno de Ecopetrol).



3.2.2 Marco Estructural. Las interpretaciones estructurales realizadas para el campo en estudio definen que el campo se encuentra sobre un anticlinal

asimétrico, elongado en dirección N60°E, y fallado en su flanco oriental (Ver Figura 23).

Las fallas presentes en el área del piloto de combustión in situ son de carácter inverso, de alto ángulo y con vergencia al Suroriente. Hacia la zona del piloto aparecen dos fallas, la falla principal la cual presenta un salto aproximado de 400 pies y una falla secundaria la cual se encuentra a unos 100 m de la zona del piloto, la cual presenta un salto de falla de aproximadamente 160 pies. (Ver Figura 24). Los valores de buzamiento en el área de estudio se encuentran en el rango de 1° a 3°.

Figura 23. Mapa estructural de la zona de estudio. A la derecha se observa un mapa detallado hacia la cresta de la estructura con la ubicación de los pozos que conforman el piloto de combustión in situ en el área de estudio.

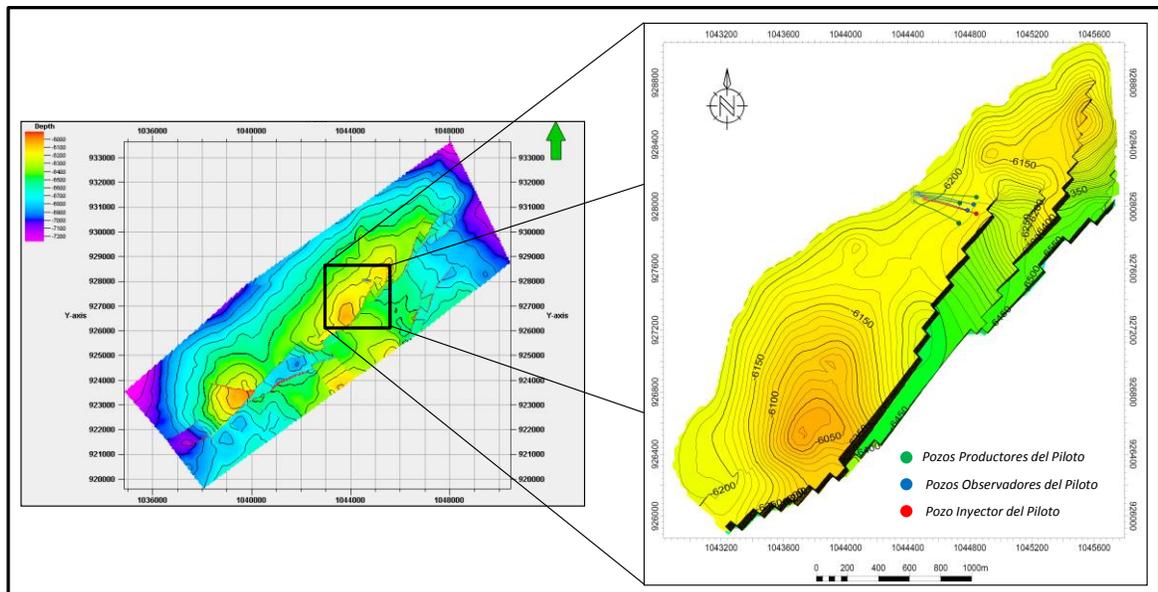
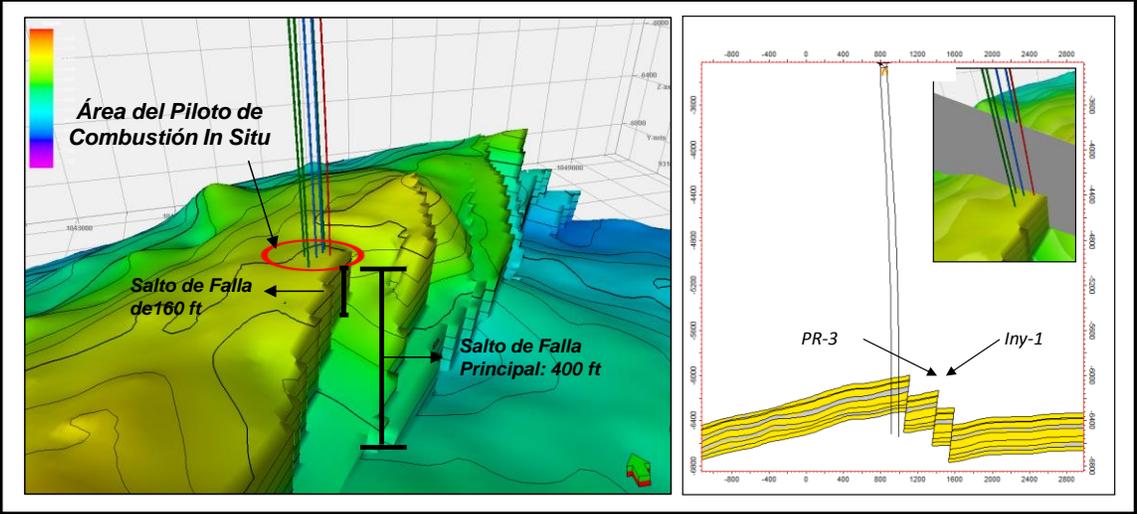


Figura 24. Imagen 3D de la superficie estructural al tope de la unidad de interés donde tendrá lugar la combustión in Situ del campo de estudio. A la derecha se observa un corte perpendicular al rumbo de la estructura en dirección NW-SE.



4. METODOLOGIA

4.1 ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN

Para la evaluación de la factibilidad técnica se contó con información de registros eléctricos en los seis (6) pozos que conforman el piloto de combustión in situ; 1 pozo Inyector (INY-1), 2 pozos observadores (OBS-1 y OBS-2) y 3 pozos productores (PRO-1, PRO-2 y PRO-3), pozos en los cuales se adquirió un set básico de registros correspondientes a las curvas: caliper (CLDC), rayos gamma (GR), potencial espontáneo (SP), Densidad (RHOB), neutrón (NPHI), y registros resistivos profundo, medio y microresistivo (DDLB, DSLB y MRSB respectivamente).

El pozo Observador-1 (OBS-1), fue corazonado en toda sección correspondiente a la unidad T2 y un intervalo de aproximadamente 60 pies de la unidad infrayacente correspondiente a la unidad K1. El total de pies corazonados fue de 343.08 pies, logrando un porcentaje de recuperación de 100% en cada uno de los cuatro (4) corazones extraídos. Sobre este núcleo se adquirieron un total de 226 pruebas de laboratorio referentes a porosidad, permeabilidad y densidad de grano para la unidad del T2, de las cuales 56 pertenecen a la unidad de interés.

Para la unidad objetivo en este estudio, se adquirió información de Microscopía Electrónica SEM (7 muestras), DRX (8 muestras), pruebas de mecánica de rocas (3 muestras), y un gamma ray espectral sobre los cuatro (4) corazones que componen el intervalo corazonado del T2, esto con el fin de realizar los respectivos ajustes de profundidad con respecto a la información proveniente de registros de pozo. A su vez, sobre este mismo pozo (OBS-1) se adquirió un

registro sísmico dipolar (DTP y DTSX) con el objetivo de obtener información de velocidades de onda P y onda S.

Sobre algunas muestras de roca tomadas del núcleo del P-22 sobre la unidad de interés, el cual se encuentra aproximadamente a 150 metros de la zona de estudio, se realizaron pruebas adicionales con el fin de evaluar el comportamiento mecánico de la roca con respecto al incremento de la temperatura teniendo en cuenta que la temperatura es uno de los parámetros de mayor influencia en el proceso de combustión in situ.

El modelo estático del campo fue actualizado con la información de los nuevos pozos el cual no presentó muchas variaciones en la geología de la zona de interés. El modelo estructural del área de estudio y los datos de densidad y velocidades adquiridos en el pozo OBS-1, fueron usados para realizar el modelado y diseño sísmico en la zona del piloto de combustión. De igual manera se utilizó el modelo de simulación del área del piloto de combustión in situ elaborado por el grupo de simulación del ICP, del Proyecto de Inyección de aire del Campo de estudio, con el fin de extraer los parámetros necesarios de los escenarios pos-combustión simulados a un tiempo específico del proceso.

4.2 MODELO PETROFÍSICO

El modelamiento petrofísico se realizó para todos los pozos del piloto haciendo un especial énfasis para el pozo OBS-1, debido a que en este pozo se tomaron los datos de velocidades que fueron usados en el modelo de física de rocas y el análisis de sustitución de fluidos.

El modelamiento petrofísico inició con la edición y chequeos de las curvas. En esta etapa fueron revisados ciertos parámetros como las primeras y últimas lecturas de los registros, la calidad del hueco a nivel de la unidad de interés y la tensión de la sarta de registro. Una vez realizado dicho control de calidad se dio inicio al ajuste en profundidad entre los datos provenientes de núcleos y el registro.

A partir del core gamma espectral adquirido sobre los corazones del pozo OBS-1, se realizó el ajuste en profundidad entre los datos de corazón y los registros de pozo. Una vez realizado el ajuste de profundidad se procedió a integrar los datos de laboratorios básicos y especiales (porosidad, permeabilidad, densidad de grano, SEM y DRX) para el ajuste en el cálculo de las propiedades petrofísicas en el siguiente orden; contenido de arcilla (V_{clay}), la porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (PERM). Fue necesario realizar las respectivas correcciones según las condiciones actuales de presión de confinamiento a nivel de yacimiento para poder integrar estos datos de porosidad y permeabilidad de laboratorio los cuales fueron tomados a dos presiones de confinamiento: 800 psi y 2700 psi.

Según las características de las arenas limpias que conforman el reservorio en el área de estudio, para el cálculo del modelo de saturación de agua fue utilizado el modelo de Archie (1942), tomando como referencia algunos parámetros medidos en laboratorio, provenientes de pozos corazonados durante el desarrollo del campo. Para la salinidad del agua de formación se utilizó un valor de 1429 ppm de NaCl- a 72°F (22°C), lo cual representa un valor de resistividad del agua de formación (R_w) de 1.6 ohm.m, proveniente de muestreo en fondo en hueco abierto con multi-probador de Formación, en el pozo P-147, muestreo que fue realizado en el año 2011. La Saturación de Agua en la zona lavada (S_{xo}) fue otra de las variables calculadas, debido a que representa una variable muy relevante teniendo en cuenta que los principales registros usados para el análisis de sustitución de fluidos (densidad y sónico dipolar), realizan sus lecturas en dicha zona.

Se realizó el análisis de núcleos con el objetivo de revisar las características texturales macro-petrográficas e identificar los diferentes tipos de roca que se tienen a nivel de la unidad de interés. Este análisis fue complementado con una descripción sedimentológica que terminó por definir la asociación de facies y el respectivo ambiente de depósito para la unidad T2 en el campo de estudio. De igual forma se realizó una definición de tipos de roca los cuales fueron correlacionados con los registros de pozo.

Una vez fueron definidos los parámetros para el modelamiento petrofísico de cada una de las propiedades mencionadas anteriormente, se realizaron los respectivos cálculos con lo cual se daría inicio al análisis de sustitución de fluidos. Estos cálculos realizados representan las condiciones iniciales del escenario pre-combustión (Etapa-1) en el análisis de sustitución de fluidos.

4.3 ANÁLISIS DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS

El análisis de sustitución de fluidos tomó como escenario base los parámetros calculados en el modelo petrofísico tales como la saturación de fluidos inicial, la porosidad y la densidad del sistema roca-fluido, propiedades que representan el escenario pre-combustión. A partir de los registros sínicos obtenidos en el pozo OBS-1, se calcularon las velocidades de onda P (V_p), onda S (V_s), y los módulos de compresibilidad de la roca saturada (K_{sat}) de la roca seca (K_{sec}). El módulo de compresibilidad de la mezcla mineral (K_{min}) fue calculado usando las ecuaciones de Hashin – Shtrikman (1963) y fue ajustado teniendo en cuenta los datos provenientes de DRX.

El módulo de compresibilidad de la mezcla de fluidos y la densidad de los fluidos en las etapas pos-combustión (Etapa-2, Etapa-3 y Etapa-4) fueron calculados

usando las ecuaciones propuestas por Batzle y Wang (1992), las cuales contemplan los datos de presión, temperatura, gas disuelto, factor volumétrico, salinidad de la salmuera, densidad, API, entre otros. Para este caso, los cálculos fueron realizados considerando los fluidos originales del yacimiento, el aire inyectado a la formación y los gases generados producto de la combustión durante las diferentes etapas del proceso. Las fracciones de saturación de los fluidos en el escenario pos-combustión fueron extraídas del modelo de simulación según las etapas definidas para las predicciones en el análisis de sustitución de fluidos. De igual manera se usó información de datos PVT para la calibración de los módulos de compresibilidad de los fluidos de la etapa pre-combustión, los cuales fueron calculados con las formulaciones propuestas por Batzle y Wang (1992) y comparadas con los datos PVT de laboratorio.

Una vez definidos los parámetros anteriormente mencionados, se trabajaron tres (3) modelos para la estimación de los porcentajes de cambio en impedancia que se esperan a nivel de yacimiento; Gassmann (1951), Gassmann Modificado BGTL (Lee, 2002) y Kuster-Toksöz (1974). Para cada uno de los modelos usados, se evaluaron los cambios en velocidad y densidad para los diferentes escenarios de saturación de la mezcla de fluidos en el yacimiento teniendo en cuenta las presiones y temperaturas de las etapas evaluadas. En el caso del modelo de Kuster-Toksöz (1974), se usaron imágenes petrográficas provenientes de los tipos de roca que representan el reservorio de los pozos P-22 y P-29, con el objetivo de definir la relación de aspecto del poro (α), la cual es la variable más relevante para el uso de dicho modelo.

4.4 MODELADO Y DISEÑO GEOFÍSICO

De acuerdo a la disponibilidad de área en superficie y la escala del área del piloto de combustión se evaluó la mejor opción para la adquisición de datos sísmicos en la zona. Para la evaluación se tuvo en cuenta las tecnologías 3D de superficie y los perfiles sísmicos verticales en tres dimensiones VSP-3D (Vertical Seismic Profile – 3D) teniendo en cuenta la resolución horizontal y vertical necesaria según las dimensiones del área piloto. Una vez definida la mejor alternativa técnica para la adquisición de los datos sísmicos, se realizó el diseño y modelado geofísico para obtener la geometría de adquisición de datos sísmicos óptima.

Para realizar el modelado geofísico se tuvo en cuenta el modelo estructural de la zona del piloto, al igual que las velocidades de onda P, Onda S y las densidades las cuales fueron extraídas de los registros de pozo.

En el caso del VSP-3D, el diseño contempló la ubicación de fuentes en superficie y para la ubicación del tendido de geófonos, se evaluaron las trayectorias de los pozos Observadores (OBS-1 y OBS-2), dado que estos pozos están dispuestos exclusivamente para medir datos de presión y temperatura y no estarán abiertos a producción durante ninguna etapa de la evaluación del piloto lo cual facilitaría cualquier actividad sobre estos dos pozos. Así, la selección de la mejor opción se realizó a partir de un análisis de iluminación y distribución de offset a nivel de la unidad de interés.

La optimización del diseño fue acompañado con el modelado geofísico usando la técnica de trazado de rayo con la cual se refinó la geometría final de adquisición. De esta manera se simuló una geometría densa de adquisición en superficie y los geófonos sobre la trayectoria del pozo Observador-2 (OBS-2). Finalmente, a partir del análisis del mapa de iluminación en el dominio del disparo, se seleccionó el área de mayor coherencia para la localización de fuentes y así garantizar el fold y la distribución de offset necesaria para obtener una imagen de calidad al nivel de la unidad objetivo.

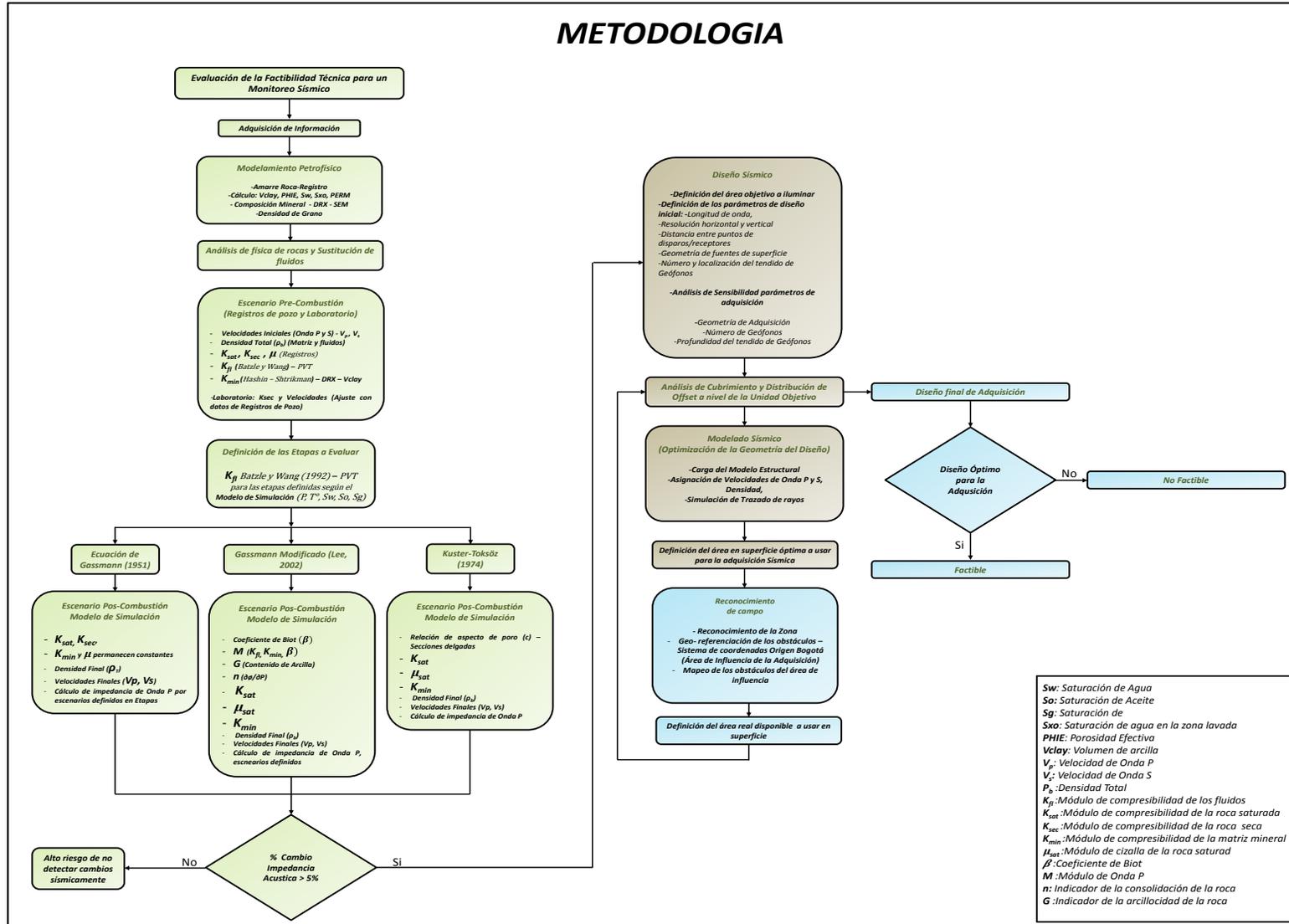
El área final para la ubicación de fuentes en superficie y el análisis de iluminación del área objetivo fue definida a partir del trabajo de reconocimiento de obstáculos.

4.5 RECONOCIMIENTO DE OBSTÁCULOS EN CAMPO

El reconocimiento de campo consistió en geo-referenciar las áreas que se consideraran como obstáculos para la localización de fuentes en superficie. El área a evaluar fue de aproximadamente 337 hectáreas, según el polígono determinado en la etapa de diseño y modelado geofísico. Para la geo-referenciación de los obstáculos se utilizó GPS, coordenadas N, E origen Bogotá. Los obstáculos principales como el caso de zonas de cultivo, quebradas y subestaciones eléctricas, fueron mapeados con un mayor detalle para posteriormente ser comparado con el mapa de localización de fuentes.

A continuación, en la Figura 25, se muestra un esquema de la metodología trabajada en la evaluación de la factibilidad técnica de un monitoreo sísmico para el campo de estudio.

Figura 25. Flujoograma de la metodología usada para la evaluación de la factibilidad técnica para el monitoreo sísmico de un proceso de combustión in situ.



5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En el área de estudio, la unidad estratigráfica del T2 presenta un espesor promedio de 300 pies para los pozos que conforman el área del piloto. Sin embargo, el modelamiento petrofísico, el análisis de sustitución de fluidos y el diseño y modelado geofísico realizado en este estudio, fue generado contemplando el intervalo de la unidad de interés el cual se encuentra en un rango de profundidad entre 7862 – 7924 pies en referencia de profundidad MD (Measure Depth), sección donde tendrá lugar el proceso de combustión in situ (Ver Figura 26).

La unidad principal donde tendrá lugar la prueba piloto del proceso de combustión presenta un espesor de 62 pies (zona 5 en la Figura 26), aunque posteriormente a escala comercial la intención sea la aplicación del proceso a las demás unidades que presentan un potencial de acumulación y producción de hidrocarburos. El intervalo de la zona de interés corresponde principalmente a un set de arenas limpias, consolidadas y con altos porcentajes de saturación de aceite. Suprayaciendo este intervalo, se encuentra una unidad compuesta principalmente de lodolitas y arcillolitas, con un espesor de más de 50 pies, lo cual representa un sello vertical para la migración de fluidos a nivel de yacimiento en la zona del piloto y una barrera de flujo para los gases generados durante el proceso de combustión. En la Figura 26, se puede observar la unidad de interés y la respuesta de los diferentes registros adquiridos en el pozo OBS-1, a nivel de la unidad estratigráfica T2.

Todos los pozos perforados del piloto son pozos desviados tipo S, los cuales presentan una desviación que varía entre 13° y 18° en la sección de mayor desviación. Sin embargo todos los pozos, entran a la unidad de interés (T2) de

forma vertical aproximada, presentando una desviación máxima de 1° y 2° en la sección del T2 (Ver Figura 27).

Los pozos observadores (color azul en la gráfica 27) fueron perforados y cementados con el objetivo de monitorear la cercanía del frente de combustión en la medida que el frente avance hacia los pozos productores del piloto. De esta manera, en los dos pozos observadores del piloto (OBS-1 y OBS-2) se realizará el monitoreo constante de presión y temperatura en la unidad de interés. Por otra parte, estos pozos no van a estar abiertos a producción a nivel de la unidad objetivo con el fin de garantizar la integridad de los elementos con los cuales se va realizar dicho monitoreo.

En todos los pozos del piloto se adquirió un set básico de registros de pozo. En el pozo OBS-1, fue adquirido y procesado un registro sísmico dipolar en la sección correspondiente a la unidad del T2, información que fue determinante para la fase de análisis de física de rocas y sustitución de fluidos.

Figura 26. Registro tipo del área de estudio (Pozo OBS-1). En el recuadro rojo se observa el intervalo donde tendrá lugar el proceso de combustión.

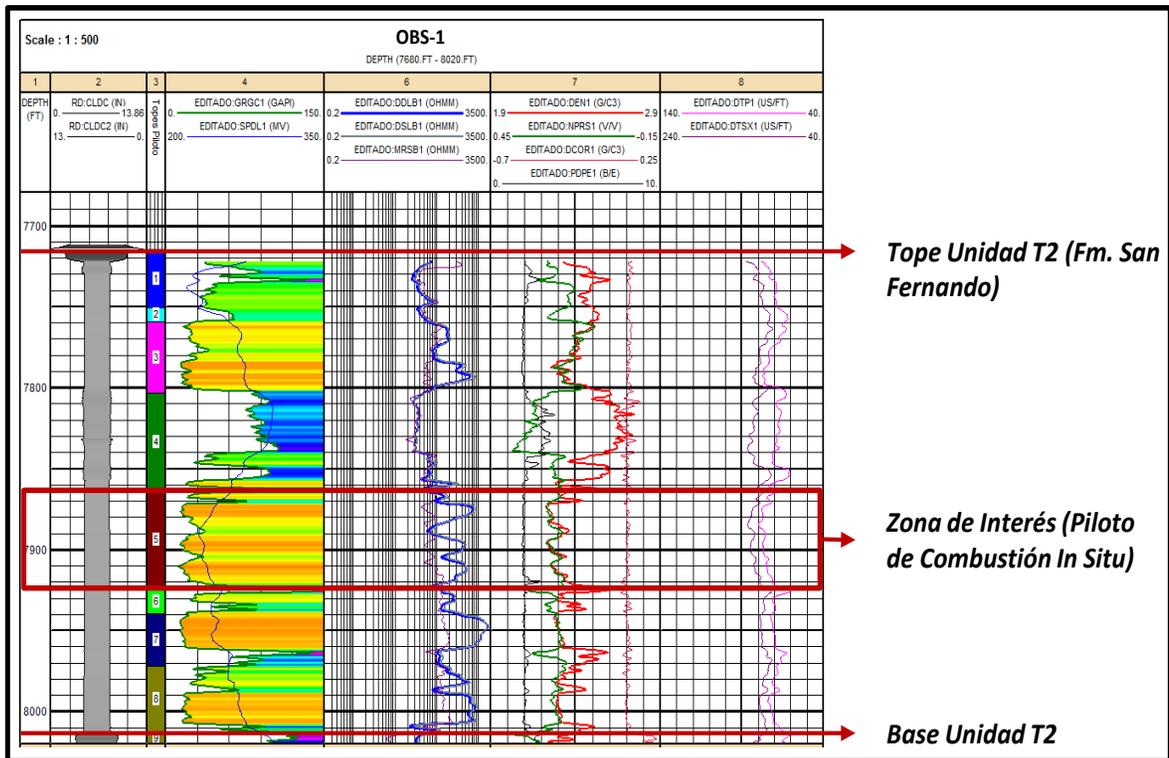
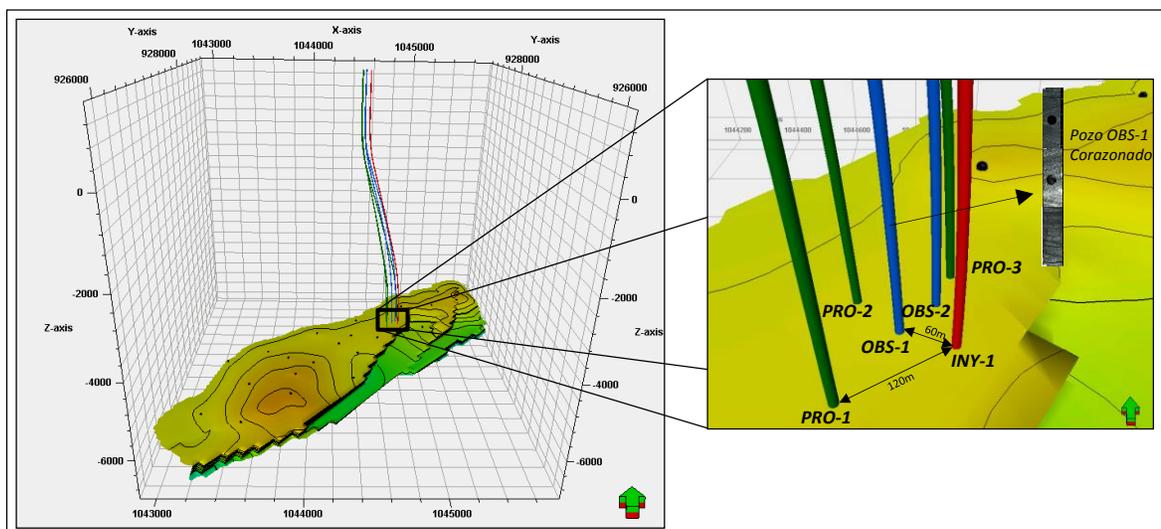


Figura 27. Mapa estructural al tope de la unidad de interés. A la derecha se observan los pozos que conforman el piloto de combustión de los cuales el OBS-1 fue corazonado.



5.1 MODELO PETROFÍSICO

El modelo petrofísico fue enfocado a la determinación de las propiedades de arcillocidad, porosidad, saturación de fluidos (En la zona virgen y en la zona lavada) y permeabilidad. El pozo en el cual se enfocó el modelamiento petrofísico teniendo en cuenta el posterior análisis de sustitución de fluidos fue el pozo OBS-1, debido a tres razones principalmente:

1. Fue el único pozo del área del piloto donde se logró adquirir información de velocidades de onda P (V_p) y onda S (V_s), información relevante para el análisis de sustitución de fluidos.
2. El pozo OBS-1 fue corazonado en toda la sección de interés, de donde se tomarían todos los análisis de laboratorio, incluyendo análisis petrofísicos básicos, SEM, DRX y de mecánica de rocas.
3. Es uno de los pozos disponible para la adquisición de datos de sísmica de pozo.

Es necesario tener en cuenta que el piloto de combustión, es un piloto confinado, con un área de 2.7 acres aproximadamente, donde la separación entre pozos es de 120 metros entre el inyector y los productores y de 60 metros entre el inyector y los pozos observadores. De igual forma, la estratigrafía en la zona de estudio muestra un alto grado de correlación entre las diferentes unidades operacionales de los pozos del piloto. Así, se asume representativo el análisis realizado usando los datos del pozo observador-1 (OBS-1).

5.1.1 Sedimentología y Tipos de Roca. En la zona del piloto fue corazonado el pozo OBS-1 en toda la sección correspondiente a la unidad estratigráfica T2 de la

Formación San Fernando. En la Tabla 1, se relacionan los intervalos corazonados de cada núcleo y la unidad estratigráfica en la cual fue corazonado.

Las litologías identificadas en la sección corazonada de la unidad T2, se pueden subdividir en tres secciones principales: Sección basal (7861 - 8018), sección media (7806-7861) y sección superior (7733 – 7806). El intervalo de interés se encuentra entre 7861 y 2927 pies de profundidad MD. La referencia de las profundidades de las secciones anteriormente señaladas corresponden a la profundidad de core en MD.

La sección basal de la unidad estratigráfica T2, en la cual se encuentra la unidad de interés, está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas de grano medio a grueso, de buena selección, consolidadas y con un alto grado de impregnación. Se evidencian algunas estructuras sedimentarias como planos de estratificación cruzada y estratificación cruzada bidireccional. Hacia esta sección se reconocen en muy poca proporción algunos intervalos de limolitas y lodolitas a lodolitas arenosas.

Tabla 1. Información del pozo corazonado OBS-1, donde se puede observar el core correspondiente, las profundidades de los intervalos corazonados, y la unidad estratigráfica a la cual pertenecen. La unidad de interés se encuentra entre los intervalos sombreados en verde (7862 – 7924 pies en MD)

POZO	CORE NO.	INTERVALO		FORMACIÓN
		TOP	BASE	
OBS-1	Core 1	7733	7823	T2
OBS-1	Core-2	7823	7913.58	T2
OBS-1	Core 3	7913.58	8003.5	T2
OBS-1	Core 4	8003.5	8076	T2 – K1

La sección media de la unidad estratigráfica T2, es dominada por litologías de grano fino, asociada a intercalaciones entre limolitas y arenas de grano muy fino. En algunos intervalos se reconocieron bandas de siderita formadas a partir de procesos de exposición sub-aérea que tuvieron lugar en la depositación. Hacia la base de esta unidad se reconocen algunas estructuras de deformación de sedimentos suaves y algunas estructuras asociadas a estratificación tipo flaser, ondulosa y lenticular. En general, en esta sección el grado de impregnación es de bajo a nulo.

La sección superior de la unidad estratigráfica T2, se caracteriza por la presencia de conglomerados con matriz arenosa de grano grueso a muy grueso. Se evidencian guijos de hasta 3cm de diámetro, redondeados, de composición cuarzo, chert y líticos caolinizados. En algunos casos se observa la presencia de guijos imbricados. En los intervalos asociados a los conglomerados se observa un alto grado de impregnación. Suprayaciendo la sección de los conglomerados se observa algunas areniscas arcillosas de grano medio, con pobre selección con un alto contenido de matriz arcillosa y sin impregnación. Las litologías descritas para la unidad del T2 de la Formación San Fernando, describen un ambiente de depósito de tipo transicional asociado a un ambiente deltáico dominado por mareas con cierta influencia fluvial asociado a ríos tipo trenzados. Hacia el tope de la unidad se reconocen algunas facies de tipo marino somero.

La unidad de interés, incluida dentro de la sección basal, evidencia areniscas cuarzosas de tamaño de grano desde arena media hasta arena muy gruesa, granos subangulares y de moderada selección. Las estructuras físicas corresponden a planos de estratificación cruzada que localmente llegan a mostrar bidireccionalidad. En algunos intervalos se observan en los foresets granos de cuarzo de tamaño grava (granulos y guijos), mostrando un alto régimen de flujo. Se observan superficies de reactivación marcadas por un aumento en la

granulometría. En general la impregnación de hidrocarburos en la unidad de interés es buena.

En la Figura 28, se puede observar la descripción litológica, facies, asociación al ambiente de depósito y grado de impregnación para el intervalo de la unidad de interés.

En el **Anexo 1**, se presenta una tabla de la descripción macro-petrográfica del intervalo corazonado de la unidad estratigráfica T2 de la Fm. San Fernando. A su vez es presentada la columna estratigráfica de todo el intervalo corazonado con la respectiva descripción detallada de toda la secuencia, la asociación de facies y la definición del ambiente de depósito.

A partir de la descripción de núcleos se definieron los tipos de roca presentes en la unidad de interés. A nivel de esta unidad fueron reconocidos cuatro (4) tipos de roca de los cuales los tipos de roca 1, 2 y 3 corresponden a intervalos arenosos (representan el reservorio) y el tipo de roca 4, corresponde a intervalos de lodolitas y lodolitas arenosas (representan el sello). Aunque todo el intervalo correspondiente a la unidad de interés se ve saturado con hidrocarburo, se hace evidente la disminución de saturación de hidrocarburos hacia los tipos de roca 2 y 3 (especialmente el tipo de roca 3). A continuación en la Figura 29, se muestra el intervalo corazonado de la unidad de interés con los respectivos tipos de roca definidos sobre los núcleos los cuales serían amarrados a las diferentes lecturas de los registros de pozo.

Figura 28. Descripción sedimentológica y estratigráfica del intervalo de interés sobre la unidad T2, Fm. San Fernando. En rojo se muestra el intervalo correspondiente a la unidad de interés donde tendrá lugar la combustión.

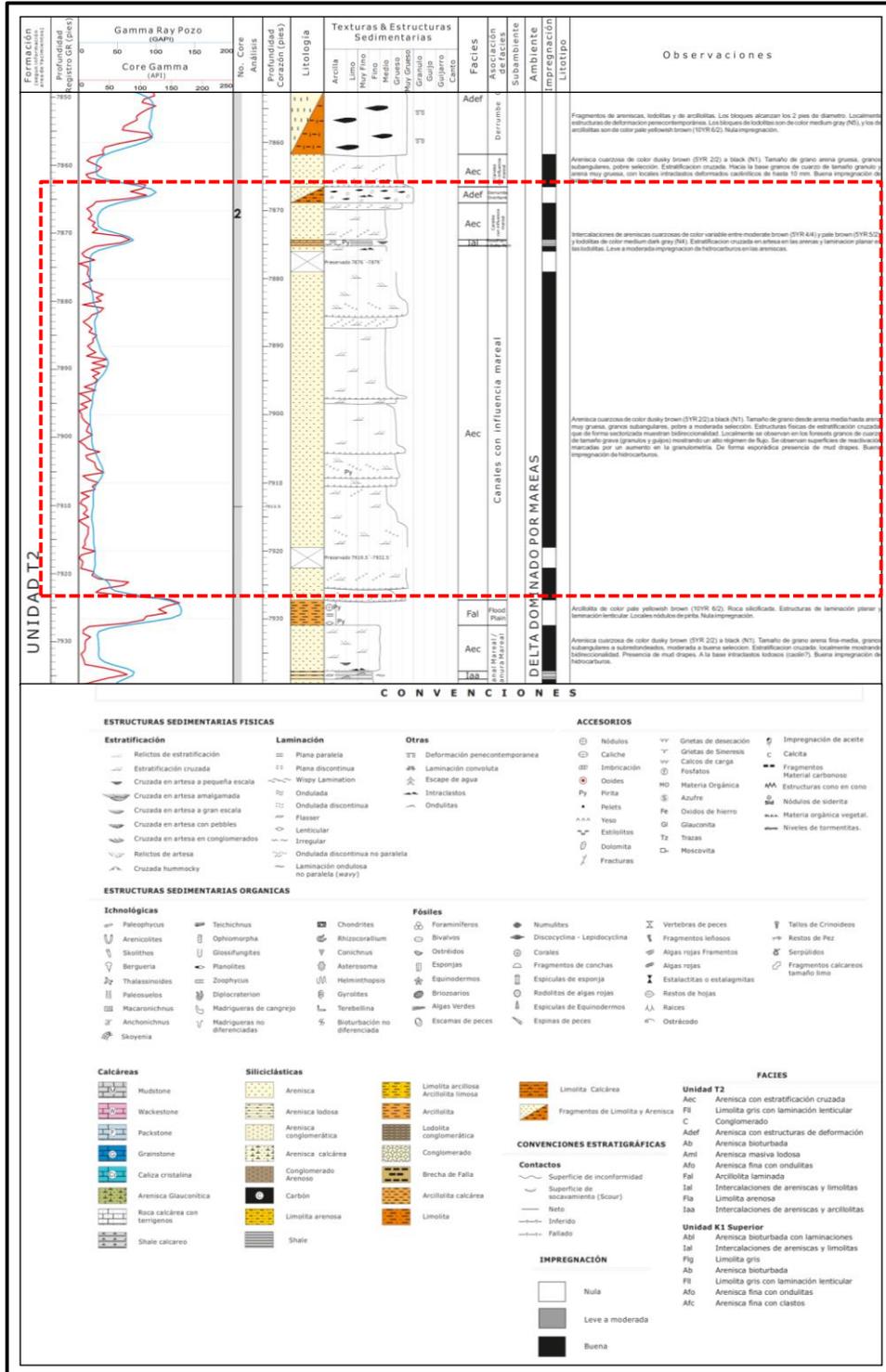
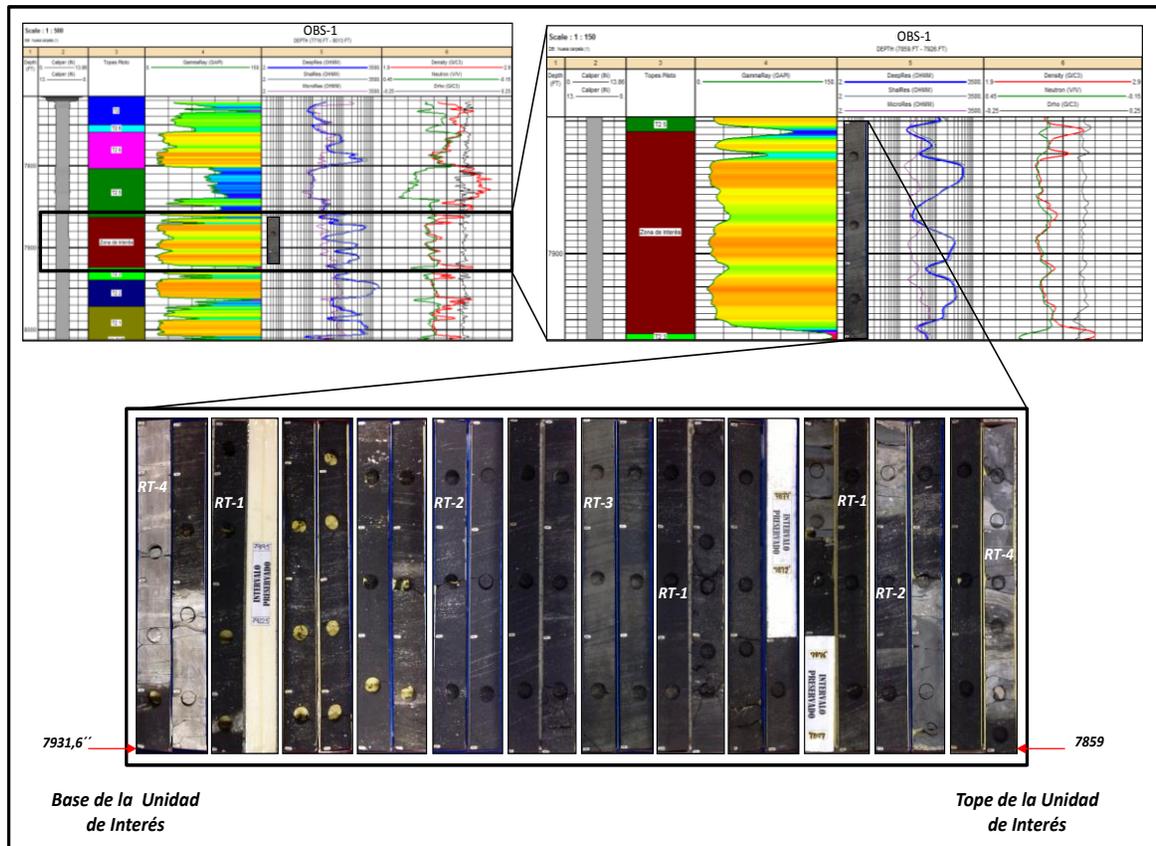


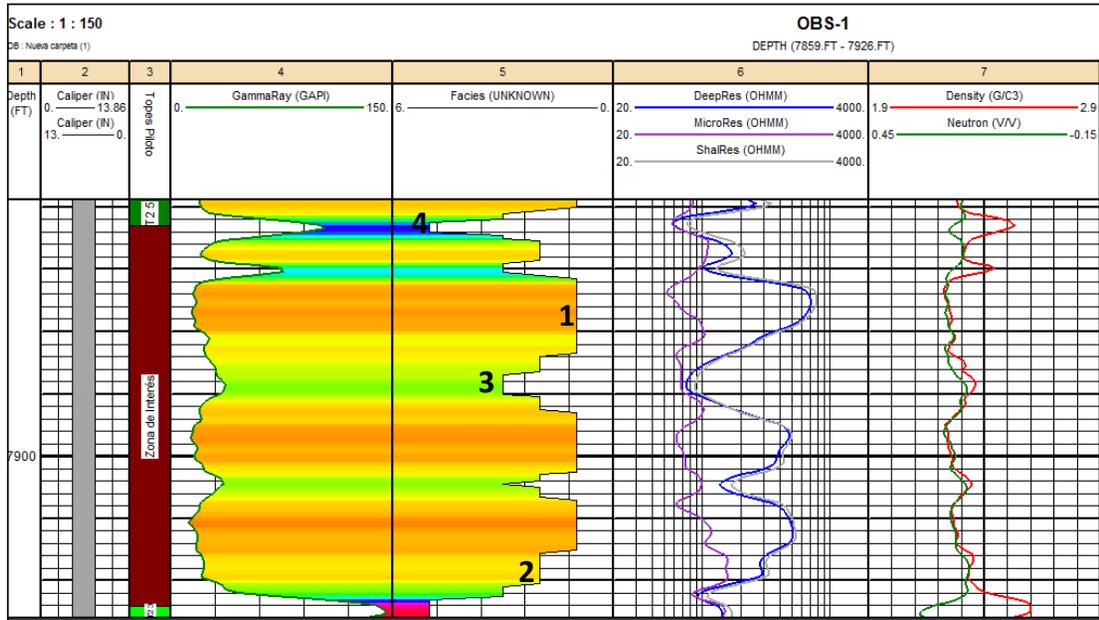
Figura 29. Intervalo corazonado de la unidad de interés donde tendrá lugar la combustión in situ. Abajo se muestran sobre algunos intervalos los respectivos tipos de roca definidos.



Estos tipos de roca fueron amarrados a los registros de pozo a partir de análisis clúster, teniendo en cuenta la curva discreta generada a partir de la definición de tipos de roca realizada sobre los núcleos y la respuesta de los diferentes registros.

En la Figura 30, se observa la respuesta de los diferentes registros de pozo para cada uno de los tipos de roca definidos en el intervalo corazonado a partir de la descripción macropetrográfica sobre el núcleo del pozo OBS-1.

Figura 30. Respuesta de los registros Gamma Ray, Resitivos, Densidad y Neutrón en la unidad de interés. En el track 5 se observan los tipos de roca amarrados con datos de núcleo del pozo Observador – 1 (OBS-1).



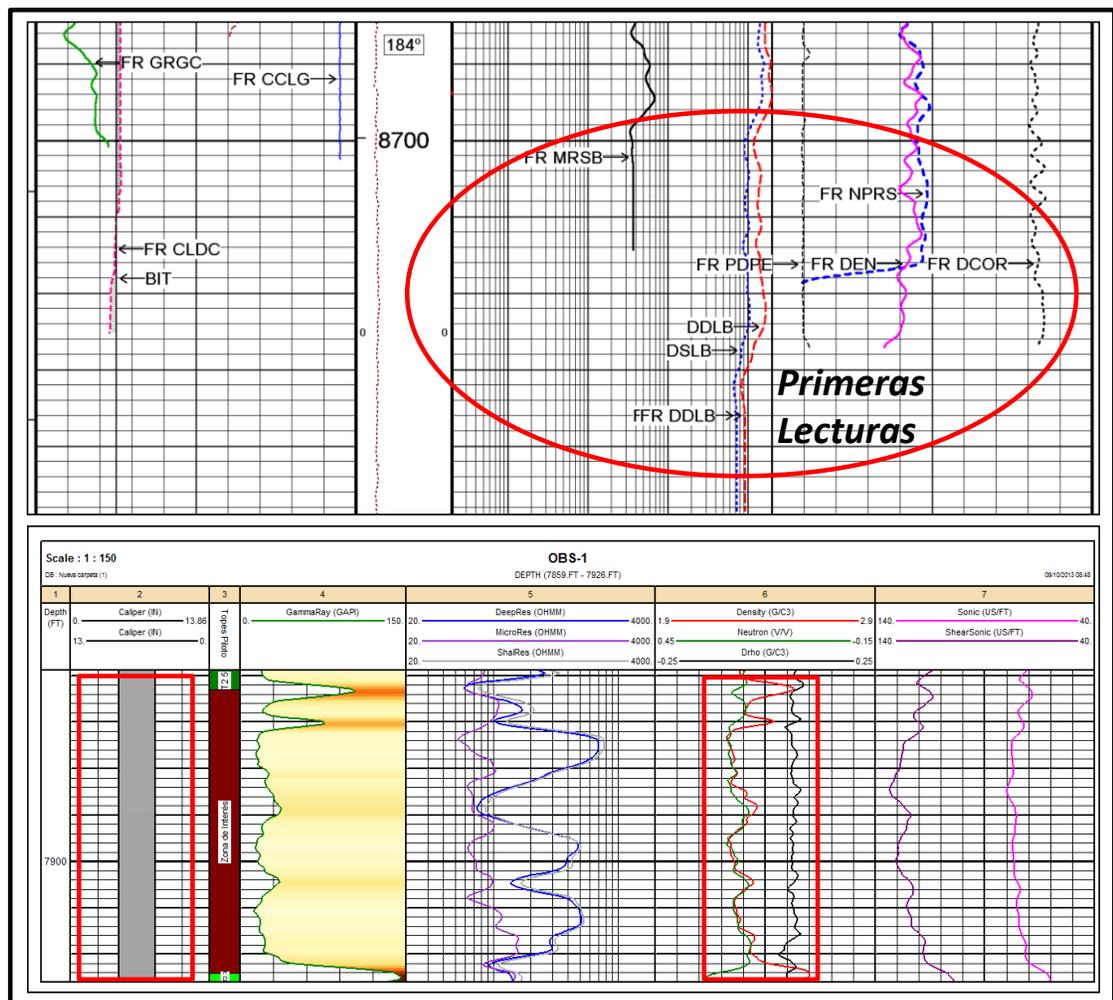
5.1.2 Control de Calidad y Edición de Curvas. Una vez cargadas las curvas correspondientes a los registros disponibles por pozo (Raw data), se procedió con la edición y control de calidad de dichas curvas. La edición de registros es el primer paso para la interpretación petrofísica y es un proceso fundamental para evitar inconsistencias en los modelos matemáticos y/o estadísticos que se deriven de ellos. En este caso, la edición fue enfocada hacia aquella zona de los registros que se traslapan con el casing y las primeras lecturas del arranque de la herramienta de registro (Ver Figura 31). De esta manera se realizó la edición y revisión de los registros en la zona de interés para garantizar que no existieran datos anómalos.

Para los registros Densidad y Neutrón, todos los pozos presentaron buenos estados de hueco, presentando un tamaño de 8.5" en promedio para toda la sección correspondiente a la unidad T2. Estas mismas características se

presentan en el pozo OBS-1, garantizando una buena interpretación con el uso de estos registros.

La corrección del registro densidad (DRHO), para la unidad de interés presenta valores en promedio de 0.06 de corrección, indicando un buen contacto de la herramienta con la pared del pozo y de esta manera una medida confiable de los registros Densidad y Neutrón (Ver Figura 31).

Figura 31. Edición de los registros de pozo adquiridos para el pozo OBS-1. En la parte superior se muestran las lecturas iniciales de registros (FR), profundidad a partir de la cual es válido el registro. En la parte inferior, en los recuadros rojos la respuesta del caliper y DRHO.



De igual forma, dadas las buenas condiciones de hueco del pozo OBS-1, se tiene confiabilidad de las curvas de los registros sónicos de onda P y onda S, obtenida en estos pozos.

5.1.3 Ajuste en Profundidad – Nucleo-Registro. El ajuste en profundidad para el pozo corazonado OBS-1, fue realizado usando principalmente el registro Core Gama el cual fue comparado con el registro Gamma Ray del pozo. De igual manera fueron revisadas tanto la descripción como las imágenes de los núcleos.

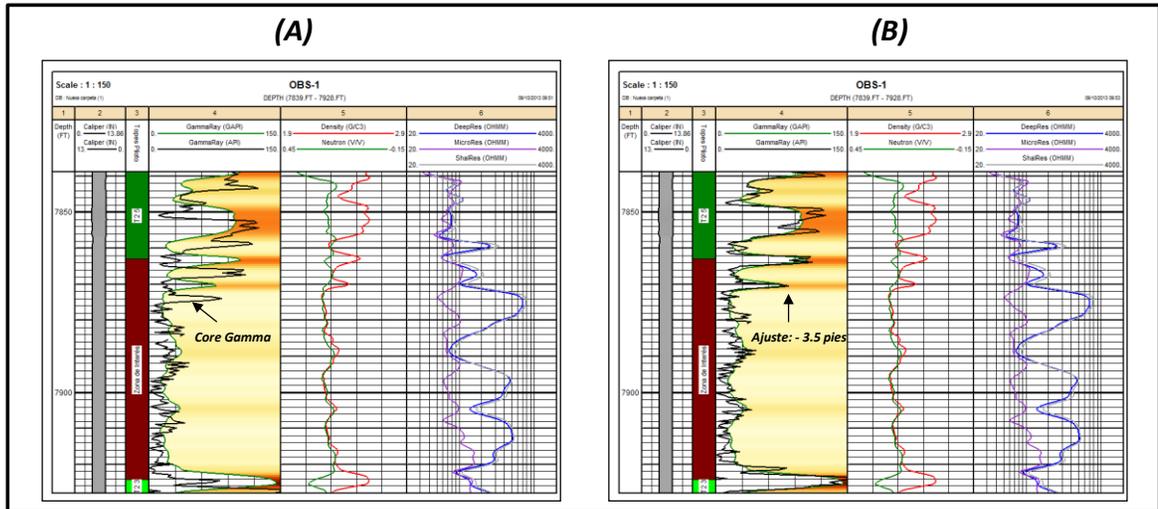
En la Tabla 2, se presenta la información de los intervalos corazonados y los ajustes realizados en profundidad para cada núcleo.

Tabla 2. Relación de los intervalos corazonados y los respectivos ajustes en profundidad realizados para cada núcleo del pozo OBS-1.

POZO	CORE NO.	INTERVALO (pies)		FORMACIÓN	Ajuste (pies)
		TOPE	BASE		
OBS-1	Core-1	7733	7823	T2	-3.5
OBS-1	Core-2	7823	7913.58	T2	-3.5
OBS-1	Core-3	7913.58	8003.5	T2	-3.5
OBS-1	Core-4	8003.5	8076	T2 – K1	-4.0

Debido a que el corazamiento tuvo un porcentaje de recuperación de 100%, el amarre entre los datos de núcleo y los datos de los registros no presentó inconveniente alguno. Para la unidad de interés, como se muestra en la Tabla 2, el ajuste en profundidad fue de -3.5 pies (core 2 y core 3) para llevar los datos de profundidad de núcleo a profundidad de registro (Ver Figura 32).

Figura 32. Ajuste en profundidad realizado para el pozo corazonado OBS-1. (A) En el track 4, se evidencia la curva Gamma Ray y Core Gamma sin ajustar. (B) En el mismo track se observa el ajuste realizado entre las dos curvas (-3.5 pies).



5.1.4 Modelo de Arcillocidad. En general los valores de arcillocidad calculados son bajos en la unidad de interés (<10%) a nivel de los tipos de rocas reservorio. El modelo de volumen de arcilla (V_{clay}) fue trabajado a partir de las curvas Gamma Ray y Densidad-Neutrón. Así, el modelo arcillocidad final fue calculado a partir del valor mínimo obtenido de los dos cálculos (Gamma Ray y Densidad-Neutrón). Las ecuaciones con las cuales se trabajó el modelo de arcillocidad se encuentran relacionadas a continuación:

$$V_{clay-GR} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}} \quad (52)$$

$$V_{clay-DN} = \frac{[RHO_B - Rho_M + (TNPH * (Rho_M - Rho_F))]}{[Rho_{Shl} - Rho_M + (TNPH_{shl} * (Rho_M - Rho_F))]} \quad (53)$$

Donde:

GR : Valor del registro Gamma Ray

GR_{clean}: Valor del Gamma Ray en una 100% arena (15° API)

GR_{clay}: Valor del Gamma Ray en una 100% arcilla (100° API)

RHOB: Valor del registro densidad

TNPH: Valor del registro neutrón

RhoM: Densidad de la matriz de la roca (2.65 gr/cm³)

RhoF: Densidad del fluido filtrado (1.0 gr/cm³)

TNPHshl: Valor del registro neutrón para un intervalo arcilloso (0.3 v/v)

Rhoshl: Valor del registro densidad en un intervalo arcilloso (2.6 gr/cm³)

El valor de densidad de matriz fue medido en laboratorio en todas las muestras donde se adquirieron datos de porosidad y permeabilidad. A nivel de la unidad de interés se obtuvo un total de 56 datos de densidad de matriz, de los cuales se calculó un valor promedio de 2.65 gr/ cm³ (Ver Anexo 2). Esto resulta coherente de acuerdo a naturaleza mineralógica predominante en contenido de cuarzo de las arenas que conforman el reservorio en el área de estudio, según lo reportado en los análisis de SEM y DRX tanto del pozo corazonado del piloto (OBS-1) como algunos otros pozos corazonados en el campo de estudio (P-22, P-25 y P-29).

Los datos de Difracción de Rayos X reportados para el pozo OBS-1 (8 muestras en la unidad de interés), muestran un contenido mayor al 90% en peso de contenido de cuarzo, incluyendo la fracción de cuarzo que se encuentra en la fracción menor a dos micras. De esta manera se explica la densidad de grano con la que se trabajaron los modelos de arcillocidad y porosidad de la unidad de interés (2.65 gr/ cm³).

El intervalo de la zona de interés, se encuentra constituido básicamente por Cuarzo, el cual representa contenidos entre el 88% y 95% en peso. Los Minerales arcillosos se revelan de manera escasa a nivel de la concentración total; estos minerales no superan contenidos del 7% en peso. Los minerales arcillosos se

caracterizaron a nivel de la fracción menor de 2 micras, los cuales constituyen entre el 58% y 82% en peso de esta fracción. La Caolinita corresponde al mineral arcilloso mayoritario que representa contenidos entre el 33% al 65% en peso. En menor proporción se aprecian Cloritas Férricas e Illitas, las cuales no superan el 22% en peso. Adicional a los Minerales arcillosos se aprecia Cuarzo microcristalino que representa contenidos entre el 18% al 43% en peso. (Ver Figura 33)

Figura 33. Resultados de los análisis de Difracción de Rayos X para las muestras de la unidad de interés.



Los Análisis de microscopía electrónica (SEM), dejan ver que la cantidad de material arcilloso es bajo, especialmente en los tipos de roca 1 y 2, mostrando una alta frecuencia de poros despejados (Ver Figura 34 y 35). Para estos tipos de roca la arcilla corresponde principalmente a caolinita que se encuentra de manera dispersa en la roca (ajustando con los datos obtenidos de DRX), regularmente sobre los granos y que localmente llega a taponar poros. Para el tipo de roca 3, se puede observar un incremento en el porcentaje de material arcilloso evidenciando una mayor proporción de poros y gargantas de poro taponados comparado con los tipos de roca 1 y 2. (Ver Figura 36).

El modelo de arcillocidad final fue ajustado teniendo en cuenta los datos de SEM y DRX, donde se observa que en la fracción total relativa los porcentajes de arcillas fueron bajos (<7%). Para el cálculo de la fracción asociada a la arcillocidad se sumaron las fracciones totales del cuarzo y de otros minerales (95% en promedio) y el restante correspondió a la fracción total de arcillas (5% en promedio). A este valor (cuarzo y otros minerales), fue descontando el porcentaje correspondiente a la fracción de cuarzo microcristalino que se encuentra en la fracción menor a 2 micras y sumado a la fracción de arcillas total ya que este tipo de cuarzo actúa como arcillocidad en la roca. En la Tabla 3, se puede observar el cálculo realizado.

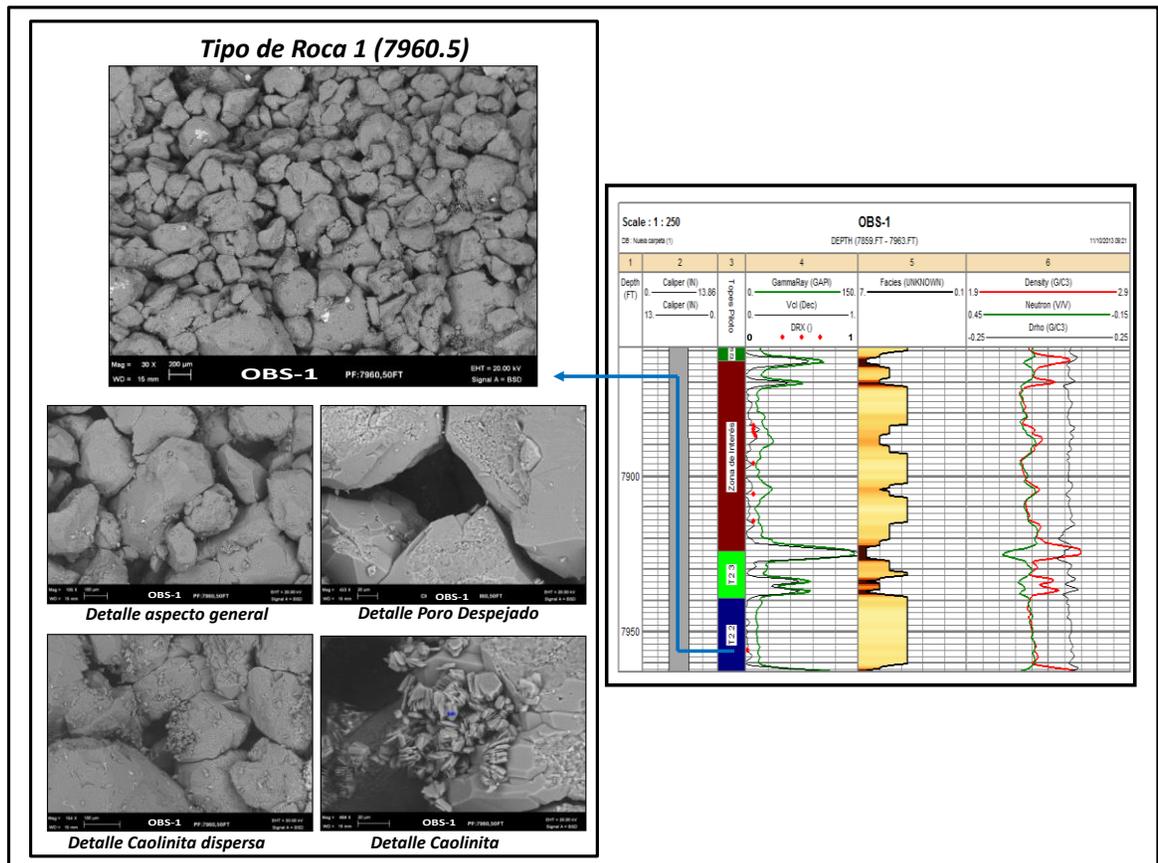
Tabla 3. Cálculo aproximado de la arcillocidad a partir de los datos provenientes de Difracción de Rayos X (DRX).

No.	Profundidad (Pies)	Cuarzo + Otros (%)	Cuarzo Microcristalino (%)	Arcillas (%)	Arcillas + Cuarzo Microcristalino (%)	Arcillocidad (Fracción)
1	7888.5	95	3.6	5	8.6	0.086
2	7889.5	95	2.6	5	7.6	0.076
3	7890.5	95	2.3	5	7.3	0.073
4	7891.5	93	3.4	7	10.4	0.104
5	7900.5	95	2.4	5	7.4	0.074
6	7910.5	95	2	5	7	0.07
7	7919.3	95	1.6	5	6.6	0.066
8	7960.5	100	3.7	Tr	3.7	0.037

A continuación en las Figuras 34, 35 y 36 se muestran las características más importantes observadas en los análisis SEM y el amarre realizado entre el cálculo del modelo de arcilicidad a partir de registros (Curva negra) y los datos de DRX (puntos en rojo). (Ver track 4 Figuras 34, 35 y 36). En el Anexo 2, se presentan los detalles del análisis de microscopía electrónica (SEM).

Para el tipo de roca 1 (Ej: muestra 7960.5), se presentan los valores de arcilicidad más bajos. El material arcilloso dominante corresponde a caolinita y su distribución es de tipo dispersa (Ver Figura 34).

Figura 34. Características generales de los análisis de microscopía electrónica (SEM) para el Tipo de roca 1. (7960.5 – Profundidad de core).



De manera general en toda la sección estratigráfica de la unidad T2, el valor medio del modelo de arcillocidad es de 28% aproximadamente. A nivel de la unidad de interés, el valor medio del modelo de arcillocidad es de aproximadamente el 9% (Ver Figura 37). Dentro de la unidad de interés, los tipos de rocas 1, 2 y 3 presentan un valor medio de 3%, 6% y 16% de arcillocidad respectivamente (Ver Figura 38).

Figura 35. Características generales de los análisis de microscopía electrónica (SEM) para el Tipo de roca 2. (7889.5 – Profundidad de core).

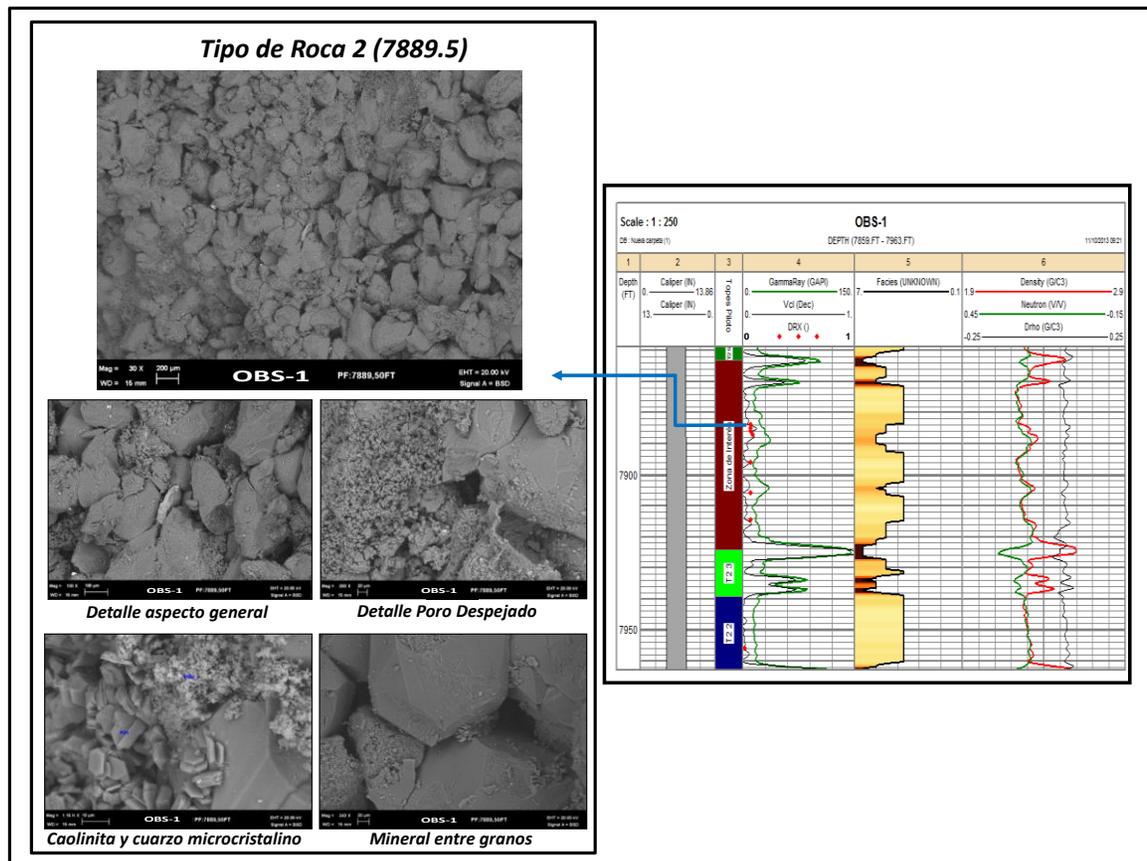


Figura 36. Características generales de los análisis de microscopía electrónica (SEM) para el Tipo de roca 2. (7889.5 – Profundidad de core).

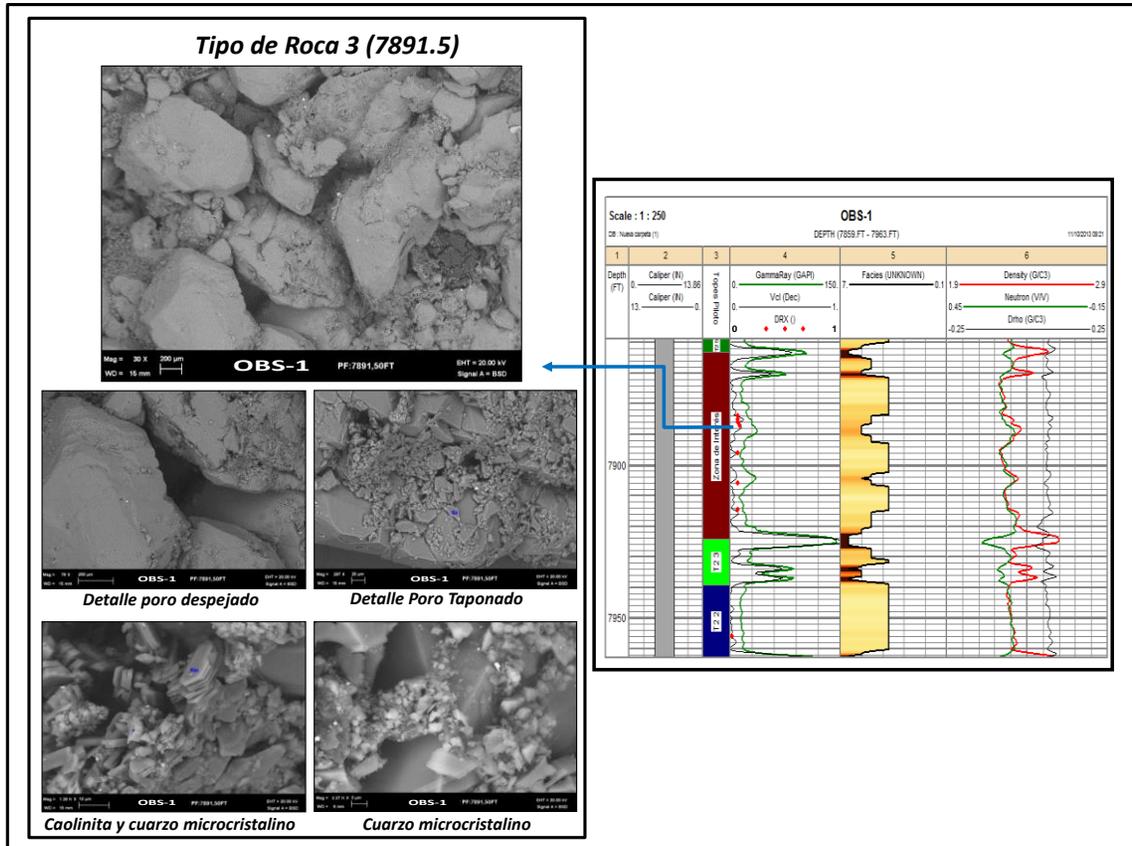


Figura 37. Histograma del modelo de arcillosidad. A la izquierda se muestra la distribución para el intervalo correspondiente a la unidad T2, mientras que a la derecha se muestra la distribución para la unidad de interés.

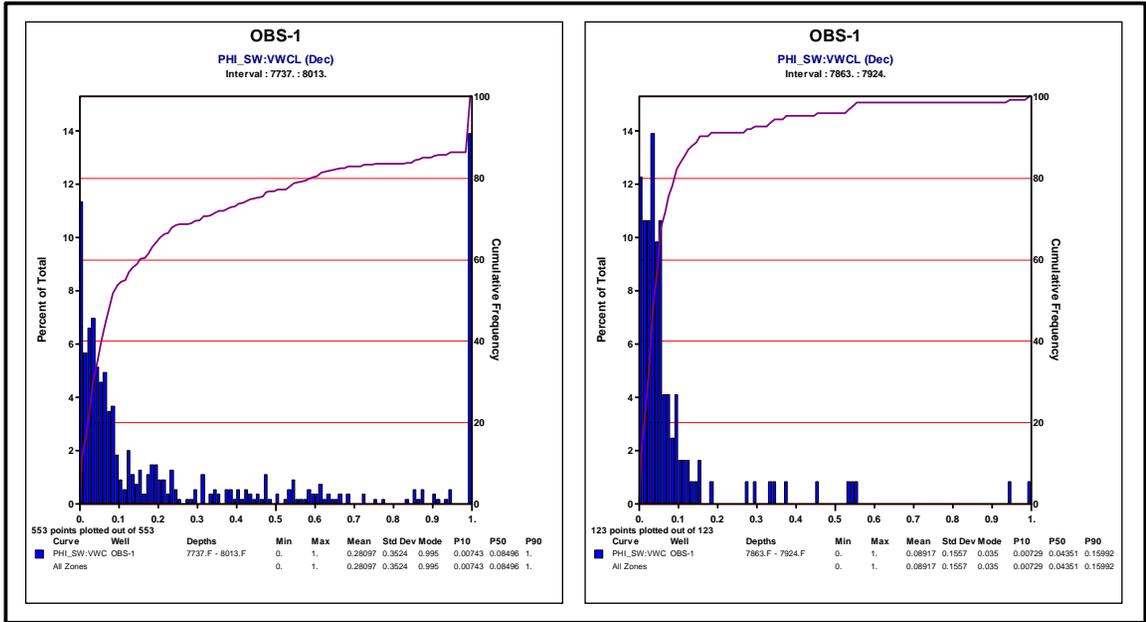
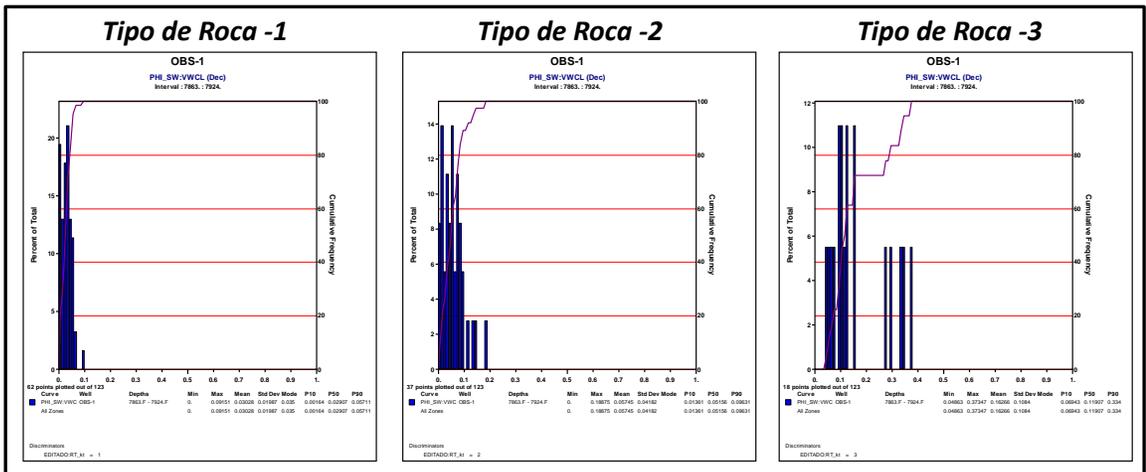


Figura 38. Histograma del modelo de arcillosidad para cada tipo de roca a nivel de la unidad de interés.



5.1.5 Modelo de Porosidad. En la unidad de interés, los valores de porosidad encontrados se encuentran en el rango de 21% - 24% para el tipo de roca 1, de 18% - 21% para el tipo de roca 2 y de 14% - 18% para el tipo de roca 3. El modelo de porosidad total final fue calculado a partir del registro de Densidad. Las ecuaciones usadas se presentan a continuación:

$$PHIT_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{total}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} = PHIT_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{total}}{\rho_{ma} - ((\rho_{fl} \times Sxo) + (\rho_{hc} \times (1 - Sxo)))} \quad (54)$$

$PHIT_D$: Porosidad total usando el registro densidad.

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (2.65 gr/cm³)

ρ_{total} : Valor medido del registro densidad

ρ_{fl} : Densidad del fluido filtrado en la zona lavada (1.0 gr/cm³)

Sxo : Saturación en la zona lavada

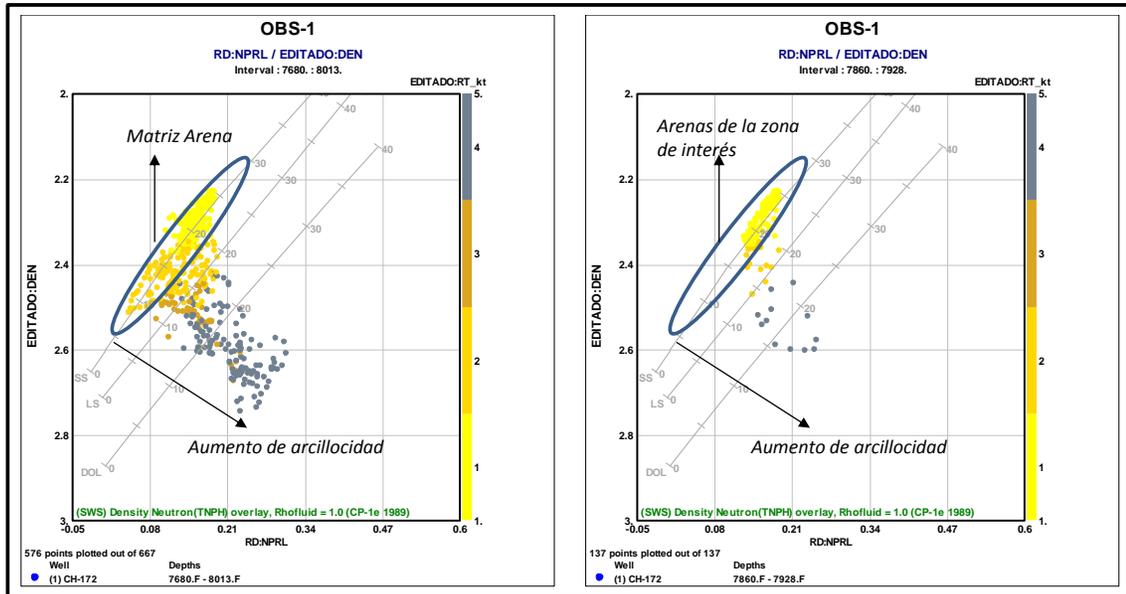
ρ_{hc} : Densidad del hidrocarburo (0.97 - 7.85°API)

Para el cálculo de porosidad efectiva, se descontó el volumen de arcilla a partir de la siguiente ecuación:

$$PHIE = PHIT_D \times (1 - V_{clay}) \quad (55)$$

En el crossplot de Densidad – Neutrón (Schlumberger, CP-1e) mostrado en la Figura 39, se observa que la matriz en la cual se encuentran el intervalo del T2 corresponde a una matriz de arena encontrando rocas con valores de hasta el 24% de porosidad. Hacia la zona de interés (Figura 39, gráfico de la derecha) se puede observar que el intervalo está compuesto principalmente por arenas de muy buena calidad (Tipos de roca 1 y 2), donde se presentan los valores más altos de porosidad.

Figura 39. Crossplot Densidad-Neutrón (Schlumberger, CP-1e). A la izquierda los datos correspondiente a la unidad T2. A la derecha los datos de la unidad de interés.



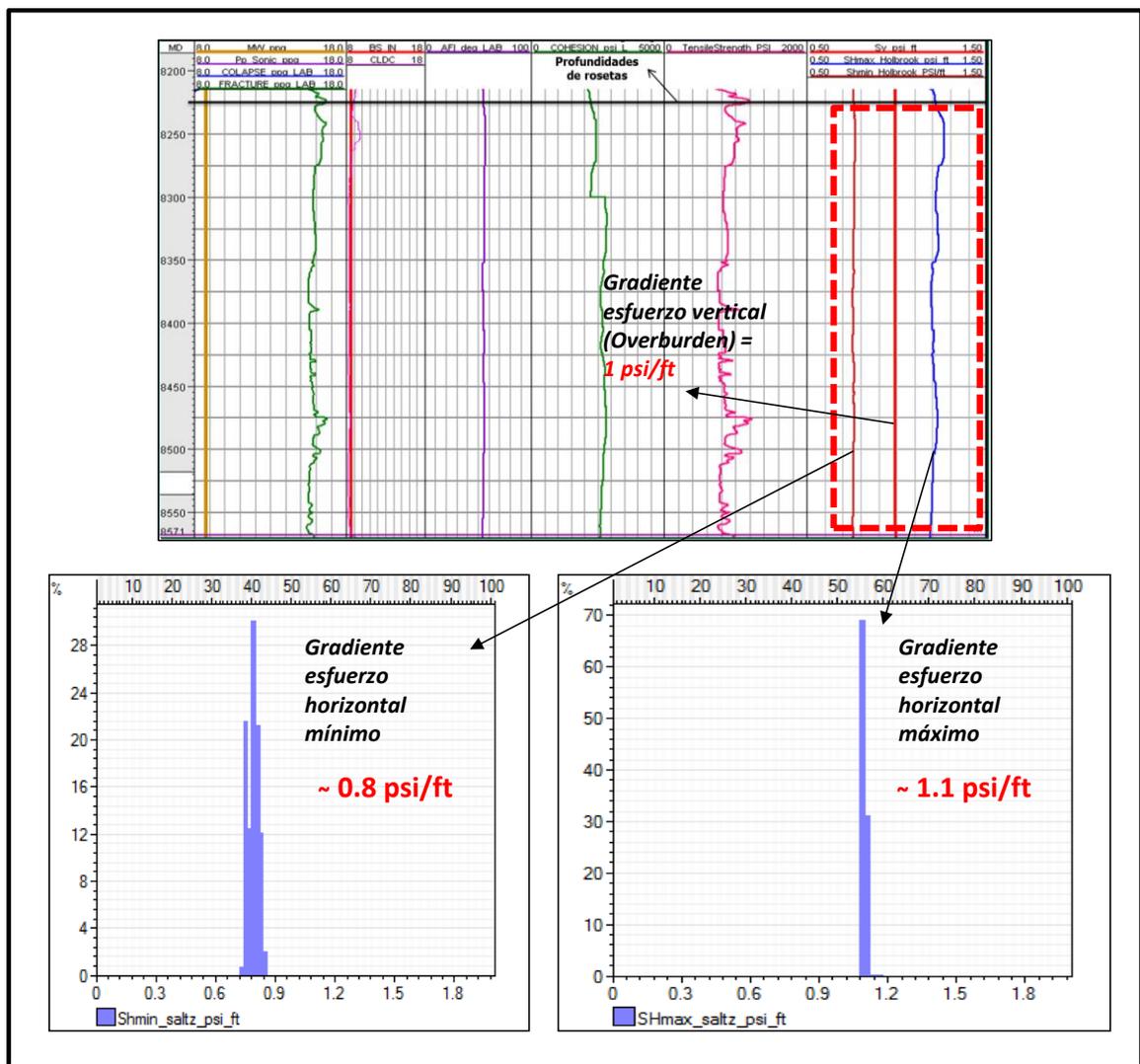
Como se mencionó para el modelo de arcillocidad, la densidad de la matriz al igual que datos de porosidad y permeabilidad fueron medidos en un total de 226 muestras a lo largo del intervalo corazonado de la unidad T2, de las cuales un total de 56 muestras corresponden a la unidad de interés (Ver Anexo 2).

Los datos de porosidad y permeabilidad fueron tomados a dos presiones de confinamiento 800 psi y 2700 psi. Todos estos datos de porosidad y permeabilidad fueron corregidos y llevados a condiciones de presión de confinamiento a nivel de yacimiento usando las ecuaciones de Jones (1988). Para la estimación de la presión de confinamiento actual en la zona de estudio, se trabajó con los gradientes de esfuerzos calculados en el modelo geomecánico del campo en estudio, reportado en Suarez et al., 2011 (Ver Figura 40).

La presión de poro fue tomada a partir de una prueba de presión de fondo MDT, adquirida en el pozo PRO-1, uno de los pozos productores del piloto. En la Tabla

4, se muestra la información usada para realizar el cálculo de la presión efectiva actual y así proceder a realizar las correcciones respectivas de los datos de porosidad y permeabilidad.

Figura 40. Gradiente de esfuerzos calculados para el campo en estudio. Arriba en el último track, se puede observar el valor de los gradientes calculados para los esfuerzos vertical, horizontal mínimo y horizontal máximo (Modificado de Suarez et al., 2011)



Las correcciones realizadas usando el método propuesto por Jones (1988), permitieron corregir los datos a la presión efectiva calculada. Las ecuaciones

propuestas por Jones (1988) se basan en ecuaciones empíricas las cuales permiten evaluar la dependencia de la permeabilidad, volumen poroso y porosidad con respecto al cambio de presión de confinamiento. Estas ecuaciones presentan cuatro (4) parámetros de ajuste, de los cuales 2 pueden ser asumidos constantes con una pérdida mínima de aproximación. Esas dos variables son la constante de decaimiento (σ^*) y la compresibilidad de la roca a una presión de confinamiento determinada (C_σ). Esta constante de decaimiento puede ser asumida con un valor de 3000 psi y la compresibilidad puede ser asumida como $3 \cdot 10^{-6}$ Psi⁻¹ (Jones, 1988).

Tabla 4. Datos usados para el cálculo del esfuerzo efectivo (presión efectiva) teniendo en cuenta las condiciones actuales del yacimiento. Los datos de presión de poro y profundidad (TVD) fueron tomados del pozo PRO-1.

<i>Cálculo de Presión Efectiva a Condiciones de Yacimiento</i>					
Profundidad Unidad de Interés (TVD)		7744.4	pies		
Elevación KB		20	pies		
Elevación TVD:		7724.4			
Gradiente de Esfuerzo Vertical (Overburden)	1	Psi/pie	Esfuerzo Vertical (Overburden):	7724.4	Psi
Gradiente de Esfuerzo Horizontal Mínimo (Eh _{min})	0.8	Psi/pie	Esfuerzo Horizontal Mínimo (Eh _{min}):	6179.52	Psi
Gradiente de Esfuerzo Horizontal Máximo (Eh _{máx})	1.1	Psi/pie	Esfuerzo Horizontal Máximo (Eh _{máx}):	8496.84	Psi
Presión de Poro	2000	Psi	Esfuerzo Confinante Promedio:	7466.92	Psi
Esfuerzo Efectivo:	5466.92	Psi			

El enfoque de este método es que solo se necesitan dos mediciones de propiedades a dos presiones diferentes para conocer la dependencia de las propiedades con respecto a la variación de presión confinante. Las ecuaciones usadas para la corrección de los datos de porosidad y permeabilidad son mostradas a continuación.

Para la porosidad:

$$\ln \left[\left(\frac{\phi}{1-\phi} \right) \times (1 + C\sigma) \right] = \ln \left(\frac{\phi_0}{1-\phi_0} \right) - a_v [(1 - \exp(-\sigma/\sigma^*))] \quad (56)$$

Para la permeabilidad:

$$\ln[K(1 + C\sigma)] = \ln(K_o) - a_k[(1 - \exp(-\sigma/\sigma^*))] \quad (57)$$

Donde:

\emptyset : Porosidad corregida a un valor de presión efectiva σ .

\emptyset_o : Porosidad de la muestra cuando la presión efectiva es igual a cero (intercepto).

K : Permeabilidad corregida a un valor de presión efectiva σ .

K_o : Permeabilidad de la muestra cuando la presión efectiva es igual a cero (intercepto).

σ^* : Constante de decaimiento (asumida constante = 3000 psi).

σ : Presión efectiva a la que se desea corregir la muestra.

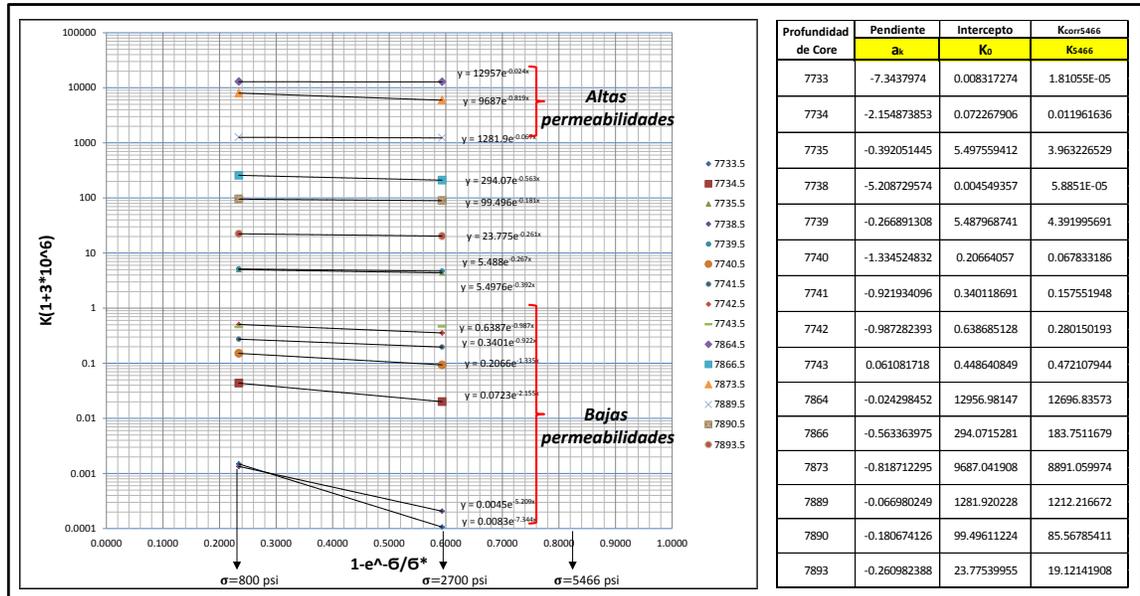
$C\sigma$: Compresibilidad de la roca a una presión σ (asumida constante = $3 \cdot 10^{-6}$ Psi⁻¹).

a_v : Pendiente negativa del par de puntos de porosidad expuestos en el gráfico semilog.

a_k : Pendiente negativa del par de puntos de permeabilidad expuestos en el gráfico semilog.

Esta corrección fue realizada a todas las muestras correspondientes a la unidad estratigráfica T2. De esta manera para cada una de las muestras fueron calculadas las dos variables restantes correspondiente a a_v y \emptyset_o en el caso de la porosidad y a_k y K_o en el caso de la permeabilidad. En la Figura 41, se puede observar un ejemplo de algunos datos corregidos de la unidad T2. Nótese que la corrección es mayor en las muestras de menor porosidad y permeabilidad debido a que el contenido de arcilla en una roca aumenta la compresibilidad de la misma.

Figura 41. Gráfico semilog donde se evidencia la disminución de permeabilidad con respecto el incremento de la presión efectiva para 15 muestras de la unidad T2.



Es importante tener en cuenta que para todas las muestras tomadas para mediciones de porosidad y permeabilidad, fue realizado el respectivo proceso de limpieza y secado en horno de humedad relativa controlada. De esta manera, las mediciones de porosidad realizadas teniendo en cuenta esta condición previa, corresponden a una porosidad efectiva. Una vez corregidos los datos de porosidad, fueron usados para el amarre del modelo de porosidad calculado a partir del registro Densidad. El ajuste mostrado a lo largo de la unidad T2 es bueno, presentando valores de R^2 mayor a 0.84. En la Figura 42, se observa el ajuste encontrado entre los valores de porosidad efectiva de registro y los datos de porosidad de núcleos para toda la unidad estratigráfica del T2.

Hacia la zona de interés se encuentran los valores más altos de porosidad reportados en la sección correspondiente a la unidad T2, valores que se encuentran asociados al tipo de roca 1 (Ver Figura 43).

Figura 42. Ajuste entre los datos de porosidad medidos en los núcleos y el modelo de porosidad efectiva calculado a partir del registro de densidad (Track 8).

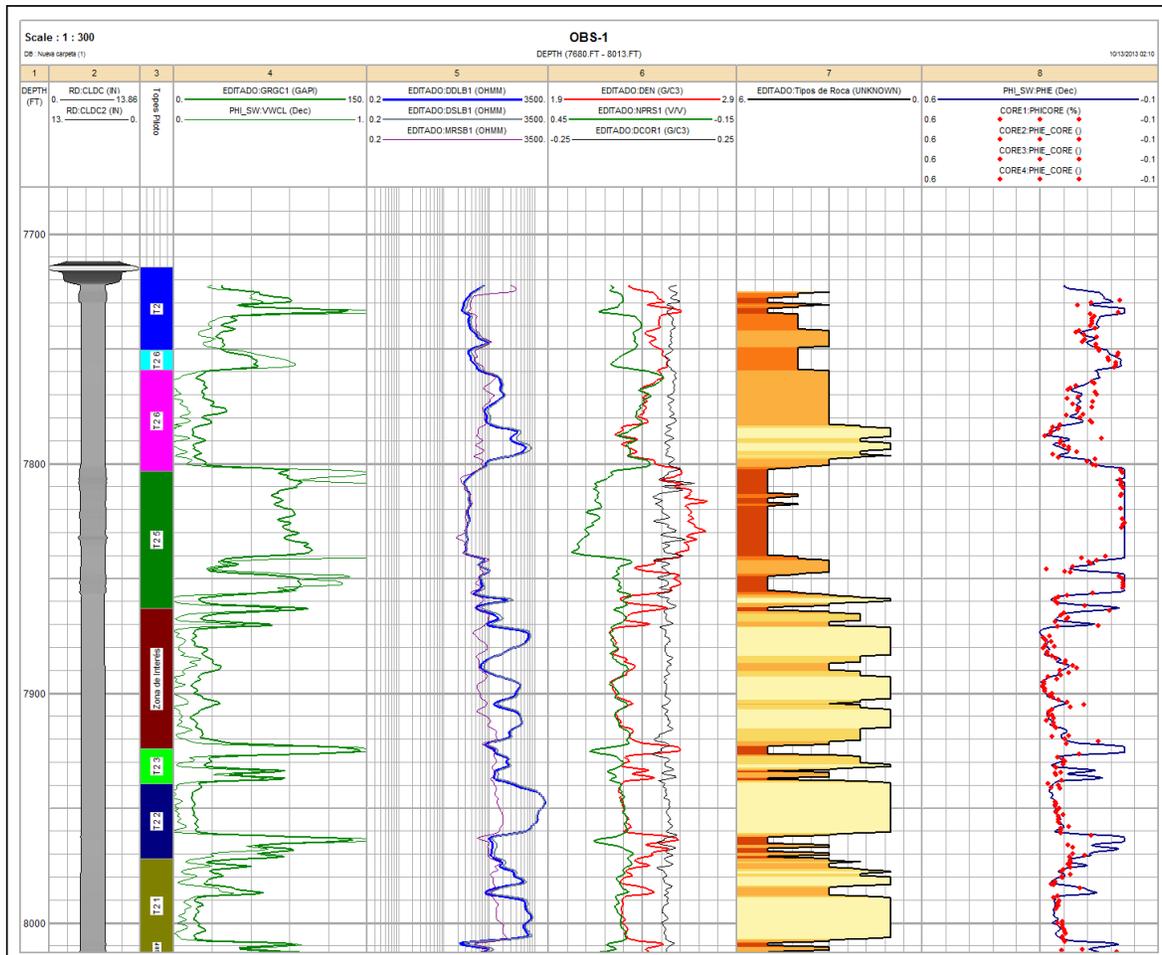
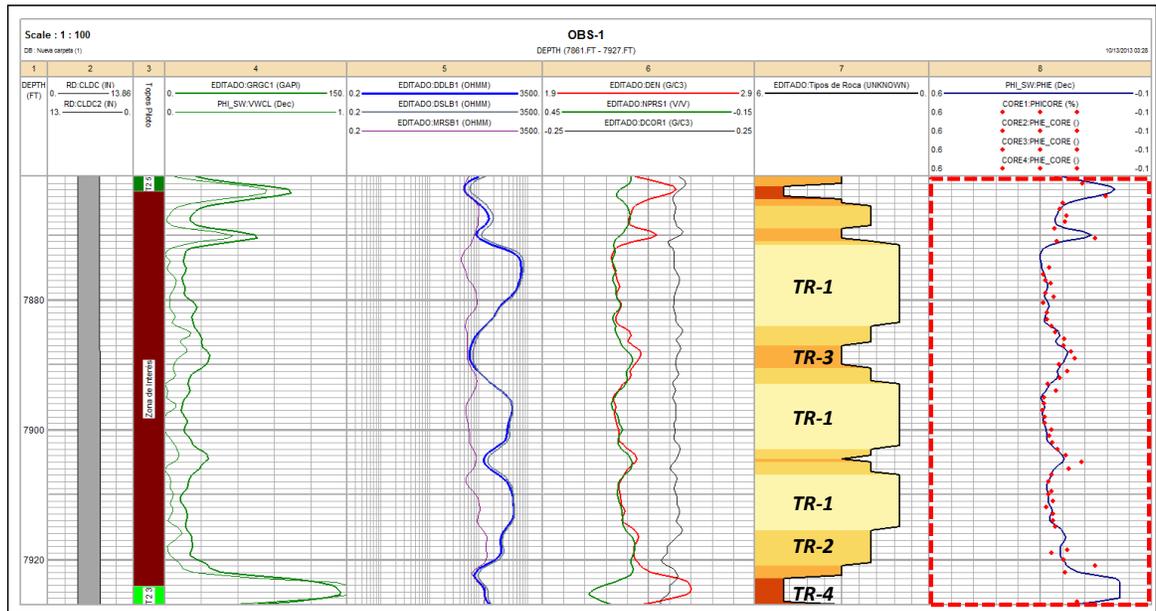


Figura 43. Ajuste entre los datos de porosidad medidos en los núcleos y el modelo de porosidad efectiva calculado a partir del modelo de densidad en la unidad de interés (Track 8).



El valor de R^2 obtenido del ajuste entre datos de núcleo y el modelo de porosidad calculado a partir del registro densidad, en la zona de interés, es de 0.87, representando el ajuste más alto encontrado en la unidad T2 (Ver Figura 43). Las distribuciones estadísticas por tipo de roca son mostradas en las Figuras 44 y 45.

Figura 43. Ajuste entre los datos de porosidad de núcleos y el modelo de porosidad calculado a partir del registro densidad. A la izquierda, el ajuste contemplando todo el intervalo corazonado. A la derecha, el ajuste para la zona de interés. En el eje Z (color) se muestra los tipos de roca definidos en el modelo.

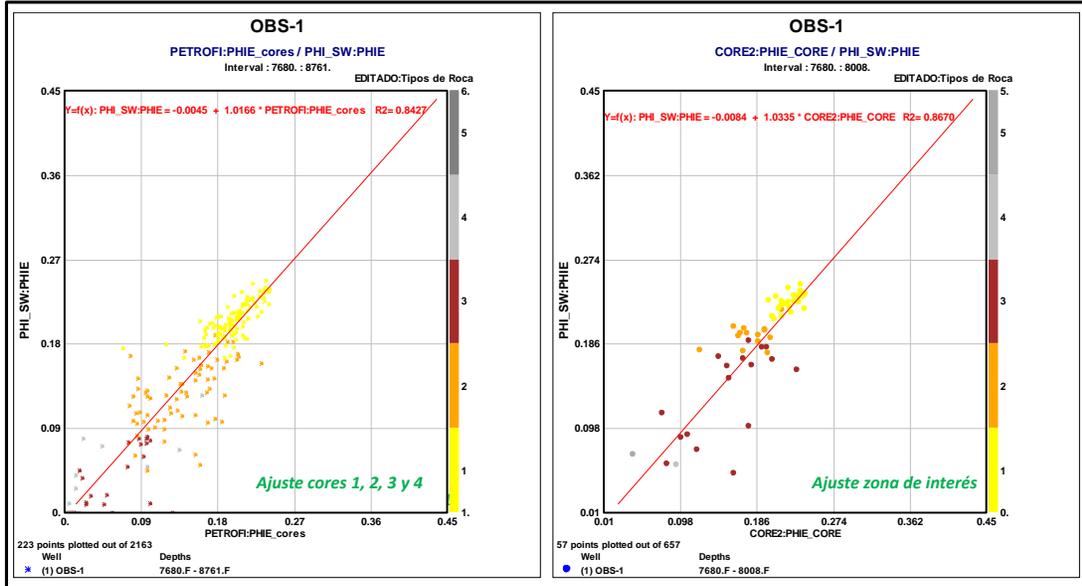


Figura 44. Histograma del modelo de porosidad para los tipos de roca 1 y 2 a nivel de la unidad de interés.

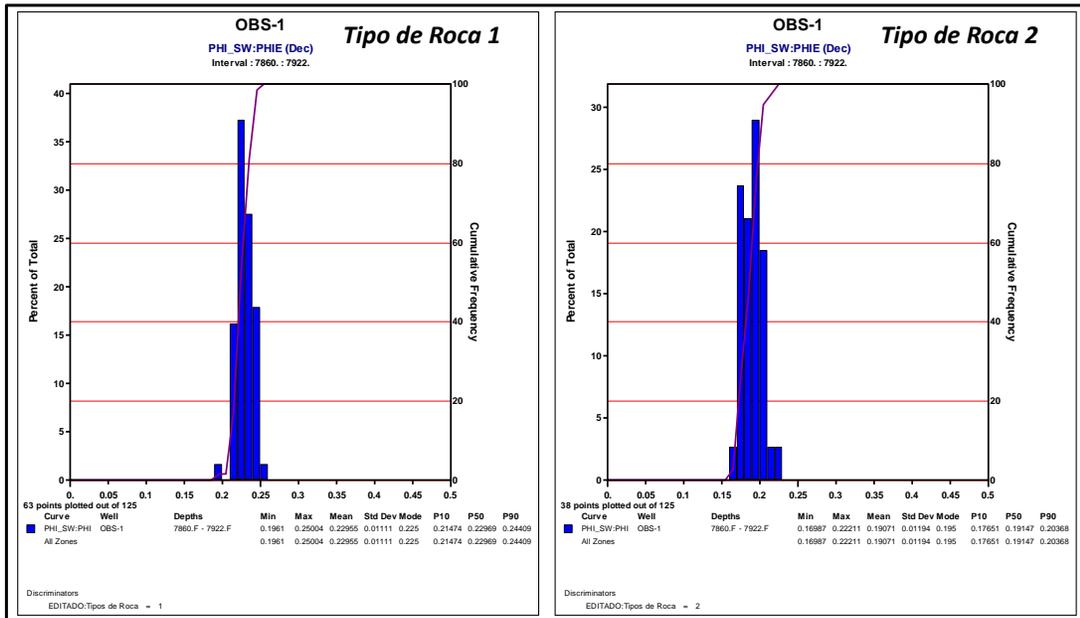
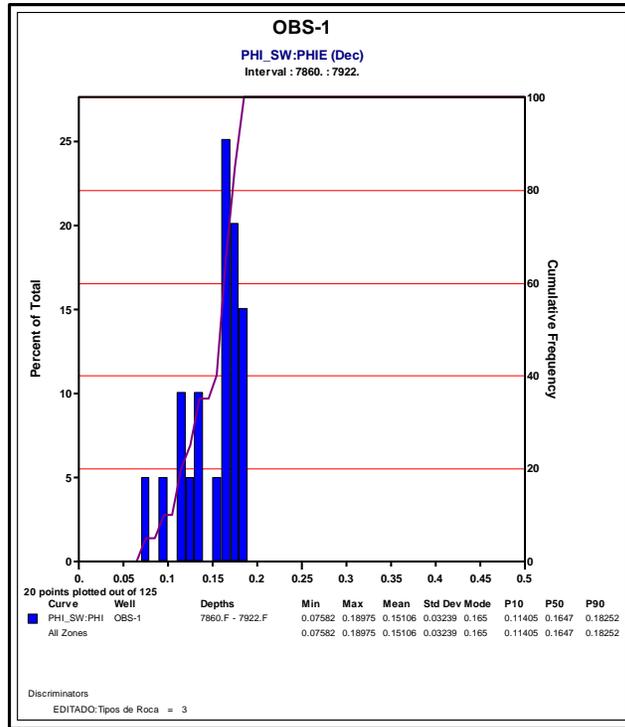


Figura 45. Histograma del modelo de porosidad para el tipo de roca 3 a nivel de la unidad de interés.



5.1.6 Modelo de Saturación de Agua. Según al análisis de toda la información integrada en el modelamiento petrofísico, el modelo de saturación de agua fue calculado usando la ecuación de Archie (1942). Esto se debe a las características observadas sobre los núcleos de perforación y análisis de laboratorio de donde se concluye que es posible la aplicación del modelo de Archie, debido a los bajos contenidos de arcilla involucrados en las arenas reservorio del área de estudio, especialmente en la unidad de interés.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{\alpha * R_w}{\phi^m * R_t}} \quad (58)$$

Donde S_w es la saturación de agua, n es el exponente de saturación, α es el factor litológico, m es el exponente de cementación, ϕ es la porosidad de la roca,

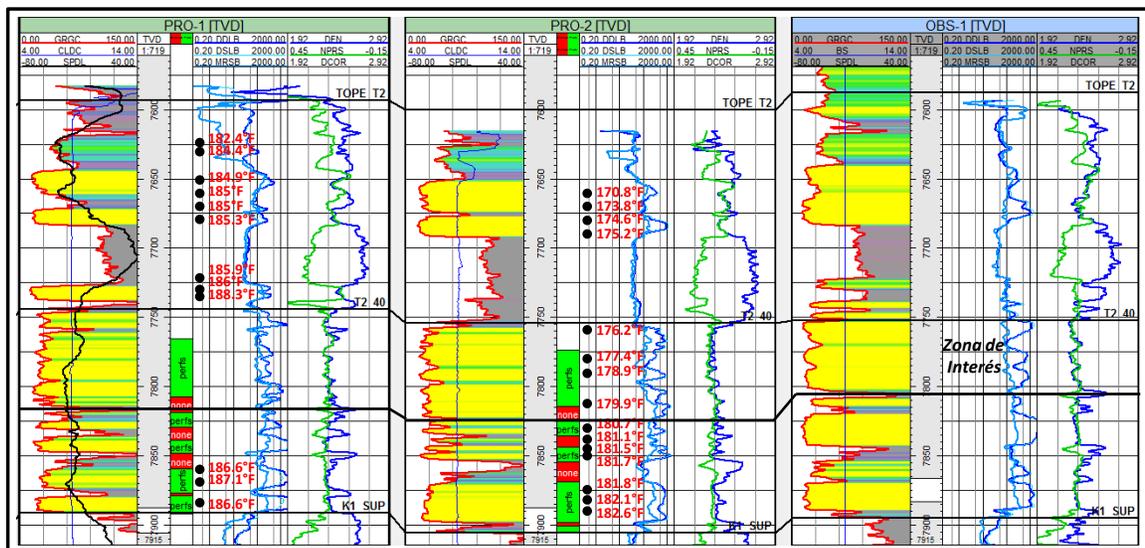
R_w es la resistividad del agua de Formación y R_t es la resistividad de la Formación.

A continuación se describe la manera en que fueron obtenidos cada uno de los parámetros usados en la ecuación de Archie.

5.1.6.1 Temperatura de Formación. La temperatura fue tomada a partir de dos pruebas de presión MFT adquirida en los pozos PRO-1 y PRO-2, pertenecientes al piloto de combustión. En estas pruebas se tomaron un total de 12 pruebas para el pozo PRO-1 y 15 pruebas para el pozo PRO-2 en el intervalo correspondiente a la unidad T2, de las cuales se logró registrar tanto la presión como la temperatura.

Los valores reportados por la prueba MFT en el pozo PRO-1 se encuentran entre 184°F y 188°F en la sección correspondiente a la unidad T2, mientras que para el pozo PRO-2 el rango de temperaturas reportado se encuentra entre 170.8°F y 182°F (Ver Figura 46).

Figura 46. Correlación estructural entre los pozos PRO-1, PRO-2 y OBS-1. Los puntos en negro indican las temperaturas obtenidas en a partir de las pruebas MFT.



Debido a la diferencia encontrada entre estas dos pruebas en pozos que están cercanos entre sí, (129 metros), fueron revisados reportes de análisis PVT del campo en estudio para validar la información de temperatura. Según Guarín (2011), en los pozos P-18 y P-28 fueron realizados análisis PVT de muestreo de superficie y de fondo respectivamente, reportando una temperatura a nivel de la unidad T2, de 185°F para el pozo P-18 y 184°F para el P-28. De esta manera, el valor a usar de temperatura es el promedio reportado en el pozo PRO-1, el cual es de aproximadamente 185°F.

En las Tablas 5 y 6, se observan los valores de presión y temperatura reportados a partir de las pruebas MFT de los pozos PRO-1 y PRO-2 tomadas en la sección de la unidad estratigráfica T2.

Tabla 5. Reporte de la prueba MFT realizada en el pozo PRO-1. El valor promedio de temperatura en la sección de interés es de 185°F.

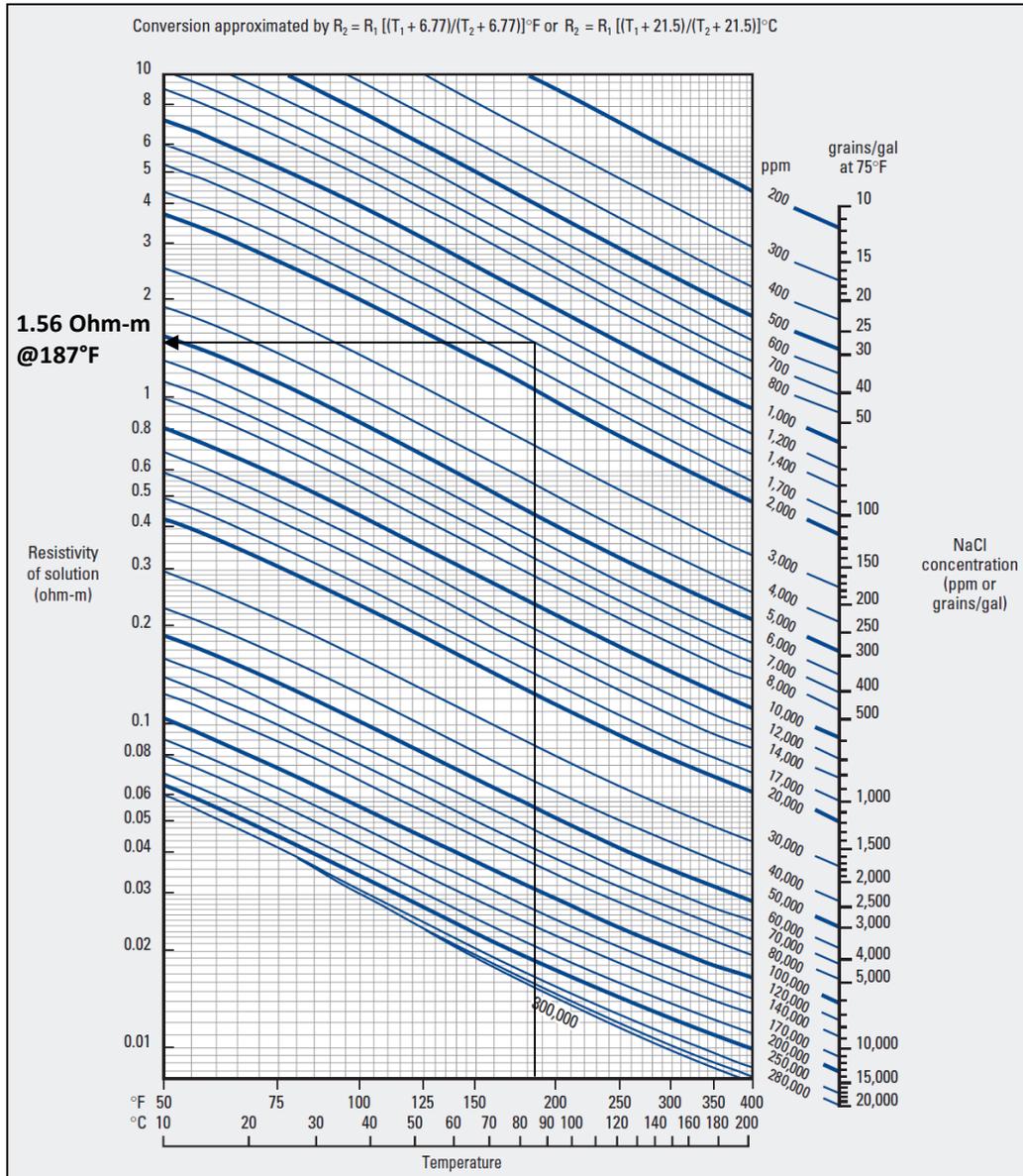
Prueba de Presión MFT - Pozo PRO-1								
Profundidad		Presión Hidrostática (psi)		Presión DRAW DOWN (psi)	Presión de Formación (psi)	TEMP (°F)	Volumen (cc)	REMARKS
MD	TVD	Antes	Después					
7737.97	7626.84	3611.44	3688.11	1414.77	2064.45	184.40	5.00	GOOD
7741.94	7630.81	3613.46	3613.85	1793.67	2050.77	184.40	10.00	GOOD
7763.96	7652.83	3623.58	3624.21	1693.46	1850.13	184.90	10.00	GOOD
7770.95	7659.82	3637.02	3627.26	14.93	1877.79	185.00	5.00	GOOD
7784.93	7673.80	3634.12	3634.30	1830.60	1845.37	185.30	5.00	GOOD
7790.96	7679.83	3636.69	3637.18	1838.36	1847.91	185.90	10.00	GOOD
7839.95	7728.81	3659.60	3660.03	1770.66	1809.02	186.00	10.00	GOOD
7846.97	7735.83	4012.12	4011.93	2111.13	2198.81	188.30	10.00	GOOD
7973.98	7862.82	3720.16	3722.11	1905.21	1922.56	186.60	5.00	GOOD
7983.98	7872.81	3725.08	3724.88	1883.35	1927.77	187.10	5.00	GOOD
7997.01	7885.84	3731.19	3731.11	1912.59	1928.72	186.60	5.00	GOOD
Temperatura promedio: 185°F								

Tabla 6. Reporte de la prueba MFT realizada en el pozo PRO-2. El valor promedio de temperatura en la sección de interés es de 178°F.

Prueba de Presión MFT - Pozo PRO-2								
Profundidad		Presión Hidrostática (psi)		Presión DRAW DOWN (psi)	Presión de Formación (psi)	TEMP (°F)	Volumen (cc)	REMARKS
MD	TVD	Antes	Después					
7756.02	7660.03	3572.19	3572.11	1746.90	1821.95	170.80	10.01	GOOD
7767.00	7671.00	3577.68	3577.58	10.84	1830.26	173.80	5.00	GOOD
7777.99	7681.98	3582.58	3582.35	1254.77	1819.41	174.60	5.00	GOOD
7784.97	7688.96	3585.74	3585.58	1788.51	1822.33	175.20	5.00	GOOD
7860.00	7763.95	3620.13	3619.84	1792.41	1798.90	176.20	5.00	GOOD
7875.98	7779.92	3627.40	3627.15	1799.54	1805.94	177.40	5.00	GOOD
7888.98	7792.91	3633.40	3633.12	1816.02	1818.34	178.90	5.00	GOOD
7911.00	7814.92	3643.30	3643.12	1825.39	1828.34	179.90	5.00	GOOD
7927.97	7831.88	3651.07	3650.42	1824.65	1834.81	180.70	5.01	GOOD
7934.96	7838.86	3654.28	3653.78	1800.79	1804.67	181.10	5.00	GOOD
7940.99	7844.89	3657.05	3656.63	1802.28	1805.98	181.50	10.01	GOOD
7946.97	7850.87	3659.57	3659.53	1807.24	1808.81	181.70	5.00	GOOD
7970.91	7874.80	3670.50	3670.32	1886.48	1901.08	181.80	5.00	GOOD
7979.92	7883.80	3674.66	3674.49	1897.56	1903.93	182.10	5.00	GOOD
7989.94	7893.82	3679.05	3678.88	1892.37	1908.39	182.60	5.00	GOOD
Temperatura promedio Intervalo: 178°F								

5.1.6.2 Resistividad del Agua de Formación (Rw). Teniendo la referencia de temperatura de la Formación (185°F), para el cálculo de la resistividad del agua de formación (Rw), se usó la información de salinidad de una prueba de fondo realizada en hueco abierto con multi-probador de Formación sobre un intervalo de 100% agua. Esta prueba fue realizada en el año 2011, en el pozo P-147, y reportó un valor de 1429 ppm de NaCl @ 72°F (Tomado de reporte interno de ECOPETROL, 2011). A condiciones de temperatura de yacimiento, el valor de resistividad del agua de Formación (Rw) es de 1.56 ohm-m, valor con el cual se trabajó el modelo de saturación de agua (Sw) para los pozos del piloto. (Ver Figura 47)

Figura 47. Tabla Gen-9 de Schlumberger para calcular la resistividad del agua de formación a partir de datos de salinidad (NaCl) y temperatura. La línea negra indica el cálculo realizado para la Unidad T2.



Teniendo en cuenta la discusión anterior con respecto a la diferencia de temperaturas encontradas dos de los pozos productores, se realizó el cálculo de R_w a las dos temperaturas promedio de los dos pozos PRO-2 y PRO-1, cuyos

valores obtenidos fueron de 1.62 @ 178°F (temperatura promedio de los datos del pozo PRO-2) y otro de 1.56 @ 185°F (temperatura promedio de los datos del pozo PRO-1). Al realizar los cálculos del modelo de saturación de agua usando la ecuación de Archie y asumiendo estos dos valores de R_w , no se observa algún cambio en el modelo de final. De esta manera y teniendo en cuenta los análisis PVT para el campo de estudio reportados por Guarín (2011), el valor que finalmente se usó para el cálculo del R_w fue de 185°F.

La saturación de agua en la zona lavada (S_{xo}) fue calculada usando el valor de resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) reportado para cada uno de los pozos. En el caso del pozo OBS-1, el valor de la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) es de 2.60 ohm-m @ 75°F. En la Tabla 7, se encuentran los valores de resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) y resistividad del lodo (R_m) reportados para cada pozo del piloto.

Tabla 7. Valores de resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) y de resistividad del lodo (R_m) de los pozos que conforman el piloto.

Pozo	Resistividad del Filtrado del Lodo (R_{mf}) ohm-m	Resistividad del lodo (R_m) ohm-m
INY-1	1.3 @ 75°F	1.5@75°
OBS-1	2.6 @ 75°F	2.55@75@
OBS-2	1.08 @ 88°F	1.2@86.2°F
PRO-1	0.674 @ 75°F	1.681@75°F
PRO-2	0.955 @ 75°F	1.063@75°F
PRO-3	1.01 @ 75°F	1.075@75°F

El cálculo de la saturación de agua en la zona lavada es importante en este estudio teniendo en cuenta que las mediciones realizadas tanto del registro densidad como del registro sónico, toman sus lecturas en la zona lavada y es necesario asignar dichas saturaciones a las velocidades y densidades medidas por la herramientas de registro.

5.1.6.3 Parámetros m y n. Según los análisis macro-petrográficos realizados sobre los núcleos y las pruebas de laboratorio, se observa que las areniscas que conforman el reservorio en el área de estudio, tienen un alto grado de consolidación y los contenidos de arcilla son en general bajos (<10%). A su vez, es importante tener en cuenta que la arcilla que predomina en dichas arenas corresponde principalmente a caolinita, arcilla que presenta valores de capacidad de intercambio catiónico (Qv) bajos, para que llegue a influenciar las mediciones de factor de formación. Sin embargo, producto de la revisión de los análisis realizados a tres pozos anteriormente corazonados (P-22, P-25 y P-29), donde se realizaron mediciones de propiedades eléctricas (exponente de saturación y exponente de cementación), se encontraron valores de m, que varían entre 1.7 y 1.9 para los mejores tipos de roca (1, 2 y 3). En el caso del exponente de saturación n, se reportan valores que varían entre 1.88 y 3. (Ver Tabla 8).

Tabla 8. Resumen de propiedades eléctricas (m y n) medidas en laboratorio, en los pozos P-25, P-29 y P-22.

Propiedades Eléctricas	P-25			P-29			P-22		
	TR-1	TR2	TR3	TR-1	TR2	TR3	TR-1	TR2	TR3
m	1.8	1.9	1.9	1.8	1.7	1.7	1.85	1.7	1.8
n	3	1.96	2.27	2.84	2.9	3	3	2.6	1.88

Los valores reportados en los análisis de laboratorio para los pozos (P-22 P-25 y P-29), no reflejan las características observadas sobre los núcleos de esos mismos pozos y los del pozo OBS-1 de la zona del piloto. En los reportes de laboratorio de dichos pozos, se encontró que la salmuera utilizada para la medición de propiedades eléctricas corresponde a una salmuera de baja salinidad (279 ppm de NaCl). De igual forma, en el reporte de laboratorio del pozo P-22, se aclara que los valores anómalos de m y n, pueden ser el resultado de usar una salmuera de baja salinidad cuando algunos estudios SCAL recomiendan usar una salmuera mayor o igual a 10000 ppm de NaCl, para obtener una buena respuesta

eléctrica de la roca (Informe interno de Ecopetrol, 2007). Según lo anterior, se decidió trabajar con un valor de 2 para el exponente de cementación (m) y un valor de 2 para el exponente de saturación. A continuación en la Figura 48 y 49, se muestra el modelo de saturación de agua corrido para el pozo OBS-1, para la unidad estratigráfica del T2 y para la unidad de interés respectivamente.

Los valores promedio de saturación de agua encontrados para el tipo de roca 1 varían entre 15% y 35%, para el tipo de roca 2 el rango varía entre 35% y 55% y el tipo de roca 3 varía entre 55% hasta el 80% de S_w . (Ver figura 50)

Figura 48. Modelo de saturación de fluidos para la unidad T2. En el track 7, se observa el modelo de saturación de agua en la zona virgen. En el track 8, en color azul se indica la fracción correspondiente a la invasión del filtrado del lodo. En el track 8, se identifican las zonas con mayor potencial de aceite móvil.

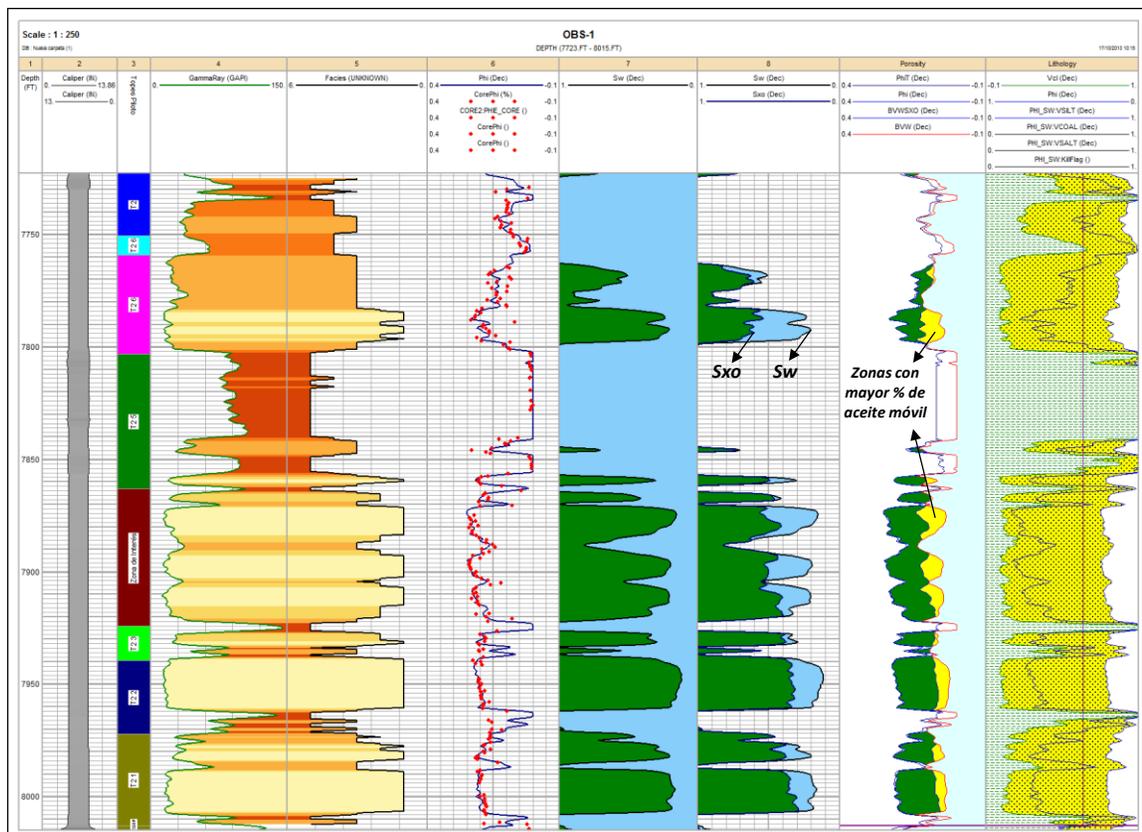


Figura 49. Modelo de saturación de fluidos en la unidad de Interés. En la unidad de interés se reconoce como una de las zonas con mayor potencial de aceite móvil (track 9).

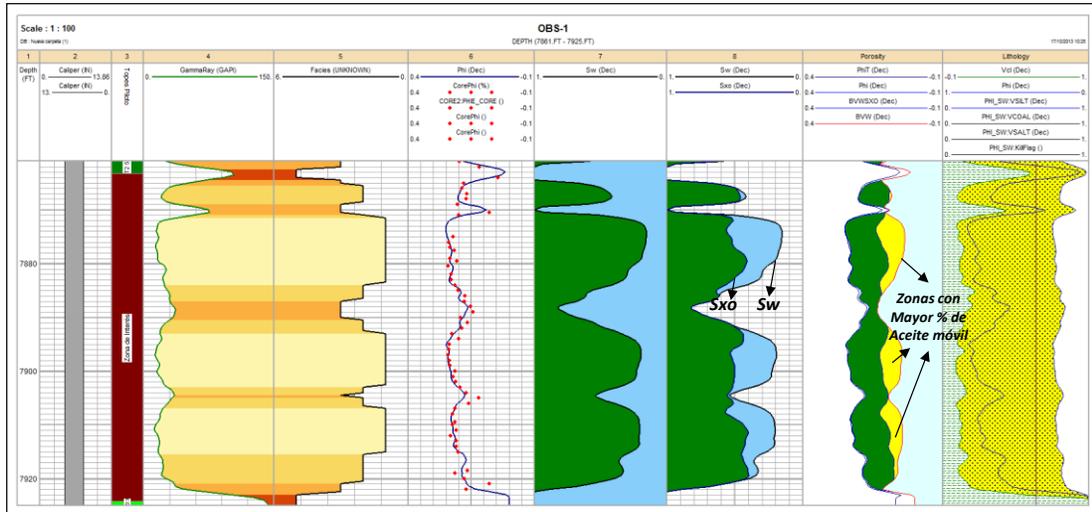
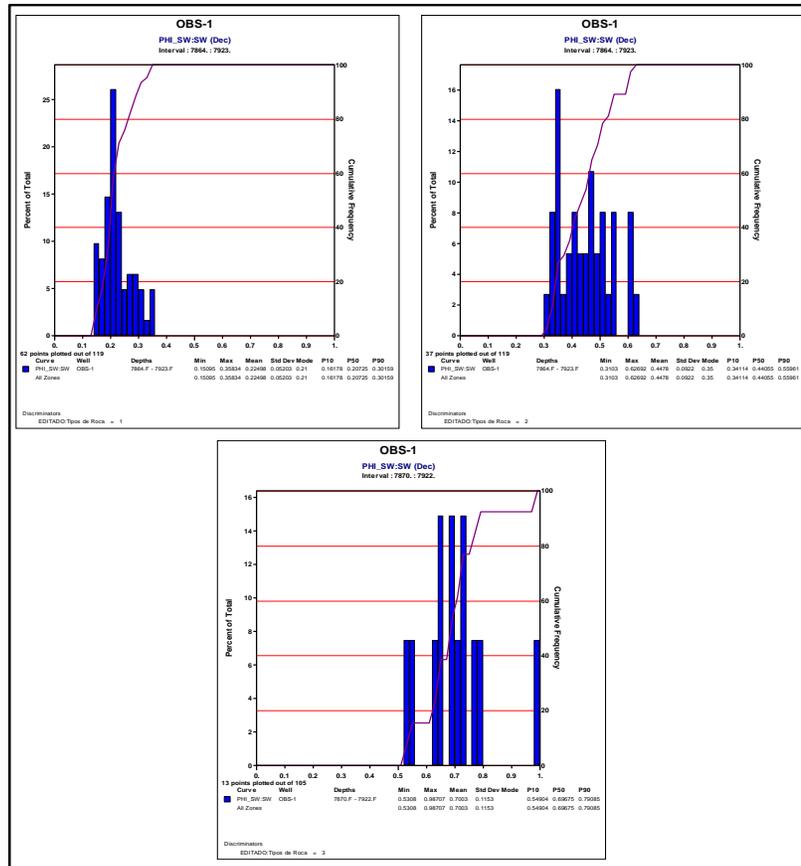
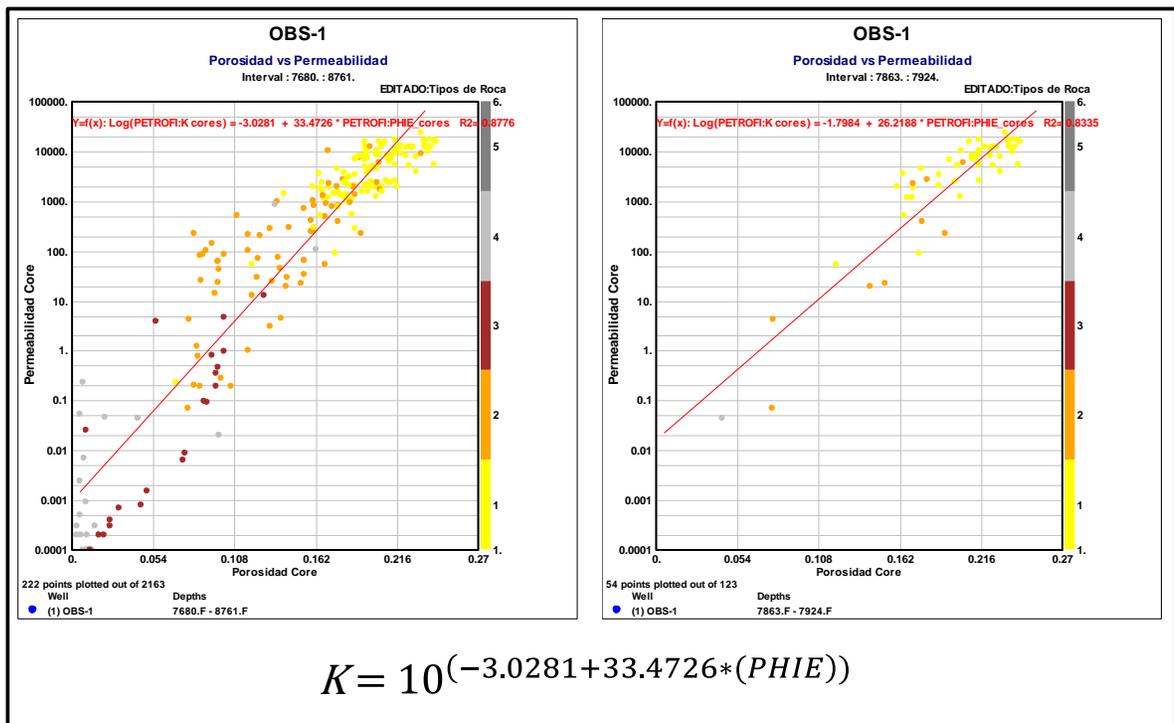


Figura 50. Histograma del modelo de saturación de agua para los tipos de roca 1 y 3 en el pozo OBS-1.



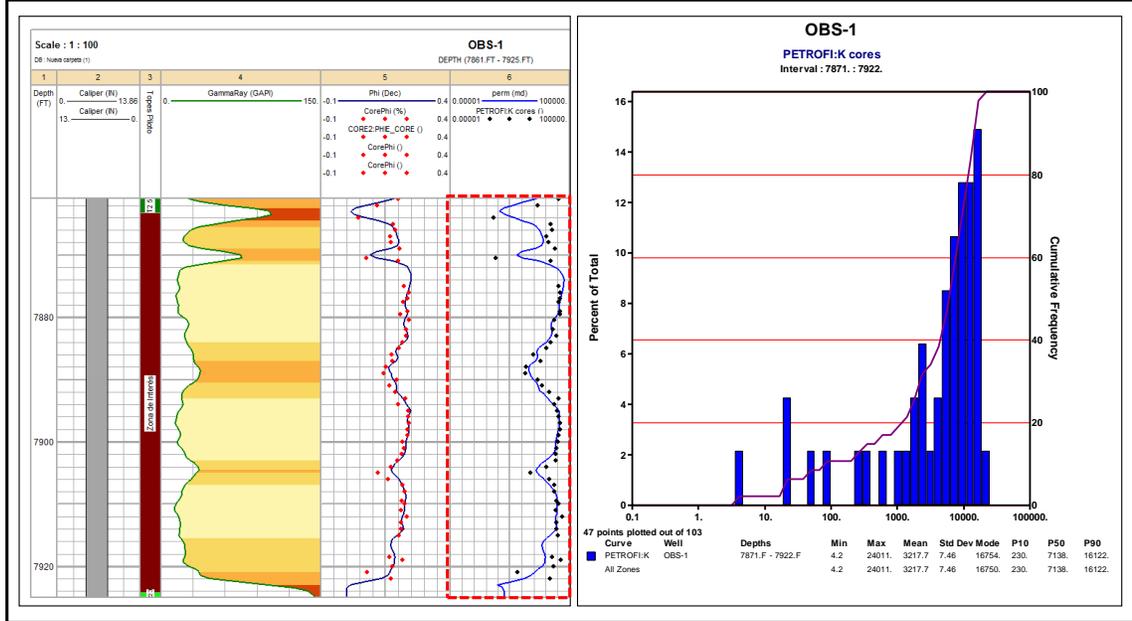
5.1.7 Modelo de Permeabilidad. El modelo de permeabilidad fue calculado a partir de la correlación encontrada entre los datos de porosidad y permeabilidad de núcleo. Como se muestra en la Figura 51, la correlación entre la permeabilidad y la porosidad de núcleo presenta un ajuste mayor a 0.87 de R^2 para toda la unidad del T2 y un R^2 de 0.83 para la unidad de interés. La ecuación usada para la predicción de la permeabilidad se presenta en la Figura 51.

Figura 51. Correlación entre los datos de porosidad y permeabilidad de núcleo. En la parte inferior se muestra la ecuación con la cual se generó el modelo de permeabilidad en la Unidad T2. En color se muestra el tipo de roca.



De manera general para la unidad de interés se tienen valores altos de permeabilidad como se puede observar en la curva de distribución acumulada (CDF) mostrada en la Figura 52, la cual muestra que aproximadamente el 80% de los datos que se encuentran en la unidad de interés presentan valores por encima de 1000 md.

Figura 52. Ajuste entre datos de permeabilidad de núcleo y el modelo generado con la correlación mostrada en la Figura 51. A la derecha se observa el histograma y la CDF (Cumulative distribution function) de los datos de permeabilidad en la unidad de interés.



5.2 ANALISIS DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS

Los modelos propuestos para el análisis de sustitución de fluidos usados en este estudio y en general, están basados en la variación de los módulos elásticos que están relacionados con las velocidades sísmicas de onda P y onda S, siendo estos; el módulo de compresibilidad de la roca saturada (K_{sat}) y el módulo de cizalla (μ_{sat}) como se observa en las ecuaciones 14 y 15:

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4\mu}{3}}{\rho_T}}; \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_T}}$$

Donde:

K_{sat} : Módulo de compresibilidad de la roca saturada (sistema roca-fluido).

μ_{sat} : Módulo de cizalla (sistema roca-fluido).

ρ_T : Densidad total de la roca (sistema roca-fluido).

De esta manera, los tres parámetros más importantes que controlan la variación de las velocidades son el módulo de compresibilidad (K_{sat}), el módulo de cizalla (μ_{sat}) y la densidad del sistema roca-fluido (ρ_T). En los modelos usados para el análisis de sustitución de fluidos, el módulo de compresibilidad (K_{sat}) es descrito en función de cada uno de los módulos de compresibilidad de los componentes del sistema roca-fluido. Estos corresponden a:

- El módulo de compresibilidad de la mezcla mineral (K_{min}).
- El módulo de compresibilidad del armazón de la roca o conocido como el módulo de compresibilidad de la roca seca (K_{sec}), usado en la ecuación de Gassmann (1951)
- El módulo de compresibilidad de la mezcla de fluidos del medio poroso (K_{fl}).

Debido que el módulo de cizalla en los fluidos es nulo ($\mu_{fl} = 0$), el μ_{sat} dependerá solo del módulo de cizalla de la mezcla mineral (μ_{min}) de la roca y permanecerá invariable durante una sustitución de fluidos. Por otra parte, K_{min} , y K_{sec} permanecerán invariables durante la sustitución de fluidos y la variación del K_{sat} dependerá de los cambios en la compresibilidad de la mezcla de los fluidos K_{fl} .

Para los tres modelos de sustitución de fluidos usados en este estudio (Gassmann (1951), Gassmann Modificado BGTL (Lee, 2002) y 3) Kuster-Toksöz (1974), el K_{min} fue calculado a partir del modelo de Hashin-Shtrikman (1961). Las ecuaciones para la estimación del módulo de compresibilidad y el módulo de cizalla de la mezcla mineral son mostradas a continuación: (Ecuaciones 22, 23, 29 y 30)

$$K^{HS^\pm} = K_1 + \frac{F_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + F_1 \left(K_1 + \frac{4}{3} \mu_1 \right)^{-1}} \quad ; \quad K^{HS} = \frac{K^{HS^+} + K^{HS^-}}{2}$$

$$\mu^{HS^\pm} = \mu_1 + \frac{F_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + 2F_1(K_1 + 2\mu_1) / [5\mu_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)]} \quad ; \quad \mu^{HS} = \frac{\mu^{HS^+} + \mu^{HS^-}}{2}$$

Donde K_1 y K_2 , representan los módulos de compresibilidad de los dos constituyentes, μ_1 y μ_2 representan los módulos de rigidez de los dos constituyentes y F_1 y F_2 representan las fracciones volumétricas de cada constituyente. El límite superior es calculado cuando el material más rígido es llamado 1 y el límite inferior es calculado cuando el material menos rígido es llamado 1. El valor final fue calculado a partir del promedio aritmético entre los límites superior e inferior.

Para la estimación del K_{fl} , es necesario conocer los módulos de compresibilidad de cada fluido que se encuentre en el espacio poroso descritos como K_{oil} , K_w y K_g , módulos de compresibilidad del aceite, agua y gas respectivamente. A su vez se deben conocer las fracciones del modelo de saturación de fluidos tales como saturación de aceite (S_{oil}), saturación de agua (S_w), y saturación de gas (S_g). Para la estimación de los parámetros de los fluidos K_{oil} , K_w y K_g , al igual que las densidades ρ_{oil} , ρ_w y ρ_g , se utilizaron las relaciones termodinámicas descritas por Batzle y Wang (1992), cuyo procedimiento y ecuaciones son descritos en el Anexo 3.

Una vez conocidos los módulos de compresibilidad de los fluidos, para el cálculo del módulo de compresibilidad de la mezcla de fluidos se usó la ecuación de Reuss (1929), descrita a continuación:

$$K_{fl} = \left[\frac{S_{oil}}{K_{oil}} + \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_g}{K_g} \right]^{-1} \quad (59)$$

La densidad de la mezcla de fluidos fue calculada usando la ecuación de Domenico (1976), descrita a continuación:

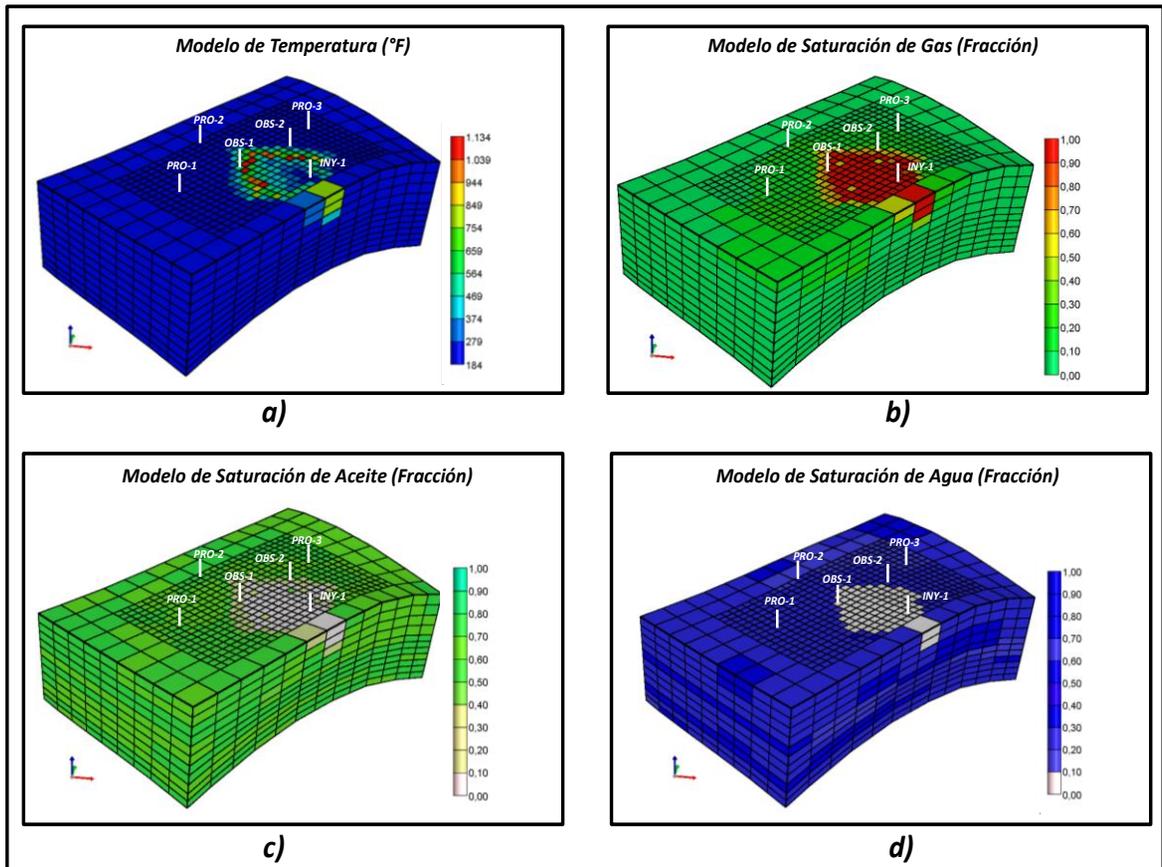
$$\rho_{fl} = [(S_{oil} * \rho_{oil}) + (S_w * \rho_w) + (S_g * \rho_g)] \quad (60)$$

A continuación se describen las etapas que fueron evaluadas en el análisis de sustitución de fluidos y los criterios con los que fueron seleccionados cada uno de los escenarios

5.2.1 Definición de Etapas a Evaluar para la Sustitución de Fluidos. Para el análisis de sustitución de fluidos fueron consideradas cuatro (4) etapas, las cuales contemplan desde las condiciones previas al inicio del proceso de combustión hasta cuando el frente de combustión ha sobrepasado los pozos productores del piloto. Estas etapas fueron determinadas teniendo en cuenta el cambio en las condiciones de presión, temperatura y saturación de fluidos en el tiempo, tomando como referencia la posición del pozo OBS-1, es decir, los cambios que se generan en la ubicación del pozo OBS-1 en la medida que el frente de combustión avanza desde el pozo inyector hasta los pozos productores. La razón por la cual se evaluaron las etapas en la posición del pozo OBS-1, es debido a que fue este pozo donde se adquirió la información más relevante para la estimación de los parámetros elásticos de la unidad de interés (registro sísmico dipolar y densidad), además de contar la información de núcleos de donde se realizaron los respectivos ajustes del modelo petrofísico.

Para determinar los parámetros en cada una de las etapas, fue usado el modelo de simulación generado en la plataforma de CMG, donde el grupo de simulación del Instituto Colombiano del Petróleo realizó la predicción en el tiempo del comportamiento del proceso de combustión en el área del piloto (Ver Figura 53).

Figura 53. Modelo de simulación a partir del cual se plantearon las etapas para el análisis de sustitución de fluidos. a) Modelo de temperatura. b) Modelo de saturación de gas. c) Modelo de saturación de aceite y d) Modelo de saturación de agua. (Modelos a un tiempo t , en el cual el frente de combustión se encuentra en los pozos observadores).



De manera general, las condiciones observadas en el modelo de simulación en un tiempo determinado del proceso, muestran que una vez el proceso de combustión inicia, se empiezan a generar los principales cambios a nivel del yacimiento. En el frente de combustión y cercano a él se generan las más altas temperaturas y es allí donde se consume el oxígeno del aire inyectado. Detrás del frente de combustión, el aire (N_2 y O_2) es quien predomina la saturación del espacio poroso debido a que la inyección de aire tiene lugar de manera continua durante todo el proceso (durante una inyección seca) y por otra parte no se observa alguna

fracción de los fluidos iniciales (petróleo y agua) debido a que la gran parte de estas fracciones son desplazadas hacia delante del frente de combustión y otra parte reacciona para generar parte de los gases de combustión (CO_2 , CO , H_2S , Vapor de agua, etc) y algunos residuos orgánicos.

Durante el proceso, delante del frente de combustión, los gases que predominan corresponden principalmente a N_2 y CO_2 , los cuales tienden a mantenerse en una proporción de 80% de N_2 y un 20% de CO_2 , independientemente de porcentaje de saturación total de gas que se tenga en un punto determinado delante del frente de combustión.

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, la etapa uno (1) considera el escenario pre-combustión y es el punto de partida del análisis de sustitución de fluidos, donde se consideraron los parámetros iniciales bajo las condiciones actuales de la zona de interés en el yacimiento sin considerar la afectación del proceso de combustión in situ. (Ver Figuras 54a y 55). En la Figura 55, se puede observar que las diferentes propiedades antes de dar inicio al proceso de combustión son muy homogéneas. En la gráfica correspondiente a la presión (gráfica superior derecha, Figura 55), se observa una caída de presión hacia los pozos productores (PRO-1, PRO-2 y PRO-3) debido a que estos pozos fueron abiertos a producción antes de que inicie el proceso de combustión con el fin de evaluar su línea base.

La etapa dos (2) considera el primer escenario pos-combustión, cuando el frente de combustión ha avanzado aproximadamente 30 metros y dicho frente se encuentra entre el pozo inyector y los pozos observadores. En este escenario, aunque las condiciones de presión y temperatura no se ven tan afectadas en la locación del pozo OBS-1 (30 metros delante del frente de combustión), la saturación de gas incrementa a un 20% en promedio, debido a la liberación de

gases de combustión (N_2 y CO_2 principalmente) los cuales avanzan hacia adelante del frente de combustión. (Ver Figuras 54b y 56).

La etapa tres (3) es el segundo escenario pos-combustión, cuando el frente de combustión está lo suficientemente cerca del pozo OBS-1 y la saturación de gas (N_2 y CO_2 , principalmente) llega a ser de un 70%. A su vez, en este punto se tiene el pico máximo de temperatura mayor a $650^\circ F$ (Ver Figura 54c y 57).

La etapa cuatro (4), corresponde al tercer y último escenario pos-combustión, cuando el frente de combustión se encuentra sobre los pozos productores, es decir, a 60 metros por delante del pozo OBS-1. En este escenario, la saturación de aire en el espacio poroso llega a ser del 100% y la temperatura se encuentra en promedio en $500^\circ F$ en la locación del pozo OBS-1 (Ver Figura 54d y 58).

Las propiedades que se mostrarán en las Figuras 55, 56, 57 y 58 corresponden a la capa dos (Layer 2) del modelo simulación del piloto de combustión, en la unidad de interés para cada etapa (correspondiente con la profundidad 7874 pies MD), donde puede ser observada la variación de la temperatura ($^\circ F$), presión (Psi), saturación de petróleo (fracción), saturación de agua (fracción), saturación de gas total (fracción), y saturación de N_2 , O_2 y CO_2 (fracciones molares).

Figura 54. Etapas definidas para el análisis de sustitución de fluidos (Según modelo de simulación). a) Etapa 1, representando las condiciones previas al proceso de combustión. b) Etapa 2, cuando el frente de combustión ha avanzado 30 metros desde el pozo inyector. c) Etapa 3, cuando el frente de combustión ha avanzado 60 metros (muy cerca del pozo OBS-1). d) Etapa 4, cuando el frente de combustión se encuentra sobre los pozos productores.

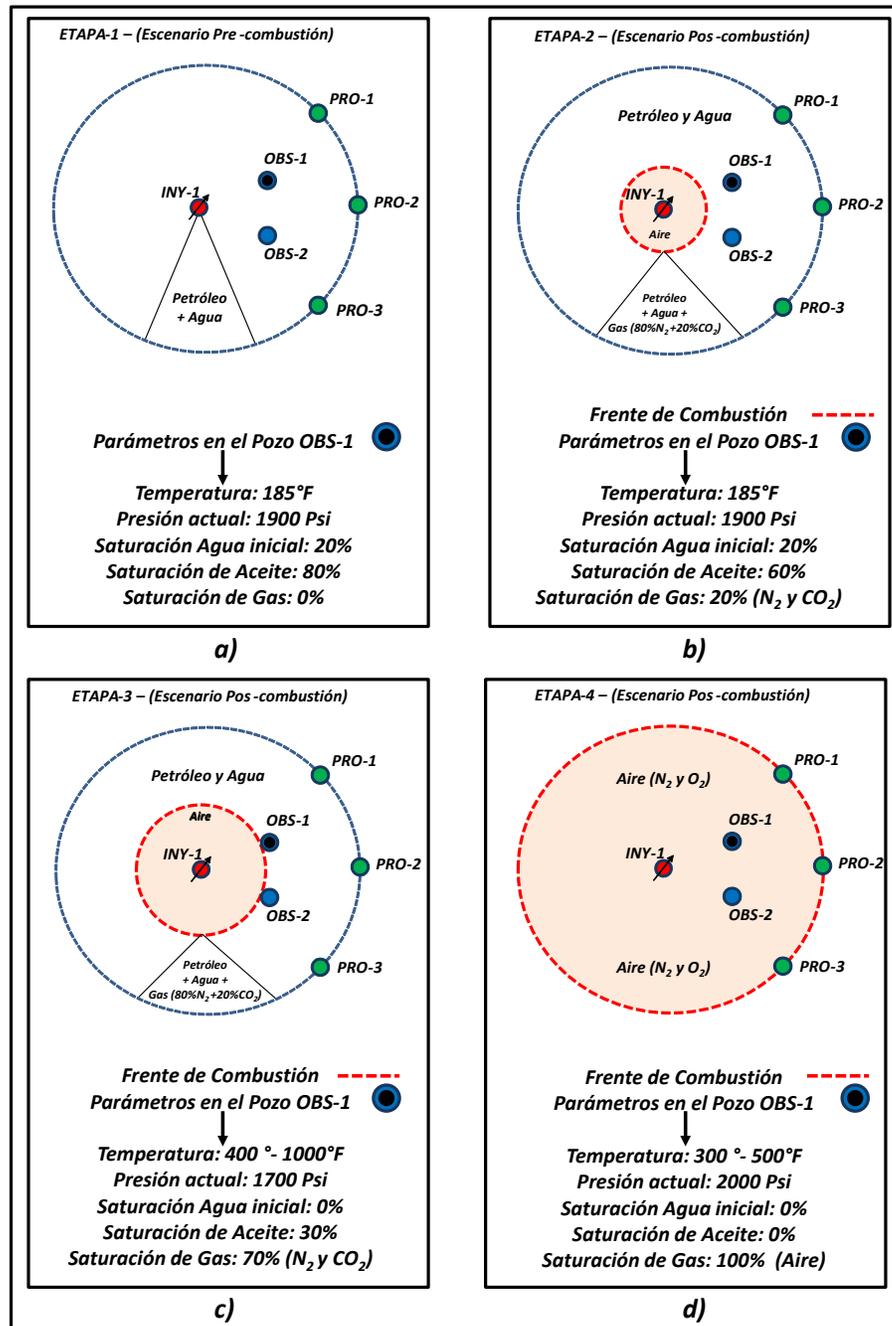


Figura 55. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-1

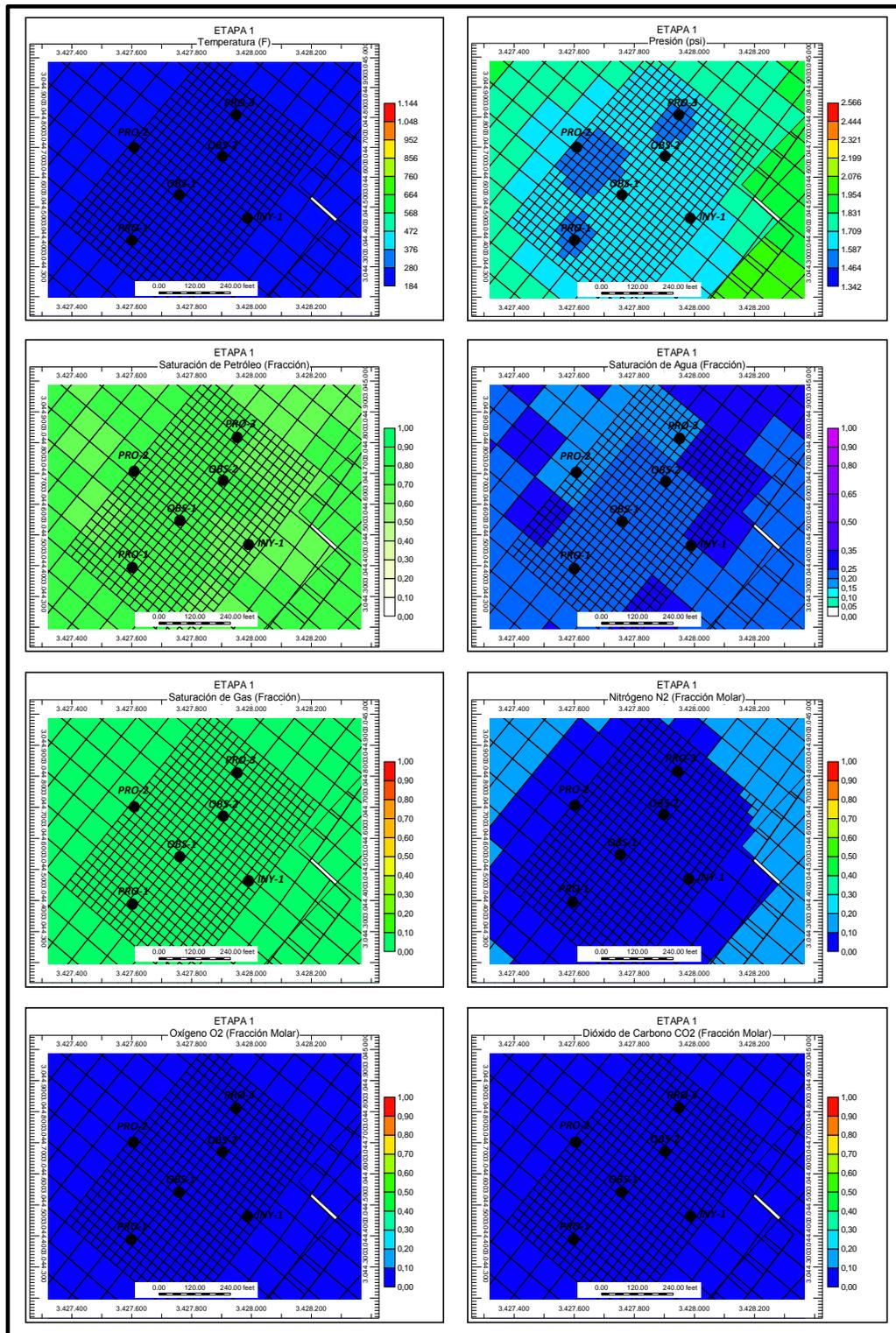


Figura 56. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-2

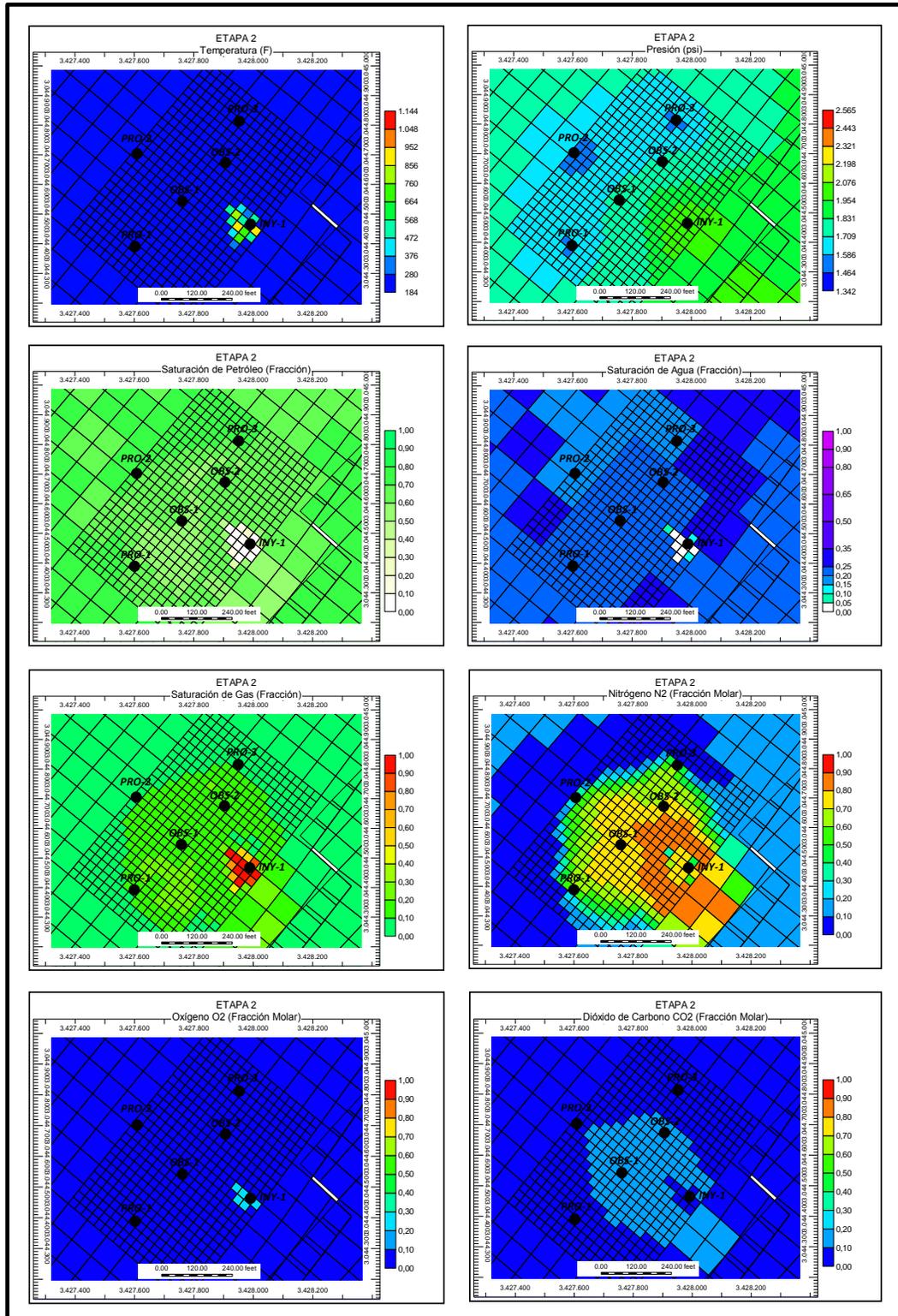


Figura 57. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-3

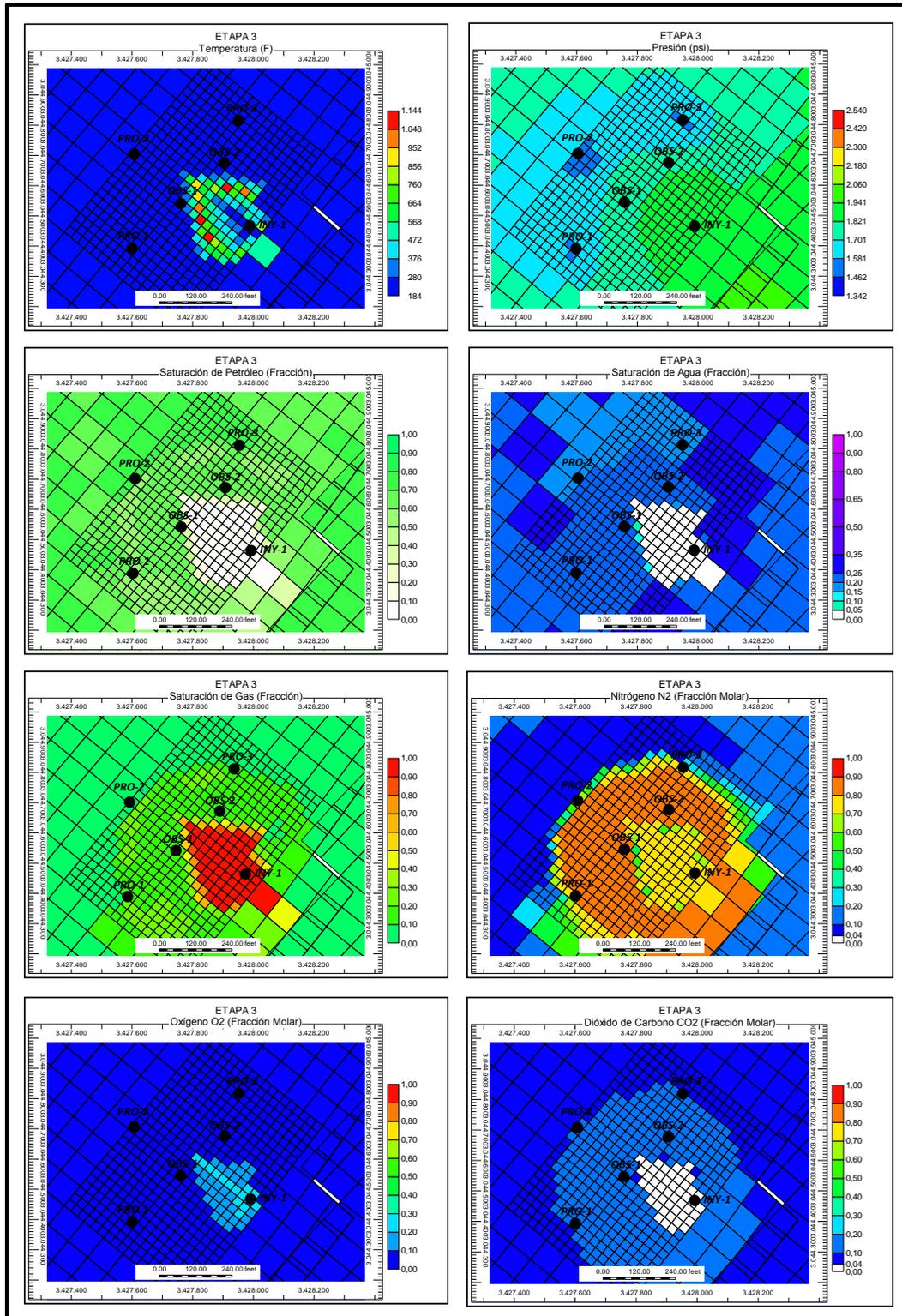
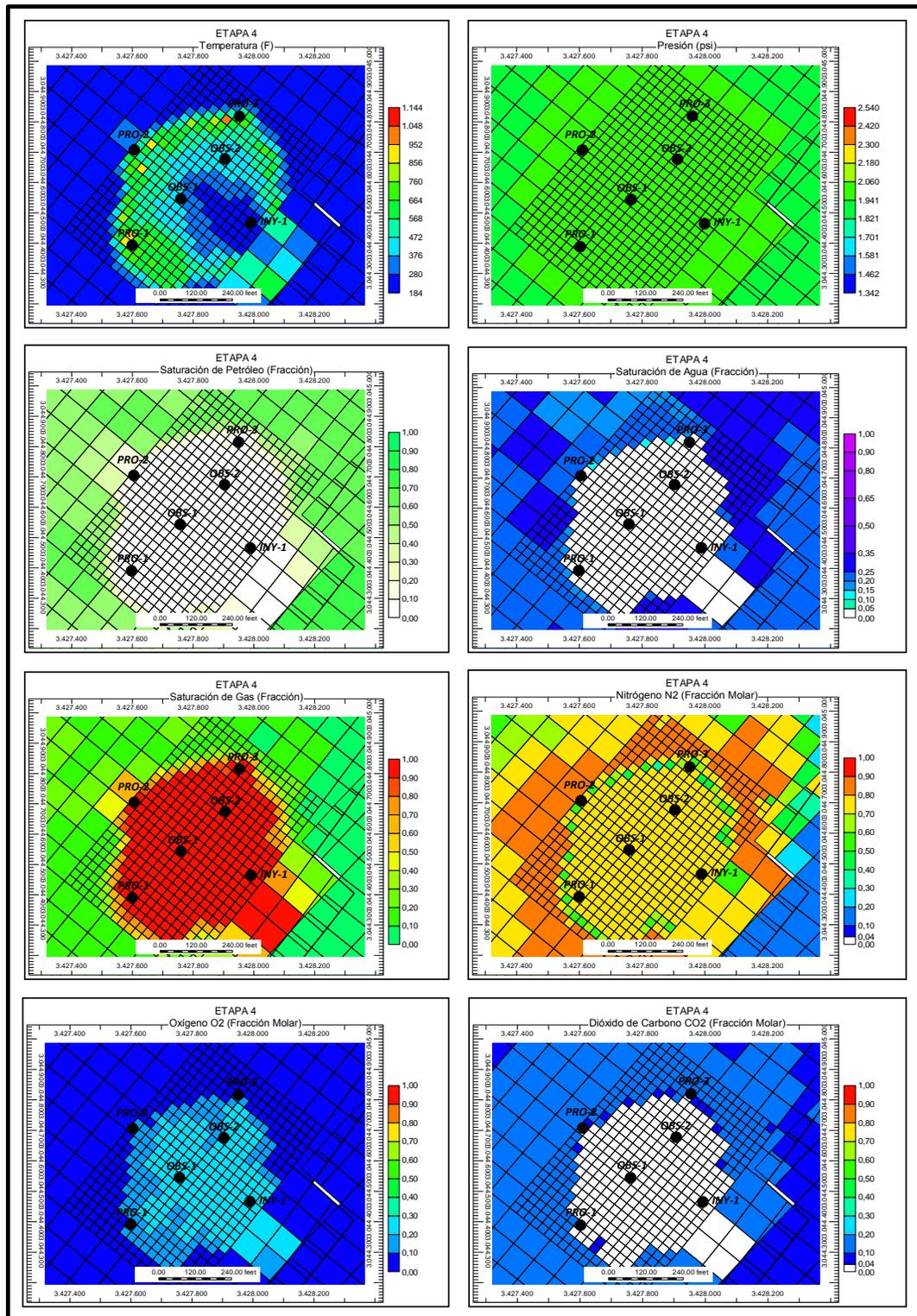


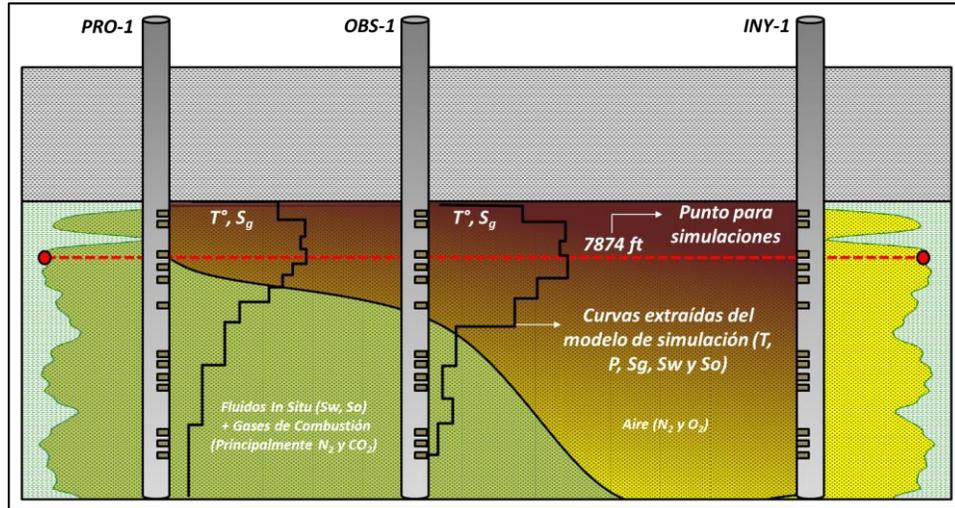
Figura 58. Capa 2 del modelo de simulación al tope de la unidad de interés, donde se observa la distribución de las propiedades en la ETAPA-4.



5.2.2 Modelos de Sustitución de Fluidos Utilizados. Para el análisis de sustitución de fluidos se usaron tres modelos los cuales corresponden a: Gassmann clásico (1951), Kuster- Toksöz (1974) y Gassmann Modificado (Lee, 2002). Para cada modelo fueron estimados los cambios en las velocidades (onda P y S), densidad e impedancia a nivel de la unidad de interés, considerando cada una de las cuatro etapas definidas anteriormente. Este análisis se realizó teniendo en cuenta principalmente los cambios en las propiedades sísmicas de los fluidos (K_o , K_w y K_g) y la densidad total (sistema roca-fluido), influenciados por los cambios en la presión, temperatura y el aumento incremental de la saturación de gas en el yacimiento después de iniciar el proceso de combustión, datos que fueron extraídos como curvas sintéticas del modelo de simulación. Una vez estimados los cambios en las propiedades acústicas de cada etapa, usando los diferentes modelos de sustitución de fluidos, se realizó una predicción para una profundidad representativa de la unidad de interés en el yacimiento (7874 pies MD). La predicción para este punto de la unidad de interés consistió en simular el incremento gradual de la saturación de gas hasta alcanzar una saturación máxima del 100% y así visualizar con un mayor detalle los cambios en las propiedades acústicas que se generan a nivel de la unidad de interés.

Es importante mencionar que la profundidad del punto a 7874 pies MD, para el cual se realizaron las simulaciones con los diferentes modelos de sustitución de fluidos, fue seleccionado hacia el tope de la unidad de interés considerando el efecto de “*override*” visualizado en el simulador y típico de este proceso térmico, lo cual hace que por densidades, los gases de la combustión se ubiquen hacia la parte alta de la unidad de interés y se genere un barrido más efectivo hacia dicha zona (Ver Figura 59). A su vez, las imágenes del simulador mostradas anteriormente corresponden a las primeras capas de la unidad de interés donde se simuló en proceso.

Figura 59. Esquema del efecto de “override” en el proceso de combustión. La línea roja representa la profundidad (7874 pies MD) de donde se extraerán datos para realizar las simulaciones del análisis de sustitución de fluidos. Las curvas negras representan las simulaciones del análisis de sustitución de fluidos. Las curvas extraídas del simulador para las etapas 2, 3 y 4.



5.2.2.1 Ecuación de Gassmann (1951). La ecuación de Gassmann (1951) se usó para calcular el efecto de la sustitución de fluidos en las propiedades sísmicas de la roca utilizando los módulos de compresibilidad de cada uno de los elementos que se encuentran en el sistema roca-fluido. De esta manera Gassmann (1951), plantea el cálculo del módulo de compresibilidad de la roca saturada (K_{sat}), en función del módulo de compresibilidad de la mezcla de fluidos que se encuentran en los poros (K_{fl}), el módulo de compresibilidad de la matriz mineral (K_{min}) y el módulo de compresibilidad de la roca seca (K_{sec}). Se asume que estos dos últimos módulos, al igual que el módulo de cizalla (μ_{sat}), permanecen constantes durante un evento de sustitución de fluidos. A continuación se presenta la ecuación de Gassmann:

$$K_{sat} = (K_{sec}) + \left(\frac{\left(1 - \left(\frac{K_{sec}}{K_{min}}\right)\right)^2}{\left(\frac{\phi}{K_{fl}}\right) + \left(\frac{1-\phi}{K_{min}}\right) - \left(\frac{K_{sec}}{K_{min}^2}\right)} \right) \quad (61)$$

Donde;

K_{sat} : Módulo de compresibilidad de la roca saturada.

K_{sec} : Módulo de compresibilidad de la roca seca.

K_{min} : Módulo de compresibilidad de la matriz mineral.

K_{fl} : Módulo de compresibilidad de la mezcla de fluidos.

ϕ : Porosidad de la roca

Uno de los parámetros más importantes es el K_{fl} , debido a que es el único elemento de la Ecuación de Gassmann que no es constante y por lo tanto, es el único elemento que hace variar el módulo de compresibilidad del sistema roca-fluido (K_{sat}). Como se mencionó anteriormente este módulo fue calculado a partir de las ecuaciones propuestas por Batzle y Wang (1992) descritas en el Anexo 3.

El módulo de compresibilidad de la roca seca (K_{sec}), debería ser estimado en laboratorio para luego ser incorporado en la ecuación de Gassmann (Mavko, 2009). Dicha medición se realiza evaluando el cambio de volumen total de la roca con respecto a la variación de la presión de confinamiento, con mantenimiento de presión de poro constante. Sin embargo, cuando no se cuenta con pruebas de laboratorio, como en este caso, el K_{sec} puede estimarse con información de velocidades de onda P y S provenientes de registros de pozo. Este parámetro representa una alta sensibilidad en el modelo planteado por Gassmann (1951) y la certidumbre de las predicciones realizadas con la ecuación de Gassmann dependerán de una buena estimación de este parámetro.

A continuación se describe el proceso utilizado para el análisis de sustitución de fluidos usando la ecuación de Gassmann (1951). En este caso la estimación fue realizada usando las velocidades de onda P y onda S calculadas a partir del registro sísmico dipolar adquirido en el pozo OBS-1.

Para el cálculo del K_{sat} , en condiciones iniciales no es posible utilizar la ecuación (61) puesto que es necesario conocer el valor de K_{sec} . De esta manera, el K_{sat} se calculó a partir de las ecuaciones (16 y 17) usando las velocidad de onda P, velocidad de onda S y la densidad total de roca obtenidas a partir de los registros del pozo OBS-1 .

$$K_{sat} = \rho_T * \left[(V_P^2) - \left(\frac{4}{3} V_S^2 \right) \right]; \quad V_S^2 = \mu_{sat} / \rho_T$$

Donde;

V_p : Velocidad de onda P.

V_s : Velocidad de onda S.

ρ_T : Densidad total de la roca (sistema roca-fluido)

μ : Módulo de cizalla

Una vez calculado el K_{sat} , y a partir del despeje de la ecuación de Gassmann, se calculó el K_{sec} . Esto es posible de acuerdo a la suposición que considera el modelo de Gassmann, el cual asume que el K_{sec} es independiente de los cambios que se presenten en los fluidos que saturan la roca. Para esto, es necesario contar con la estimación correspondiente de los módulos de compresibilidad de la matriz mineral (K_{min}), la compresibilidad de la mezcla de fluidos (K_{fl}) y la porosidad de la roca.

$$K_{sec} = \frac{\left[K_{sat} * \left(\frac{\phi * K_{min}}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_{min} \right]}{\left(\frac{\phi * K_{min}}{K_{fl}} \right) + \left(\frac{K_{sat}}{K_{min}} \right) - 1 - \phi} \quad (62)$$

La densidad en los diferentes estadios pos-combustión fue calculada con la ecuación (51), siendo necesario conocer la densidad y saturación de cada fase fluida y la densidad de la matriz de la roca.

$$\rho_T = \rho_m (1 - \phi) + \phi (S_w \rho_w + S_{oil} \rho_{oil} + S_g \rho_g)$$

Calculadas las compresibilidades y densidades de cada escenario, se estimaron las velocidades y densidades de cada etapa, y así cuantificar el porcentaje de cambio de las propiedades acústicas a nivel de la unidad de interés. Los resultados de cada escenario se muestran en la sección **5.2.4**.

5.2.2.2 Modelo de Gassmann Modificado - BGTL (Lee, 2002). El método de Gassmann Modificado planteado por Lee (2002), radica en la predicción de la velocidad de onda compresional (V_p) y de cizalla (V_s) en sedimentos consolidados e inconsolidados, a partir de la conocida teoría de Biot-Gassmann (1951) y basado en la suposición de que el módulo de cizalla se relaciona con la porosidad a partir de la siguiente relación:

$$V_s = V_p G \alpha (1 - \phi)^n \quad (63)$$

Donde (α) es la relación (V_s/V_p) de los granos minerales, (ϕ) la porosidad, (G) y (n) son parámetros que dependen de la presión efectiva, la consolidación y el contenido de arcilla de la roca.

Con la teoría propuesta por Lee (2002), es posible llegar a predecir las velocidades de onda P y onda S de manera aproximada, desde datos de porosidad o desde datos de porosidad y velocidad de onda P, siempre que sean

conocidos los módulos de compresibilidad de la matriz mineral (K_{min}) y de la mezcla de fluidos (K_{fl}).

La estimación de la velocidad de onda P y onda S en el modelo de sustitución de fluidos propuesto por Lee (2002), se basa en las ecuaciones formuladas en la teoría de Biot-Gassmann (1956) para la estimación del módulo de compresibilidad y se modifica para el cálculo del módulo de cizalla. De esta manera, la principal diferencia entre la teoría de Biot-Gassmann (BGT) y el modelo propuesto por Lee (2002), conocido como BGTL, radica en la formulación del módulo de cizalla de la roca saturada.

En la teoría de Biot-Gassmann (Biot 1941, 1956; Gassmann, 1951) las ecuaciones (64) y (65) del módulo de compresibilidad de la roca saturada y el módulo de cizalla de la roca saturada se expresan en función del coeficiente de Biot (β) como se describe a continuación:

$$K_{sat} = K_{min}(1 - \beta) + \beta^2 M \quad (64)$$

$$\mu_{sat} = \mu_{min}(1 - \beta) \quad (65)$$

$$\frac{1}{M} = \frac{(\beta - \phi)}{K_{min}} + \frac{\phi}{K_{fl}} \quad (66)$$

Donde K_{min} , μ_{min} , son el módulo de compresibilidad y de cizalla de la matriz mineral, el K_{fl} es el módulo de compresibilidad de la mezcla de los fluidos y β representa el coeficiente de Biot.

En la teoría BGTL de Lee (2002) se propone la siguiente expresión para el cálculo del módulo de cizalla de la roca saturada μ_{sat} :

$$\mu_{sat} = \frac{\mu_{min}k_{min}(1-\beta)G^2(1-\phi)^{2n} + \mu_{min}\beta^2MG^2(1-\phi)^{2n}}{k_{min} + 4\mu_{min}[1-G^2(1-\phi)^{2n}]/3} \quad (67)$$

Donde G , es un indicador de la arcillocidad y se encuentra en función de la compresibilidad del volumen poroso de la roca, M se encuentran en función del coeficiente de Biot y los módulos de compresibilidad de la mezcla mineral K_{min} y de la mezcla de los fluidos (K_{fl}).

En aplicación de la teoría BGTL no es necesario el cálculo inicial del módulo de compresibilidad de la roca seca (K_{sec}) y de cizalla (μ_{sec}) del armazón de la roca. Sin embargo, Lee (2008) propone utilizar $M = 0$ en las ecuaciones (64) y (67) para calcular este parámetro, el cual puede servir como punto de comparación con el modelo clásico de Gassmann (1951). Las expresiones para el cálculo del K_{sec} y el μ_{sec} según Lee (2008) son:

$$k_{sec} = k_{min}(1 - \beta) \quad (68)$$

$$\mu_{sec} \approx \frac{\mu_{ma}k_{ma}(1-\beta)G^2}{k_{ma} + 4\mu_{ma}(1-G^2)/3} \quad (69)$$

Como se expresa en las anteriores ecuaciones, el modelo de Lee (2002), utiliza el coeficiente de Biot (β) en función de la porosidad, desarrollando una ecuación específica del coeficiente de Biot para sedimentos inconsolidados:

$$\beta = \frac{-184.05}{1 + e^{(\phi + 0.56468)/0.09425}} + 0.99494 \quad (70)$$

y utilizando la ecuación del coeficiente de Biot para sedimentos consolidados propuesto por Krief et al., 1990, cuya expresión es:

$$\beta = 1 - (1 - \phi)^{3.8} \quad (71)$$

En el modelo de Gassmann modificado por Lee (2002) el exponente (n) incorpora el efecto de la presión diferencial y el escalar (G) compensa la discrepancia entre la velocidades predichas y las velocidades observadas debido al contenido de arcilla en la matriz de la roca analizada. El parámetro (n) es estimado por Lee (2002) basado en los datos de laboratorio compilados por Prasad (2002) los cuales se encuentran en un rango de frecuencias entre 100 kHz a 1 MHz, obteniendo la siguiente expresión:

$$n = \frac{[10^{(0.426 - 0.235 \log_{10} P)}]}{m} \quad (72)$$

Donde P es la presión diferencial en MPa y m es una constante que depende de la variación de la porosidad con respecto a la presión diferencial $\partial\phi/\partial P$ (Lee, 2002). La expresión para el cálculo del parámetro m es mostrado en la siguiente ecuación:

$$m = 1.0 + 4.95289e^{5212 (\partial\phi/\partial P)} \quad (73)$$

Sin embargo en la práctica ($\partial\phi/\partial P$) raramente se conoce, lo cual hace que la aplicación de la ecuación de (m) sea limitada. Por lo tanto, Lee (2002) relaciona el parámetro (m) con el grado de consolidación de la roca, a partir de mediciones en sedimentos consolidados e in consolidados y concluye que una buena aproximación para arenas consolidadas es posible usar un valor de $m = 5$ y para las arenas in consolidadas se puede usar un valor de $m = 1.5$.

Con respecto al valor de G , según Lee (2002), puede tomarse como parámetro de referencia en arenas limpias $G = 1$. Para areniscas con contenidos máximos de 15% de volumen de arcilla se puede utilizar la siguiente relación de Lee (2002):

$$G = 0.9552 + 0.0448e^{-C_v/0.06714} \quad (74)$$

Para la aplicación de este método, y teniendo en cuenta la información de velocidades de onda P y onda S de registros de pozo, se realizaron las predicciones desde los dos enfoques propuestos por Lee (2002). Así, una predicción fue realizada solo desde datos del modelo de porosidad y la otra predicción fue realizada usando los datos de porosidad y de velocidades de onda P (Para los dos casos fueron utilizados los cálculos de K_{min} y K_{fl}). El resultado fue evaluado a partir de la comparación entre los datos medidos del registro de velocidad de onda S y los datos estimados. El modelo que presentó el mejor ajuste correspondió al modelo donde se usaron los datos de porosidad y velocidades de onda P, estimando las velocidades con un error máximo de predicción de 7%. Una vez realizada dicha validación se corrieron los modelos para cada una de las etapas. Los resultados pueden ser vistos en la sección **5.2.4**.

5.2.2.3 Modelo de Kuster-Toksöz (1974). A diferencia de los dos modelos presentados anteriormente, el modelo de Kuster-Toksöz (1974), contempla la geometría poral a partir de la incorporación de un parámetro conocido como la relación de aspecto de poro, la cual depende de la forma de los poros de la roca. Esta teoría permite calcular los módulos efectivos K_{sat} y μ_{sat} de la roca, considerando los cambios que sufren inclusiones esferoidales (poros) aisladas en el almacén de las rocas cuando tiene lugar un reemplazamiento del material que rellena el poro. De esta manera, para aplicar satisfactoriamente el modelo de Kuster and Toksöz (1974), es necesario conocer tanto la distribución de la relación de aspecto de poro (α) como la contribución de cada aspecto de poro en la porosidad total de la roca analizada.

Es posible obtener una relación de aspecto de poro a partir del método de inversión de las velocidades descrito por Cheng y Toksöz (1979) o a partir de un

método gráfico de delimitación del espacio poroso en imágenes petrográficas, donde se siguen ciertas reglas para circunscribir elipses en el espacio poroso y de esta manera evaluar una relación directa de aspecto de poro. Este método gráfico consiste en la medición del radio mayor y radio menor de los elipsoides circunscritos en el espacio poroso para el cálculo de la relación de aspecto de poro. Para este estudio se utilizó este último método realizando los análisis sobre imágenes micrográficas-SEM de los tipos de roca representativos de la zona de interés.

A continuación se presentan las ecuaciones propuestas por el modelo de Kuster-Toksöz (1974):

$$\frac{K_{sat}-K_{min}}{3K_{sat}+4\mu_{min}} = \frac{K_{fl}-K_{min}}{3(3K_{min}+4\mu_{min})} * \sum_{m=1}^M c(\alpha_m)T_{ijj}(\alpha_m) \quad (75)$$

$$\frac{\mu_{sat}-\mu_{min}}{6\mu_{sat}(K_{min}+2\mu_{min})+\mu_{min}(9K_{min}+8\mu_{min})} = \frac{\mu_{fl}-\mu_{min}}{25\mu_{min}(3K_{min}+4\mu_{min})} * \sum_{m=1}^M c(\alpha_m) \left[T_{ijj}(\alpha_m) - \frac{1}{3}T_{ijj}(\alpha_m) \right] (76)$$

Donde los escalares $T_{ijj}(\alpha_m)$ y $T_{ijij}(\alpha_m)$ están dados por:

$$T_{ijj}(\alpha_m) = -\frac{3F_1}{F_2} \quad (77)$$

$$T_{ijij}(\alpha_m) - \frac{1}{3}T_{ijj}(\alpha_m) = \frac{2}{F_3} + \frac{1}{F_4} + \frac{F_4F_5+F_6F_7-F_8F_9}{F_2F_4} \quad (78)$$

$$F_1 = 1 + A \left[\frac{3}{2}(g + \phi) - R \left(\frac{3}{2}g + \frac{5}{2}\phi - \frac{4}{3} \right) \right] \quad (79)$$

$$F_2 = 1 + A \left[1 + \frac{3}{2}(g + \phi) - \frac{R}{2}(3g + 5\phi) \right] + B(3 - 4R) + \frac{A}{2}(A + 3B)(3 - 4R)[g + \phi - R(G - \phi + 2\phi^2)] \quad (80)$$

$$F_3 = 1 + \frac{A}{2} \left[R(2 - \phi) + \frac{(1+\alpha^2)}{\alpha^2}g(R - 1) \right] \quad (81)$$

$$F_4 = 1 + \frac{A}{4} [3\phi + g - R(g - \phi)] \quad (82)$$

$$F_5 = A \left[R \left(g + \phi - \frac{4}{3} \right) - g \right] + B\phi(3 - 4R) \quad (83)$$

$$F_6 = 1 + A[1 + g - R(g + \phi)] + B(1 - \phi)(3 - 4R) \quad (84)$$

$$F_7 = 2 + \frac{A}{4}[9\phi + 3g - R(5\phi + 3g)] + B\phi(3 - 4R) \quad (85)$$

$$F_8 = A \left[1 - 2R + \frac{g}{2}(R - 1) + \frac{\phi}{2}(5R - 3) \right] + B(1 - \phi)(3 - 4R) \quad (86)$$

$$F_9 = A[g(R - 1) - R\phi] + B\phi(3 - 4R) \quad (87)$$

$$A = \frac{\mu_{fl}}{\mu_{min}} - 1 \quad (88), \quad B = \frac{1}{3} \left(\frac{K_{fl}}{K_{min}} - \frac{\mu_{fl}}{\mu_{min}} \right) \quad (89), \quad R = \frac{3\mu_{min}}{3K_{min} + 4\mu_{min}}, \quad (90)$$

$$\phi = \frac{\alpha}{(1-\alpha^2)^{3/2}} [\cos^{-1} \alpha - \alpha(1 - \alpha^2)^{1/2}], \quad (91) \quad g = \frac{\alpha^2}{1-\alpha^2} (3\phi - 2) \quad (92)$$

Para la definición de la relación de aspecto de poro, se utilizaron imágenes SEM de los pozos P-29 y P-22 donde se observan los tipos de roca representativos de la unidad de interés (tipos de roca 1 y 2), con el fin de definir las formas de poros que controlan las velocidades en la zona de estudio.

El cálculo de la relación de aspecto de poro se obtiene a partir de la relación entre el eje mayor y el eje menor del elipsoide que define el poro (radio menor / radio mayor). Así, un poro esférico tendrá una relación de aspecto de poro igual a 1 y en la medida que el poro deja de ser esférico, la relación de aspecto de poro tiende a cero. Para esto, se midieron de individualmente cada uno de los poros identificados en las imágenes SEM, para posteriormente generar una estadística de los rangos de aspecto de poro a incorporar en las ecuaciones.

Las reglas a seguir para el cálculo de aspecto de poro fueron:

1. Si el ancho de un poro o inclusión varía en más de un 50% se debe subdividir como otro poro.
2. Si la dirección de un poro o inclusión cambia más de 30 grados se debe considerar otro poro.

Las muestras de las rocas analizadas corresponden a arenitas con tamaño de grano grueso, con poros intergranulares, despejados, bien comunicados y con una porosidad mayor a 20% (medida a partir de las imágenes analizadas). Presentan muy bajo contenido de arcillas, y cuando esta aparece, se encuentra asociada principalmente caolinita como relleno parcial y total de poro. En la Figura 60, se muestra una de las imágenes SEM utilizadas para la estimación de la relación de aspecto de poro.

La delimitación del espacio poral fue realizado de manera manual sobre la imagen para posteriormente usar las reglas descritas anteriormente. En las Figuras 61 y 62, se muestra la delimitación de espacio poroso y la definición de las elipses circunscritas en el espacio poroso para una muestra de tipo de roca 1.

La Figura 63, corresponde a un tipo de roca 2, la cual presenta tamaños de poro más pequeños y aplastados.

Figura 60. Imagen SEM de las arenas tipo de roca 1 de la unidad de interés del pozo P-29. Los colores fueron invertidos para mejorar el contraste de las zonas asociadas al espacio poroso de la muestra.

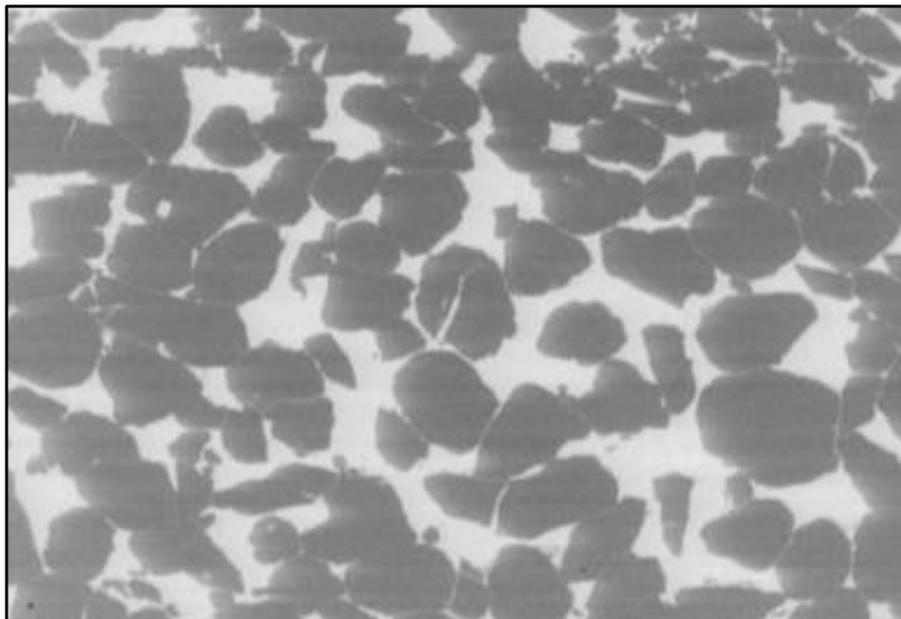


Figura 61. Delimitación del espacio poroso realizada sobre la imagen SEM de un tipo de roca 1, previa a la definición de elipses.

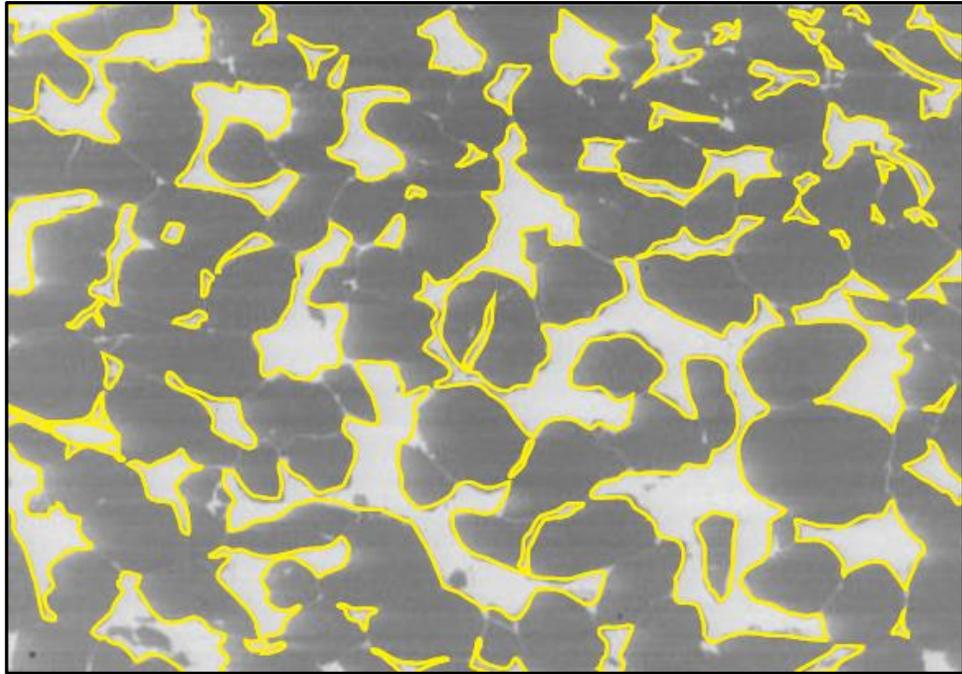


Figura 62. Inscripción de elipses sobre el espacio poroso delimitado sobre la imagen SEM de un tipo de roca 1.

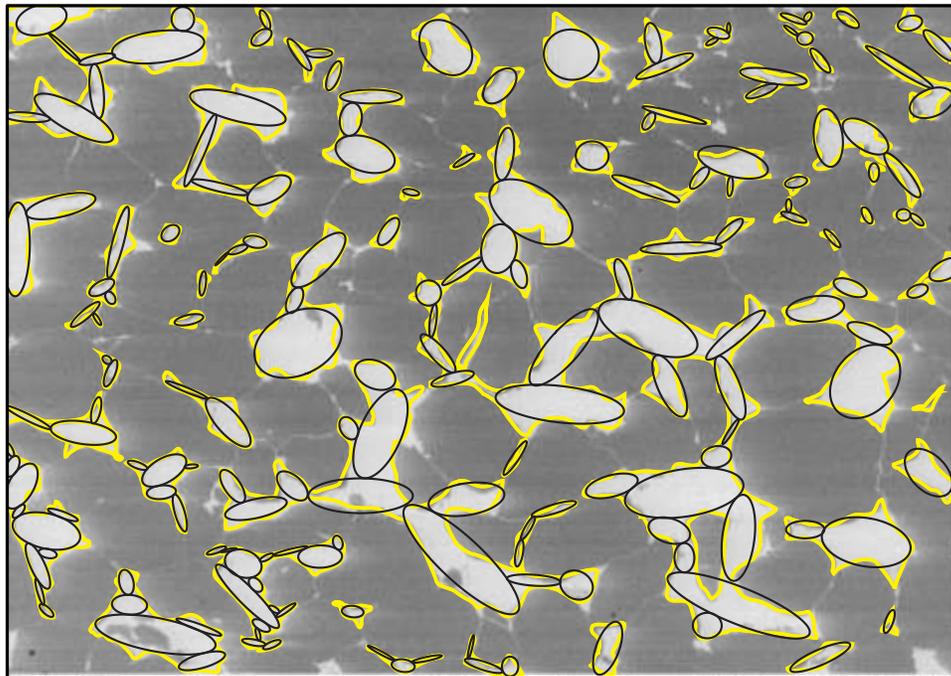
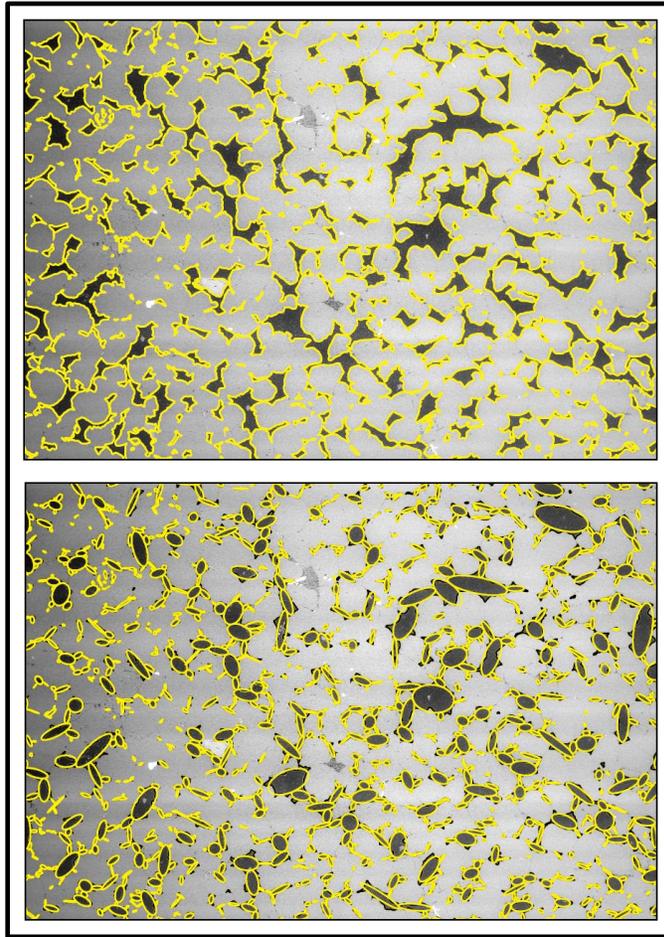
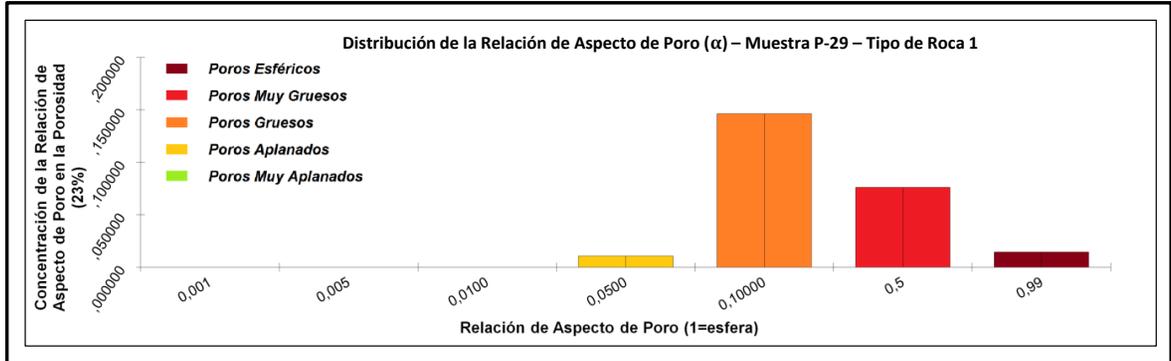


Figura 63. Delimitación del espacio poroso (arriba) y definición de las elipses (abajo) para la estimación de la relación de aspecto de poro en una imagen SEM de una muestra de tipo de roca 2.



Para la estadística de la relación de aspecto de poro, es necesario determinar el número de poros que se encuentran en un aspecto de poro determinado y su respectivo aporte en el espacio poroso total de la muestra (porosidad fraccional). En el caso mostrado en la Figura 62, se lograron medir un total de 162 elipses. (La totalidad del área ocupada por las elipses representa el 23% del espacio poroso). En el histograma mostrado en la Figura 64, se observa la distribución de relaciones de aspecto de poro identificados en la muestra de la Figura 62.

Figura 64. Distribución de la relación de aspecto de poro para la muestra del tipo de roca 1, del pozo P-29.



Como se observa en la Figura 63, los poros predominantes son los gruesos y muy gruesos, y ocurren en muy baja proporción los poros de baja relación de aspecto, al igual que poros muy esféricos.

La definición de la relación de aspecto de poro, es un parámetro determinante para la predicción de las velocidades y posterior análisis de sustitución de fluidos usando el modelo de Kuster-Toksöz. El ideal para trabajar un modelo de física de rocas usando este modelo, es contar con información de petrografía, SEM, o resonancia magnética, de donde pueda extraerse información representativa de las variaciones litológicas que se presentan en un yacimiento determinado. En el caso de este estudio, fueron analizadas muestras de los tipos de roca 1 y 2, lo cual es considerado válido para la estimación de los parámetros a nivel del punto donde se realizará el análisis de sustitución de fluidos de forma detallada.

A partir de la estimación de los módulos de compresibilidad y de cizalla efectivos K_{sat} y μ_{sat} , fueron calculadas las velocidades para validar el orden de magnitud de las velocidades observadas en los registros del pozo OBS-1.

Los resultados son mostrados en la sección **5.2.4**.

5.2.3 Calculos Etapa 1- Escenario Precombustión. Para la Etapa-1, se realizaron todos los cálculos para evaluar la línea base del comportamiento de las velocidades de onda P y onda S, los módulos de compresibilidad de los fluidos (K_o , K_w , y K_g) y las densidades iniciales de los fluidos (ρ_{oil} , ρ_w , ρ_g).

A su vez se muestran los resultados de la estimación del K_{min} y la estimación de K_{sat} a partir de las velocidades calculadas de los registros del pozo OBS-1.

5.2.3.1 Velocidades. Las velocidades en la unidad de interés fueron calculadas a partir de registro sísmico dipolar el cual fue adquirido bajo muy buenas condiciones de hueco en el pozo OBS-1. Las velocidades en las arenas que conforman el yacimiento en la unidad T2, presentan valores que varían entre 3800 m/s y 4300 m/s para la velocidad de onda P y entre 2300 m/s y 2800 m/s para las velocidades de la onda S. Los valores más altos de velocidad se encuentran asociados a los intervalos lodosos y arcillosos de la unidad. Este comportamiento se debe principalmente al grado de competencia y fragilidad que poseen dichos intervalos, los cuales en algunos sectores se llegan a ver con fracturas inducidas producto del corazonamiento. En la Figura 65, se observan los histogramas de velocidades a nivel de la unidad de interés.

La variación de las velocidades en la unidad de interés es mínima y los valores más altos de la unidad se encuentran asociados a los tipos de roca 3 y 4 mientras que los más bajos están asociados a los tipos de roca 1 y 2 (Ver Figura 66). De esta manera puede observarse la relación inversa existente entre los datos de velocidad de onda P y los datos de porosidad (Ver Figura 67)

Figura 65. Histogramas de las velocidades de ondas P y S en la unidad de interés. A la izquierda las velocidades de onda P y a la derecha las velocidades de onda S.

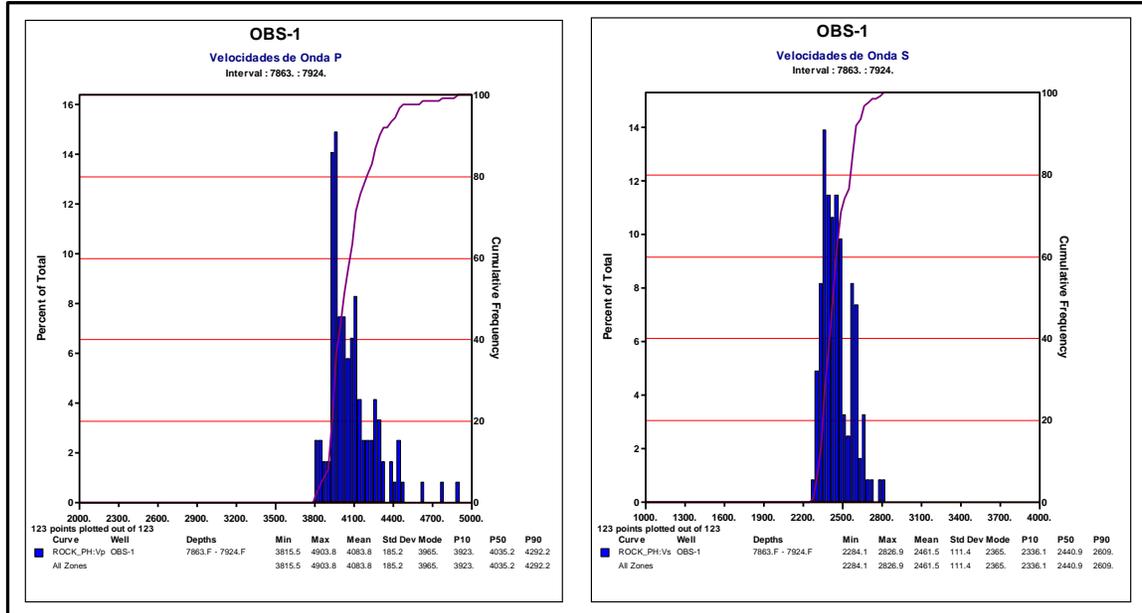


Figura 66. Velocidades de onda P y S para la unidad de interés medidos a partir del registro sónico dipolar adquirido en el pozo OBS-1. Se observa poca variación de las velocidades en la unidad de interés.

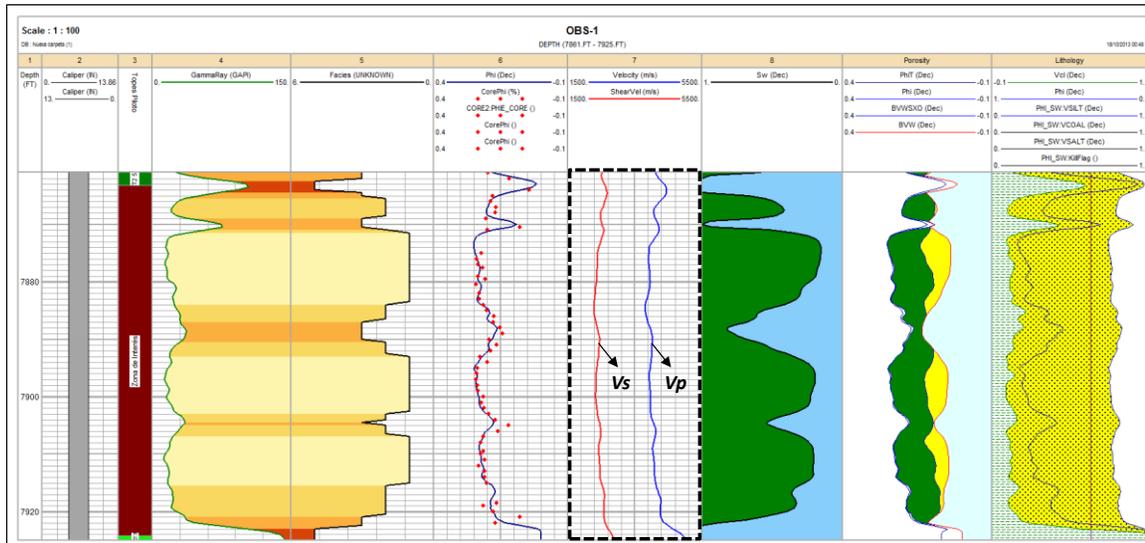
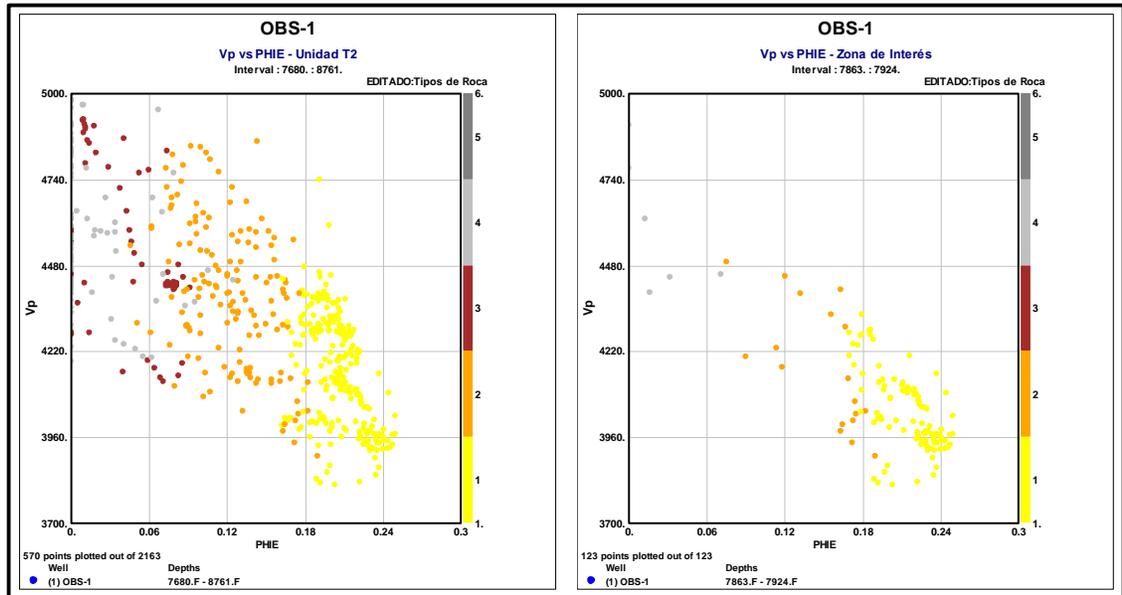


Figura 67. Relación entre las Velocidades de onda P y la porosidad efectiva. A la izquierda los datos de toda la unidad T2. A la derecha los datos correspondientes a la unidad de interés. El color representa los tipos de roca definidos en este estudio.



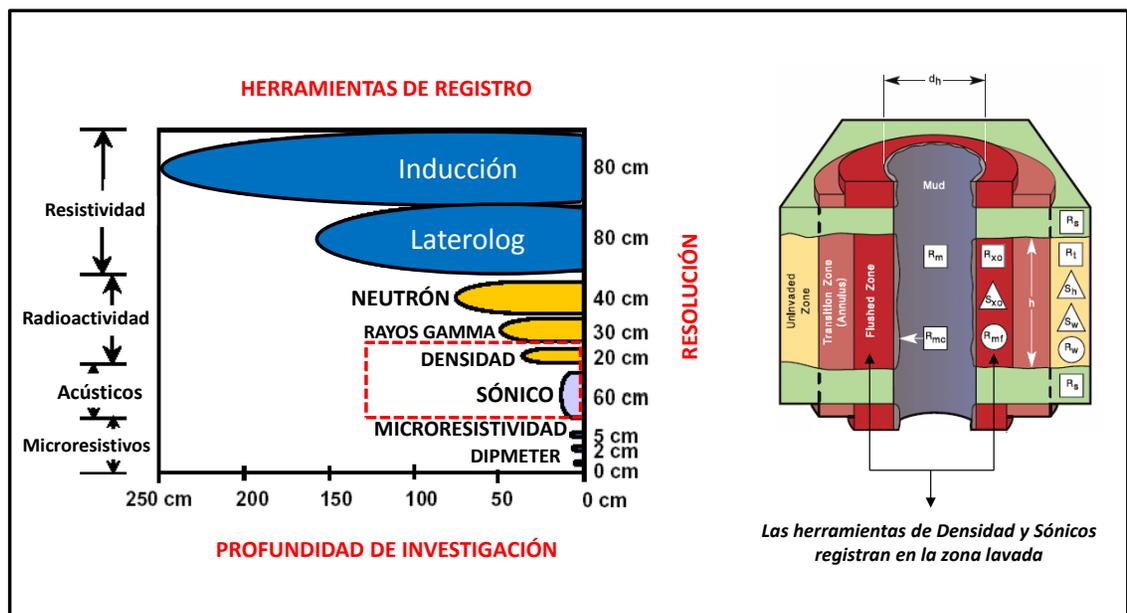
5.2.3.1 Densidad del Sistema Roca-Fluido en Zona de Interés. Al igual que las velocidades, las densidades del sistema roca-fluido fueron adquiridas a partir del registro de densidad del pozo en el pozo OBS-1. A su vez, los valores de densidad de grano fueron medidos en laboratorio a nivel de toda la unidad T2.

Para la unidad de interés los datos de densidad de grano para las arenas asociadas a los tipos de roca 1, 2 y 3 reportan un valor de densidad de grano promedio de 2.65 gr/cm^3 , mientras que para los intervalos arcillosos de la unidad de interés se registran valores de 2.66 gr/cm^3 (Ver Anexo 2)

Los valores de densidad total reportados por el registro para los tipos de roca 1 y 2 se encuentran entre 2.22 gr/cm^3 y 2.27 gr/cm^3 y para el tipo de roca 3 estos valores se encuentran entre 2.27 gr/cm^3 y 2.41 gr/cm^3 . Es importante tener en cuenta que el registro de densidad al igual que el registro sísmico, toman sus lecturas en la

zona lavada donde tiene lugar el proceso de filtrado del lodo a la formación y por tal motivo dichas mediciones están influenciadas por el fluido que ingresa a la formación (Filtrado del lodo) el cual debe ser tenido en cuenta para la estimación de las densidades y velocidades en la zona virgen. En la Figura 68, se muestra un esquema donde se observa la limitación en cuanto a la profundidad de investigación de las herramientas de densidad y sónico.

Figura 68. Esquema de resolución y profundidad de investigación de las diferentes herramientas usadas para registrar pozos. A la derecha, en rojo se muestra la zona en la cual adquieren los datos las herramientas de densidad y sónico.



De acuerdo a lo anterior, para la estimación de la densidad en la zona lavada, es necesario conocer la saturación en dicha zona (S_{xo}) y la fracción restante correspondiente al aceite que no se logra desplazar durante el proceso del filtrado. Para verificar los datos obtenidos del registro densidad, se calculó un registro sintético usando los datos de porosidad, densidad de matriz obtenidos en laboratorio, la densidad del petróleo a condiciones de yacimiento (según Guarín, 2011) y la densidad del filtrado del lodo.

La ecuación utilizada para el cálculo corresponde a la ecuación (51):

$$\rho_T = \rho_m(1 - \phi) + \phi[(\rho_{Flo} * S_{xo}) + (\rho_{oil} * S_o)]$$

Donde:

ρ_T : Densidad total (roca-fluido)

ρ_m : Densidad de matriz (2.65 gr/cm³)

ϕ : Porosidad Total

ρ_{Flo} : Densidad del filtrado del lodo (1 gr/cm³)

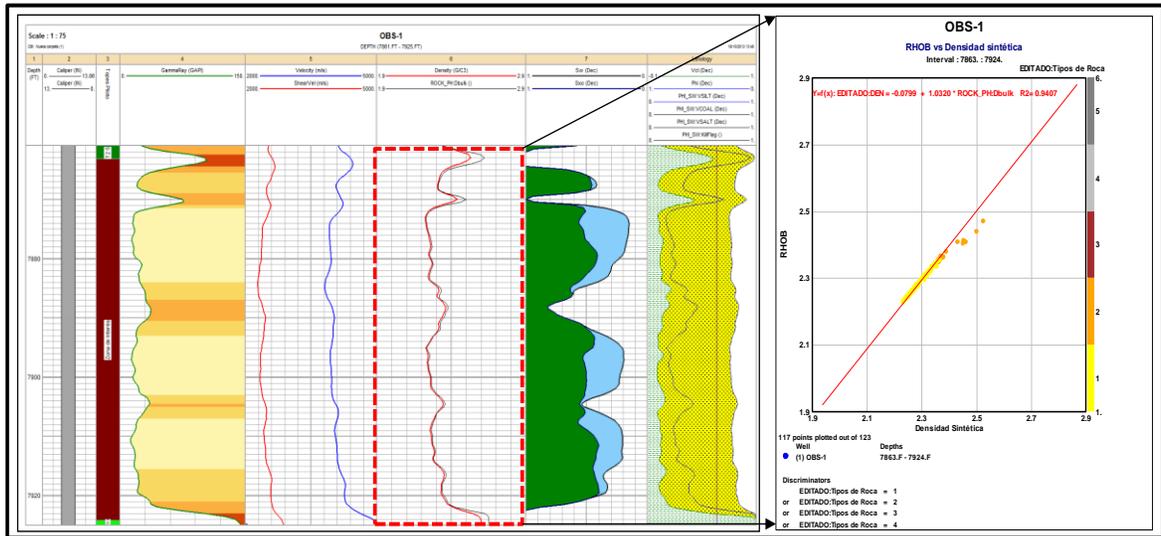
S_{xo} : Saturación de agua en la zona lavada

ρ_{oil} : Densidad del petróleo a condiciones de yacimiento (0.9687 gr/cm³ @ 2000 Psi)

S_o : Saturación de aceite en la zona lavada (1-S_{xo})

El registro sintético de densidad obtenido ajusta muy bien con la curva original del registro de densidad (Ver Figura 69). En este caso, por la similitud entre las densidades de los fluidos que se encuentran en el espacio poroso (crudo pesado: 0.9687 gr/cm³ y filtrado del lodo: 1 gr/cm³) se espera que no se presente un desajuste importante. Sin embargo en el caso que se tuviese un reservorio de crudo liviano o gas, la cuantificación de la saturación de fluidos en la zona lavada toma mucha más importancia. En la Figura 69, se puede observar el ajuste entre el registro de densidad (RHOB) y la densidad calculada para lo cual se logró un R² de 0.94. Nótese que hacia los tipos de roca 3 y 4, se pierde ajuste entre las curvas debido al cambio de la densidad de la matriz en rocas más arcillosas.

Figura 69. Comparación entre el registro de densidad (RHOB) y el registro sintético generado. A la derecha se muestra el ajuste obtenido entre las dos curvas registrando un valor de $R^2= 0.94$.



El cálculo de la densidad para los escenarios pos-combustión fue realizado a partir del modelo de Batzle y Wang (1992), teniendo en cuenta cada una de las etapas definidas anteriormente. (Ver Figura 73)

5.2.3.2 Módulo de Compresibilidad y de Cizalla de la Matriz Mineral (K_{min} ,

μ_{min}). Como se mencionó en el capítulo 2, los límites elásticos de Hashin-Shtrikman (1961) representan la mejor estimación para los módulos elásticos de una mezcla de constituyentes minerales. Las variables utilizadas en el cálculo de los límites elásticos se constituyen en las fracciones volumétricas de los componentes minerales principales y los módulos de compresibilidad de cada fase mineral para lo cual se usaron los datos de DRX, SEM y el modelo de arcillocidad.

Como se observó en el modelo de arcillocidad, la roca de la unidad de interés y en general de unidad estratigráfica del T2, presenta altos porcentajes de cuarzo y una

fracción arcillosa menor al 10% correspondiente principalmente a caolinita. De esta manera el modelo de arcilicidad (V_{clay}) fue asociado a la fracción de la caolinita mientras su fracción restante ($1-V_{clay}$) se asoció de manera directa al contenido de cuarzo en la roca. En la Tabla 9, se observa los valores de los módulos de compresibilidad y de cizalla usados para el cuarzo y la caolinita. Los datos mineralógicos asociados a los reportes de SEM y DRX, pueden ser revisados en el Anexo 2.

Tabla 9. Valores usados de módulos de compresibilidad y de cizalla para la estimación de los límites elásticos. (Tomado de Mavko et al., 2009, Zadeh et al., 2009)

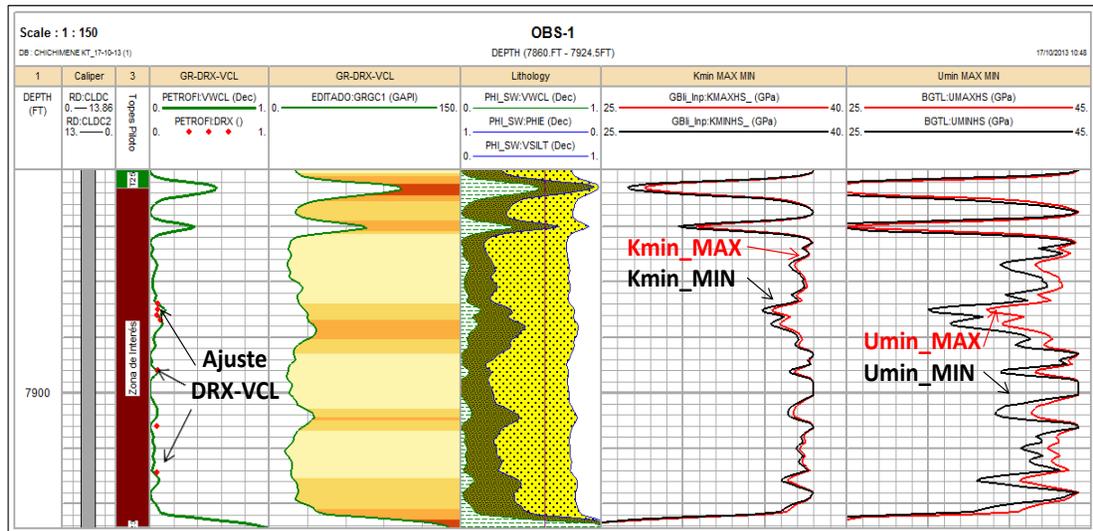
Mineral	Modulo de compresibilidad (K)	Módulo de Cizalla (U)
	GPa	Gpa
Cuarzo	38	44
Caolinita	20.9	6.9

Una vez definidos los parámetros para la estimación de los límites elásticos de la composición mineral K_{min} y μ_{min} , se realizaron los cálculos respectivos. El valor promedio del módulo de compresibilidad (K_{min}) de esta mezcla mineral (cuarzo y caolinita) en los tipos de roca 1, 2 es de 36.5 GPa en promedio y para el tipo de roca 3 llega a ser de 35 GPa en promedio. Esta leve diferencia se debe al predominio del cuarzo en la roca, lo cual es un parámetro a favor en el análisis de sustitución de fluidos debido a que los modelos usados asumen una matriz monomineralítica de la roca. Los valores de módulo de cizalla para los tipos de roca 1 y 2 es de 43 GPa, mientras que para el tipo de roca 3 es de aproximadamente 36 GPa.

El valor de K_{min} y μ_{min} usados para el modelamiento de las etapas corresponde al promedio entre los límites superior e inferior de los módulos estimados con el modelo de Hashin-Shtrikman. En la Figura 70, se observa que la variación entre el

límite superior (K_{min_max}) y el límite inferior (K_{min_min}) es realmente mínimo. En el caso de los límites superior e inferior del módulo de cizalla (μ_{min_max} y μ_{min_min} respectivamente) se observa una mayor diferencia.

Figura 70. Curvas de los módulos de compresibilidad (K_{min}) y de cizalla (μ_{min}) calculadas a partir del modelo de arcillocidad usando el modelo de Hashin-Shtrikman. El valor final corresponde al promedio aritmético entre la curva roja y negra (límites superior e inferior).



5.2.3.3 Módulos de Compresibilidad y Cizalla de la Roca Saturada (K_{sat} , μ).

En el caso de las condiciones pre-combustión fue posible realizar el cálculo a partir de la velocidad de onda P, velocidad de onda S y la densidad total. Para esto, el valor de K_{sat} fue despejado de la ecuación de la velocidad de onda P como se muestra en las ecuaciones 16 y 17:

$$K_{sat} = \rho_T \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad ; \quad \mu = \rho V_s^2$$

Para la unidad de interés, los módulos de compresibilidad varían entre 17 y 24 GPa, mientras que los módulos de cizalla varían entre 12 y 16 GPa aproximadamente.

5.2.3.4 Cálculo del Módulo de Compresibilidad de la Mezcla de Fluidos (K_{fl}).

Para todas las etapas incluyendo el escenario pre-combustión, se calcularon las propiedades sísmicas de los fluidos usando el modelo propuesto por Batzle y Wang (1992). De esta manera fueron calculados el módulo de compresibilidad del aceite (K_o), el módulo de compresibilidad del agua de formación (K_w) y el módulo de compresibilidad del gas (K_g) teniendo en cuenta las condiciones de presión, temperatura y saturación de fluidos de cada una de las etapas definidas. Las ecuaciones y el procedimiento utilizado del modelo Batzle y Wang (1992), con el cual se realiza el cálculo de los módulos de compresibilidad del aceite (K_o), agua (K_w) y gas (K_g) y las respectivas densidades pueden ser revisados en el Anexo 3.

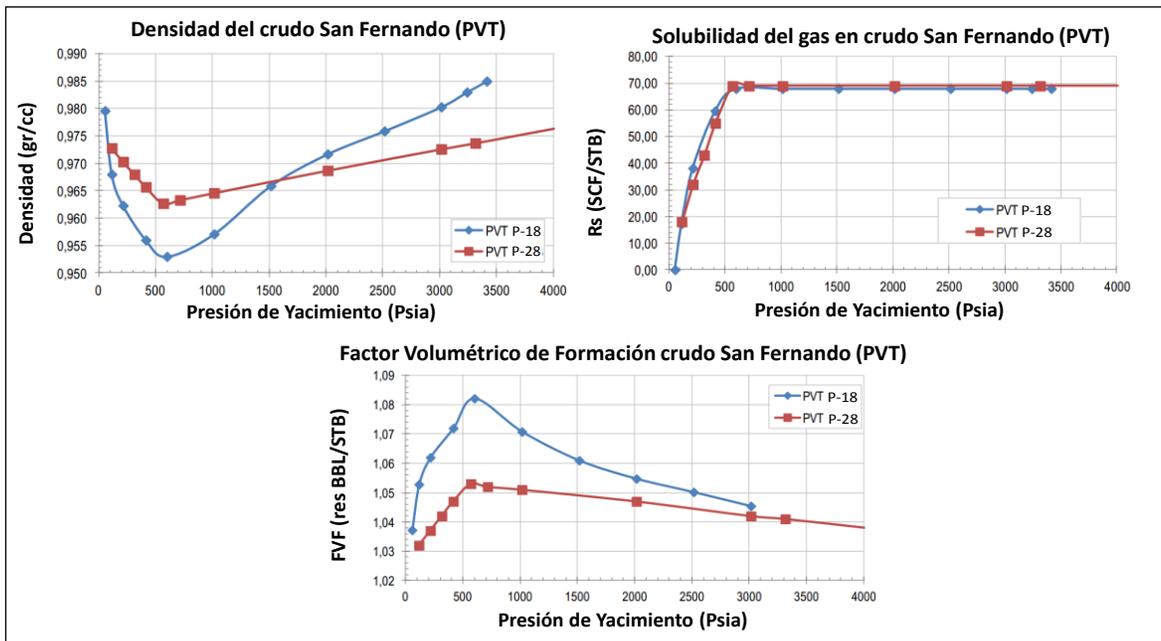
Para la Etapa-1 (escenario pre-combustión) y con el fin de evaluar la predictibilidad del modelo, para el caso del K_o , se realizó un ejercicio de calibración con respecto a las propiedades del crudo proveniente de análisis PVT de los pozos P-18 y P-28 reportadas por Guarín, 2011. Los parámetros pueden ser revisados en la Tabla 10.

Tabla 10. Parámetros reportados por los análisis PVT de los pozos P-18 y P-28. Tomado de Guarín (2011).

PARAMETROS PVT POZO P-18 (Muestra de superficie)		PARAMETROS PVT POZO P-28 (Muestra de fondo)	
Temperatura de Yacimiento (°F)	185	Temperatura de Yacimiento (°F)	184
Densidad @ CS (gr/cc)	1.003	Densidad @ CS (gr/cc)	1.0154
Gravedad API del Petróleo (°API)	9.5	Gravedad API del Petróleo (°API)	7.85
Rs total @ CS (ft/bbl)	66.5	Rs total @ CS (ft/bbl)	72
Módulo de Compresibilidad del Petróleo (K_o) @ Ty (Desde Pb psi a Pyac) (Gpa)	1.65	Módulo de Compresibilidad del Petróleo (K_o) @ Ty (Desde Pb psi a Pyac) (Gpa)	1.65

El comportamiento de la densidad, factor volumétrico (B_o) y gas disuelto (R_s) del crudo de área de estudio con respecto al cambio de la presión en el yacimiento para las dos pruebas PVT disponibles del área de estudio puede observarse en la Figura 71.

Figura 71. Comportamiento de la densidad, solubilidad del gas (R_s) y factor volumétrico del aceite con respecto a la presión. (Modificado de Guarín, 2011)



Los valores de los parámetros calculados en los análisis PVT de los pozos P-18 y P-28 presentan variaciones menores al 1% en los datos de densidad y factor volumétrico del aceite (Ver Tablas 11 y 12). A pesar de las diferencias existentes en el caso del gas disuelto en el petróleo (R_s), los valores reportados por Guarín (2011) en los dos PVT no presentan una variación importante. Sin embargo, Guarín (2011) considera más representativo utilizar los datos del PVT obtenido de la muestra de fondo del pozo P-28.

Tabla 11. Resultados de Análisis PVT muestra de superficie Pozo P-28. En rojo las condiciones actuales del reservorio y en negrilla la presión de punto de burbuja. (Tomado de Guarín, 2011)

Presión (Psi)	Densidad (gr/cc)	Solubilidad del Gas Rs (Scf/STB)	Factor Volumétrico Bo (Res BI/STB)
5015	0.9839	69	1.034
4015	0.9764	69	1.038
3315	0.9737	69	1.041
3015	0.9726	69	1.042
2015	0.9687	69	1.047
1015	0.9646	69	1.051
715	0.9633	69	1.052
586	0.9627	69	1.053
415	0.9657	55	1.047
315	0.968	43	1.042
215	0.9703	32	1.037
115	0.9728	18	1.032

Tabla 12. Resultados de Análisis PVT muestra de superficie Pozo P-18. En rojo las condiciones actuales del reservorio y en negrilla la presión de punto de burbuja. (Tomado de Guarín, 2011)

Presión (Psi)	Densidad (gr/cc)	Solubilidad del Gas Rs (Scf/STB)	Factor Volumétrico Bo (Res BI/STB)
3415	0.985	67.99	
3241	0.983	67.99	
3015	0.9803	67.99	1.0454
2515	0.9759	67.99	1.0502
2015	0.9717	67.99	1.0547
1515	0.9659	67.99	1.061
1015	0.9571	67.99	1.0708
600	0.953	67.99	1.0821
415	0.956	59.62	1.072
215	0.9623	38.11	1.062
115	0.968	17.34	1.0528
55	0.9796	0	1.0372

La evaluación de la predictibilidad del modelo de petróleo vivo usando el modelo de Batzle y Wang (1992) se realizó calculando del módulo de compresibilidad del aceite (K_o), la densidad del aceite (ρ_{oil}) y el factor volumétrico de crudo (B_o), bajo las condiciones de presión y temperatura en las que fueron corridos los análisis PVT para los pozos P-18 y P-28 (3000 Psi y 185°F respectivamente). El resultado fue comparado con los valores reportados en dichos análisis para estimar el porcentaje de error en la predicción.

En dicha evaluación fueron ingresados como parámetros de entrada la cantidad de gas disuelto en el aceite (R_s), el API del petróleo, el peso molecular y factor de compresibilidad (Z) del gas asociado al crudo, los cuales se tomaron de las pruebas PVT de los pozos P-28 y P-18.

En el caso de la gravedad específica del gas (G) asociado al crudo, el cual es uno de los parámetros usados en el modelo de Batzle y Wang (1992), fue calculado a partir del peso molecular (22,88 gr/mol) y el factor de compresibilidad Z (0.9903) reportados por Guarín (2011), del PVT del pozo P-28. El detalle para el cálculo de la gravedad específica del gas puede ser revisado en el Anexo 3.

Los resultados de la evaluación realizada evidencia una muy buena aproximación en el cálculo de K_o , presentando un porcentaje de error menor 1% en el pozo P-28 y 3.8% en el caso del pozo P-18. Para el caso de la densidad ρ_{oil} , el error fue aproximadamente del 8% en los dos pozos y para el factor volumétrico (B_o), el error en los dos pozos fue de aproximadamente de 4.1%. En la Tabla 13, se muestran los resultados obtenidos de la validación.

Tabla 13. Comparación entre los módulos de compresibilidad, densidades y factores volumétricos del aceite reportados en los análisis PVT y los calculados usando el modelo de Batzle y Wang (1992).

Pozo P-28			
PARAMETRO	Análisis PVT (Muestra de Fondo)	Cálculo Usando Batzle y Wang (1992)	Error (%)
Módulo de Compresibilidad del Aceite, K_o (GPa)	1.65	1.63	0.847949679
Densidad del aceite ρ (gr/cc)	0.9726	0.9	7.464528069
Factor Volumétrico del Aceite, B_o	1.042	1.088	-4.414587332
Pozo P-18			
PARAMETRO	Análisis PVT (Muestra de Superficie)	Cálculo Usando Batzle y Wang (1992)	Error (%)
Módulo de Compresibilidad del Aceite, K_o (GPa)	1.65	1.59	3.776460627
Densidad del aceite ρ (gr/cc)	0.9803	0.89	9.211465878
Factor Volumétrico del Aceite, B_o	1.0454	1.088	-4.074995217

Una vez validado el cálculo del K_o , y ρ_{oil} , se realizaron los cálculos finales de estas propiedades para la Etapa 1 (escenario pre-combustión), considerando las condiciones actuales de presión (1900 Psi) y de temperatura (185°F). Los datos usados para el cálculo fueron extraídos del PVT de muestra de fondo del pozo P-28 (Ver valores en rojo de la Tabla 11).

Obtenido el valor K_o , se procedió al cálculo del módulo de compresibilidad del agua de formación K_w , bajo las mismas condiciones de presión y temperatura y utilizando el valor de salinidad de 1429 ppm de NaCl. Finalmente se obtuvo el módulo de compresibilidad de la mezcla de fluidos (K_{fl}) del escenario pre-combustión usando la ecuación de Reuss (1929), como se describe a continuación (Ec. 59):

$$K_{fl} = \left[\frac{S_{oil}}{K_{oil}} + \frac{S_w}{K_w} \right]^{-1}$$

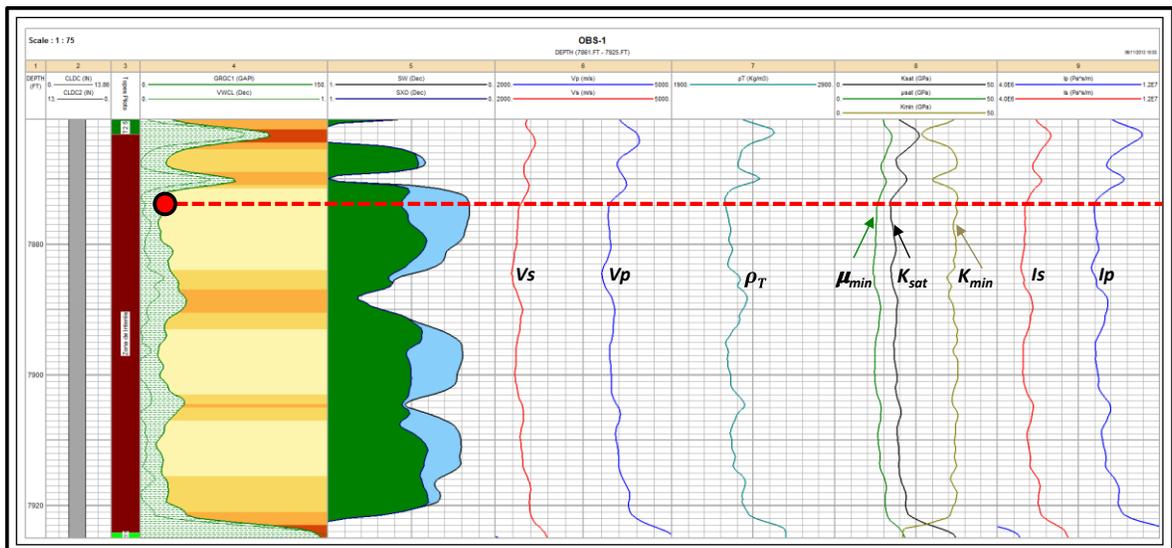
Siendo S_{oil} la saturación de aceite y S_w la saturación de agua calculadas en el modelo petrofísico. Teniendo en cuenta el efecto de la invasión, el K_{fl} fue calculado

considerando la saturación de fluidos tanto en la zona lavada como en la zona virgen para asignar las respectivas velocidades calculadas a partir del registro sísmico (Ver Figura 73). Por otra parte la densidad de la mezcla de fluidos fue calculada a partir de la densidad de cada fluido pesado por su respectiva saturación como muestra la ecuación (60):

$$\rho_{fl} = [(S_{oil} * \rho_{oil}) + (S_w * \rho_w)]$$

A continuación en la Figura 72, se muestra el resumen de las condiciones evaluadas y los parámetros calculados en el escenario pre-combustión de la Etapa-1 a nivel de la unidad de interés y en la profundidad seleccionada para realizar la predicción simulando el incremento de la saturación de gas (7874 pies MD). En las etapas 2, 3 y 4, se mostrarán las saturaciones de fluidos, módulos de compresibilidad de los fluidos y densidades estimadas con el modelo de Batzle y Wang (1992).

Figura 72. Velocidades, módulos elásticos, densidades e impedancias de onda P y S para la unidad de interés. La línea roja punteada indica la profundidad seleccionada para realizar el análisis de 0 a 100% de saturación de gas.



En la Figura 73, se muestra el resumen las propiedades sísmicas de los fluidos (K_{oil} , K_w y K_g) estimadas para cada etapa usando el modelo de Batzle y Wang (1992), variables que fueron usadas en los tres modelos de sustitución de fluidos usados en este estudio. Los parámetros de temperatura, presión, y saturación de fluidos considerados de cada etapa corresponden al valor extraído del modelo de simulación al nivel de la profundidad seleccionada para realizar las predicciones de 0 a 100% de saturación de gas (7874 pies MD).

En la Figura 73, se muestran dos tablas por etapa. En la tabla superior aparecerán las condiciones iniciales de presión, temperatura, gravedad específica del gas (G_s), gas disuelto en el petróleo (R_s), gravedad API del crudo y salinidad del agua de formación. Debajo de la anterior, se mostraran los cálculos de los módulos de compresibilidad de los fluidos (K_{oil} , K_w y K_g) y sus respectivas densidades (ρ_{oil} , ρ_w y ρ_g) junto con la porosidad (ϕ) y las saturaciones de fluidos (S_{oil} , S_w y S_g).

Figura 73. Parámetros de las cuatro etapas evaluadas en los modelos de sustitución de fluidos. Los módulos de compresibilidad de los fluidos y las densidades de los fluidos corresponden a los calculados con el modelo de Batzle y Wang (1992).

Parámetros Iniciales ETAPA - 1 (Escenario pos-combustión)			
T	Temperatura de Yacimiento (°F)	185	
P	Presión de Yacimiento (Psi)	2006	
Gs	Gravedad específica del gas disuelto	0.84	
Rs	Gas disuelto en el Petróleo (SCF/BBL)	69	
^o API	Gravedad API del petróleo (°API)	7.85	
S	Salinidad del Agua de Formación (ppm de NaCl)	1429	

Parámetros en la Profundidad 7874 pies MD - ETAPA-1			
Módulos Elásticos, Velocidades e Impedancia (Gpa)		Densidades (Kg/m3)	
K oil (Gpa)	1.543	ρ_{oil}	968.7
K w (Gpa)	2.227	ρ_w	977
K g (Gpa)	0.026	ρ_g	143.59
K fl	1.864	ρ_{fl}	973.35
K min	37.3	ρ_m	2650
μ_{min}	41.90	ρ_T	2247.60
μ_{sat}	13	Saturación de fluidos y Porosidad	
K sat	17	ϕ	0.24
Vp (m/s)	3937	Zona	Sxo
Vs (m/s)	2426	Lavada	So
Vp/Vs	1.62	Virgen	Sw
Ip (Kg/m2.s)	8779		So
Is (Kg/m2.s)	5410		Sg

Parámetros Iniciales ETAPA - 2 (Escenario pos-combustión)			
T	Temperatura de Yacimiento (°F)	185	
P	Presión de Yacimiento (Psi)	1977	
Gs	Gravedad específica del gas disuelto	0.84	
Rs	Gas disuelto en el Petróleo (SCF/BBL)	69	
^o API	Gravedad API del petróleo (°API)	7.85	
S	Salinidad del Agua de Formación (ppm de NaCl)	1429	

Parámetros en la Profundidad 7874 pies MD - ETAPA-2			
Módulos de Compresibilidad de los Fluidos (Gpa)		Densidades (Kg/m3)	
K oil (Gpa)	1.541	ρ_{oil}	899.000
K w (Gpa)	2.228	ρ_w	977
K g (Gpa)	0.041	ρ_g	287.600
K fl	0.272	ρ_{fl}	840.578
		ρ_T	2215.739
Saturación de fluidos y Porosidad			
Porosidad		0.24	
Zona Virgen	Sw	0.27	
	So	0.6	
	Sg	0.13	

Parámetros Iniciales ETAPA - 3 (Escenario pos-combustión)			
T	Temperatura de Yacimiento (°F)	650	
P	Presión de Yacimiento (Psi)	1709	
Gs	Gravedad específica del gas disuelto	0.84	
Rs	Gas disuelto en el Petróleo (SCF/BBL)	69	
^o API	Gravedad API del petróleo (°API)	7.85	
S	Salinidad del Agua de Formación (ppm de NaCl)	1429	

Parámetros en la Profundidad 7874 pies MD - ETAPA-3			
Módulos de Compresibilidad de los Fluidos (Gpa)		Densidades (Kg/m3)	
K oil (Gpa)	0.016	ρ_{oil}	550
K w (Gpa)	0.1748	ρ_w	669
K g (Gpa)	0.0224	ρ_g	82.910
K fl	0.020	ρ_{fl}	204.35
		ρ_T	2063.045
Saturación de fluidos y Porosidad			
Porosidad		0.24	
Zona Virgen	Sw	0	
	So	0.26	
	Sg	0.74	

Parámetros Iniciales ETAPA - 4 (Escenario pos-combustión)			
T	Temperatura de Yacimiento (°F)	393	
P	Presión de Yacimiento (Psi)	2029	
Gs	Gravedad específica del gas disuelto	1	
Rs	Gas disuelto en el Petróleo (SCF/BBL)	69	
^o API	Gravedad API del petróleo (°API)	7.85	
S	Salinidad del Agua de Formación (ppm de NaCl)	1429	

Parámetros en la Profundidad 7874 pies MD - ETAPA-4			
Módulos de Compresibilidad de los Fluidos (Gpa)		Densidades (Kg/m3)	
K oil (Gpa)	0.447	ρ_{oil}	718.8
K w (Gpa)	1.421	ρ_w	875
K g (Gpa)	0.0266	ρ_g	113.05
K fl	0.0266	ρ_{fl}	113.050
		ρ_T	2041.132
Saturación de fluidos y Porosidad			
Porosidad		0.24	
Zona Virgen	Sw	0	
	So	0	
	Sg	1	

5.2.4 **Calculos Escenarios Pos-combustión.** A continuación en las gráficas se mostrarán los resultados obtenidos en el análisis de sustitución de fluidos usando

los modelos de Gassmann (1951), Gassmann Modificado BGTL (Lee, 2002) y Kuster-Toksöz (1974).

Las figuras donde se mostrarán los resultados se presentan en tres secciones; sección superior, sección media y sección inferior. En la sección superior se muestran las predicciones a nivel de toda la unidad de interés, las cuales fueron realizadas con las curvas extraídas del modelo de simulación. En la sección media se muestra la tabla de la predicción realizada a la profundidad seleccionada (7874 pies MD), con las respectivas estimaciones del porcentaje de cambio en impedancia. En la sección inferior, se muestran las gráficas que indican el comportamiento de la velocidad de onda P, la densidad y la impedancia acústica con respecto al incremento de la saturación de gas en el yacimiento.

Para todos los modelos se mostrarán los tracks en el siguiente orden de izquierda a derecha: (1) profundidad, (2), Cáliper, (3) Zona de interés, (4) Litología, (5) Temperatura, (6) Saturación de gas, (7), Densidad (8) Velocidad de onda P, (9) Velocidad de onda S, (10) Impedancia. Para este último track de impedancia los colores indican:

Color Gris: Saturación de gas entre 0-20% (Etapa 2)

Color Naranja: Saturación de gas 20% – 70% (Etapa 3)

Color Rojo: Saturación de gas 100% (Etapa 4).

Los resultados de las predicciones de propiedades de velocidades y densidad en cada etapa están representados por los siguientes colores:

Etapa 1: Color Negro

Etapa 2: Color Verde

Etapa 3: Color Rojo

Etapa 4: Color Azul

La línea punteada de color rojo representa la profundidad seleccionada para realizar las predicciones considerando el incremento de saturación de 0% a 100%. Cada escenario analizado en este ejercicio tuvo en cuenta las condiciones de presión y temperatura extraídas del simulador.

5.2.4.1 Predicción de Propiedades - Modelo de Gassmann (1951). Para el modelo de Gassmann fue utilizado el K_{sec} calculado según la teoría de Lee (2002), el cual depende del coeficiente de Biot, el módulo de compresibilidad de la matriz mineral y la porosidad los cuales se encuentran relacionados como se muestra en las ecuaciones (68) y (70) respectivamente:

$$k_{sec} = k_{min}(1 - \beta) \quad ; \quad \beta = 1 - (1 - \phi)^{3.8}$$

El K_{sec} al igual que el K_{sat} , es uno de los parámetros que presenta más sensibilidad en la ecuación de Gassmann y cuyo parámetro debería ser medido a partir de pruebas de laboratorio ya sea con mediciones ultrasónicas de muestras secas para posteriormente saturarla teóricamente con la ecuación de Gassmann como lo propone Avseth (2005), o a partir de la prueba de compresibilidad de la roca seca donde se mide el cambio de volumen total a partir de la variación de la presión de confinamiento haciendo mantenimiento de presión de poro constante (Ver sección **2.1.5**). Para este estudio se realizó el cálculo a partir de los registros de velocidades de onda P y onda S y a su vez por el método de BGTL el cual es dependiente de la porosidad y del módulo de compresibilidad de la matriz mineral. Las diferencias encontradas son aproximadamente de 3.7 GPa, entre el cálculo del K_{sec} proveniente de la ecuación de Gassmann (16.3 GPa) y el cálculo usando la ecuación de Lee (12.6 GPa), lo cual representa una diferencia importante entre estos dos valores. Sin embargo, el modelo generado con el valor de 16.3 GPa, presenta un comportamiento anómalo ya que la predicción de la velocidad de onda P llega a sobrepasar el valor inicial, cuando el yacimiento alcanza la máxima

saturación de gas. Por esta razón, las predicciones fueron finalmente generadas usando el K_{sec} calculado con la ecuación propuesta por Lee (2002).

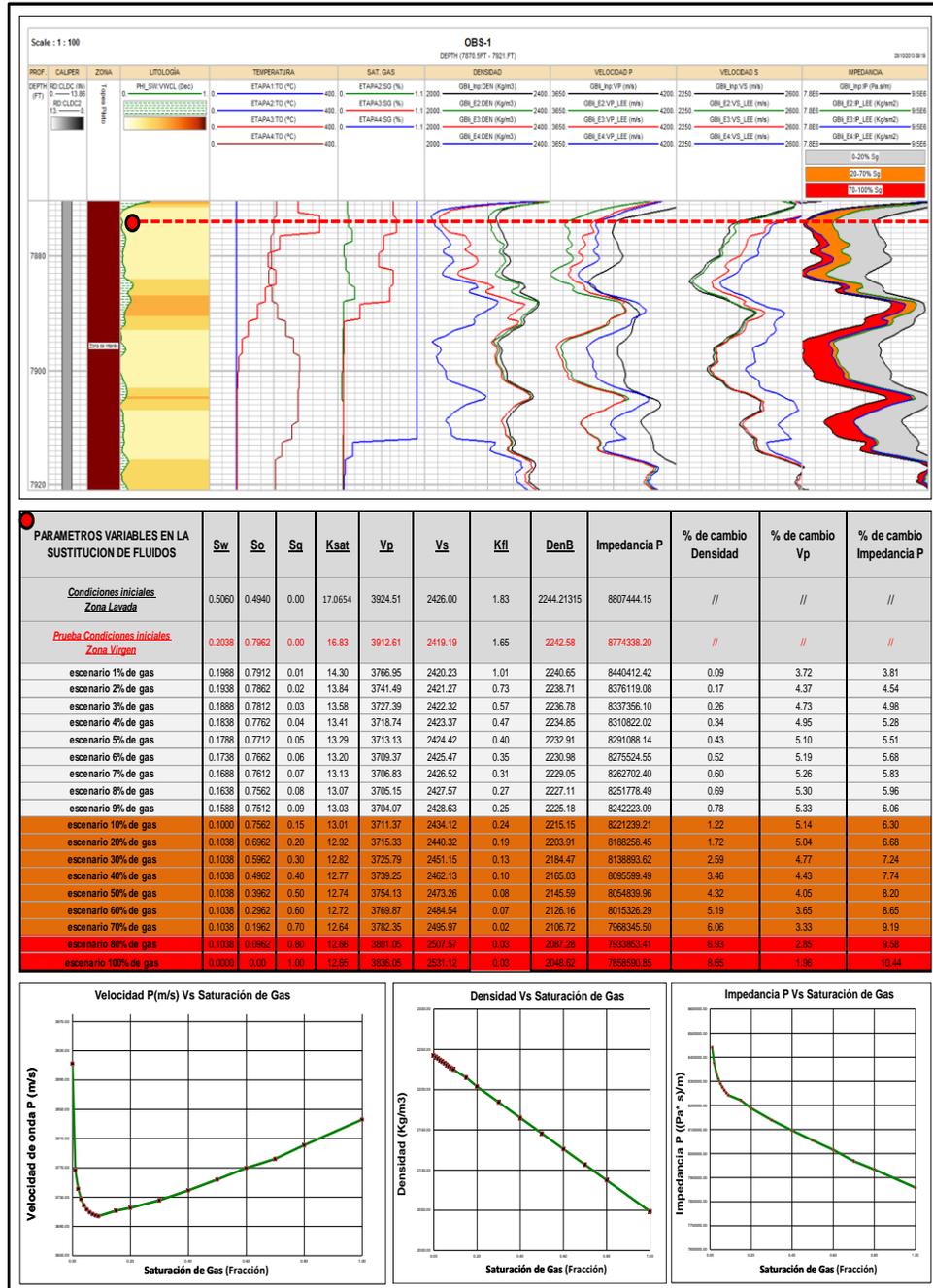
En la Figura 74, se observa que el cambio máximo de velocidad tiene lugar cuando la roca alcanza aproximadamente un 10% de saturación de gas y luego de dicha saturación la velocidad de onda P empieza a incrementar su valor haciendo que disminuya el porcentaje de cambio hasta un 2% cuando la roca se encuentra saturada 100% de gas (Ver sección media Figura 74). Por otra parte, la densidad decae linealmente alcanzando un valor máximo de porcentaje de cambio de aproximadamente el 9% cuando la roca se encuentra 100% saturada de gas.

En términos de la impedancia acústica, el máximo porcentaje de cambio estimado, el cual tiene lugar cuando la roca está 100% saturada con gas, es de aproximadamente 10.5 %, lo cual representa un valor aceptable para la detección de las propiedades a nivel sísmico.

En la Figura 74, sección superior, se puede observar que el comportamiento de los cambios de impedancia se mantienen a través de toda la unidad de interés. Sin embargo hacia la parte media y basal de la unidad de interés, se observa que los cambios de impedancia acústica de onda P, llegan a ser más drásticos debido principalmente a que para esta zona, en la etapa 4 se tienen las más altas temperaturas y las saturaciones alcanzan el 100%.

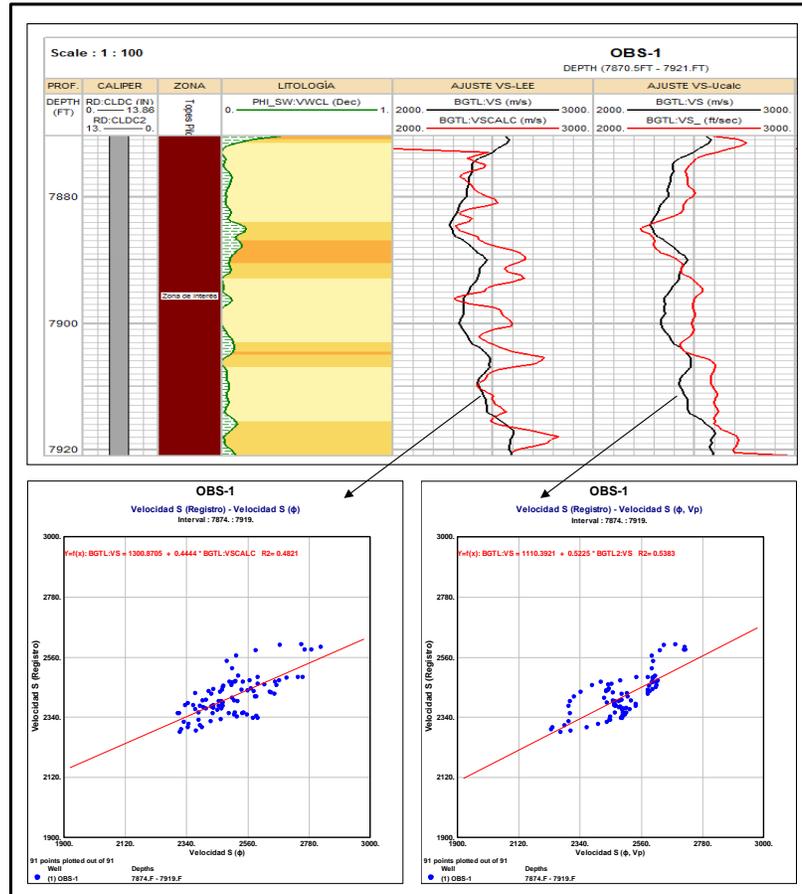
Según la gráfica mostrada en la sección inferior de la Figura 74, la velocidad después de caer a su máximo valor de 3704 m/s, empieza a incrementar casi de manera lineal hasta alcanzar un valor de 3836 m/s. A diferencia de la velocidad de onda P, el comportamiento de la densidad y la impedancia acústica es la tendencia a disminuir su valor continuamente en la medida que avanzan las etapas.

Figura 74. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1, 2, 3 y 4 usando el modelo de Gassmann (1951). En la parte superior se muestra las predicciones para toda la unidad de interés. En la sección media la predicción para la profundidad de 7874 pies MD y la sección inferior el comportamiento de las velocidad de onda P, densidad total e impedancia de onda P.



5.2.4.2 Predicción de Propiedades - Modelo Gassmann Modificado (Lee, 2002). Para la aplicación de este modelo se tuvo en cuenta los dos planteamientos realizados por Lee (2002), quien propone la predicción de las velocidades ya sea usando únicamente la porosidad de la roca, la cual llamaremos BGTL (ϕ), o a partir de la porosidad de la roca y la velocidad de onda P que llamaremos BGTL (ϕ, Vp). De esta manera se calcularon las velocidades a partir de los dos planteamientos de Lee (2002), teniendo en cuenta la información de onda P y S del registro de pozo para la validación de las predicciones realizadas con los dos modelos. La predictibilidad de los modelos fue evaluada a partir de un análisis comparativo entre las velocidades de onda S (calculada del registro sísmico) versus la curva de velocidad de onda S predicha por los dos modelos. El resultado evidenció que el modelo que involucra tanto la porosidad como la velocidad de onda P, presenta por poco un mejor ajuste que el modelo que usa solamente datos de porosidad (Ver Figura 75). De esta manera, y teniendo en cuenta que las diferencias en los ajustes mostrados son mínimas, se consideraron los dos modelos para los análisis realizados (Ver Figuras 77 y 78).

Figura 75. Comparación entre las velocidad de onda S, del registro del pozo OBS-1 y las velocidades de onda S calculadas a partir de BGTL. A la izquierda se muestra el ajuste de la velocidad calculada en el modelo BGTL (\emptyset). A la derecha se muestra el ajuste de la velocidad calculada en el modelo BGTL (\emptyset, Vp)



Según las predicciones realizadas, se puede observar que el modelo que considera únicamente la porosidad (Ver Figura 77), predice cambios de mayor magnitud que se llegan a reflejar en el porcentaje de impedancia final el cual para este modelo llega a ser mayor al 13%, mientras que el modelo generado en función de porosidad y velocidad de onda P (Ver Figura 78), la estimación del porcentaje de cambio de impedancia acústica llega a ser aproximadamente del 8%.

Los dos modelos calculados con la teoría de Lee (2002) presentan la máxima caída de velocidad cuando la saturación de gas encuentra entre el 9 y 10%. Sin embargo, los valores de velocidad en el rango de saturación de 9 y 10% cambia de un modelo a al otro en aproximadamente 300 m/s. El valor de mínimo de velocidad predicho es de aproximadamente 3490 m/s para el modelo que tiene en cuenta solo la porosidad y de 3790 m/s para el modelo que involucra la porosidad y la velocidad de onda P.

Como se observa en las Figuras 77 y 78, la diferencia de los dos modelos se encuentra asociada a la caída de velocidad que tiene lugar en la etapa 1, ya que en las otras etapas los cambios relativos en velocidad tienden a mantenerse constante. En el caso del modelo BGTL (\emptyset), el mayor porcentaje de cambio se genera en la etapa fría del proceso cuando el yacimiento se encuentra bajo condiciones iniciales de presión y temperatura pero aparece la primera fracción de gas en el yacimiento.

Como se puede observar en la sección superior de las Figuras 77 y 78, los mayores cambios de impedancia acústica dentro de la unidad de interés se presentan hacia la parte media y basal de la unidad y tiene lugar en la etapa 4. Este comportamiento responde a la saturación de gas y la temperatura de esta etapa del proceso, en la locación del pozo OBS-1, donde se tienen altas temperaturas y a su vez la saturación de gas llega a ser del 100%.

5.2.4.3 Predicción de Propiedades - Modelo Kuster-Toksöz (1974). Teniendo en cuenta que la definición de la relación de aspecto de poro se realizó con muestras de dos tipos de roca principalmente, para toda la unidad de interés y en el caso de las predicciones realizadas para cada etapa (sección superior Figura 79), el modelo fue corrido teniendo en cuenta la relación de aspecto de poro predominante correspondiente a un valor de $\alpha = 0.14$, asumiendo una

concentración total de los poros en dicho rango, es decir, asumiendo que todos los poros identificados tienen el mismo aspecto de poro y por lo tanto representan el total de la porosidad. Si se observa el histograma mostrado en la sección 5.2.2.3 (Figura 64), se evidencia que el valor seleccionado a usar en el modelamiento resulta representativo de los poros medidos para los tipos de roca 1 y 2 que son los que finalmente predominan en la unidad de interés.

El valor de relación de aspecto de poro usado para la predicción de las cuatro etapas resulta coherente de acuerdo a lo sugerido por Xu y White (1996), acerca de los poros asociados a areniscas (α_s) y poros asociados a la arcilla (α_c), para lo cual se sugiere un valor cercano a 0.12 y de 0.03 respectivamente, teniendo en cuenta la premisa que una relación de aspecto de poro puede llegar a representar una respuesta elástica similar a una distribución uniforme de poros (Lee, 2008).

En la Figura 76, se muestra el ajuste de la velocidad calculada usando el modelo de Kuster-Toksöz (1974), asumiendo una relación de aspecto de poro de 0.14, el cual llega a predecir un valor de velocidad de onda P de 3954 m/s contra un valor 3937 m/s reportado por el registro de pozo (error menor al 1%). En el caso de la predicción realizada para la velocidad de onda S, el error con respecto al valor del registro de pozo es cercano al 8%. Este ejercicio fue realizado con los datos correspondientes a la profundidad de 7874 pies MD, donde se tiene una porosidad de 0.24 (fracción), una velocidad de onda P, de 3937 m/s y una velocidad de onda S, de 2426 m/s. Las simulaciones mostradas en la Figura 76 y en el Anexo 3, fueron realizadas usando la hoja de cálculo programada por Pennington (2004).

Figura 76. Predicción de velocidades de onda P y Onda S, para la profundidad de 7874 pies MD, asumiendo una relación de aspecto de poro de 0.14. En amarillo se muestra la relación de aspecto de poro, la porosidad y la velocidad de onda P.

MODELO DE SUSTITUCION DE FLUIDOS: KUSTER AND TOKSOZ (1974)																
ESCENARIO PRECOMBUSTION: CONDICIONES INICIALES																
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!																
matrix K	36.77	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
matrix u	42	0.00001	0.000000	2E-5	-2E-10	0.396	2E-2	2E-5	1E+0	6E-1	0.02	1.9999739	-0.0748363	7.4206E-06	0E+0	0E+0
matrix rho	2.65	0.00005	0.000000	8E-5	-5E-9	0.396	0.02	0	1	6E-1	0.02	1.9998693	-0.0748144	3.7099E-05	0E+0	0E+0
fluid K	1.83	0.00010	0.000000	2E-4	-2E-8	0.396	0.02	0	1	6E-1	0.02	1.9997386	-0.0747871	7.4188E-05	0E+0	0E+0
fluid u	0	0.0005	0.000000	8E-4	-5E-7	0.396	0.02	0	0.999	6E-1	0.02	1.9986938	-0.0745684	0.00037053	0E+0	0E+0
fluid rho	0.9158964	0.001	0.000000	2E-3	-2E-6	0.396	0.02	0	0.999	6E-1	0.02	1.9973897	-0.0742956	0.00074005	0E+0	0E+0
effective K	14.58	0.005	0.000000	8E-3	-5E-5	0.394	0.023	0.01	0.993	6E-1	0.02	1.9870309	-0.0721357	0.0036599	0E+0	0E+0
effective u	15.39	0.010	0.000000	2E-2	-2E-4	0.391	0.027	0.02	0.987	6E-1	0.03	1.974265	-0.0694903	0.00722054	0E+0	0E+0
bulk rho	2.24	0.050	0.000000	7E-2	-4E-3	0.373	0.053	0.07	0.937	6E-1	0.05	1.8789666	-0.0503376	0.03243433	0E+0	0E+0
		0.100	0.000000	1E-1	-2E-2	0.358	0.081	0.14	0.882	5E-1	0.09	1.7748845	-0.0307092	0.05701213	0E+0	0E+0
		0.140	0.240000	2E-1	-3E-2	0.351	0.101	0.18	0.843	5E-1	0.12	1.7017661	-0.0178079	0.0722409	3E+0	5E+0
		0.990	0.000000	7E-1	-4E-1	0.477	0.298	0.48	0.481	1E-1	0.52	1.0576404	0.0480283	0.09665917	0E+0	0E+0
Vp	3954.36															
Vs	2618.84															
		total	0.24												2.505	4.73
		252.9	Vp/Vs1			R	0.453		B	0.017		A	-1			
		381.8	1.51													

Al igual que los resultados mostrados por los modelos de Gassmann y Gassmann Modificado, la caída de máxima velocidad tiene lugar cuando la roca es saturada con gas en un 10%. El valor en porcentaje de cambio de impedancia acústica calculado en este modelo es de aproximadamente 11% y es alcanzado cuando el yacimiento se encuentra 100% saturado de gas. En la Figura 79, hacia la parte media y basal del yacimiento se observa que tienen lugar los cambios más grandes de impedancia acústica, especialmente en la etapa 4, cuando la temperatura es del orden de 280° C (536°F) y la saturación de gas es de 100%. Las tablas generadas para cada uno de los escenarios propuestos (11 escenarios, sección media de la Figura 79) usando la hoja de cálculo de Penington (2004), del modelo de Kuster-Toksöz (1974), se encuentran en el Anexo 3.

Figura 77. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1,2, 3 y 4 usando el modelo de Gassmann Modificado usando únicamente datos de porosidad - BGTL (\emptyset). En la parte superior se muestra las predicciones para toda la unidad de interés. En la sección media la predicción para la profundidad de 7874 pies MD y la sección inferior el comportamiento de la velocidad de onda P, densidad total e impedancia de onda P.

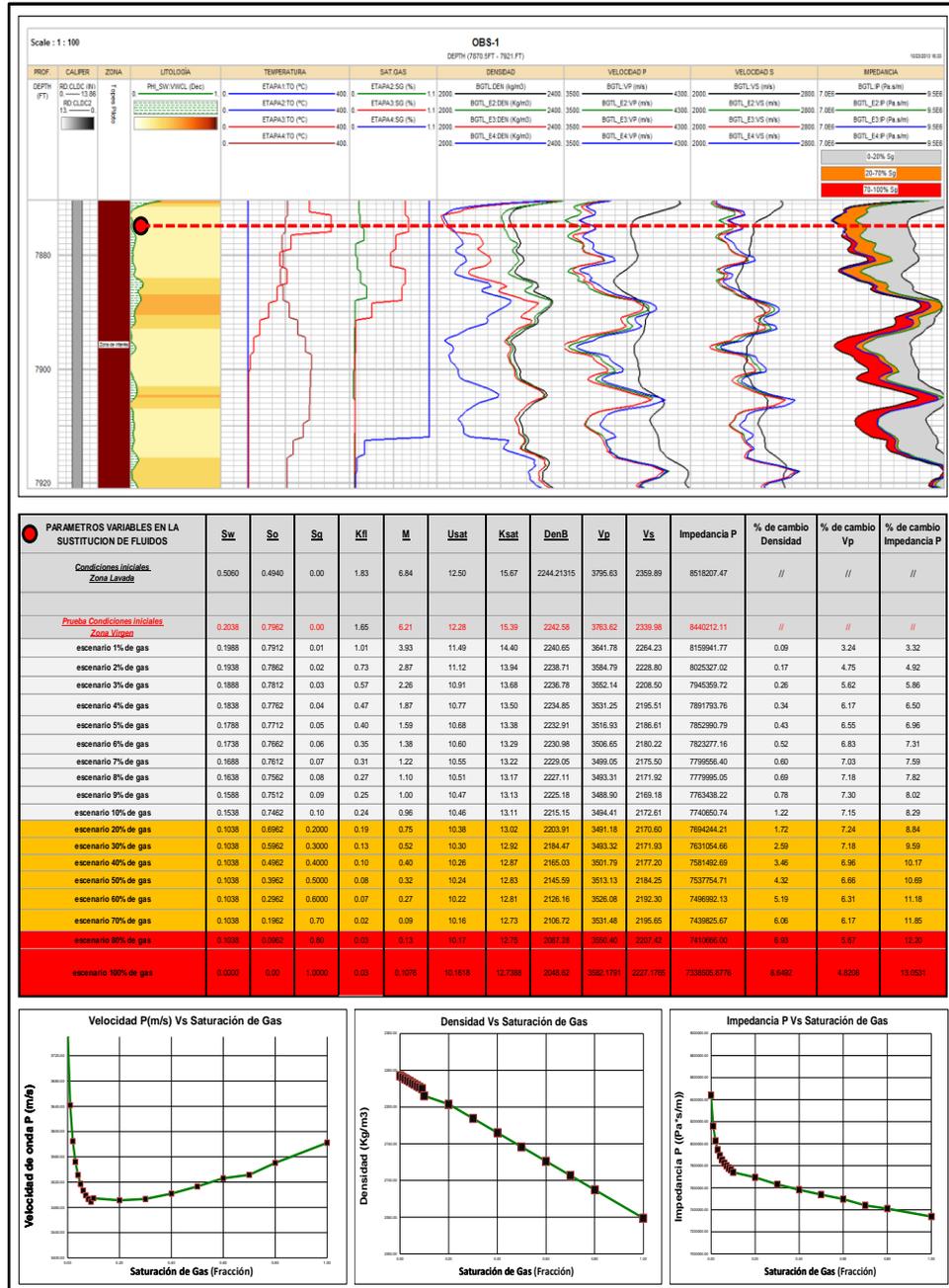


Figura 78. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1,2, 3 y 4 usando el modelo de Gassmann Modificado usando datos de porosidad y velocidad de onda P, BGTL (ϕ , V_p). En la parte superior se muestra las predicciones para toda la unidad de interés. En la sección media la predicción para la profundidad de 7874 pies MD y la sección inferior el comportamiento de las velocidad de onda P, densidad total e impedancia de onda P.

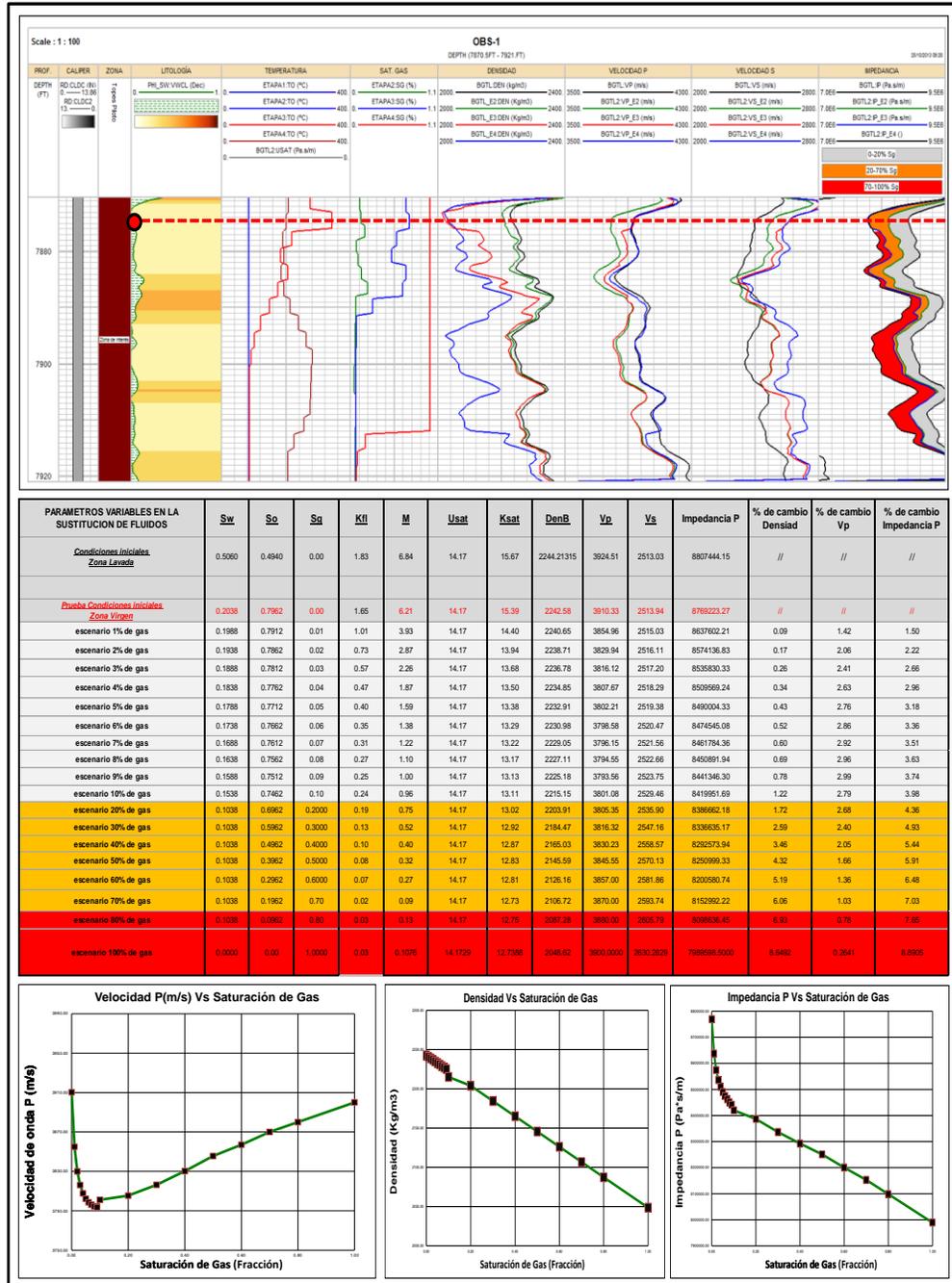
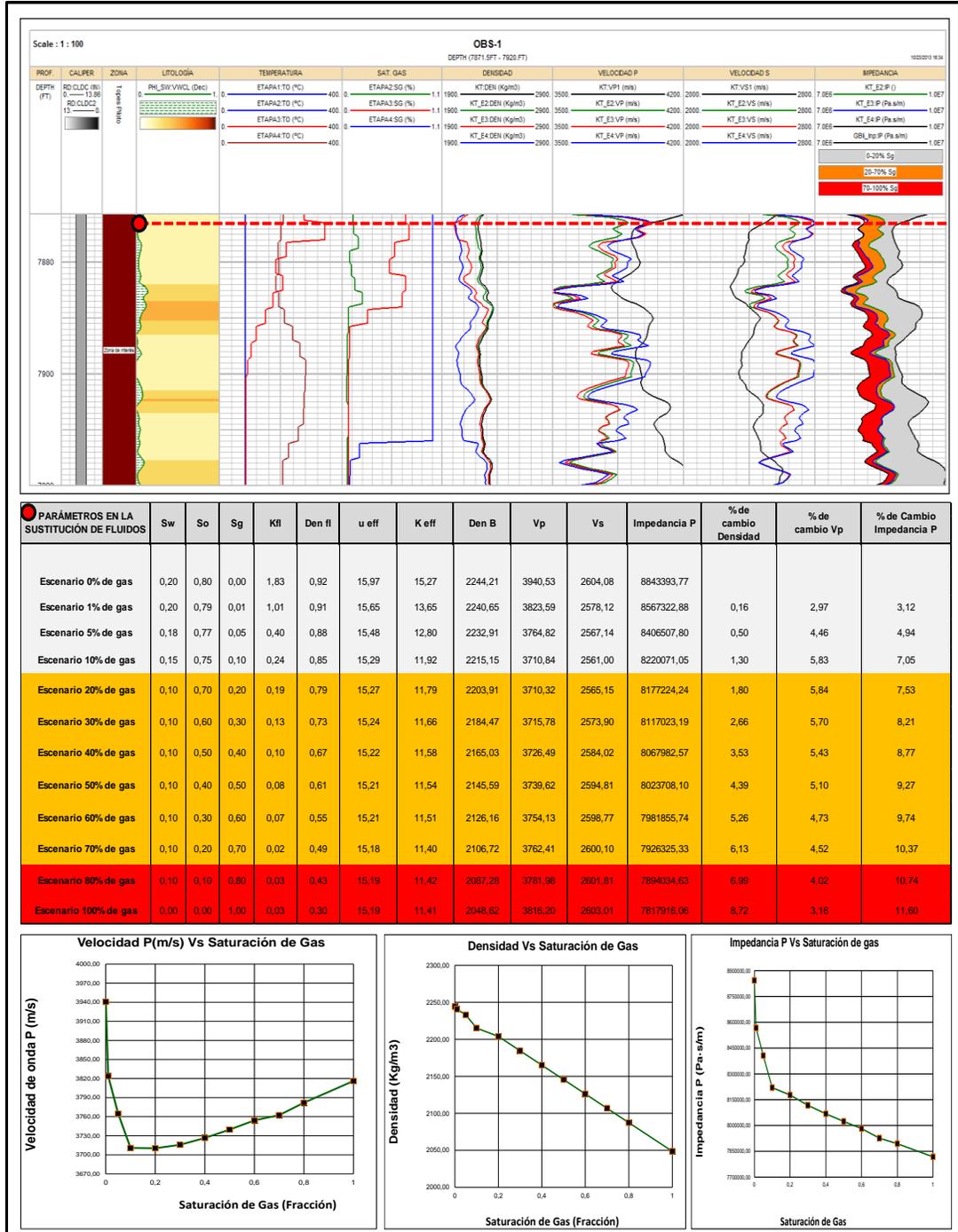
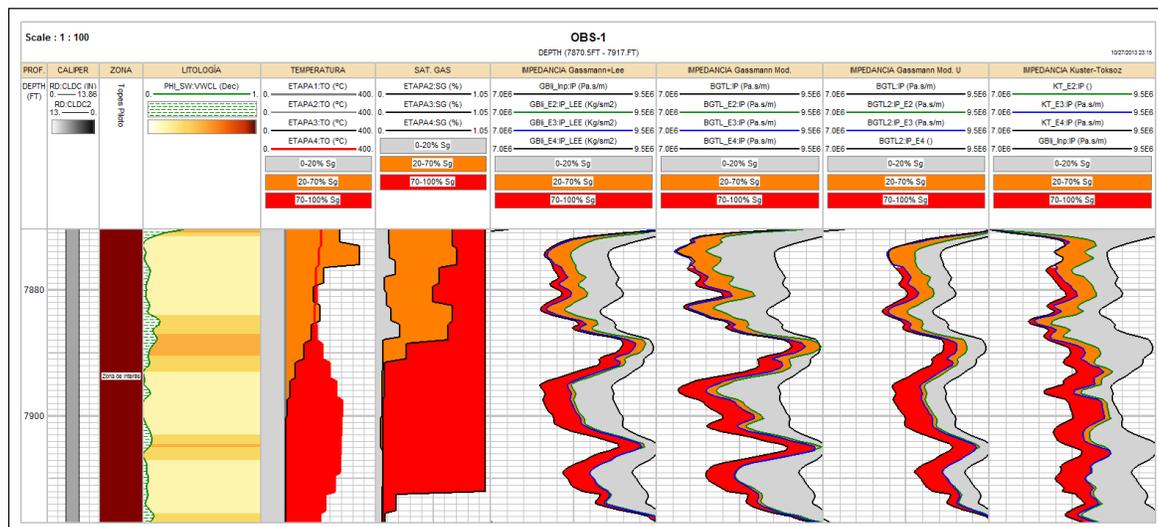


Figura 79. Resultado de las predicciones de velocidades, densidad total e impedancia acústica realizadas para las etapas 1, 2, 3 y 4 usando el modelo de Kuster-Toksöz (1974). En la parte superior se muestra las predicciones para toda la unidad de interés. En la sección media la predicción para la profundidad de 7874 pies MD y la sección inferior el comportamiento de las velocidad de onda P, densidad total e impedancia de onda P.



A continuación en la Figura 80, se muestra el resumen del comportamiento de la impedancia acústica de los tres modelos usados para el análisis de sustitución de fluidos.

Figura 80. Comportamiento de la impedancia acústica de onda P, calculada a nivel de la unidad de interés por los modelos de análisis de sustitución de fluidos usados en este estudio. De izquierda a derecha: Gassmann (1951), Gassmann Modificado en función de porosidad - BGTL (ϕ) (Lee, 2002), Gassmann Modificado en función de porosidad (ϕ) y la velocidad de onda P (V_p) BGTL (ϕ, V_p) – (Lee, 2002) y Kuster-Toksöz (1974).



5.2.5 Tratamiento Térmico – Pruebas de Laboratorio. Uno de los efectos más importantes a considerar dentro del proceso de inyección de aire es la temperatura debido a que este parámetro es el de mayor alteración en el yacimiento durante la aplicación de este proceso térmico. De esta manera fueron planteados algunos ensayos sobre muestras provenientes de la unidad de interés, evaluando el comportamiento de los módulos elásticos con respecto al efecto causado por la temperatura. El conjunto de muestras analizadas incluyó tanto muestras asociadas a las arenas del yacimiento como también las litologías que conforman el sello que se encuentra por encima de la unidad de interés. Los ensayos realizados

correspondieron a pruebas de compresión uniaxial donde se logró evaluar el comportamiento del módulo de Young, la relación de Poisson y la resistencia máxima a la compresión no confinada (UCS) con respecto a la variación en la temperatura.

Las pruebas fueron realizadas bajo el siguiente esquema:

- Medición de las propiedades mecánicas iniciales sin tratamiento (línea base)
- Aplicación del tratamiento térmico (500° durante un tiempo de exposición de 15 días)
- Medición de las propiedades mecánicas pos-tratamiento térmico

En este caso las muestras fueron sometidas a una temperatura de 500°C, (932°F) según las temperaturas que se esperan en el yacimiento durante la aplicación del proceso de combustión in situ. Después de 15 días de exposición de la fuente de calor, las muestras fueron retiradas y se dejaron temperar hasta alcanzar nuevamente la temperatura ambiente.

Las muestras utilizadas en este análisis fueron extraídas del pozo P-22, pozo que se encuentra en la zona de influencia del piloto aproximadamente a 150 metros del pozo inyector, y provienen de las unidades de interés en este estudio. Para cada tipo de litología se sacaron dos muestras con el fin de evaluar la compresión uniaxial pseudo-estática usando una velocidad de desplazamiento de 0.00017 mm/s hasta alcanzar la falla por cizalla de la muestra (una bajo las condiciones de línea base y otra después de someterla al tratamiento térmico). La relación de las muestras utilizadas se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14. Relación de muestras utilizadas para la evaluación de las propiedades mecánicas con respecto al tratamiento térmico – Pozo P-22.

Profundidad (pies MD)	Litología	Relación (longitud / Diámetro)	Factor de Corrección UCS
8179.08	Arena	1.687	0.98
8194	Arena	1.308	0.928
7892.25	Lodolita	1.663	0.977
7893.25	Lodolita	1.467	0.951

Las pruebas fueron realizadas con el equipo de mecánica de rocas, Sistema de Mecánica de Rocas MTS – 815, el cual permite evaluar en condiciones triaxiales y uniaxiales el comportamiento deformacional de un espécimen (Tomado de reporte interno – Laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP).

Para el caso de las muestras de arenas, la muestra de la profundidad 8179.08 pies MD, fue evaluada en condiciones originales mientras que la muestra de la profundidad 8194.33 pies MD, fue evaluada después del tratamiento térmico. A continuación en la Tabla 15, se muestran los resultados obtenidos para las muestras de arenas de la unidad de interés.

Tabla 15. Resultados de las propiedades mecánicas para las muestras asociadas a las arenas del yacimiento- Pozo P-22. Sombreado en naranja, los resultados obtenidos sobre la muestra que fue sometida al tratamiento térmico.

Profundidad (pies MD)	Litología	UCS (Psi)	Módulo de Young Promedio (10^6 Psi)	Relación de Poisson	Módulo de Compresibilidad K (Psi)	Módulo de Compresibilidad K (Pa)
8179.08	Arena	7149.73	1.382	0.25	0.921333333	6352.37
8194	Arena	1194.23	0.242	0.284	0.186728395	1287.45

Para las muestras que corresponden al sello de la unidad de interés, la muestra de la profundidad 7892.25 pies MD, fue evaluada en condiciones originales mientras que la muestra de la profundidad 7893.25 fue evaluada después del tratamiento térmico.

A continuación en la Tabla 16, se muestran los resultados obtenidos para las muestras de lodolitas de la que suprayacen la unidad de interés.

Tabla 16. Resultados de las propiedades mecánicas para las muestras asociadas a las lodolitas que conforman el sello del yacimiento - Pozo P-22. Sombreado en naranja, los resultados obtenidos sobre la muestra que fue sometida al tratamiento térmico.

Profundidad (pies MD)	Litología	UCS (Psi)	Módulo de Young Promedio (10 ⁶ Psi)	Relación de Poisson	Módulo de Compresibilidad K (Psi)	Módulo de Compresibilidad K (Pa)
7892.25	Lodolita	9185	1.456	0.207	0.828213879	5710.34
7893.25	Lodolita	12055.7	1.377	0.12	0.603947368	4164.07

A continuación en las Figuras 81 y 82, se muestran las imágenes de los resultados obtenidos de las pruebas térmicas.

Figura 81. Resultados de las pruebas térmicas de las muestras asociadas a las arenas del yacimiento, antes y después del tratamiento térmico.

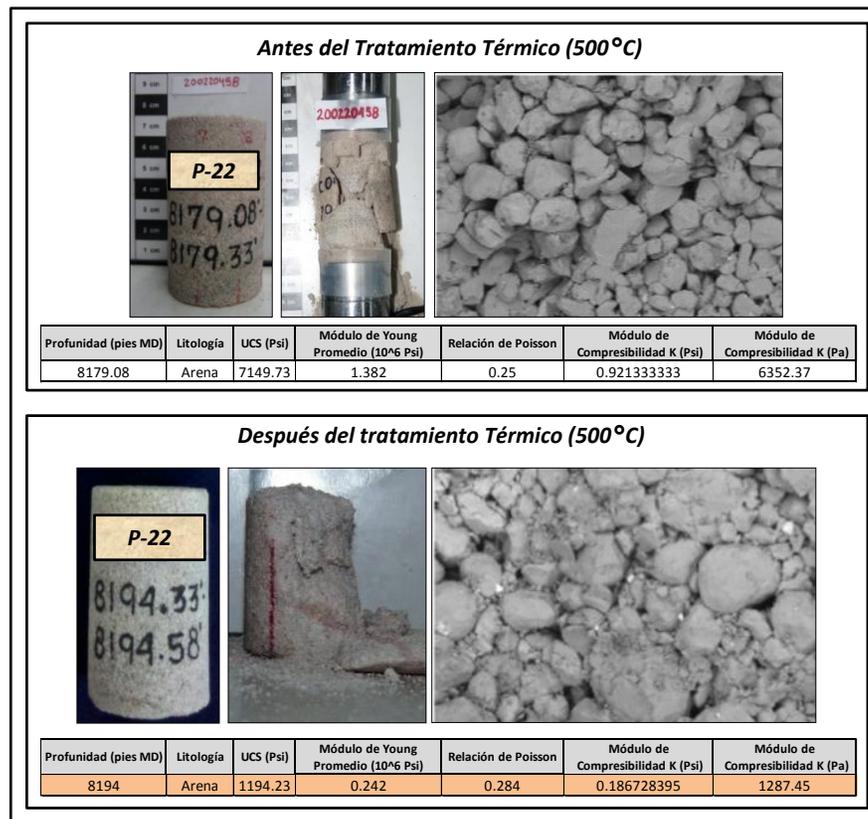
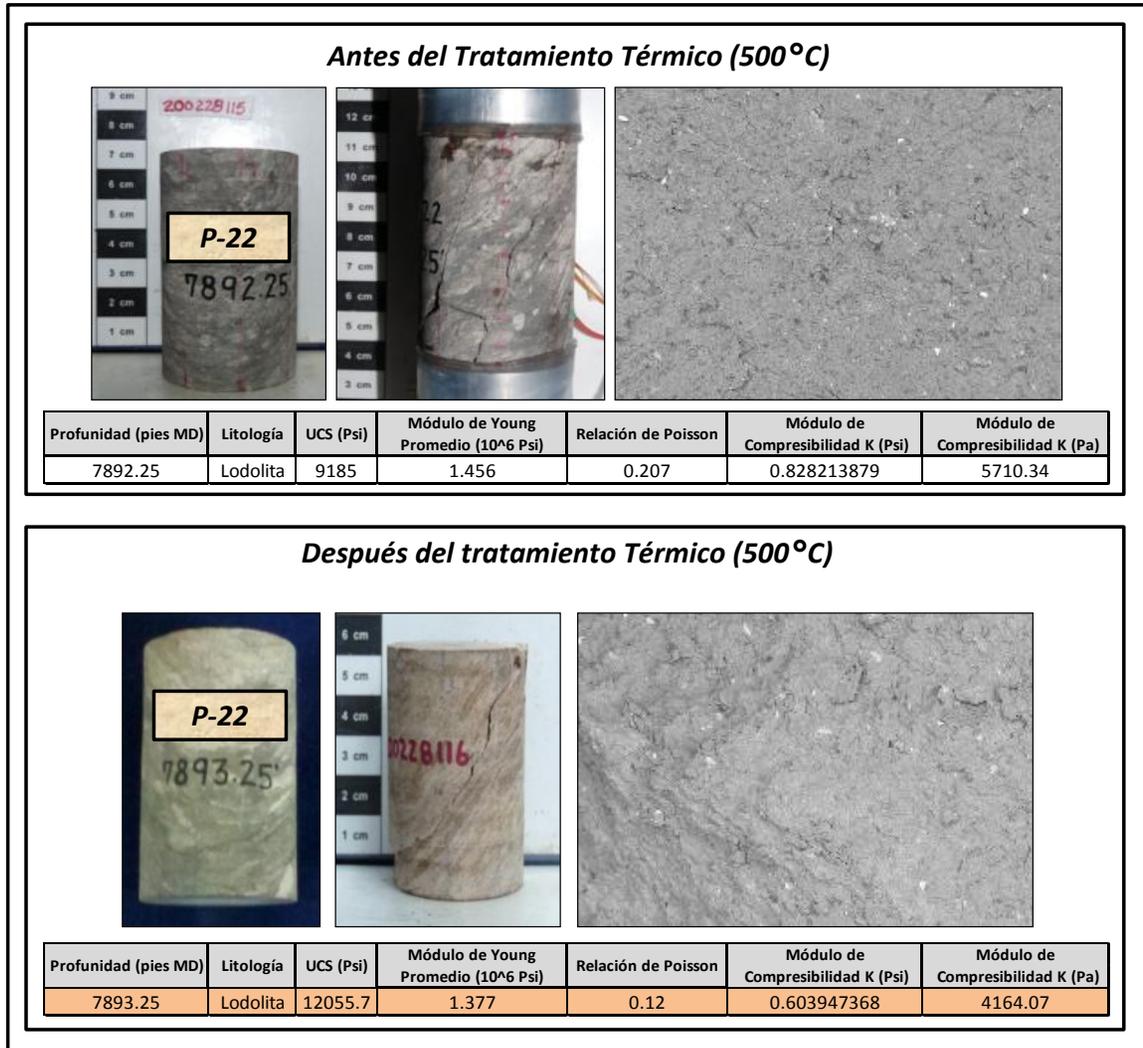


Figura 82. Resultados de las pruebas térmicas de las muestras asociadas a las lodolitas que conforman el sello del yacimiento, antes y después del tratamiento térmico.



Según los experimentos realizados, se observa un cambio de las propiedades mecánicas de las muestras producto del tratamiento térmico. Para el caso de las arenas se observa una fuerte disminución en las propiedades mecánicas de las rocas. Para las arenas, el valor de UCS de la muestra que fue sometida al tratamiento térmico se ve disminuido en un 83% con respecto al valor reportado de la muestra sin tratamiento térmico. Un comportamiento similar es evidenciado en el módulo de compresibilidad el cual fue calculado a partir de los módulos de

Young y relación de Poisson reportados. La disminución del módulo de compresibilidad es del 80%.

En el caso de las muestras asociadas a los sellos del yacimiento, al contrario de lo observado en las muestras de arena, el UCS de la muestra que fue sometida al tratamiento térmico sufre un incremento en el UCS del 31% con respecto al valor reportado de la muestra sin tratamiento térmico. Por otra parte, el módulo de compresibilidad en las muestras de las arenas se ve disminuido en un 27%.

Adicionalmente al conjunto de muestras se les realizó análisis SEM y DRX, con el fin de observar posibles cambios en la composición y estructura de los minerales presentes en la roca reservorio. A partir de los análisis SEM, a nivel de las muestras asociadas a las arenas del yacimiento, se observó un incremento en la obstrucción del medio poroso en la muestra que fue sometida al tratamiento térmico. En la muestras de lodolitas asociadas al sello del yacimiento no se observó alteración alguna con respecto a los análisis SEM.

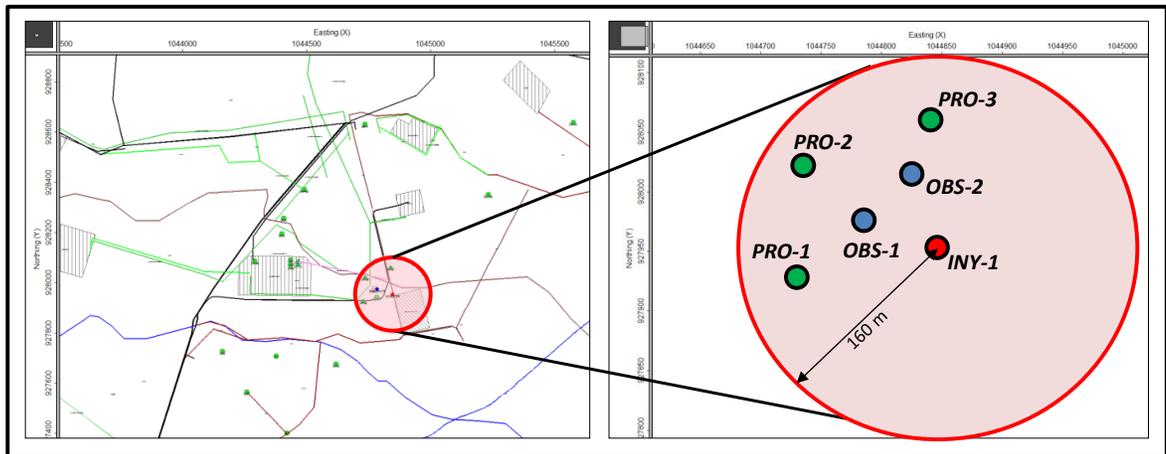
Con respecto a los análisis DRX de las muestras que pasaron por el tratamiento térmico logran evidenciar una alteración del material arcilloso, especialmente en la caolinita la cual sufre una transformación a un mineral de transición amorfo.

5.3 DISEÑO Y MODELADO GEOFÍSICO

Una vez estimados los cambios esperados en las propiedades acústicas del yacimiento, se realizó el diseño y modelado geofísico con el fin de definir la tecnología que más se adaptara a las necesidades de resolución del piloto y a los requerimientos de disponibilidad de área en superficie necesaria para la ubicación de fuentes y/o receptores. De esta manera fueron consideradas el uso de la sísmica 3D de superficie y la sísmica de pozo VSP-3D.

El reto geofísico, consistió en obtener una configuración geométrica óptima que permitiera iluminar la formación objetivo (desde la unidad de interés hasta el tope de la unidad K1), en el intervalo ubicado a una profundidad de 2414m (MD), con un espesor aproximado de 30.48m y un radio de iluminación de 160m. (Ver Figura 83), teniendo en cuenta los requerimientos de: resolución vertical, resolución horizontal, posible afectación de estado del cemento en el pozo debido proceso de combustión y los obstáculos en superficie.

Figura 83. Mapa de localización del área del piloto en superficie. El círculo rojo indica el radio de 160 metros para el cual se realizaron los análisis en el diseño y modelado geofísico.



5.3.1 Selección de la Técnica de Adquisición de Datos Sísmicos. La tecnología a usar para la adquisición de datos fue seleccionada principalmente teniendo en cuenta la disponibilidad de área en superficie según el plan de manejo ambiental (PMA) destinado para el proyecto del piloto de combustión in situ y de la necesidad de resolución horizontal y vertical requerida para la escala confinada del piloto. De acuerdo al PMA se cuenta con aproximadamente un radio de 1.5 Km alrededor de las facilidades en superficie del piloto, como área disponible para la ubicación de fuentes y/o geófonos en superficie.

Teniendo en cuenta lo anterior, se analizaron dos diseños; uno considerando adquisición de sísmica 3D de superficie y otro considerando la adquisición de datos sísmicos a partir de sísmica de pozo en tres dimensiones más conocido como perfiles sísmicos verticales en tres dimensiones VSP-3D (por sus siglas en inglés Vertical Seismic Profile).

Para este experimento se realizó un análisis de cubrimiento preliminar (Fold), sin considerar los obstáculos de superficie, con el fin de definir la viabilidad de adquirir datos sísmicos (superficie y de pozo) en la zona del piloto, de acuerdo a la limitante del área disponible dispuesta por el PMA. En el caso del diseño para la sísmica de superficie 3D, se usó un arreglo ortogonal con alta densidad fuentes y geófonos con el fin de garantizar un alto cubrimiento en la unidad objetivo (Ver Tabla 17). En el caso del diseño del VSP-3D, para el cual las fuentes son ubicadas en superficie y los geófonos sobre la trayectoria del pozo, se simuló el uso de una geometría ortogonal para las fuentes en superficie y los geófonos fueron ubicados sobre la trayectoria de uno de los pozos observadores (OBS-2), el cual se encuentra habilitado para este tipo de trabajos (Wireline) debido a que estos pozos no serán abiertos a producción y están dentro del piloto solo con el objetivo de monitorear datos de presión y temperatura.

Producto de este análisis se observó que para el uso de la sísmica de superficie en la zona del piloto sería necesaria una disponibilidad de área mayor a 12 Km², para obtener una imagen óptima a nivel de la unidad de interés (área circular confinada de 160 m de radio), lo cual no es viable debido a que está por fuera del área permitida según el PMA. En el caso del diseño preliminar del 3D-VSP, mostró que la ubicación de fuentes en superficie se encuentra dentro del área permitida por el PMA (el detalle del diseño para el VSP-3D será mostrado en la siguiente sección). En la Figura 84, se muestran los dos diseños de las dos técnicas de adquisición sísmica simulados en un modelo de capas planas a la profundidad de la unidad de interés, en donde se puede observar la diferencia en las áreas

requeridas para la lograr iluminar el área objetivo mostrada en color amarillo en la Figura 84, correspondiente al área circular de 160 metros de radio con centro en el pozo INY-1.

En la Figura 85, se observa que cuando se sobreponen los dos diseños (fuentes y receptores en superficie para la sísmica de superficie y fuentes para el VSP-3D) a la misma escala, el diseño correspondiente al VSP-3D queda dentro del área dispuesta por el PMA, mientras que el de la sísmica de superficie queda por fuera del área permitida por el PMA.

Figura 84. Diseños simulados para la adquisición de datos sísmicos a nivel de la unidad de interés. El círculo amarillo representa el área del piloto donde se requiere obtener la imagen sísmica en la profundidad de la unidad de interés. (2414 m aprox.). Los puntos rojos representan las fuentes y los puntos azules los geófonos.

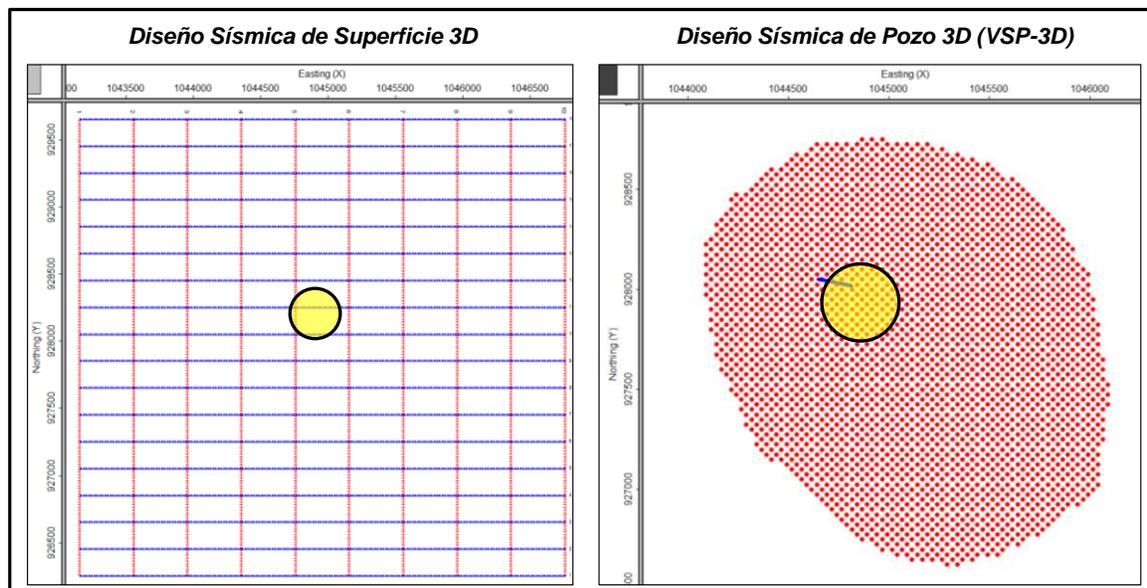
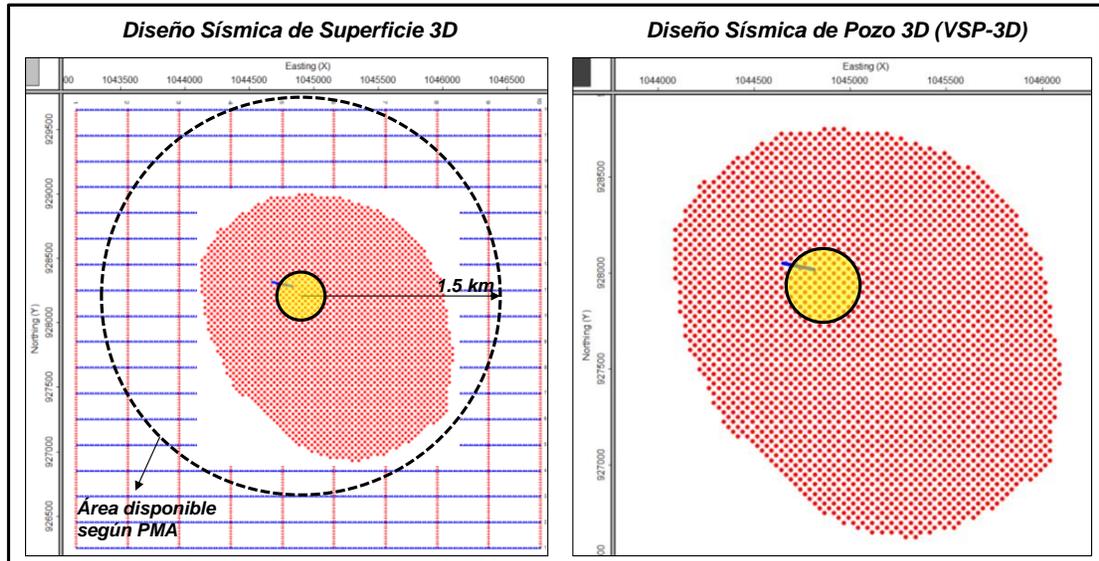


Figura 85. Traslape entre las áreas de los diseños simulados para la adquisición de datos sísmicos a nivel de la unidad de interés. El círculo punteado corresponde al área permitida dentro del PMA. Los puntos rojos representan las fuentes y los azules los geófonos.



Por otra parte cuando se evaluó la resolución vertical y horizontal, el diseño del VSP-3D proporciona una mejor resolución, debido al contenido de frecuencia simulado el cual puede llegar a alcanzar un alto rango de frecuencias (150 Hz) en el caso de usar fuentes sísmicas con camión vibro.

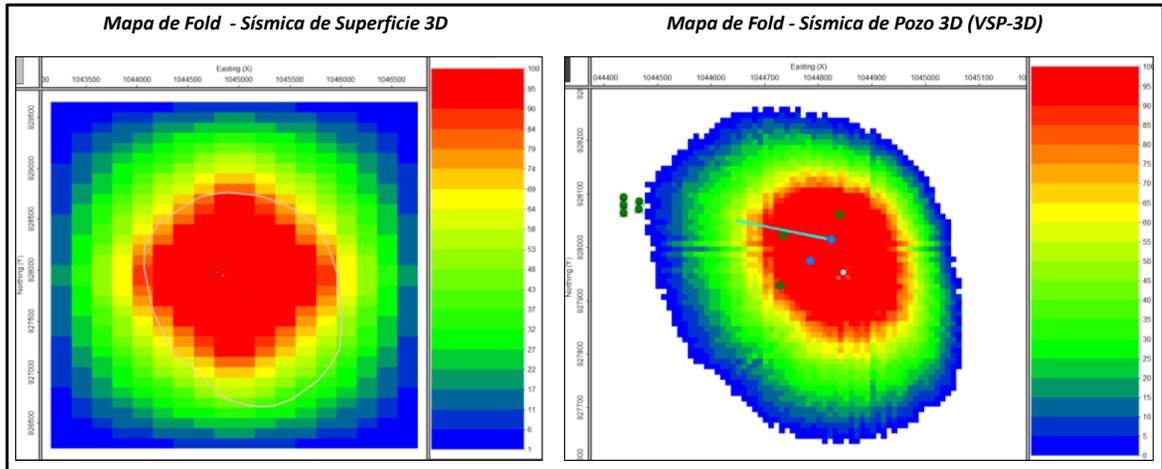
En la Tabla 17, se muestran los parámetros principales del diseño y el área estimada (preliminar) necesaria para la ubicación de fuentes y receptores en superficie para cada una de los dos diseños evaluados.

Tabla 17. Parámetros de los dos diseños evaluados (sísmica 3D y VSP-3D). En rojo se observa el área requerida y el valor de longitud de onda λ de cada diseño.

DISEÑO GEOMETRÍA 3D – PILOTO DE COMBUSTIÓN IN SITU		DISEÑO GEOMETRÍA VSP – PILOTO DE COMBUSTIÓN IN SITU	
Área de adquisición	12.3km²	Área de adquisición	3.1km²
Número de geófonos	3240	Número de geófonos	60
Intervalo entre geófonos	20m	Intervalo entre geófonos	15.24m
Intervalo entre líneas de geófonos	200m	Localización del primer geófono	1380.931m
Densidad de geófonos	266.185 km ²	Localización del último geófono	2262.634m
Intervalo entre fuentes	20m	Distancia entre fuentes	50
Número total de fuentes	1700	Número total de fuentes	1600
Intervalo entre líneas fuente	400m	Tamaño de bin	10x10
Densidad de fuentes	139.711 km ²	λ	22.66m
Tamaño de bin	10x10	Offset Máximo de diseño	2414m (MD)
λ	68m	Frecuencia	150Hz
Offset máximo de diseño	4953m		
Frecuencia	40Hz		

El análisis de cubrimiento realizado para los dos casos, muestra un buen cubrimiento. Sin embargo, uno de los parámetros de mayor peso en la selección de la tecnología idónea, fue la resolución en la vertical y horizontal debido a las dimensiones confinadas del piloto de combustión, lo cual se debe garantizar para realizar un monitoreo sísmico detallado del proceso de combustión. En la Figura 86, se muestra un mapa de cubrimiento a la profundidad de la unidad de interés teniendo en cuenta la iluminación hasta el nivel más profundo de la unidad (Tope de la unidad K1).

Figura 86. Mapa de iluminación (Fold) al tope de la unidad de interés, considerando la iluminación hasta el nivel más profundo (Tope de la unidad K1). A la izquierda usando sísmica de superficie y a la derecha usando el VSP-3D.



5.3.2 Diseño y Modelado Sísmico Del VSP-3D. De acuerdo a los análisis descritos anteriormente, se realizó el diseño y modelado geofísico considerando la adquisición de datos sísmicos usando la técnica de sísmica de pozo en tres dimensiones VSP-3D, para realizar el monitoreo sísmico del piloto de inyección de aire. El diseño estuvo enfocado a definir los parámetros de adquisición óptimos que permitieran obtener una imagen de calidad para el futuro monitoreo sísmico del piloto de combustión in situ. El diseño sísmico para la adquisición del VSP-3D, fue acompañado con un modelado sísmico usando trazado de rayos, esto con el objetivo de detallar la geometría de adquisición y de esta manera conocer con mayor certeza la disponibilidad de área en superficie durante una etapa de adquisición de datos sísmicos.

El diseño fue realizado a partir de un análisis de sensibilidad de las siguientes variables:

- Geometría y densidad de las fuentes en superficie
- Número de geófonos

❑ Ubicación del tendido de geófonos

La sensibilidad fue analizada con respecto a la distribución de fold y offset en los diferentes niveles dentro de la unidad de interés en donde tendrá lugar el proceso de combustión. Una vez definidos los parámetros anteriormente mencionados, se realizó el modelado geofísico usando trazado de rayos para lo cual se usó el modelo estructural de la zona de estudio y las propiedades de velocidades de onda P, onda S, y densidades fueron extraídas de los registros del pozo OBS-1. El modelado usando trazado de rayos tuvo como objetivo principal optimizar el área de adquisición la cual sería corroborada posteriormente con una fase de identificación de obstáculos en campo.

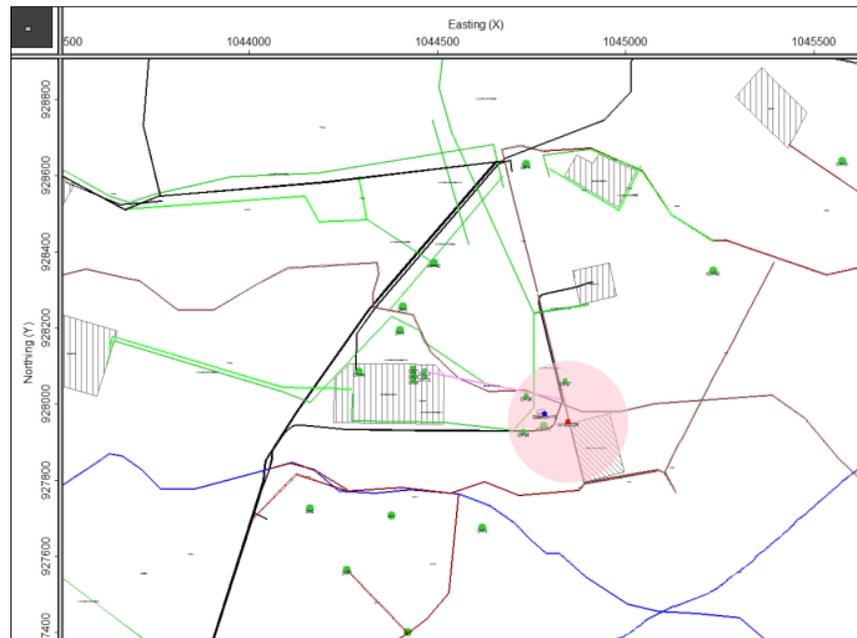
A partir de una configuración geométrica base, se evaluó la sensibilidad de los parámetros de adquisición sísmica para un VSP-3D. La sensibilidad fue evaluada a partir del análisis de cubrimiento (Fold) en el horizonte correspondiente al tope de la unidad de interés hasta la profundidad de tope de la unidad K1, considerando un radio de 160 m, con centro en las coordenadas de fondo del pozo inyector, ubicado a una profundidad de 2414 metros MD.

Las diferentes configuraciones geométricas fueron evaluadas a través de diagramas de cubrimiento y offset para los casos *Preplot* (sin obstáculos) y *PostPlot* (con obstáculos principales del área) y considerando un modelo de capas planas teniendo en cuenta que el buzamiento de la zona de interés es menor 2°.

Para el escenario *postplot* (con obstáculos principales), fue necesario incluir la información sobre las restricciones de tipo: social, ambiental, mineras etc. Para ello, se tomó la información acerca del mapa de facilidades del campo, se identificaron uno a uno los obstáculos con el propósito de obtener las coordenadas X y Y. Entre los principales obstáculos se identificaron: oleoductos, pozos

petroleros en producción, carreteras primarias, carreteras secundarias, ríos, plantas eléctricas, cables de alta tensión, etc (Ver Figura 87).

Figura 87. Principales Obstáculos del Campo de estudio en referencia al mapa de facilidades (Tomado de *reporte interno de Ecopetrol 2011*)



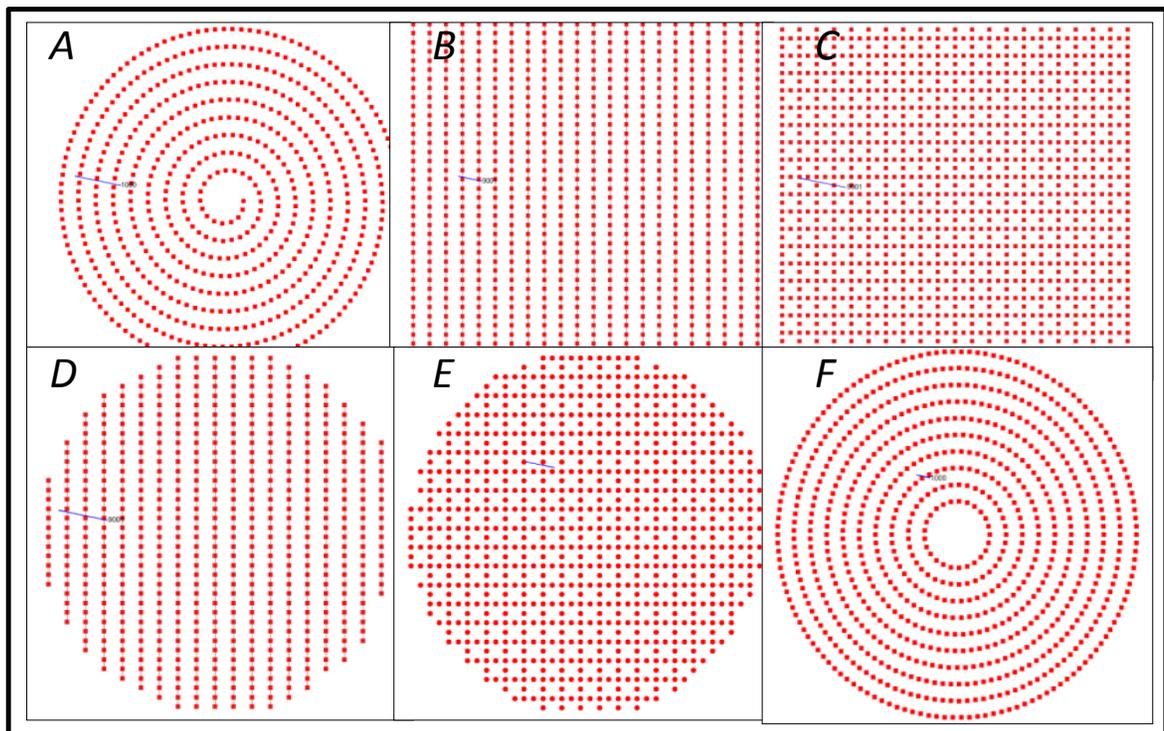
A continuación se describen en detalle los parámetros evaluados y al final en la sección **5.3.3**, se muestra la geometría óptima definida para la adquisición de datos sísmicos a partir de la técnica de VSP-3D.

5.3.2.1 Sensibilidad a la Geometría de Adquisición. A partir de los parámetros de diseño base se evaluaron seis configuraciones geométricas las cuales corresponden a: espiral, ortogonal, cuadriculada, circular-ortogonal, circular-cuadriculada y anillo (Ver Figura 88), con el fin de evaluar la geometría que permita obtener un mayor cubrimiento por área y un adecuado muestreo por rango de offset para la profundidad objetivo.

Para la construcción de las seis configuraciones geométricas se perturbo la geometría de los disparos y se mantuvo constante el número de geófonos, la distancia entre geófonos y profundidad del tendido geófonos sobre la trayectoria del pozo.

La ubicación para el último nivel de receptoras se mantuvo igual a la profundidad del horizonte de interés de 2414m (MD). El cubrimiento para las seis configuraciones geométricas fue calculado para los casos *Preplot* (Sin considerar obstáculos) y *PostPlot* (considerando los obstáculos preliminares del mapa de facilidades) en un radio de interés de 160 m a una profundidad de 2414m (MD).

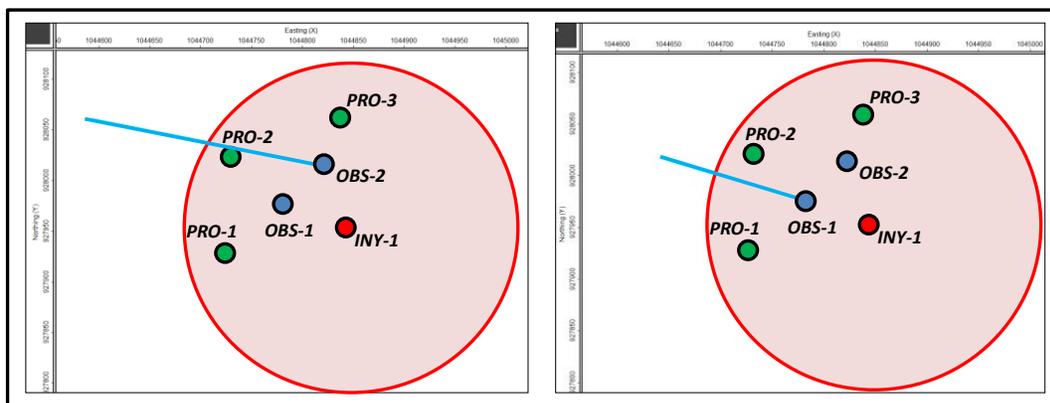
Figura 88. Geometrías de adquisición sísmica para el VSP-3D. Los puntos rojos representan las fuentes y los puntos azules representan los geófonos sobre la trayectoria del pozo OBS-2. De arriba abajo y de derecha a izquierda. A) Espiral, B) Ortogonal, C) Cuadriculada, D) Circular-Ortogonal, E) Circular-Cuadriculada F) Anillo.



5.3.2.2 Número y Profundidad del Tendido de Geófonos. El número de geófonos fue incluido al análisis de sensibilidad por dos razones principalmente; 1) El Campo de estudio actualmente se encuentra en desarrollo, lo cual restringe la ubicación de puntos de fuentes en superficie, razón por la cual es importante considerar la posibilidad de compensar el cubrimiento a partir del incremento del número geófonos sobre la trayectoria del pozo. 2) La trayectoria del pozo en el cuál se ubican los geófonos presenta una desviación de hasta 17° (trayectoria de los pozos tipo S), lo cual restringe la distribución de offset y cubrimiento en los alrededores de los pozos observadores. Por tanto, se consideró necesario calcular el máximo y mínimo cubrimiento obtenido a partir de 40, 60 y 80 geófonos sobre la trayectoria de uno de los pozos observadores.

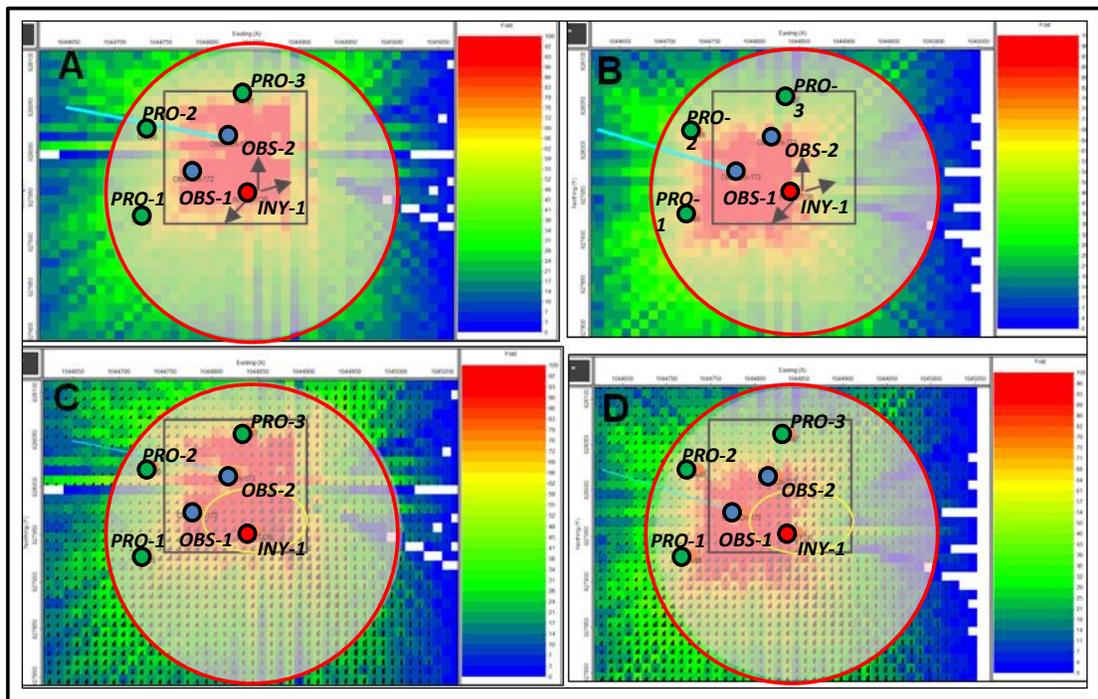
Preliminar al análisis de sensibilidad propuesto para esta etapa, se consideró necesario seleccionar la correcta ubicación del tendido de geófonos (Ver Figura 89). Para ello, se tomaron dos opciones de acuerdo a la disponibilidad de los pozos monitores dentro del área del piloto (Pozos OBS-1 y OBS-2). Con el fin de evaluar la mejor opción, se calcularon los diagramas de cubrimiento y offset para la profundidad correspondiente al tope de la unidad objetivo teniendo en cuenta la ubicación del tendido de geófonos en cada pozo observador.

Figura 89. Ubicación del tendido de geófonos. A la izquierda considerando el pozo OBS-2 y a la derecha el pozo OBS-1. La circunferencia roja delimita el área de interés a iluminar (160 m).



De acuerdo a los resultados obtenidos, se identificó que la mejor opción es usar el pozo OBS-2 para la ubicación del tendido según lo observado en el mapa de cubrimiento y distribución de offset lo cual muestra un cubrimiento completo de fold hacia la zona aledaña al pozo INY-1. Con respecto a la distribución de offset, ubicar el tendido de geófonos en el pozo OBS-2 permite muestrear un rango más amplio de offset en la vecindad del pozo inyector (Ver Figura 90)

Figura 90. Diagramas de cubrimiento y offset obtenidos para las opciones de ubicar el tendido de niveles en los pozos OBS-1 y OBS-2. A) Mapa de cubrimiento usando el pozo OBS-2. B) Mapa de cubrimiento obtenido para el pozo OBS-1 .C) Diagrama de Offset usando el pozo OBS-2. D) Diagrama de Offset usando el pozo OBS-1



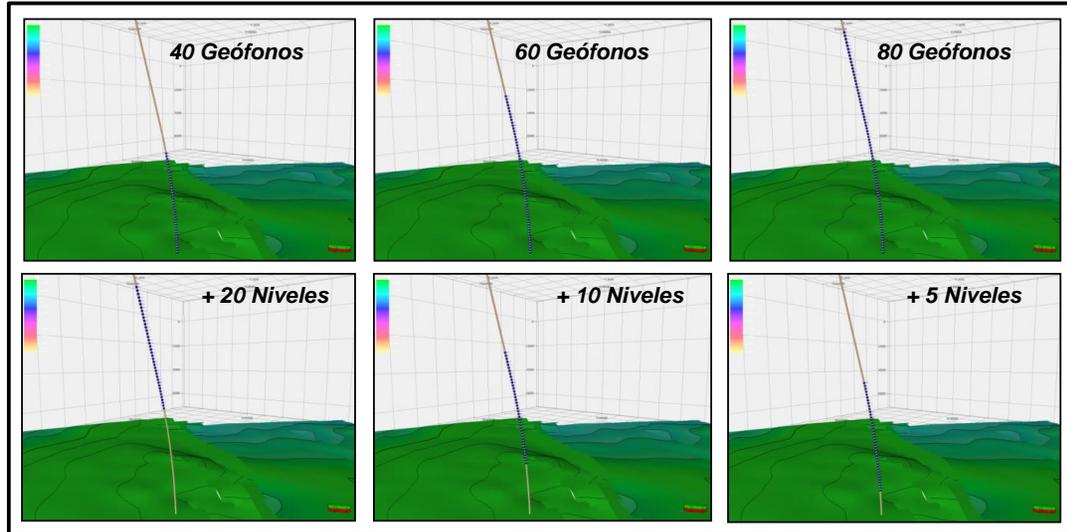
Definido el pozo óptimo para la ubicación de los geófonos en fondo de pozo, se evaluaron tres escenarios variando el número de geófonos usando 40, 60 y 80 geófonos. Esta variación se llevó a cabo para las seis configuraciones geométricas

descritas anteriormente y la posición del último geófono coincidió en los tres experimentos con la profundidad del horizonte de interés a 2414 m MD (Ver Figura 91 sección superior).

Posteriormente se varió la profundidad del tendido de geófonos. Este parámetro fue incluido en el análisis de sensibilidad con el fin de garantizar la repetibilidad entre el survey base y monitor. Esto fue tenido en cuenta debido a que el proceso de combustión in situ en el yacimiento, puede llegar a producir un daño en el cemento que se encuentra por encima de la formación objetivo, lo que puede llegar a ocasionar una pérdida de adherencia entre la formación y los geófonos que se dispongan en fondo de pozo. Por tal motivo fue necesario evaluar la posibilidad de desplazar el tendido de niveles de receptoras por encima de la profundidad objetivo con el fin de garantizar la repetibilidad en la adquisición sísmica del VSP-3D en los escenarios pre y pos-combustión (Ver Figura 91 sección inferior). Para tal fin, se plantearon tres escenarios desplazando el tendido de geófonos por encima de la unidad de interés de la siguiente manera:

- A 60.96 m (correspondiente a la longitud de un tendido de 5 geófonos)
- A 137.16m (correspondiente a la longitud de un tendido de 10 niveles)
- A 289.56m (correspondiente a la longitud de un tendido de 20 niveles)

Figura 91. Escenarios evaluados variando la cantidad de geófonos y la profundidad del tendido de geófonos sobre la trayectoria del pozo OBS-2 desde el tope de la unidad de interés.



Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad de las variables descritas anteriormente, determinan que emplear una configuración geométrica de tipo cuadriculada 3D-VSP permite obtener mayor área iluminación dentro del área de interés con respecto a las demás configuraciones geométricas 3D-VSP.

El valor ideal de sensores en fondo de pozo es el escenario de 80. Sin embargo desde el punto de vista económico, esto puede llegar a incrementar fuertemente los costos de adquisición, razón por la cual el escenario de 60 geófonos es viable técnica y económicamente.

Una de las variables más sensibles es alejar el tendido de geófonos del tope de la unidad objetivo considerando el posible daño que causará el proceso de combustión in situ sobre el cemento y la tubería de los pozos. El análisis de esta variable sugiere no alejar el tendido de geófonos más de 60.92 m ya que se presenta una fuerte pérdida de cubrimiento (fold). Los casos analizados en los que

se alejó el tendido de geófonos 289 o 137 metros, no resultan viables técnicamente para obtener una imagen con la calidad requerida para el monitoreo sísmico.

Una vez definidos los parámetros de adquisición, se procedió a definir la geometría final de adquisición a partir del modelado sísmico usando la técnica de trazado de rayos. A continuación se muestra el proceso seguido para determinar el polígono óptimo de adquisición de los datos sísmicos del VSP-3D.

5.3.3 Modelado Geofísico. El modelo geofísico fue generado a partir de la información del modelo estructural y las de velocidades de onda P, onda S y densidades registradas en el pozo OBS-1. Así mismo, se usaron los parámetros del diseño realizado para el VSP-3D, considerando esta vez una configuración geométrica densa con el objeto de cuantificar el área óptima en superficie para la localización de las fuentes. Para la construcción del modelo geofísico fueron considerados los horizontes desde el tope de la unidad de interés hasta la base de la Formación San Fernando (K1). Los parámetros de velocidades y densidades con los cuales fue construido el modelo geofísico se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Velocidades de onda P, onda S, densidades y relación Vp/Vs para las unidades incluidas para el modelado geofísico. Parámetros extraídos de registros del pozo OBS-1

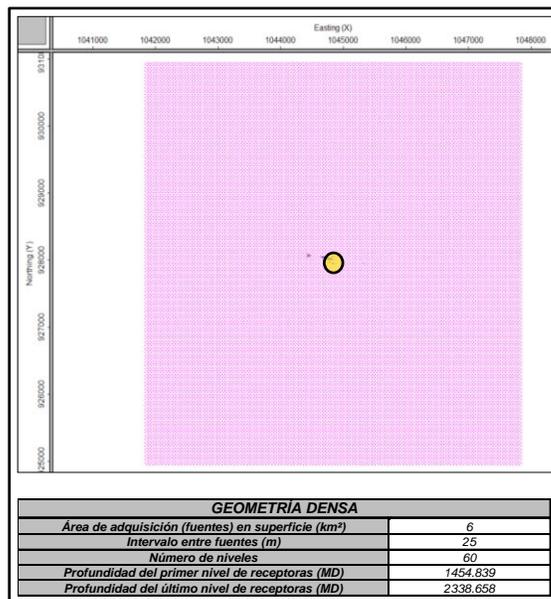
<i>Unidades Operacionales</i>	<i>Velocidades intervalo de Onda P (m/s)</i>	<i>Velocidades intervalo de Onda S (m/s)</i>	<i>Relación Vp/Vs</i>	<i>Densidades Kg/m3</i>
<i>T2 Overburden</i>	3000	1800	1.666666667	1900
<i>Unidad 4- (Zona de Interés)</i>	3950	2400	1.645833333	2244
<i>Unidad 3</i>	4298	2700	1.591851852	2295
<i>Unidad 2</i>	4300	2600	1.653846154	2300
<i>Unidad 1</i>	4200	2550	1.647058824	2300

5.3.3.1 Definición de Geometría Óptima (Trazado de Rayos). Una vez configurado el modelo geofísico el cual fue trabajado en la plataforma software de

NORSAR, se generó una geometría con alta densidad de fuentes; esto con el objetivo de optimizar el polígono de adquisición. La grilla densa de fuentes fue realizada empleando una configuración geométrica cuadriculada.

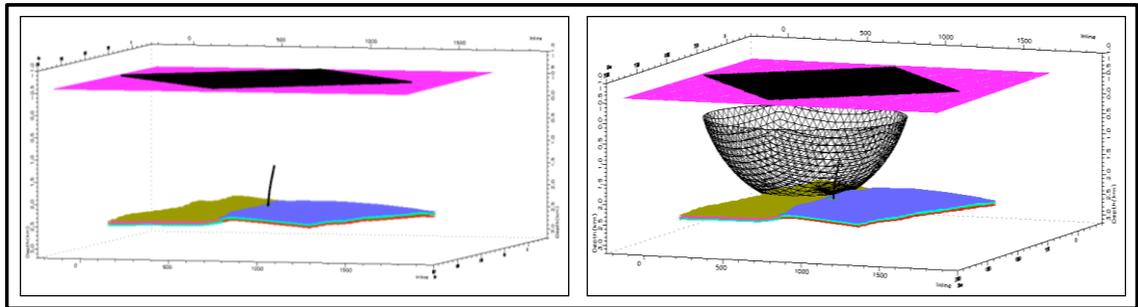
La definición de los parámetros para esta configuración, fue la definida según los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad (Ver Figura 92).

Figura 92. Vista en planta de la geometría densa con sus respectivos parámetros. Los puntos de color fucsia corresponden a la posición de las fuentes y los puntos de color azul representan el tendido de geófonos sobre la trayectoria del pozo OBS-2.



A partir de una configuración geométrica densa definida se realizó la simulación de la adquisición sísmica a través del método de trazado de rayo, con el fin de obtener el área óptima de fuentes en superficie (polígono de la adquisición). Adicionalmente, se determinó la densidad de disparos necesaria para mantener el cubrimiento en la unidad objetivo. La evaluación de la densidad de disparos fue realizada mediante la variación del intervalo entre disparos de 50, 60 y 70 metros. En la Figura 93, se observa una imagen de la simulación de la propagación del frente de onda usando el método de trazado de rayos.

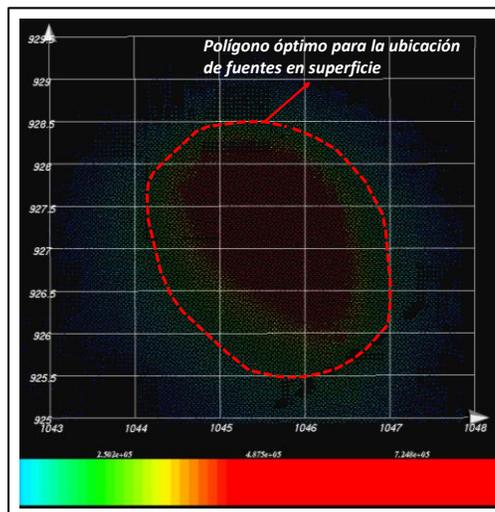
Figura 93. Simulación realizada en NORSAR, usando trazado de rayo de la propagación del frente de onda a través del modelo de capas definido para el área de estudio.



Una vez obtenido el mapa de iluminación en el dominio del disparo, se continuó con el cómputo del área óptima, la cual se definió como el área de mayor coherencia para la localización de fuentes. (Ver Figura 94).

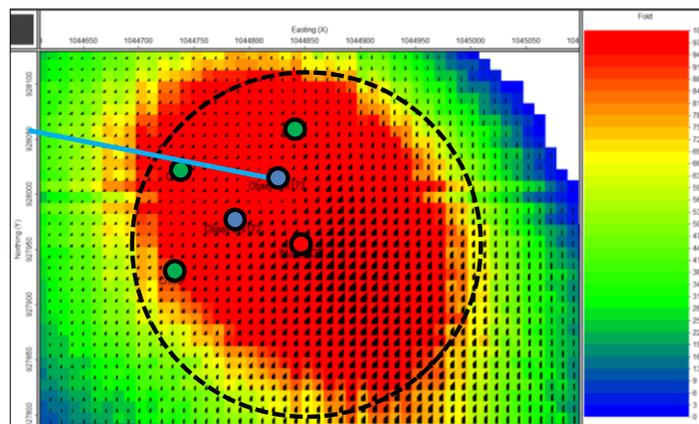
Finalmente, fue cargado el polígono definido a partir del modelado sísmico anteriormente descrito y se terminaron por excluir todos los disparos que se localizaran por fuera de él, con el objeto de evaluar el cubrimiento en esta nueva área de adquisición. (Ver Figura 96)

Figura 94. Mapa de iluminación en el dominio del disparo. Los colores cálidos representan el área con mayor coherencia para la ubicación de los disparos.



En la Figura 95, se observa el cubrimiento y distribución de offset obtenido usando el polígono generado a partir del modelado geofísico realizado con la técnica de trazado de rayo. Es importante resaltar que a partir de esta área irregular (forma ovalada) fue posible obtener cubrimiento de 100 fold en toda el área de interés y recuperar la distribución de offset hacia el sector sur, que correspondía al área problema, debido a la geometría desviada del pozo.

Figura 95. Mapa de cubrimiento al tope de la unidad de interés empleando el área óptima en polígono determinado a partir del modelado geofísico usando una geometría de fuentes densa.



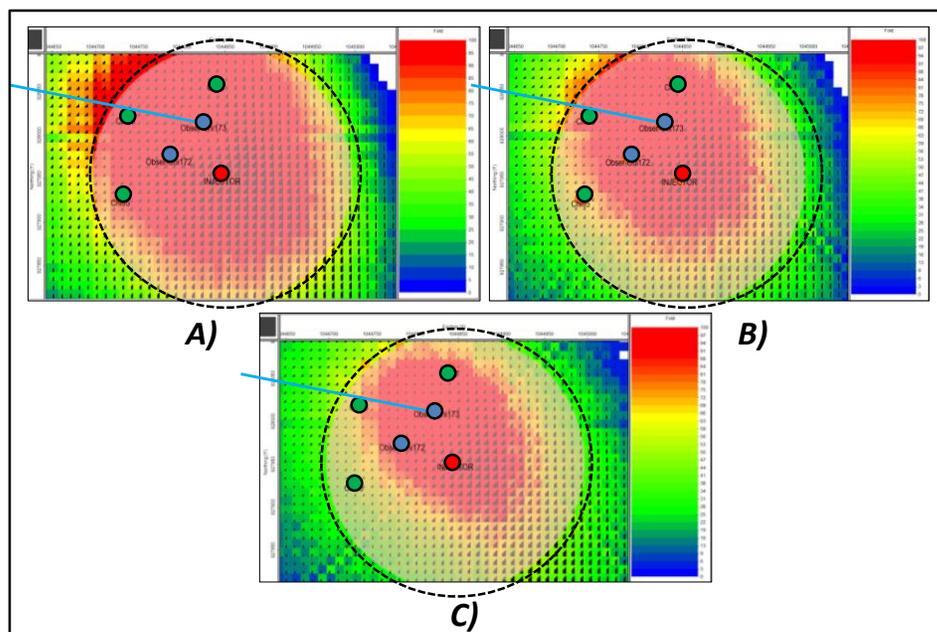
Optimizada el área de adquisición, se analizó la densidad de disparos a partir del incremento del intervalo entre puntos de disparo. La Figura 97, representan el cubrimiento y distribución de offset obtenidos cuando se modificó la densidad de fuentes en superficie. La densidad fue variada a partir del cambio en el espaciamiento entre disparos y evaluando el porcentaje de cubrimiento en la zona del piloto. Para el caso más óptimo se trabajó con un espaciamiento promedio entre fuentes de 50 metros, llegando a un total de 2303 disparos y obteniendo un cubrimiento homogéneo con un fold de 100 en un 97% del área evaluada. Para el segundo caso, se empleó un espaciamiento entre fuentes de 60 metros, con un total de 1599 fuentes en superficie, logrando un porcentaje de cubrimiento

homogéneo con fold de 100 en un 82% del área de interés. Finalmente se empleó un intervalo de 70 metros, con un total de 1177 fuentes, con el cual se observó un fuerte decrecimiento en el fold en la zona de interés.

De manera general el escenario de 60 metros de espaciamiento representa una posible alternativa técnica, donde se observa un cubrimiento (fold) homogéneo y la distribución de offset presenta en general un muestreo regular, exceptuando en los alrededores del pozo inyector en los cuales existen restricciones de offset cortos.

A continuación en la Figura 96, se muestran los mapas de cubrimiento y distribución de offset al tope de la unidad de interés con las diferentes densidades de fuentes en superficie.

Figura 96. Mapas de cubrimiento-offset al tope de la unidad objetivo, obtenidos para cada escenario donde se varió la densidad de disparos. A) Intervalos entre disparos de 50 metros, total de disparos 2303; B) Intervalo entre disparos 60 metros, total de disparos 1599. C) Intervalo entre disparos de 70 metros, total de disparos 1117.



De acuerdo a la simulación por trazado de rayo en el modelo estructural, se recomienda emplear un área de adquisición irregular de 3.1 km² en forma de óvalo con el principal objetivo de ganar cubrimiento en el sector sur del pozo inyector y mantener iluminación en el radio de interés de 160 m.

El análisis de densidad de fuentes permitió identificar que para iluminar el radio de interés de 160 metros, con un fold de 100, no es necesario emplear un espaciamiento entre disparos de 50 m para un total de 2303 disparos. Por el contrario, es posible lograr un área de iluminación óptima alcanzando un fold de 100 en casi la totalidad del área de interés empleando un espaciamiento entre disparos de 60 m (total 1599 disparos) permitiendo obtener adecuado muestreo de offset y cubrimiento para el área objetivo.

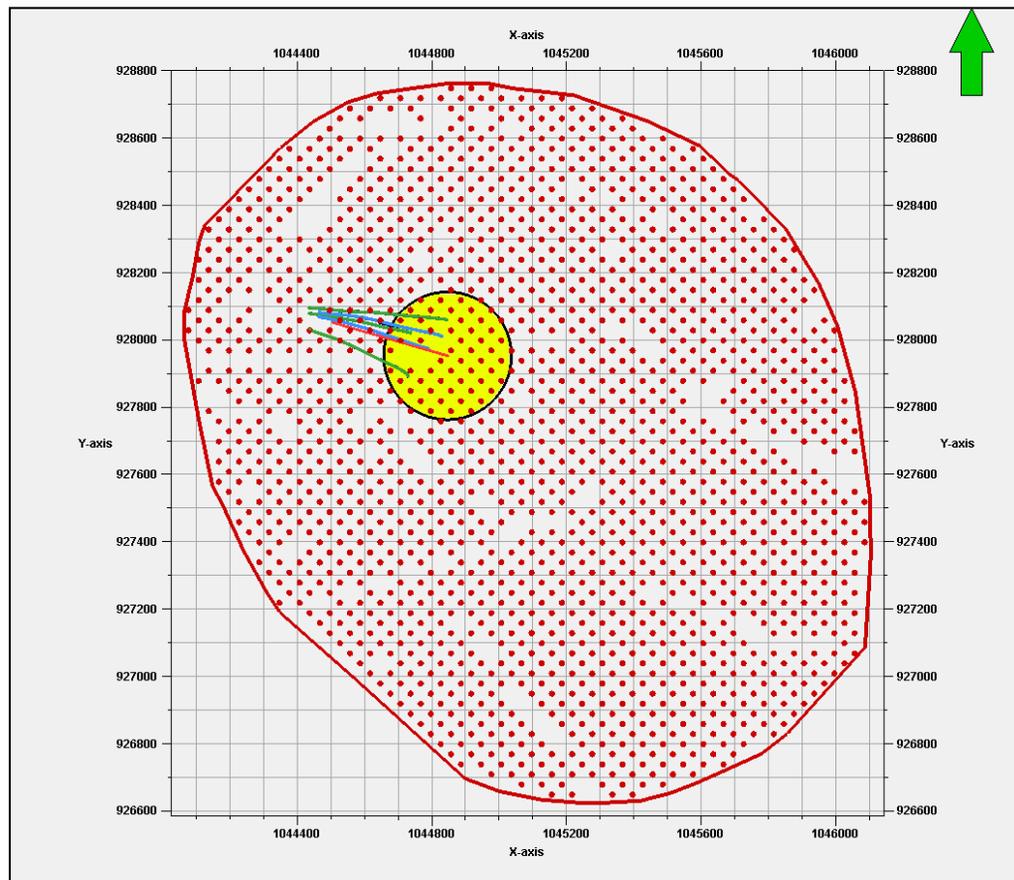
5.3.4 Identificación de Obstáculos en Campo. Considerando como punto de partida el diseño y modelado geofísico que se realizó usando las plataformas de modelamiento NORSAR-3D y OMNI, fue necesario realizar la verificación de la disponibilidad del área en superficie y definir la viabilidad de la adquisición usando fuentes ya sean de tipo explosivas o con camión Vibro.

El trabajo de campo consistió en identificar los principales obstáculos que se presentan en el área de influencia del polígono que delimita la ubicación de fuentes en superficie, el cual fue resultado del diseño y modelado geofísico del VSP-3D.

A partir del diseño y modelado geofísico del VSP-3D, se definieron un total de 1599 fuentes en superficie, las cuales se encuentran espaciadas en promedio cada 60 metros. El área que cubre la disposición de las fuentes en superficie es de aproximadamente 336,6 Hectáreas (3.1 Km²).

Como se puede observar en la Figura 97, el área para la disposición de fuentes es asimétrica con respecto a la posición de los pozos del piloto y se extiende hacia el costado sureste del área debido a la desviación que presenta el pozo observador OBS-2 donde se colocaría el arreglo de receptores. El fundamento técnico de tener que extender esta área hacia el sureste radica en la necesidad de recuperar offset y fold para finalmente obtener una imagen sísmica 3D aceptable para el monitoreo sísmico del proceso de recobro.

Figura 97. Mapa de la geometría de fuentes en superficie del diseño del VSP-3D para el monitoreo del piloto de combustión in Situ en el área de estudio. En verde los pozos productores, azul pozos observadores y rojo pozo inyector. El área en amarillo representa el área a iluminar del piloto con un radio de 160 metros haciendo centro desde las coordenadas de fondo del pozo inyector.



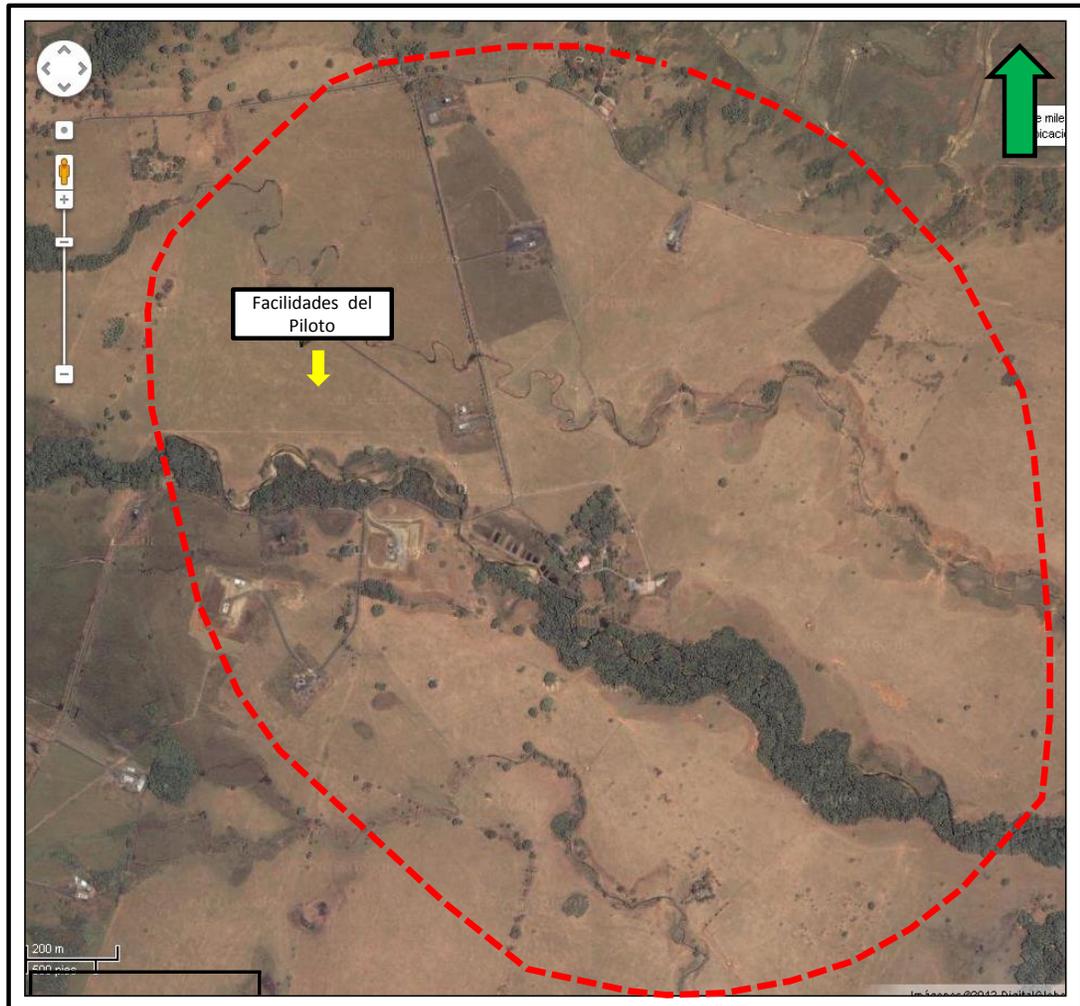
En el reconocimiento de campo se identificaron obstáculos asociados a fincas, potreros, quebradas, zonas boscosas, áreas de cultivos no perennes, facilidades de los pozos, subestaciones eléctricas, vías primarias y algunas zonas pantanosas. Una vez identificados los obstáculos, se procedió a delimitar cada uno de ellos con el fin de obtener un mapa de los obstáculos principales del área y para verificar el diseño en el cual se contemplaron solo los obstáculos principales tomados de un mapa de facilidades de superficie. La delimitación de los obstáculos se realizó usando GPS con una precisión promedio de 3 metros y la recopilación de los datos fueron trabajados en coordenadas planas Origen Bogotá.

En el trabajo de campo se logró identificar tres tipos de obstáculos principales los cuales dificultarían las labores de adquisición sísmica en la zona; (1) El primero y el más importante a considerar son las quebradas con vegetación espesa y fauna nativa, (2) los cultivos no perennes de permanente uso, y 3) los potreros para alimentación de ganado. Entre estos tres tipos de obstáculos identificados, los más críticos son los caños con densa vegetación debido a que atraviesan en dirección NW-SE toda la zona de influencia del VSP-3D.

Las zonas asociadas a quebradas terminan por ocupar una gran área lo cual dificultaría una fase de adquisición sísmica ya sea usando fuentes de tipo explosivo o camión vibro, esto teniendo en cuenta la dificultad para acceder a estas zonas. Por otra parte, en el caso de considerar la adquisición con camión vibro, en las zonas asociadas a cultivos se puede llegar a ocasionar daños sobre los mismos. Es importante tener en cuenta que la mayor parte de la zona de influencia de la adquisición hace parte de fincas dispuestas para cultivo y ganadería en donde sería necesario realizar la respectiva solicitud de permisos.

En la Figura 98, se muestra una imagen satelital de la zona de estudio delimitada por el polígono generado en la fase de diseño y modelado geofísico.

Figura 98. Imagen satelital correspondiente a la topografía de superficie de la zona del piloto de combustión in situ. La línea punteada de color rojo representa el polígono generado en la fase de diseño y modelado sísmico del VSP-3D.

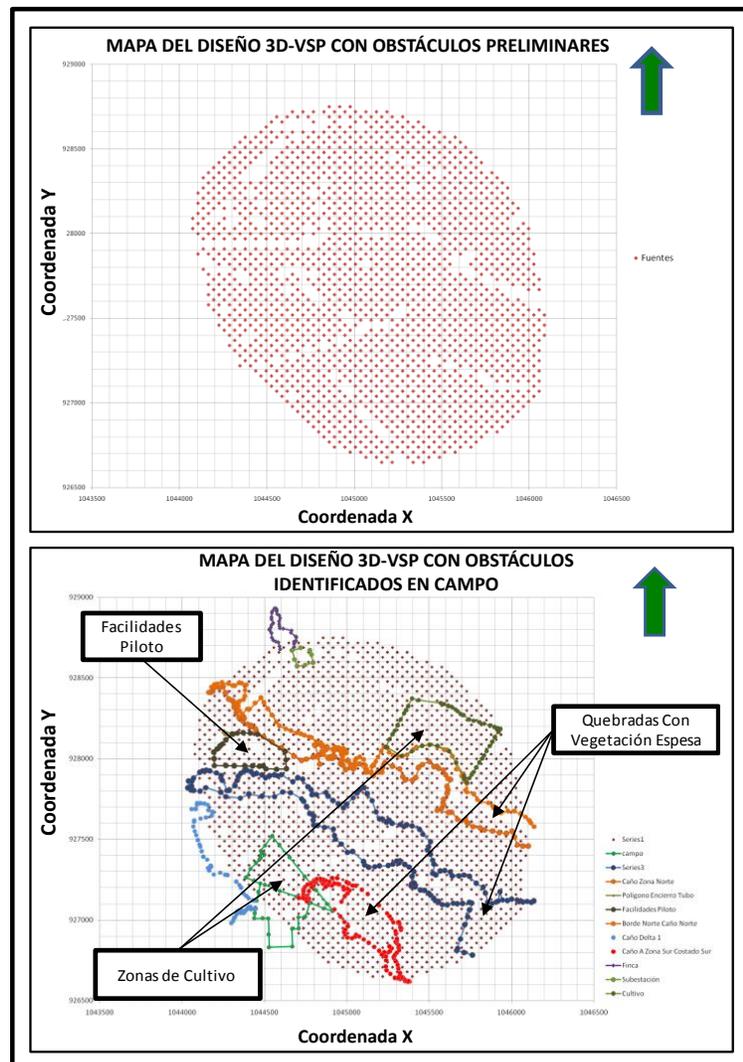


Como se mencionó en la sección anterior, en la etapa de diseño y modelado geofísico fueron tenidos en cuenta los obstáculos principales tomados del mapa de facilidades de campo y con el cual no se observa una disminución marcada en la calidad de la imagen según lo evaluado con los mapas de cubrimiento y distribución de offset. Sin embargo, los obstáculos identificados en esta etapa de campo muestran que el área disponible para la ubicación de fuentes en superficie

resulta limitada si se consideran especialmente las quebradas que atraviesan la zona de influencia del polígono de adquisición.

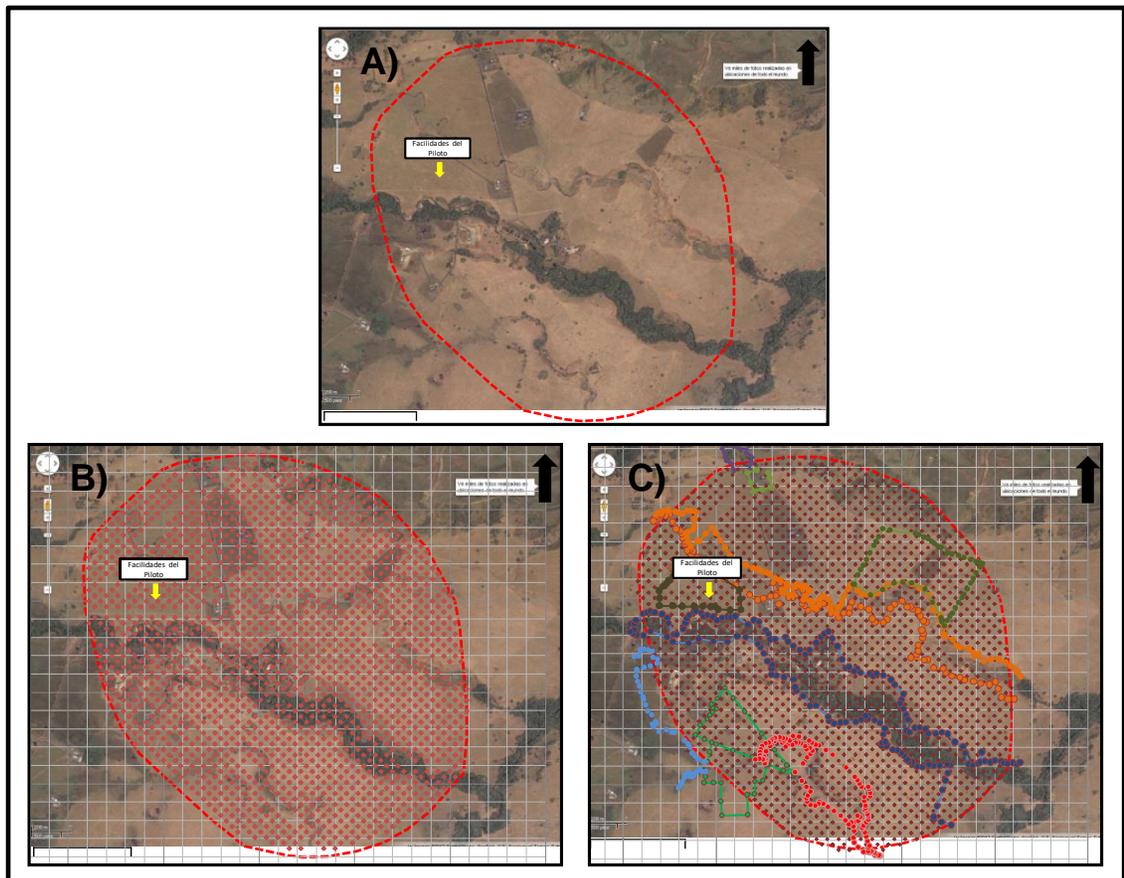
En la Figura 99, se puede observar la comparación entre el mapa de localización de fuentes generado en la primera etapa de diseño y modelado geofísico y el mapa generado en una segunda etapa considerando los obstáculos identificados en Campo.

Figura 99. Comparación entre el mapa de localización de fuentes en superficie generado en la primera etapa de diseño y modelado geofísico (arriba) versus el mapa de localización de fuentes considerando los obstáculos identificados en Campo (Abajo).



Los polígonos de los obstáculos fueron cruzados con la imagen satelital de la zona encontrando coherencia entre el mapeo de los obstáculos identificados en campo y los mostrados en la imagen. (Ver Figura 100)

Figura 100. A) Imagen satelital del área de influencia de la adquisición del 3D-VSP. B) Imagen satelital del área de influencia de la adquisición del 3D-VSP cruzado con el mapa de fuentes generado en la etapa preliminar de diseño. C) Imagen satelital del área de influencia de la adquisición del 3D-VSP cruzado con el mapa de fuentes y los obstáculos reconocidos en campo.

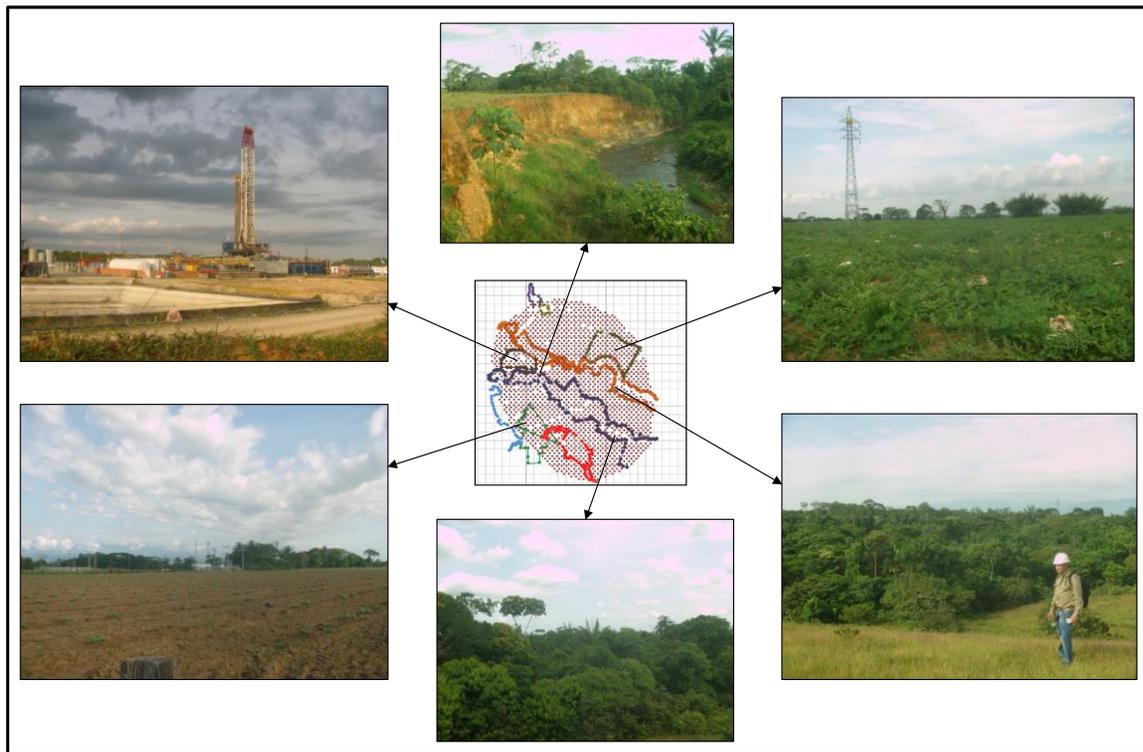


En la imagen C de la Figura 100, se puede observar de manera cualitativa la disminución de área disponible en superficie para la adquisición de datos sísmicos usando la técnica de VSP-3D.

En la Figura 101, se muestran algunas fotografías representativas de los principales obstáculos identificados en la fase de campo, en la zona de influencia de la geometría obtenida del diseño sísmico para el VSP-3D.

De acuerdo a lo observado en la fase de campo, y una usando las coordenadas de cada uno de los obstáculos identificados en campo, finalmente se procedió a evaluar la distribución de fold y offset contemplando los polígonos de los obstáculos.

Figura 101. Fotografías de los principales obstáculos identificados en la fase de campo.



5.3.5 Validación del Diseño Sísmico Usando Obstáculos de Campo. De acuerdo a lo observado en la fase de identificación de obstáculos en campo, se procedió a evaluar el cambio en el cubrimiento y la distribución de offset sobre el polígono optimizado a partir de del modelado sísmico usando trazado de rayos,

pero esta vez, considerando los obstáculos reales identificados en la etapa de reconocimiento de campo.

En la Figura 102, previo a la evaluación del cubrimiento y distribución de offset, se puede observar la disminución de fuentes a usar debido al área ocupada por los obstáculos. Al contemplar los obstáculos para el diseño sísmico, resulta necesario excluir un total de 710 fuentes aproximadamente de un total de 1599.

Al considerar los obstáculos identificados en campo, el cubrimiento y la distribución de offset se afecta fuertemente, comprometiendo la calidad de la imagen sísmica a adquirir con la técnica de VSP-3D. En la Figura 103, se observa el cambio drástico en los mapas de cubrimiento y distribución de offset antes y después de considerar los obstáculos.

Figura 102. Comparación entre la geometría de adquisición optimizada en la fase de diseño preliminar (sin considerar los obstáculos identificados en campo) y lo la geometría de adquisición optimizada considerando los obstáculos de campo.

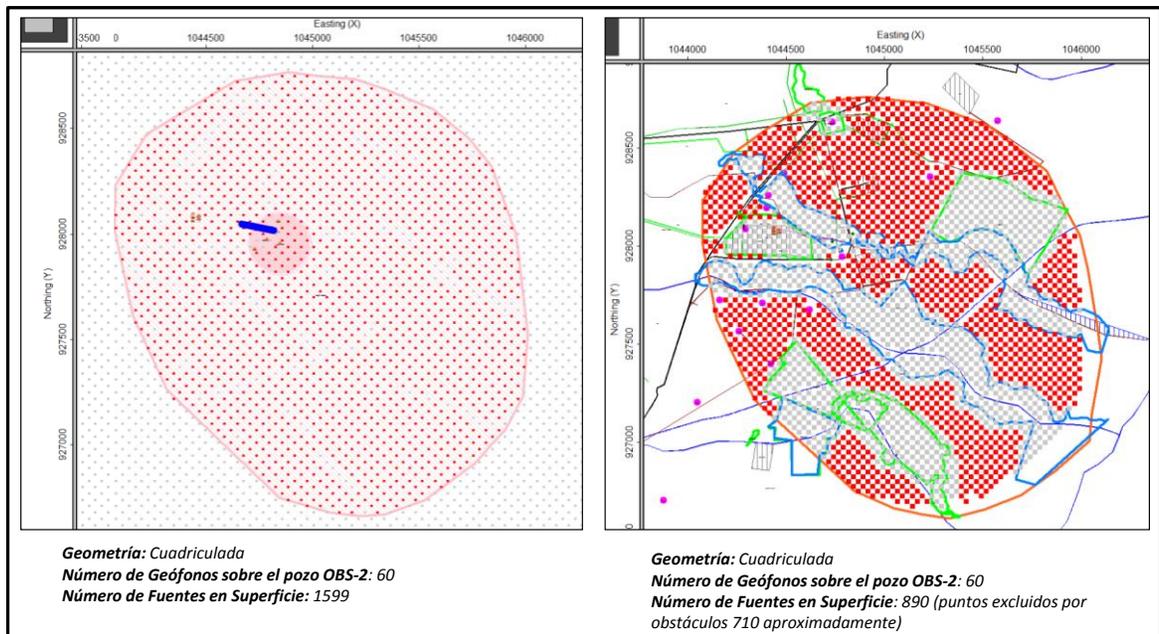
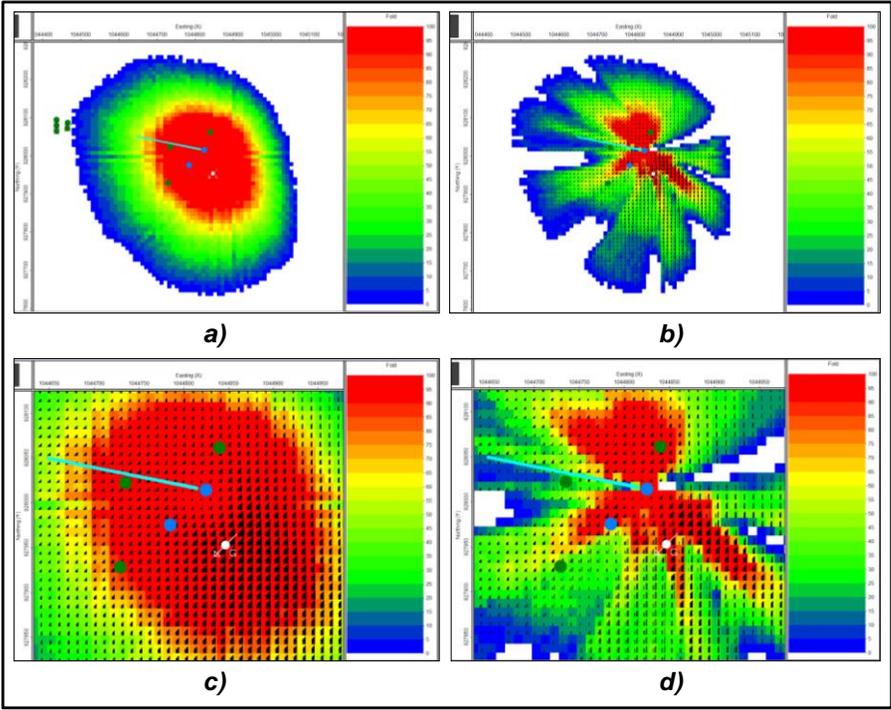


Figura 103. Comparación entre los mapas de cubrimiento y distribución de offset sin considerar obstáculos (a) y considerando obstáculos (b). Las imágenes c) y d) son un zoom en la zona de los pozos del piloto, sin obstáculos y considerando obstáculos identificados en campo respectivamente.



6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como resultado de los análisis realizados en este estudio, se estima que los cambios esperados de impedancia acústica de onda P, que tendrán lugar en el yacimiento, producto de la aplicación del proceso de combustión in situ, serán del orden del 10%, en la zona detrás del frente de combustión cuando la saturación de gas, asociado al aire inyectado (N_2 y O_2) alcance su máximo valor (100%). Sin embargo, este valor de 10% de cambio en la impedancia acústica de onda P, se ve disminuido desde el frente de combustión hasta las zonas que no se encuentran afectadas por las temperaturas del proceso de combustión (Delante del frente de combustión) pero que se han afectado con una saturación mínima de gas (entre el 10% - 15% de saturación de gas)

Por otra parte, la técnica de adquisición de perfiles sísmicos verticales en tres dimensiones VSP-3D representa la tecnología que más se adapta a las necesidades de resolución horizontal y vertical requerida para el monitoreo del piloto, considerando a su vez las condiciones operacionales y disponibilidad de área en superficie del campo en producción. Sin embargo los obstáculos presentes en superficie dificultarían una fase de adquisición de datos sísmicos y por tal motivo restringen la calidad de la imagen sísmica a obtener.

6.1 DEFINICIÓN DE LA FACTIBILIDAD PARA EL MONITOREO SÍSMICO.

6.1.1 Análisis de las Variables Petrofísicas. Las características petrofísicas descritas en los análisis realizados sobre los datos obtenidos en el pozo (OBS-1), muestran que las rocas correspondientes a la unidad estratigráfica de interés de la zona de piloto de combustión in situ, presentan propiedades óptimas según las

consideraciones a tener en cuenta en la aplicación de modelos de física de rocas para el análisis de sustitución de fluidos, las cuales corresponden principalmente a:

- Asumir una matriz monomineralítica
- Conectividad total del espacio poroso
- No interacción entre las fases minerales y los fluidos

Entre las características petrofísicas más importantes que posibilita la aplicación de modelos de física de rocas donde tendrá lugar el proceso de combustión, se encuentra los bajos contenidos de arcilla reportados en los tipos de roca que conforman la unidad de interés. Los análisis SEM y DRX evidencian que todas las muestras adquiridas en la unidad de interés reportan valores de contenido de arcillas menores al 7%.

Las diferencias en el cálculo del módulo de compresibilidad de una mezcla mineral puede llegar a ser mínima por dos razones principalmente: por el predominio de una de las fases minerales, o por la similitud en los módulos de compresibilidad de los minerales que componen la roca. En este caso, la causa de las bajas diferencias encontradas en los límites elásticos (Superior e inferior) de módulos de compresibilidad de la mezcla mineral de la roca, es el predominio mineral del cuarzo. Esto pudo ser corroborado con la estimación de los límites elásticos (usando Hashin-Skritman, 1963) lo cual evidenció diferencias menores al 2% entre los dos límites calculados de la mezcla mineral (K_{min}) y μ_{min} en los tipos de roca 1, 2 y 3.

Una de las variables de mayor dependencia en las velocidades sísmicas en las rocas es la porosidad. Según el amarre realizado entre los datos de laboratorio y los registros de pozo donde se alcanzaron coeficientes de correlación superiores al 0.8, se define que este parámetro no representa una incertidumbre importante para los modelos de sustitución de fluidos usados en este estudio.

El modelo de saturación de fluidos en las condiciones actuales del yacimiento (etapa pre-combustión) reporta fracciones altas de hidrocarburos en el espacio poroso, los cuales para los tipos de roca 1 y 2 se encuentra entre el 50% y el 80% de saturación de aceite, y la única fracción de gas a condiciones actuales, según análisis PVT, corresponden al gas en solución (Rs). El tener una mezcla de fluidos sin una fracción de gas inicial, hace que la detección de los cambios en las propiedades sísmicas tenga mayor probabilidad, especialmente bajo el escenario donde la saturación de gas es del 100% y la temperatura es máxima.

6.1.2 Influencia de La Saturación de Gas y la Temperatura. Los porcentajes de cambio observados en las propiedades sísmicas de la roca saturada, tales como densidad, velocidad e impedancia acústica, presentan un comportamiento totalmente dependiente de las principales variables controladas por el proceso de combustión, como la temperatura y la saturación de gas.

En las Figuras 74, 77, 78 y 79, se observó el comportamiento que presenta la velocidad y la densidad de la roca con respecto al incremento en la saturación de gas del yacimiento. Allí es posible ver que la densidad presenta decrecimiento lineal con respecto al incremento de la saturación de gas. Sin embargo la velocidad no sigue dicha linealidad llegando a cambiar su tendencia después que la saturación de gas alcanza en promedio el 10%. El comportamiento en la primera fracción de saturación de gas es controlado por la compresibilidad de la mezcla de fluidos. Este comportamiento se debe a que módulo de compresibilidad de los fluidos decae abruptamente en las primeras saturaciones de gas (0-10%), lo cual hace que el módulo de compresibilidad de la roca saturada tenga una variación similar (Ver Figura 104c). Esto sucede debido a que las bajas compresibilidades asociadas al gas, cambian drásticamente la compresibilidad de la mezcla de los fluidos. Este comportamiento fue validado a partir de un análisis de sensibilidad realizado para las variables que involucra la ecuación de Reuss

(1929), donde se evidencia la alta sensibilidad de la saturación de gas (S_g) y el módulo de compresibilidad del gas (K_g) en el cálculo del módulo de compresibilidad de una mezcla de fluidos (K_{fl}) (Ver Figura 105)

Figura 104. a) Comportamiento del módulo de compresibilidad, b) densidad de la roca saturada y c) módulo de compresibilidad de los fluidos con respecto a la saturación de gas.

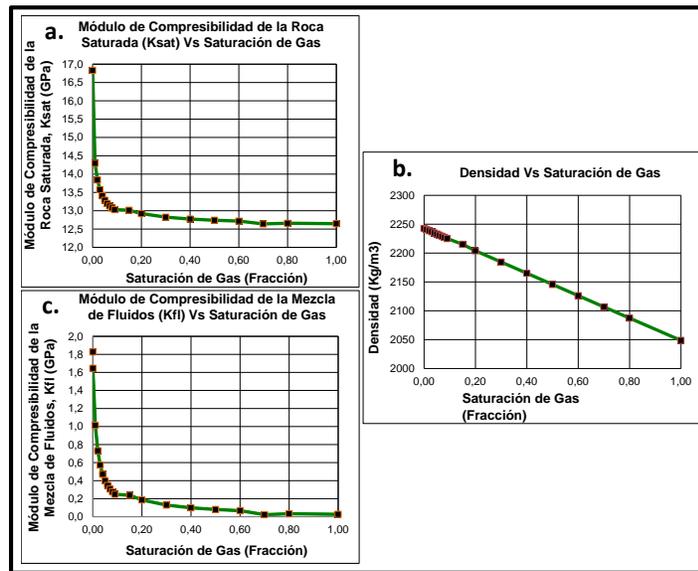
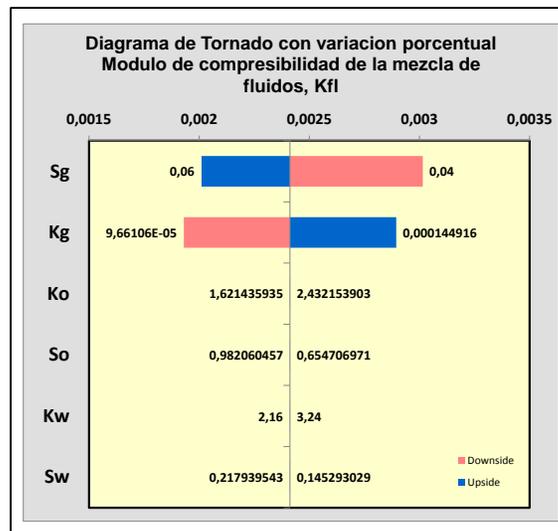


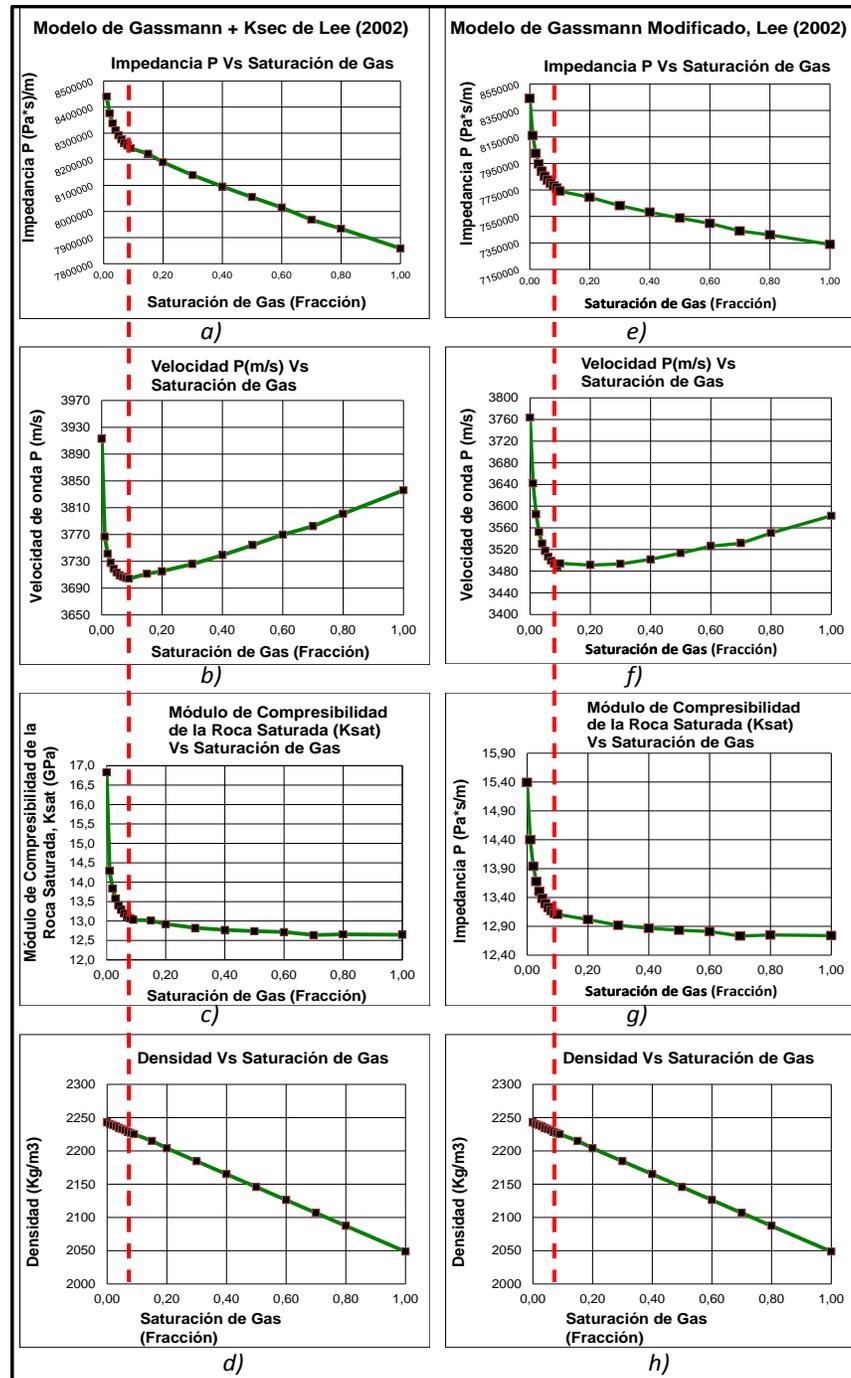
Figura 105. Diagrama de tornado realizado para la ecuación del módulo de compresibilidad de los fluidos, considerando una fracción de gas de 13 % (Etapa 2)



En la Figura 106, se muestra el comportamiento de la impedancia P, velocidad de onda P, módulo de compresibilidad de la roca saturada y densidad total, en función de la saturación de gas, tanto para el modelo de Gassmann (1951) como para el modelo de Gassmann Modificado (Lee, 2002). En estas gráficas se aprecia que el máximo decaimiento de la velocidad de onda P es correspondiente con el máximo decaimiento del módulo de compresibilidad de la roca saturada. (Ver Figura 106c y 106g).

Una vez la saturación de gas supera el 10%, la densidad total de la roca empieza a tomar el control de la variación de la velocidad haciendo que tienda a aumentar (ver Figura 106b, y 106f).

Figura 106. Comportamiento de las propiedades sísmicas de la roca con respecto a la saturación de gas. a), b), c) y d) son las propiedades sísmicas estimadas con el modelo de Gassmann (1951). e), f), g) y h) son las propiedades sísmicas estimadas con el modelo de Gassmann Modificado (Lee, 2002). La línea roja indica el punto de máximo cambio de la velocidad debido al decaimiento del módulo de compresibilidad de la roca saturada.



6.1.3 Cambios de Impedancia Durante el Proceso de Combustión. El mayor cambio de impedancia esperado entre las diferentes zonas del proceso térmico, ocurre detrás del frente de combustión donde la saturación de gas (Aire: N_2 y O_2) llega a ser del 100% y la temperatura mantiene un rango elevado de aproximadamente 400°F. En esta zona el cambio esperado en la impedancia acústica de onda P, en la unidad de interés es cercano al 10%, según las predicciones realizadas por los tres modelos de sustitución de fluidos. Esta zona (Etapa 4) experimenta la mayor variación en impedancia debido a que la saturación de gas y la temperatura hacen decrecer al máximo el módulo de la compresibilidad de los fluidos el cual es inversamente proporcional a estas dos variables.

En la zona cercana al frente de combustión (Etapa 3), los valores de impedancia son relativamente cercanos a los experimentados en la etapa 4, debido a que la temperatura es la máxima alcanzada y la saturación de gas es del orden del 70%. El porcentaje de cambio en la impedancia en esta zona es en promedio 8%.

Uno de los fenómenos más importantes a tener en cuenta ocurre en la zona correspondiente a la etapa 2, donde se evidencia el efecto de la caída máxima de la velocidad sin que la temperatura llegue a influenciar esta respuesta. En esta zona, el yacimiento recibe las primeras fracciones de gas, llegando hasta una saturación promedio del 15%, y la temperatura es igual a la temperatura inicial de la etapa 1 (escenario pre-combustión). Aunque la saturación de gas es baja, en esta etapa 2, se presenta el mayor porcentaje de cambio de la impedancia acústica de onda P, cambio que llega a representar aproximadamente la mitad del porcentaje (> 5% en promedio) de cambio total de impedancia que termina por generarse en la etapa 4. Este efecto conocido como Efecto Domenico, hace que en esta etapa se tenga un cambio de impedancia que puede llegar a representar más del 50% de la caída total de la impedancia alcanzada durante todo del proceso, bajo condiciones de presión y temperaturas parecidas a las del estado

pre-combustión. Este fenómeno del decaimiento máximo de la velocidad de onda P, con respecto a las primeras fracciones de saturación de gas fue reconocido por Domenico (1974), a partir de experimentos en arenas con gas, a las cuales se les inyectó progresivamente agua, donde reconoció que la velocidad de onda P (V_p) presenta un cambio drástico en su magnitud cuando en la roca quedan saturaciones de gas por debajo del 5%.

Como se observa en la Figuras 106b y 106f, para el caso del proceso de combustión in situ, este efecto es reconocido al inicio del proceso mismo, cuando la saturación de gas alcanza entre un 9% a 10%. Es importante resaltar que los tres modelos de sustitución de fluidos usados en este estudio detectan la caída máxima de velocidad de onda P en este rango de saturación de gas (9%-10%).

A continuación en la Figura 107a, se muestra un esquema de las condiciones de temperatura y saturación de fluidos de cada zona durante la aplicación de un proceso de combustión. A su vez, en la Figura 107b, se muestran los porcentajes de cambio promedio en cada una de las zonas. En la sección inferior, Figura 107c, se muestran las predicciones realizadas de los cambios estimados de la zona de interés a partir de los modelos utilizados para el análisis de sustitución de fluidos.

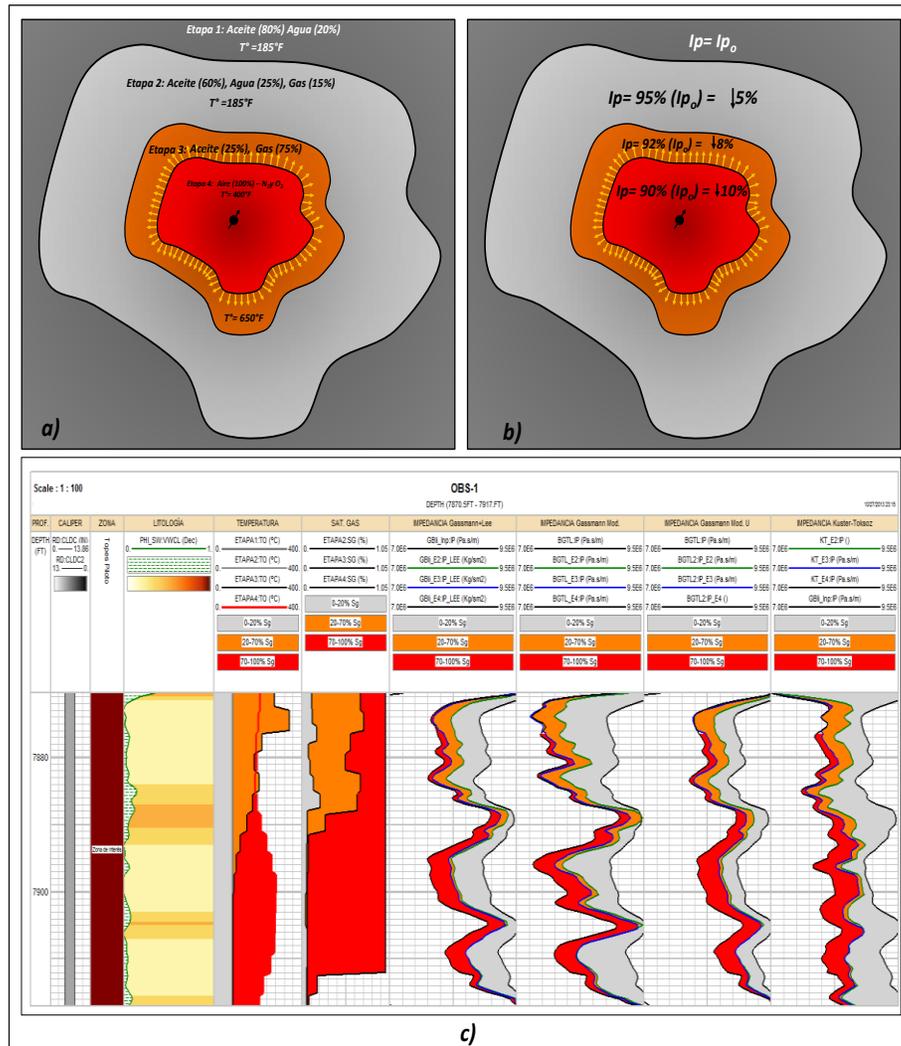
Es importante resaltar que existe una diferencia marcada en los cambios de impedancia que se experimentan hacia la parte alta de la unidad de interés en contraste con los cambios observados en la parte media y basal de la unidad (Ver Figura 107). Este efecto ocurre entre la etapa 3 y 4 debido al efecto override lo cual hace que se tenga un perfil de temperatura diferencial a lo largo de la unidad de interés.

En la Figura 107, donde se muestra el esquema de las variaciones de impedancia acústica de onda P, estimados con los modelos de sustitución de fluidos, es evidente que el efecto de la saturación de gas actúa junto con el efecto de la

temperatura para causar máximos cambios de impedancia en el proceso de combustión. Como puede verse en la Figura 107, en la sección superior de la zona de interés, la impedancia de la Etapa 3 (70% Sg - color naranja) representa una mayor caída con respecto a la sección inferior de la zona de interés (Ver Figura 107 zonas color naranja). Sin embargo, en la etapa 4 (100% Sg - color rojo) un mayor porcentaje de cambio de impedancia ocurre en la sección media y basal de la unidad de interés, debido a que la saturación de gas alcanza su máximo (100%) y la temperatura se mantiene alrededor de 400° F (Ver Figura 107, zonas de color rojo). Por lo tanto se puede decir que los mayores porcentajes de cambio ocurren cuando se adicionan los efectos de una alta saturación de gas y una alta temperatura. Este comportamiento obedece el proceso conocido como override, en el cual el frente de combustión avanza y genera diferentes zonas de temperatura y de saturación de gas a lo largo de la zona de interés.

De acuerdo a los análisis anteriormente descritos, si se analiza de manera relativa los cambios que ocurren dentro de la zona de combustión, se puede dividir en dos sectores principalmente; una zona detrás del frente de combustión (Zonas naranja y roja de la Figura 107b) y otra zona delante del frente de combustión (Zona gris claro de la Figura 107b). Entre estas dos zonas el contraste de impedancia será de aproximadamente de un 5%, debido a los cambios de impedancia relativos que experimentarán estas dos zonas, es decir, en la zona delante del frente de combustión el porcentaje de cambio de impedancia es de aproximadamente un 5% y en la zona detrás del frente de combustión el cambio de impedancia es aproximadamente de 10% (estos porcentajes con respecto al escenario pre-combustión). De esta manera si se evalúa el contraste entre estas dos zonas, el porcentaje de impedancia solo será de un 5%. Esta consideración es importante puesto que el contraste entre estas dos zonas llegará a delimitar de manera aproximada la verdadera posición del frente de combustión.

Figura 107. Representación gráfica de los cambios de impedancia reconocidos en cada zona del proceso de combustión. Arriba se muestran los esquemas de las condiciones y los valores estimados de cambio de impedancia de cada zona. En la Figura de abajo se muestran los resultados de los cambios de impedancia de cada zona de cada uno de los modelos utilizados (De izquierda a derecha: Gassmann (1951), Gassmann Modificado BGTL(\emptyset), Gassmann Modificado BGTL(\emptyset , V_p) y Kuster-Toksöz (1974). (Los colores corresponden a los mostrados en los tracks de impedancia)



Teniendo en cuenta que la temperatura representa la variable más importante en cuanto a la variación del módulo de compresibilidad de la roca saturada, y considerando los resultados descritos en la sección 5.2.5, donde se observó una

considerable disminución en los módulos elásticos medidos en la prueba de resistencia máxima a la compresión no confinada (UCS), se puede determinar que el módulo de compresibilidad de la roca seca (K_{sec}), durante un tratamiento térmico se afecta en gran medida por efecto de la temperatura. Lo observado indica que esta disminución ocurre por la pérdida de cohesión entre el material cementante y los granos de la matriz de la roca, haciendo que esta pierda resistencia a la compresión. Es necesario tener en cuenta que las pruebas descritas en la sección 5.2.5, fueron realizadas sin contemplar el efecto de la presión confinante en la roca.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta prueba indicaría que el módulo de compresibilidad de la roca seca no permanecería constante como comúnmente es asumido en los modelos de sustitución de fluidos. Si el efecto sufrido por la roca bajo las condiciones de presión confinante se mantiene, esto indicaría que el módulo de compresibilidad de la roca seca se verá disminuido cuando el frente de combustión haya sobrepasado por una zona específica del yacimiento. Si esta condición se presentara durante el proceso de combustión, los cambios esperados de impedancia serían mayores al 10% estimado.

6.1.4 Sensibilidad de los Modelos de Sustitución de Fluidos. Las estimaciones realizadas con los modelos usados en este estudio presentan coherencia en cuanto a los valores obtenidos de cambios en la impedancia acústica de onda P.

Para el caso del modelo de Gassmann, las estimaciones del porcentaje máximo de cambio de impedancia son del 10% aproximadamente. El (K_{sec}) representa una de las variables de mayor sensibilidad para el uso de este modelo. Debido a que no se contaron con datos de laboratorio para la medición del K_{sec} , fue utilizada la ecuación propuesta por la teoría de Biot-Gassmann (1956), teniendo en cuenta

que esta relación es dependiente de la porosidad de la roca y esta variable representa una baja incertidumbre en este estudio.

Considerando todos los modelos, la predicción más optimista corresponde a la realizada por el modelo de Gassmann Modificado BGTL (\emptyset), presentando una estimación de cambio máximo de impedancia de onda P de 13%, en el escenario de 100% de gas (Etapa 4). Comparado este resultado con las predicciones generadas usando este mismo modelo pero incluyendo información de onda P, el cual predice un porcentaje de cambio de impedancia de onda P, de un 8%, este último modelo representaría el escenario más pesimista de los cambios que se esperan a nivel de yacimiento.

Para el modelo de Kuster-Toksöz (1974), se logró un ajuste con un error menor al 1%, en el punto a la profundidad evaluada a 7874 pies MD. Este ajuste fue logrado a partir de la distribución de relación de aspecto de poro reconocida en las imágenes petrográficas de los tipos de roca 1 y 2. El máximo cambio de impedancia acústica de onda P estimado por este modelo llega a ser de aproximadamente del 11%.

6.1.5 Selección de la Geometría Óptima de Adquisición. De acuerdo a las dimensiones del piloto de combustión y los requerimientos de resolución para el monitoreo del proceso de combustión in situ, fue seleccionada la técnica de VSP-3D como la tecnología idónea para la adquisición de datos sísmicos en la zona del piloto de combustión. Sin embargo el análisis mostró que una vez son tenidos en cuenta los obstáculos que fueron identificados en la fase de reconocimiento de obstáculos en campo, el cubrimiento y la distribución de offset al nivel de las unidades objetivo se ve afectado negativamente, comprometiendo la calidad de la imagen sísmica a obtener. De esta manera y evaluando el riesgo de no poder

realizar un monitoreo en las tres dimensiones del proceso de combustión in situ se plantean dos posibles soluciones:

- ❑ Considerar alguna alternativa de adquisición 2D en lapsos de tiempo, como el caso de algunas líneas de perfiles sísmicos verticales de tipo *Walkaway*, lo cual permita realizar el amarre entre los pozos inyectores y pozos productores y tener el conocimiento del proceso en la dirección de las líneas seleccionadas.
- ❑ Evaluar la posibilidad de adquirir datos en las zonas asociadas a las quebradas, las cuales son las que terminan por impedir la adquisición de acuerdo al área del polígono definido como óptimo. Las coordenadas del polígono de adquisición óptimo son mostradas en la Tabla 19.

Tabla 19. Coordenadas del polígono de adquisición óptimo definido para la adquisición sísmica de la zona de interés.

COORDENADAS POLIGONO ÓPTIMO DE ADQUISICIÓN	
NORTE	ESTE
928474.615	1044219.677
928232.53	1044073.805
928024.585	1044067.598
927611.798	1044154.5
927261.085	1044312.787
926748.982	1044843.512
926677.597	1045085.598
926662.079	1045225.262
926671.39	1045340.098
926736.567	1045526.317
926795.536	1045607.012
926857.61	1045690.811
926913.475	1045765.299
926994.171	1045836.683
927071.762	1045904.963
927230.049	1045988.762
927528	1046013.591
927999.756	1045957.726
928322.536	1045842.89
928455.993	1045731.159
928592.554	1045563.561
928688.768	1045336.994
928732.219	1045203.537
928750.841	1045020.421
928766.359	1044886.964
928726.012	1044632.464
928483.926	1044235.196
928465.304	1044219.677
928474.615	1044219.677

7. CONCLUSIONES

Desde el punto de vista de los cambios de impedancia acústica que se estimaron para los diferentes escenarios durante un proceso de combustión in situ, sería factible detectarlos sísmicamente. Sin embargo, para el área de estudio la mayor limitante de implementar un proyecto de monitoreo sísmico es la disponibilidad de área en superficie puesto que esto comprometería la calidad de la imagen sísmica a obtener. La alternativa a evaluar para poder realizar un monitoreo del piloto de combustión in situ, estaría limitadas al uso de sísmica 2D en lapsos de tiempo.

Los cambios de impedancia acústica de onda P, que se esperan durante la aplicación del proceso de combustión in situ en el campo de estudio, varían entre el 5% y el 10%. Los valores máximos de cambio de impedancia acústica de onda P (10%), tendrán lugar hacia la zona detrás del frente de combustión, donde la saturación de gas, asociados al aire inyectado se encuentra ocupando el 100% del espacio poroso. Delante del frente de combustión este cambio será aproximadamente del 5% y es debido a las primeras fracciones de gas (< 15%) que llegan a alterar fuertemente las velocidades sísmicas, aun cuando las temperaturas permanezcan en su estado original (185°F). El cambio de impedancia acústica puede llegar a ser mayor debido a los efectos térmicos sobre el módulo de compresibilidad de la roca seca.

Los cambios de impedancia acústica que tendrán lugar en la unidad de interés serán influenciados principalmente por los cambios en la saturación de gas y la temperatura. De esta manera la impedancia acústica presentará cambios diferenciales en la vertical debidos al efecto de override típico del proceso de combustión in situ.

Las predicciones realizadas a partir de los diferentes modelos usados para el análisis de sustitución de fluidos, guardan coherencia con respecto a la variación de la impedancia acústica de onda P estimada para las diferentes etapas definidas en este estudio.

El modelo que sustitución de fluidos de mejor predictibilidad corresponde al modelo de Kuster-Toksöz (1974), con el cual predice la velocidad con errores menores al 1% en el punto seleccionado para realizar las predicciones en la profundidad de 7874 pies MD.

El análisis de sustitución de fluidos debe estar fundamentado en la caracterización petrofísica de la roca debido a la fuerte dependencia con las propiedades elásticas de las mismas. Teniendo en cuenta esta dependencia, los errores en las estimaciones de las propiedades como la porosidad, el contenido de arcilla de la roca y saturación de fluidos, deben ser minimizados.

El contar con análisis PVT para la calibración de los módulos de compresibilidad y densidades de la mezcla de fluidos, permite predecir con errores mínimos, los cambios esperados de las propiedades sísmicas de los fluidos bajo diferentes escenarios simulados. Esta calibración resulta fundamental teniendo en cuenta que la compresibilidad de la mezcla de los fluidos es el principal parámetro en la variación del módulo de compresibilidad de la roca saturada durante un proceso de sustitución de fluidos.

8. RECOMENDACIONES

El calibrar los modelos de físicas de rocas con datos provenientes de laboratorio permitiría mejorar la estimación de parámetros claves para el uso de los diferentes modelos de sustitución de fluidos. Dentro de los parámetros fundamentales a estimar en laboratorio para el uso del modelo de Gassmann (1951), el de mayor relevancia corresponde a la estimación del módulo de compresibilidad de la roca seca (K_{sec}), para lo cual es necesario conocer la presión de poro, la presión de confinamiento y el volumen total de la muestra.

Aunque el modelo de Kuster-Toksöz (1974) pueda llegar a ser ajustado tomando como parámetro libre la relación de aspecto de poro (α), es más probable lograr un mejor ajuste de las velocidades sísmicas, si se cuenta con información representativa de la relación de aspecto de poro de cada uno de los tipos de roca presentes en el yacimiento.

En el cálculo de las propiedades sísmicas de los fluidos usando las ecuaciones de Batzle y Wang (1992), debe tenerse en cuenta para los cálculos la identificación de la gravedad específica del gas, tanto para el gas disuelto en el aceite como para el gas libre asociado el proceso de combustión in situ, puesto que se pueden inducir errores significativos en los cálculos del módulo de compresibilidad de los fluidos y la densidad de los fluidos.

Para la definición de las etapas donde se espera predecir los cambios de impedancia que tendrán lugar en el yacimiento, es fundamental contar con un modelo de simulación ajustado, que sea representativo tanto de las condiciones actuales como de las simuladas en etapas posteriores al inicio del proceso.

Para el análisis de sustitución de fluidos es necesario contemplar diferentes modelos, teniendo en cuenta los datos disponibles y las consideraciones pertinentes de cada uno de ellos.

BIBLIOGRAFIA

AKI, K. y RICHARDS, P.G., 1980, Quantitative Seismology: Theory and Methods. San Francisco, CA. W. H. Freeman and Co.

ARCHIE, G. E, 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Trans. AIME, v. 146.

ARONSEN, H.A. y OSDAL, B. 2004, "Contribuciones clave a partir de los datos sísmicos de repetición". Oilfield Review.

AVSETH, P., MUKERJI, T., y MAVKO, G., 2005, Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk: Cambridge University Press.

BATZLE, M. y WANG, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: Geophysics, v. 57, p. 1396–1408.

BARRERO, D. 2007, Colombian Sedimentary Basin: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, p.18.

BIOT, M.A., 1956, Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. I. Low frequency range; II. High-frequency range: Journal of Acoustical Society of America, v. 28, p. 168-191.

BROWN, R. y KORRINGA, J., 1975. On the dependence of the elastic properties of a porous rock on the compressibility of the pore fluid: Geophysics, v. 40, p. 608–616.

CHENG, C.H. y TOKSÖZ, M.N. 1979, Inversion of seismic velocities for the pore aspect ratio spectrum of a rock: *Journal of Geophysical Research*, v. 84, p. 7533-7543.

DOMENICO, S.N., 1974, Effect of water saturation on seismic reflectivity of sand reservoirs encased in shale, v. 39, p. 759-769

DOMENICO, S.N., 1976, Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir: *Geophysics*, v. 41, p. 882-894.

DUEÑAS, H., y Van der Hammen, Th, 2007, Significado geológico y asociaciones palinológicas de las Formaciones Diablo Inferior (mioceno tardío) y San Fernando Superior (mioceno medio), piedemonte cuenca de los llanos orientales, Colombia: *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias*, v. 31, p. 481-498.

DVORKIN, J., 1993, Reservoir recovery monitoring; *Rock Physics Basis: SEG Annual Meeting Expanded Technical Program Abstracts*, v.63, p. 1384.

FOLK, R.L. 1974. *Petrology of sedimentary rocks*, Hemphill Publications Co., Austin Texas, 182 p.

GASSMANN, F., 1951, Über die Elastizität poroser Medien: *Vier. der Natur. Gesellschaft Zurich*, v. 96, p. 1–23.

GASSMANN, F. 1951. Elastic waves through a packing of spheres: *Geophysics*, 16, 673-685.

GUARIN, F., 2011, Determinación de un modelo de relajación de inlfujo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso Fm. San Fernando: *Universidad Industrial de Santander*, p. 65-79.

HASHIN, Z., y SHTRIKMAN, S., 1963, A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials: J. Mech. Phys. Solids, 11, 127–140

HASHIN, Z. y SHTRIKMAN, S., 1962. A variational approach to the theory of effective magnetic permeability of multiphase materials. Journal of Applied Physics., 33, 3125–3131

JOHNSTON, D.H., 1997, “A Tutorial on Time-Lapse Seismic Reservoir Monitoring,” paper OTC 8289 presentado en Offshore Technology Conference, Houston, p. 5-8.

JOHNSTON, D.H., 2012, Is there a future for land 4-D? Exxon Mobil Production Co. EPMag.com, p. 54-55.

JONES, S. C., 1988, Two-Point Determinations of Permeability and PV vs. Net Confining Stress: SPE Formation Evaluation.

KUSTER, G.T. y TOKSÔZ, M.N., 1974, Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. Teorical Folrmulations: Geophysics, v. 39, p. 587-618.

KUUSKRAA, V.A., 1986. The Status and Potential of Enhanced Oil Recovery: Society of Petroleum Engineers, SPE14951, p 367-374.

LEBEDEV, M., STEWART, J., CLENNELL, B., PERVUKHINA, M., SHULAKOVA, V., PATERSON, L., MÜLLER, T., GUREVICH, B., y WENZLAU, F., 2009, Direct laboratory observation of patchy saturation and its effects on ultrasonic velocities: The Leading Edge, Special Section: Rock Physics, p 24-27.

LEE, M.W., 2002, Biot-Gassmann theory for velocities of gas hydrate-bearing sediments: Geophysics, v. 67, p. 1711-1719.

LEE, M.W., 2003, Elastic properties of overpressured and unconsolidated sediments: U.S. Geological Survey Bulletin, v. 2214, p. 1-10.

LEE, M.W., 2003, Velocity Ratio and its Application to Predicting Velocities: U.S. Geological Survey Bulletin, v. 2197, p 1-15.

LEE, M.W., 2004. Elastic velocities of partially gas-saturated unconsolidated sediments: Marine and Petroleum Geology, v. 21, p. 641-650.

LEE, M.W., 2008. Comparison of the Modified Biot-Gassmann Theory and the Kuster-Toksöz Theory in Predicting Elastic Velocities of Sediments: U.S. Geological Survey, Scientific Investigations Report, v. 5196, p. 1-14.

MAVKO, G., MUKERJI, T., y GODFREY, N. 1995, Predicting stress-induced velocity anisotropy in rocks: Geophysics, v. 60, p.1081–1087.

MAVKO, G., y MUKERJI, T., 1995, Pore space compressibility and Gassmann's relation. Geophysics, v. 60, p. 1743–1749.

MAVKO, G., MUKERJI, T., y DVORKIN, J., 2009, The Rock physics hand-book: Tools for seismic analysis in porous media: Cambridge Univ.Press.

MORENO et al., 2009, Análisis petrográficos Básicos. Reporte interno de Ecopetrol.

O'BRIEN, J., KILBRIDE, F., y Lim, F. 2004, Time-lapse VSP reservoir monitoring. The Leading Edge, Vol. 23, p. 1178-1184.

REUSS, A.,1929, Berechnung der Fließgrenzen von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle.Z. Ang. Math. Mech, v. 9, p. 49–58.

SARATHI, P., 1999, In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices: National Petroleum Technology Office U. S. Department of Energy, Tulsa, Oklahoma, p. 1-402.

SAYERS, C., y CHOPRA, S., 2009, Introduction to this special section-Rock physics: The Leading Edge. Special Section: Rock Physics, p 15-16.

SUAREZ, D., et al, 2011, Estudio Geomecánico. Reporte Interno de Ecopetrol.

VOIGT, W., 1907, Bestimmung der Elastizitätskonstanten von Eisenglanz. Ann. Phys., v. 24, p. 129–140.

XU, S., y WHITE, R.E., 1996, A physical model for shear wave velocity prediction: Geophysical Prospecting, v. 44, p. 487–717.

YAN, F., y HAN D.H., 2010, Some consideration about fluid substitution without shear wave velocity: Rock Physics Lab, University of Houston, SEG Denver 2010 Annual Meeting, Technical Program Expanded Abstracts, p. 2741-2745.

ZADEH, M. H.; SRIVASTAVA, R.; VEDANTI, N.; LANDRO, M. (2010). Seismic monitoring of in situ combustion process in a heavy oil field. Journal of Geophysics and Engineering, v. 7, p.16-29.

ANEXOS

ANEXO A. DESCRIPCIÓN MACROPETROGRÁFICA, SUBAMBIENTES Y AMBIENTES DE DEPÓSITO

Tabla 1. Descripción macro-petrográfica y definición de ambiente de depósito para la sección superior del pozo corazonado OBS-1 (7733 - 7794.5)

Base	Tope	Litología	Impregnación	Subambientes	Ambiente	Sección
7733	7736.2	Arenisca de Grano Fino	Moderada	Shoreface	Shallow Marine	Sección Superior
7736.2	7738.8	Limolita Arenosa	Nula	Upper Shoreface		
7738.8	7752	Arenisca de Grano Fino, Clastos Arcillosos	Moderada	Shoreface		
7752	7762.6	Arenisca Arcillosa de grano medio con pobre selección	Nula	Playa		
7762.6	7768.6	Preservado				
7768.6	7769.8	Conglomerado matriz soportado, matriz arenosa de grano grueso, guijos de hasta 2cm	Alta	Barras longitudinales con influencia mareal	Fluvial Braided con Influencia Mareal	
7769.8	7773.3	Arenisca de Grano Fino a Conglomerática	Alta	Barras Transversales con influencia mareal		
7773.3	7787	Conglomerado clastosoportado, matriz arenosa de grano grueso. Guijos de hasta 5 cm, redondeados de composición cuarzo, chert y líticos caolinitizados	Alta	Barras longitudinales con influencia mareal		
7787	7792.7	Arenisca de Grano Gueso a Conglomerática	Alta	Barras Transversales con influencia mareal		
7792.7	7793.9	Conglomerado matriz soportado, matriz arenosa de grano fino a medio, Guijos de hasta 2cm, redondeados de composición cuarzo, chert y líticos caolinitizados	Alta	Barras longitudinales con influencia mareal		
7793.9	7794.5	Arenisca de Grano Medio	Alta	Barras Transversales con influencia mareal		
7794.5	7806.1	Conglomerado, matriz arenosa de grano grueso a muy grueso. Guijos de hasta 3cm, redondeados de composición cuarzo, chert y líticos caolinitizados	Alta	Barras longitudinales con influencia mareal		

Tabla 2. Descripción macro-petrográfica y definición de ambiente de depósito para la sección media del pozo corazonado OBS-1 (7806.1 – 7875.1)

7806.1	7844.5	Limolita - Arenita de grano muy fino. Alta ritmicidad en algunos intervalos	Nula	Flood Plain o Delta Plain Mareal	Sección Media
7844.5	7845.6	Conglomerado, matriz arenosa de grano fino a medio. Guijos de cuarzo, lodosos y otros fragmentos no diferenciados, redondeados	Baja	Barras longitudinales con influencia mareal	
7845.6	7852.5	Arenisca de grano grueso a medio. Intraclastos	Media	Canal Mareal	
7852.5	7861.9	Intra Conglomerado con bloques hasta de 2 Pies de limolitas. Matriz Arenosa	Nula	Derrumbe Overbank	
7861.9	7866.7	Arenisca de grano muy grueso a grueso, granulos a la base	Alta	Canal Mareal	
7866.7	7868.10.	Intra Conglomerado clastos de limolitas, lodolitas, arenitas y cuarzo		Derrumbe Overbank	
7868.10.	7874.2	Arenisca de grano muy grueso a grueso, ligeramente granulosa	Alta	Canal Mareal	
7874.2	7875.1	Arenisca de grano medio intercalada con limolitas	Baja	Flood Plain o Delta Plain con influencia mareal	

Tabla 3. Descripción macro-petrográfica y definición de ambiente de depósito para la sección basal del pozo corazonado OBS-1 (7875.1 - 8016)

7875.1	7876	Arenisca de grano grueso	Alta	Canal Mareal
7876	7879	Preservado		
7879	7885.7	Arenisca de grano muy grueso ligeramente conglomerática a arenisca gruesa	Alta	Canal Mareal
7885.7	7895.5	Arenisca de grano medio a grueso	Alta	Canal Mareal
7895.5	7919.5	Arenisca de grano muy grueso a grueso, con niveles ligeramente conglomeráticos con guijos de hasta 1cm. Sets de mas de 12 pies	Alta	Canal Mareal
7919.5	7922.5	Preservado		
7922.5	7927.2	Arenisca de grano muy grueso, granulosa con intraclastos a la base	Alta	Canal Mareal
7927.2	7930.11	Limolita	Nula	Flood Plain
7930.11	7937.9	Arenisca de grano medio, mud drappes < 1cm. Sets de 7" a 29"	Alta	Canal Mareal
7937.9	7938.8	Arenisca de grano muy fino a medio intercalada con lodolitas	Baja	Llanura Mareal
7938.8	7940,10.	Arenisca de grano medio con intraclastos a la base. Mud drappes < 1cm. Sets de 4 a 9 cm	Alta	Canal Mareal
7940,10.	7942.2	Arenisca de grano muy fino a medio intercalada con lodolitas	Baja	Llanura Mareal
7942.2	7946.5	Arenisca de grano grueso, mud drappes	Alta	Canal Mareal
7946.5	7951.5	Preservado		
7951.5	7966.9	Arenisca de grano grueso con intraclastos a la base	Alta	Canal Mareal
7966.9	7968.9	Arcillolita con locales lentes de arena muy fina		Flood Plain
7968.9	7969.9	Lodolita Arenosa		Llanura Mareal
7969.9	7971.9	Arenisca de grano medio	Alta	Canal Mareal
7971.9	7973.6	Arenisca de grano fino	Baja	Llanura Mareal
7973.6	7974.10.	Arenisca de grano medio	Alta	Canal Mareal
7974.10.	7975.11	Arenisca de grano muy fino	Baja	Llanura Mareal
7975.11	7979.5	Arenisca de grano medio a fino	Alta	Canal Mareal
7979.5	7980.5	Arenisca de grano muy fino a fino	Baja	Llanura Mareal
7980.5	7981.10.	Arenisca de grano medio	Alta	Canal Mareal
7981.10.	7989.2	Arenisca de grano medio a fino	Alta	Canal Mareal
7989.2	7989.8	Arenisca de grano muy fino	Baja	Llanura Mareal
7989.8	7990.11	Arenisca de grano medio	Alta	Canal Mareal
7990.11	7992	Arenisca de grano muy fino a fino	Baja	Llanura Mareal
7992	7998.5	Arenisca de grano grueso	Alta	Canal Mareal
7998.5	8003.5	Preservado		
8003.5	8013.2	Arenisca de grano grueso, muy buena selección, forsets de 0.5 pulgadas a 2 pies	Alta	Canal Mareal
8013.2	8014.5	Arenisca de grano muy fino a lodolita	Nula	Llanura Mareal
8014.5	8014.8	Arenisca de grano medio	Alta	Canal Mareal
8014.8	8014.11	Arenisca de grano muy fino	Baja	Llanura Mareal
8014.11	8015.2	Arenisca de grano medio	Alta	Canal Mareal
8015.2	8015.6	Preservado		
8015.6	8015.7	Arenisca de grano medio	Alta	Canal Mareal
8015.7	8015.8	Limolita	Nula	Llanura Mareal
8015.8	8016.10.	Arenisca de grano medio a grueso, forsets de 6 - 15 cm	Alta	Canal Mareal

Delta Dominado por Marea

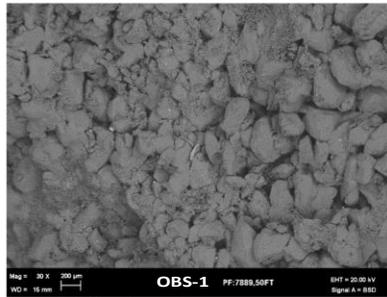
Sección Basal

A continuación se muestra la columna estratigráfica del pozo OBS-1.

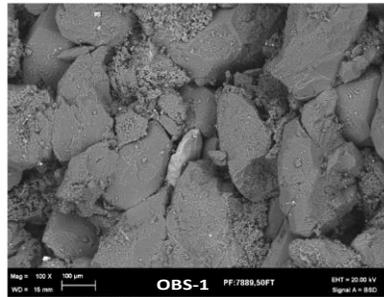
ANEXO B. ANALISIS DE LABORATORIO (PETROFISICOS BASICOS Y SEM)

OBS-1- PROFUNDIDAD DE CORE :7889.5 (Pies)

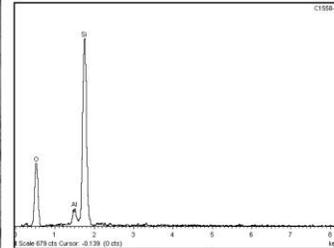
Roca tipo arenisca con tamaño de grano medio, de aspecto desconsolidado y escasos poros despejados. Presenta frecuente material disperso el cual reduce el sistema poroso y corresponde principalmente a: cuarzo microcristalino y arcillas tipo Caolinita en láminas y agrupadas en librillos; Illita y mineral en láminas irregulares con contenido de silicio, oxígeno, aluminio, hierro, magnesio, potasio. Se observan algunas zonas con sobrecrecimiento de cuarzo, posible feldespatos de sodio y potasio y cemento silíceo. También se encuentran entre los poros y sobre los granos, fibras con alto contenido orgánico. Como minerales adicionales se encontró: rutilo, pirita (framboidal). A continuación se relacionan las micrografías y los espectros correspondientes a **la muestra de la profundidad: 7889.5 (Pies)**



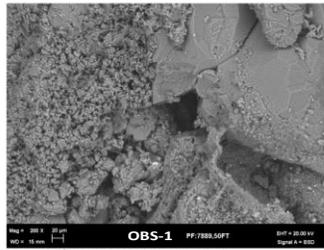
Micrografía 1. Aspecto general



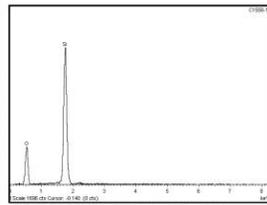
Micrografía 2. Detalle Aspecto general



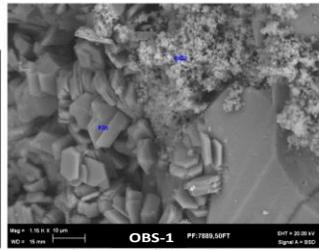
Espectro 1. Composición general



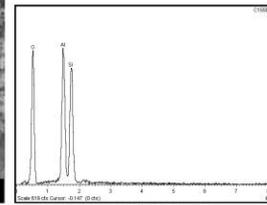
Micrografía 3. Detalle poro despejado



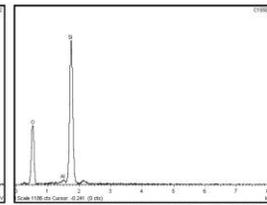
Espectro 2. Comp. granos de cuarzo



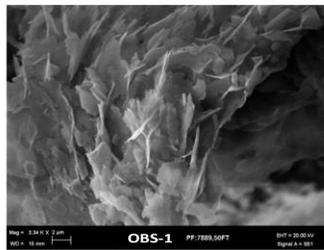
Micrografía 4. Ampliación Caolinita (Kln) y Cuarzo microcristalino (mQz)



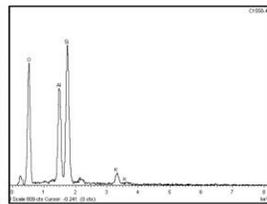
Espectro 3. Comp. Caolinita (Kln)



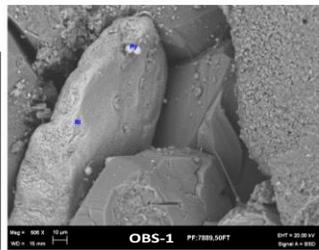
Espectro 4. Comp. Cuarzo Microcristalino (mQz)



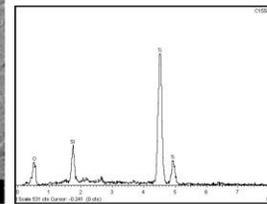
Micrografía 5. Detalle Illita (Illt)



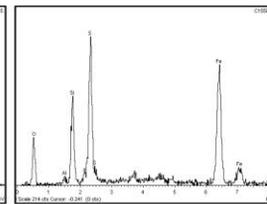
Espectro 5. Comp. Illita



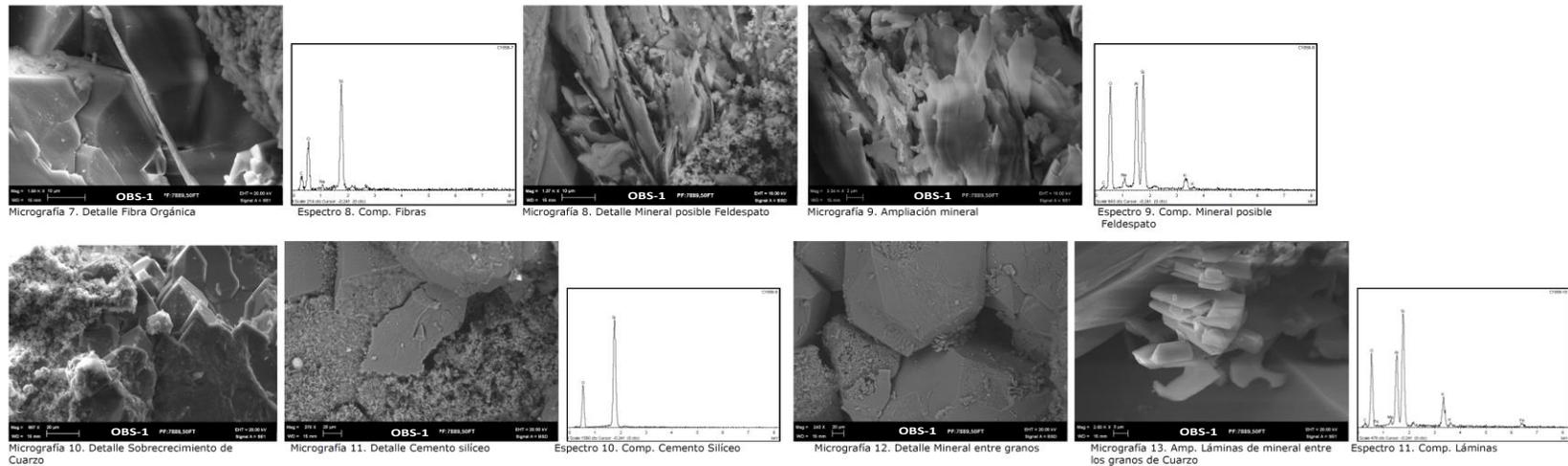
Micrografía 6. Detalle minerales



Espectro 6. Comp. Rutilo (Rt)

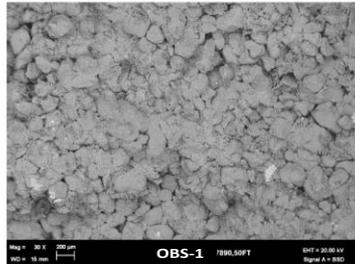


Espectro 7. Comp. Pirita (Py)

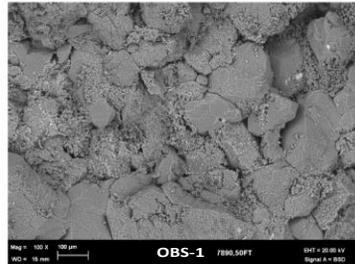


OBS-1-PROFUNDIDAD DE CORE: 7890.5 (Pies)

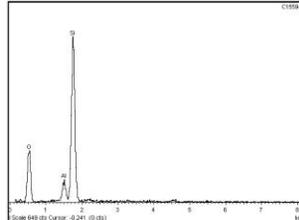
Roca tipo arenisca con tamaño de grano medio, de aspecto desconsolidado en ella se observan escasos poros despejados. Se evidencia frecuente material disperso que corresponde a cuarzo microcristalino, Caolinita en láminas y agrupadas en librillos, Illita localizada a borde de grano y taponando los poros igualmente se aprecian detritos de mineral de aspecto micáceo. Se observan algunas zonas con sobrecrecimiento de cuarzo, cemento silíceo (de aspecto liso y tortuoso), entre los minerales adicionales se encontraron zircón, pirita (cristales y framboidal) y rutilo. A continuación se relacionan las micrografías y los espectros correspondientes a **la muestra de la profundidad: 7890.5 (Pies)**



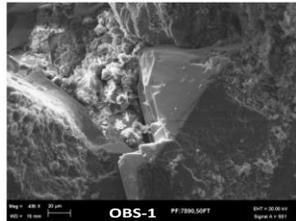
Micrografía 14. Aspecto general



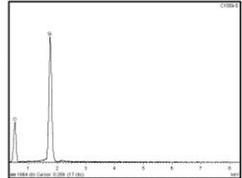
Micrografía 15. Detalle Aspecto general



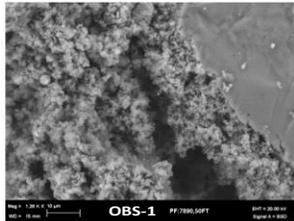
Espectro 12. Composición general



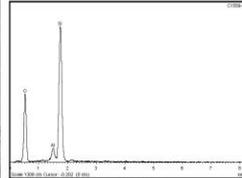
Micrografía 16. Detalle poro y sobrecrecimiento De cuarzo



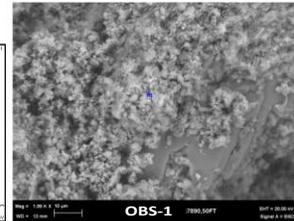
Espectro 13. Comp. granos de cuarzo



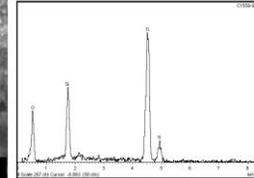
Micrografía 17. Cuarzo microcristalino



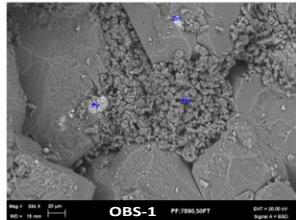
Espectro 14. Comp. Cuarzo microcristalino



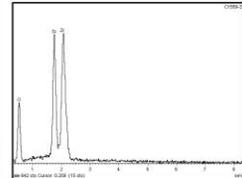
Micrografía 18. Detalle Rutilo (Rt)



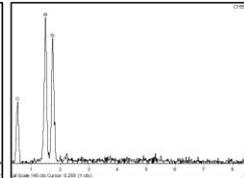
Espectro 15. Comp. Rutilo (Rt)



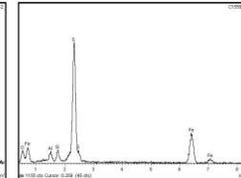
Micrografía 19. Detalle Caolinita (Kln) y minerales Pirita (Py) y Zircón (Zrn)



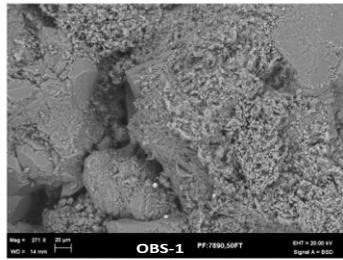
Espectro 16. Comp. Caolinita (Kln)



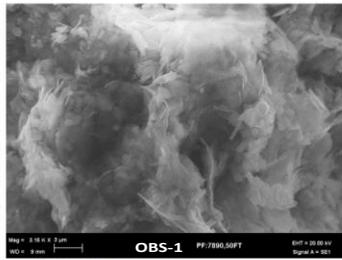
Espectro 17. Comp. Zircón (Zrn)



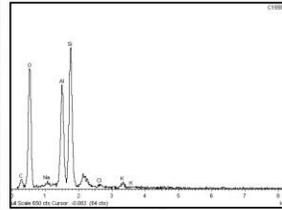
Espectro 18. Comp. Pirita (Py)



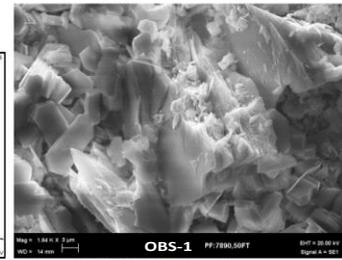
Micrografía 20. Detalle mineral arcilloso sobre Grano (Illita)



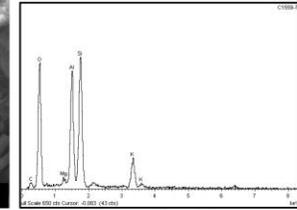
Micrografía 21. Detalle Illita (1t)



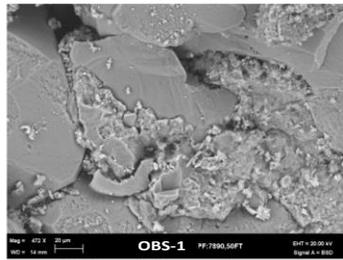
Espectro 19. Comp. Illita



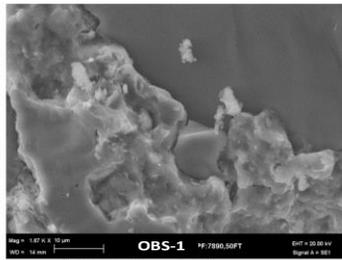
Micrografía 22. Detalle Mineral de aspecto Micáceo



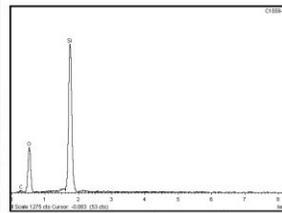
Espectro 20. Comp. Mineral de aspecto Micáceo



Micrografía 23. Detalle Cemento silíceo



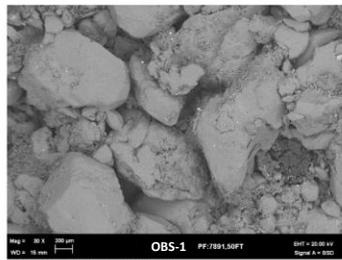
Micrografía 24. Detalle morfología



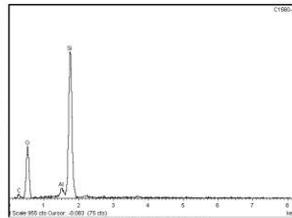
Espectro 21. Comp. Cemento silíceo

OBS-1- PROFUNDIDAD DE CORE: 7891.5 (Pies)

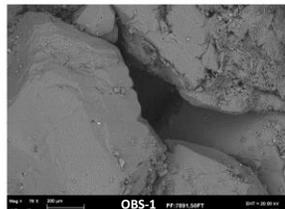
Roca tipo arenisca con tamaño de grano muy grueso y de aspecto desconsolidado. Al igual que las muestras anteriores se observa material disperso el cual corresponde principalmente a Caolinita en láminas sueltas y en librillos; fragmentos de cuarzo, cuarzo microcristalino e Illita. Se observa sobrecrecimientos de cuarzo y entre poros fibras con contenido orgánico. Como minerales adicionales se encontraron partículas de carbonato de calcio y sulfato de bario. A continuación se relacionan las micrografías y los espectros correspondientes a **la muestra de la profundidad: 7891.5 (Pies)**



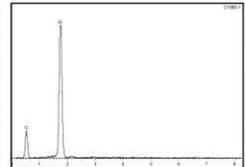
Micrografía 25. Aspecto general



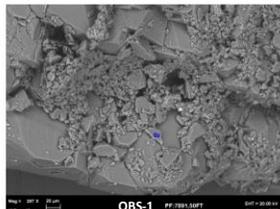
Espectro 22. Composición general



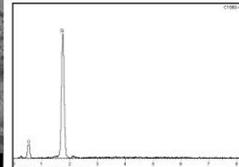
Micrografía 26. Detalle poro despejado



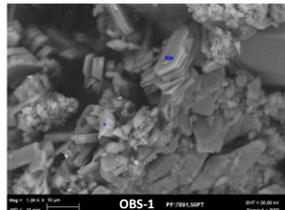
Espectro 23. Comp. granos de cuarzo



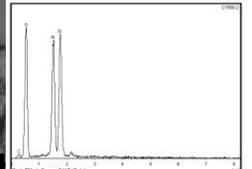
Micrografía 27. Detalle poro despejado



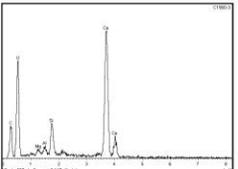
Espectro 24. Comp. fragmentos de cuarzo



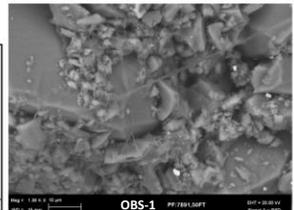
Micrografía 28. Detalle material particulado



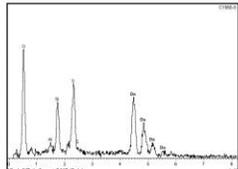
Espectro 25. Comp. Caolinita (Kin)



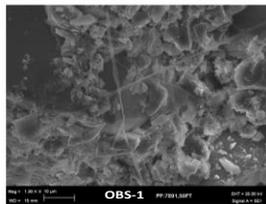
Espectro 26. Comp. fragmentos (*)



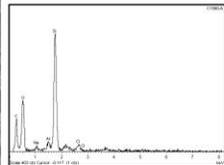
Micrografía 29. Detalle material particulado y Fibras orgánicas



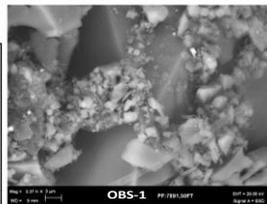
Espectro 27. Comp. Sulfato de bario (partículas blancas)



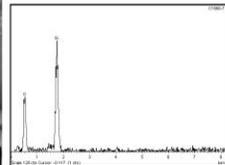
Micrografía 30. Detalle fibras



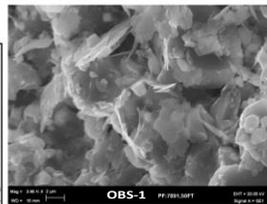
Espectro 28. Comp. fibras



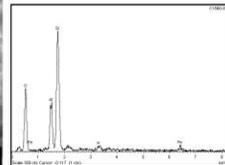
Micrografía 31. Detalle cuarzo microcristalino



Espectro 29. Comp. Cuarzo Microcristalino



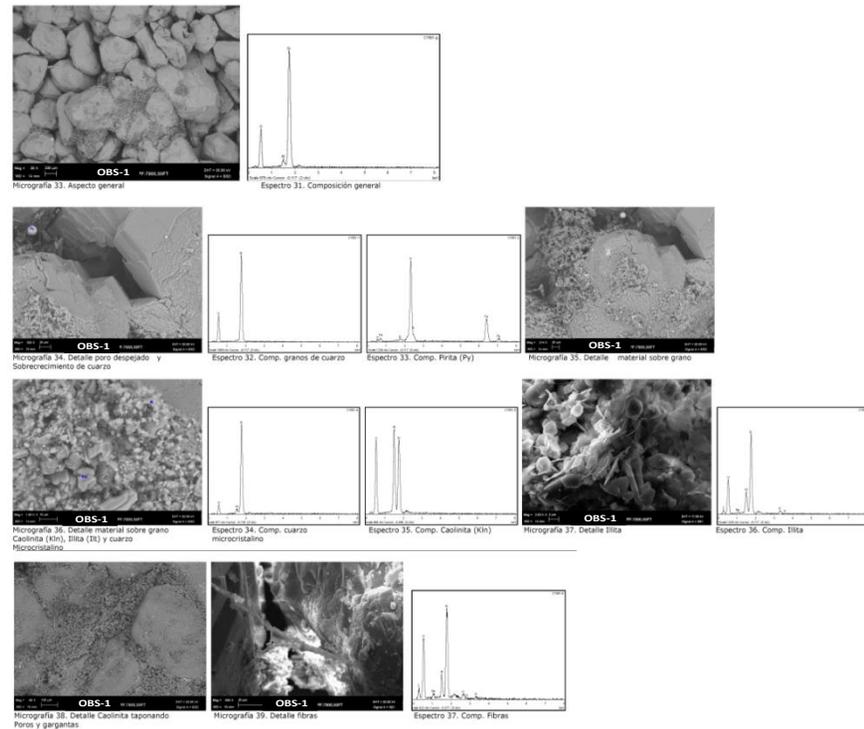
Micrografía 32. Ampliación material sobre grano (Posible Illita)



Espectro 30. Comp. Illita

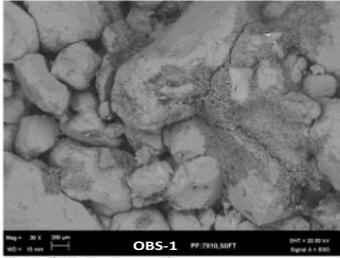
OBS-1- PROFUNDIDAD DE CORE 7900.5 (Pies)

Roca tipo arenisca con tamaño de grano grueso a muy grueso, presenta frecuentes poros despejados y escasa presencia de material taponando los poros y sobre los granos. Se observa que el material localizado entre poros corresponde a: Caolinita en láminas sueltas y en librillos; Illita y cuarzo microcristalino. Se observan sobrecrecimientos de cuarzo y entre poros fibras con contenido orgánico. Como minerales adicionales se encontro pirita (framboidal). A continuación se relacionan las microfografías y los espectros correspondientes a **la muestra de la profundidad: 7900.5 (Pies)**

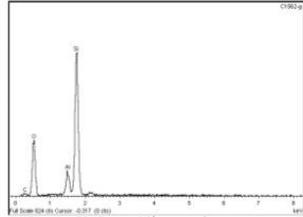


OBS-1- PROFUNDIDAD DE CORE 7910.5 (Pies)

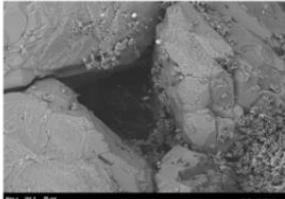
Roca tipo arenisca con tamaño de grano grueso a muy grueso de aspecto es desconsolidado. Comparada con las muestras anteriores presenta escaso material disperso el cual corresponde a Caolinita en láminas sueltas y agrupadas taponando los poros y gargantas y cuarzo microcristalino. En algunas zonas se observan sobrecrecimiento de cuarzo y sobre los granos fibras con contenido orgánico. Como minerales adicionales se encontró pirita (framboidal). A continuación se relacionan las micrografías y los espectros correspondientes a **la muestra de la profundidad: 7910.5 (Pies)**



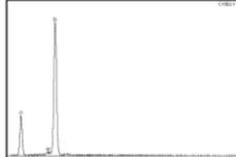
Micrografía 40. Aspecto general



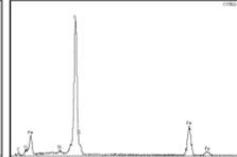
Espectro 38. Composición general



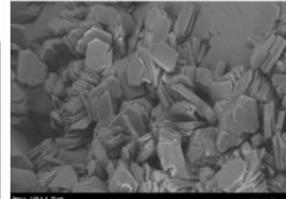
Micrografía 41. Detalle poro despejado y material A borde de grano



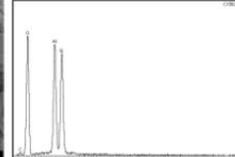
Espectro 39. Comp. granos de cuarzo



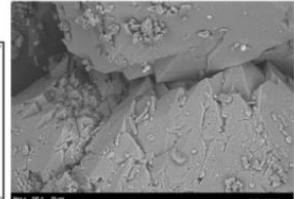
Espectro 40. Comp. Pirita (Py)



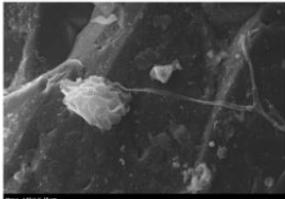
Micrografía 42. Detalle Caolinita



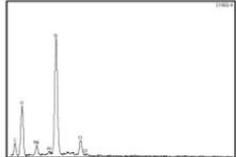
Espectro 41. Comp. Caolinita (Kln)



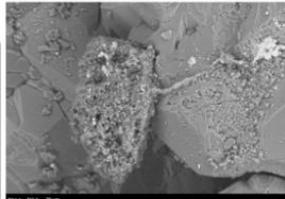
Micrografía 43. Detalle Sobrecrecimiento de Cuarzo



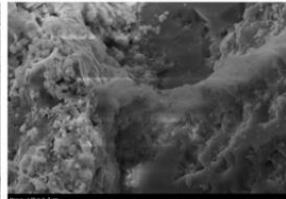
Micrografía 44. Detalle fibra sobre grano



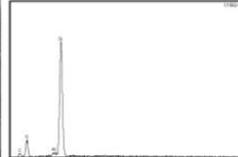
Espectro 42. Comp. Fibras orgánicas



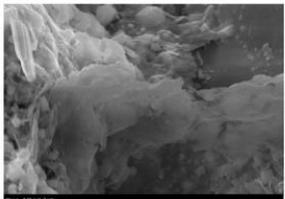
Micrografía 45. Detalle material sobre grano



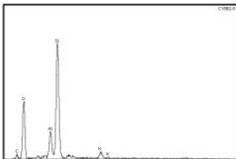
Micrografía 46. Detalle Cuarzo microcristalino



Espectro 43. Comp. Cuarzo Microcristalino



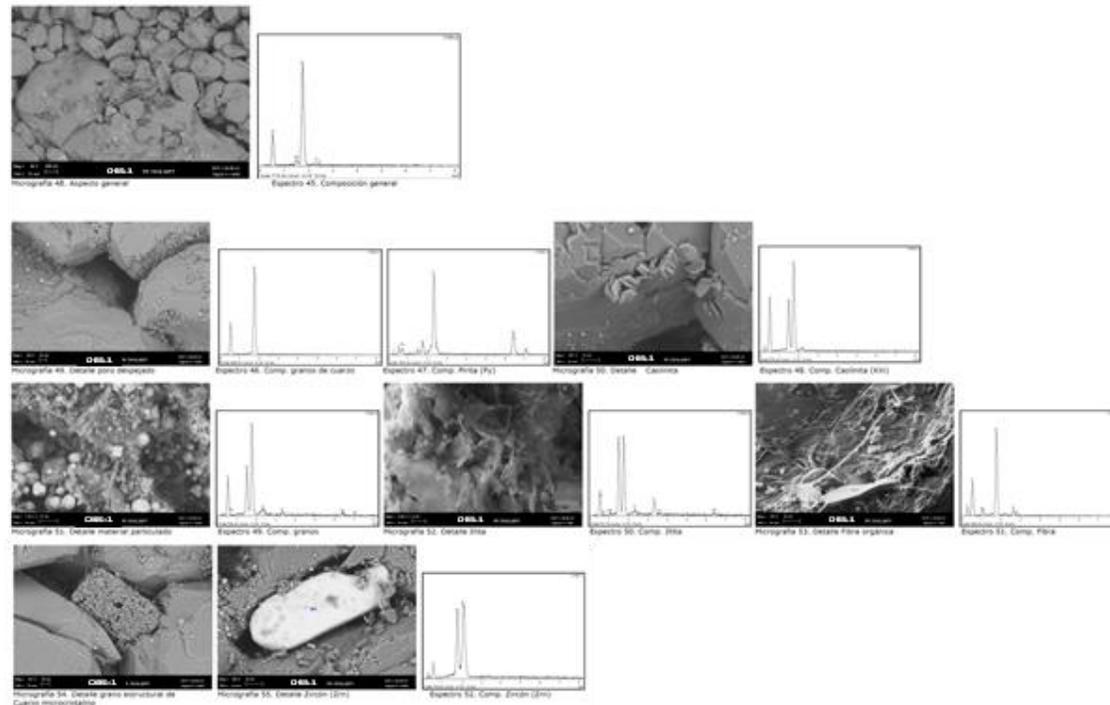
Micrografía 47. Detalle Illita



Espectro 44. Comp. Illita

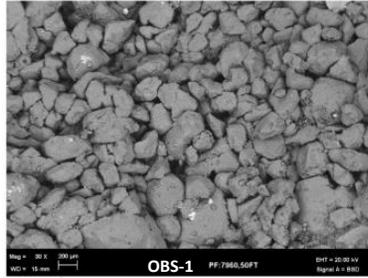
OBS-1- PROFUNDIDAD DE CORE 7919.3 (Pies)

Roca tipo arenisca con tamaño de grano medio a grueso, eventualmente se observaron algunos granos muy gruesos. Presenta poros despejados y escaso material disperso sobre los granos y entre poros, dicho material corresponde a Caolinita en láminas y en librillos localizada a borde de grano y entre poro; Illita sobre grano y creando puente entre granos y cuarzo microcristalino. Se aprecian zonas con sobrecrecimiento de cuarzo y fibras con contenido orgánico. Como minerales adicionales se observó pirita framboidal, zircón. A continuación se relacionan las micrografías y los espectros correspondientes a **la muestra de la profundidad: 7919.3 (Pies)**

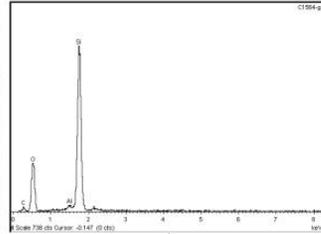


OBS-1- PROFUNDIDAD DE CORE 7960.5 (Pies)

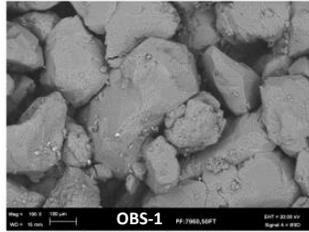
Roca tipo arenisca con tamaño de grano de medio a grueso, con frecuentes poros despejados y escaso material disperso en ella taponando poros y sobre granos. Entre los minerales arcillosos se observó Caolinita en láminas sueltas y en librillos dispersas a borde de los granos y taponando poros y gargantas; y detritos de mineral de aspecto micáceo. En algunas zonas se aprecian sobrecrecimiento de cuarzo, cuarzo microcristalino y fibras con contenido orgánico localizada entre poros y a borde de granos. Como minerales adicionales se encontró pirita como cemento y en cristales. A continuación se relacionan las micrografías y los espectros correspondientes a **la muestra de la profundidad: 7960.5 (Pies)**



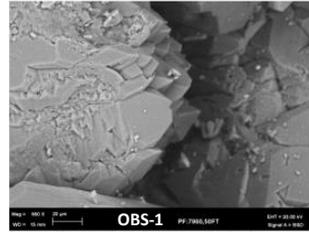
Micrografía 56. Aspecto general



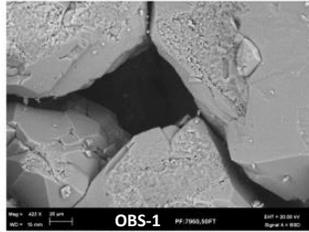
Espectro 53. Composición general



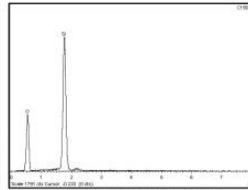
Micrografía 57. Detalle aspecto general



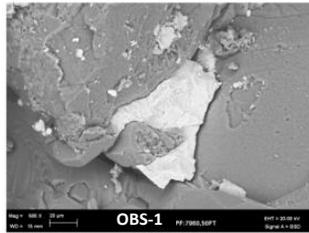
Micrografía 58. Detalle Sobrecrecimiento de Cuarzo



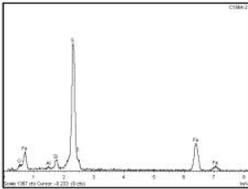
Micrografía 59. Poro despejado



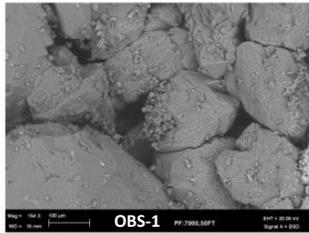
Espectro 54. Comp. grano de Cuarzo



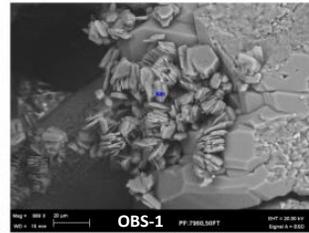
Micrografía 60. Detalle cemento de pirita



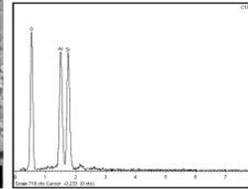
Espectro 55. Comp. Cemento de pirita



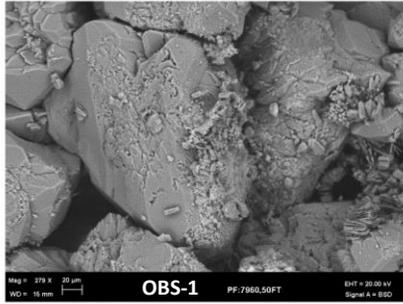
Micrografía 61. Detalle Caolinita dispersa en la Muestra



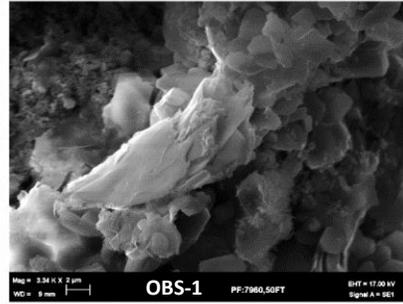
Micrografía 62. Detalle Caolinita (Kin)



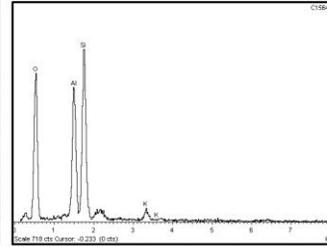
Espectro 56. Comp. Caolinita (Kin)



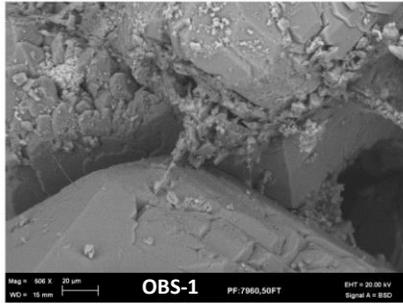
Micrografía 63. Detalle material sobre grano



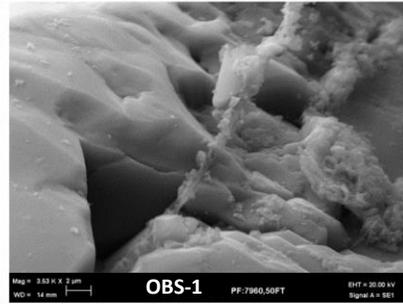
Micrografía 64. Detalle mineral de aspecto Micáceo



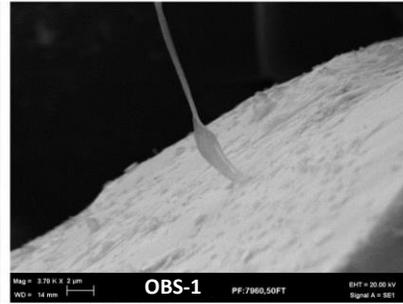
Espectro 57. Comp. mineral de aspecto Micáceo



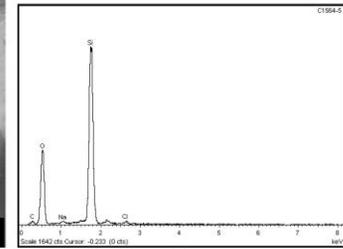
Micrografía 65. Detalle fibras entre granos



Micrografía 66. Detalle fibras



Micrografía 67. Detalle fibras



Espectro 58. Comp. fibras

DATOS PETROFÍSICOS BÁSICOS PARA EL POZO CORAZONADO OBS-1

Tabla 1. Porosidad, permeabilidad y densidad de grano para el Core-1

MD	PHIE	PERM	Densidad Grano
7733.5	1.3	1.06E-04	2.663
7734.5	9.8	2.01E-02	2.666
7735.5	13.9	4.4	2.680
7738.5	1.8	2.07E-04	2.692
7739.5	10.1	4.7	2.689
7740.5	9.0	9.36E-02	2.664
7741.5	9.6	1.97E-01	2.662
7742.5	9.6	3.56E-01	2.670
7743.5	9.7	4.65E-01	2.665
7744.5	10.1	9.82E-01	2.673
7745.5	8.8	9.81E-02	2.669
7746.5	13.3	25	2.660
7747.5	14.3	29	2.671
7748.5	12.0	13	2.668
7749.5	8.1	2.05E-01	2.671
7750.5	11.7	102	2.636
7751.5	12.4	72	2.628
7752.5	8.4	7.79E-01	2.629
7753.5	8.5	1.96E-01	2.642
7754.5	7.5	8.90E-03	2.641
7755.5	7.4	6.40E-03	2.634
7756.5	1.8	2.00E-04	2.628
7757.5	2.1	2.00E-04	2.625
7758.5	5.0	1.50E-03	2.625
7759.5	4.6	8.00E-04	2.630
7760.5	2.5	4.00E-04	2.625
7761.3	2.5	3.00E-04	2.620
7762.3	3.1	7.00E-04	2.634
7768.8	9.7	63	2.646
7769.5	8.9	104	2.644
7770.3	14.4	296	2.646
7771.5	15.9	405	2.645
7772.5	16.8	504	2.650
7773.7	8.7	85	2.642
7774.5	8.1	222	2.644
7775.3	13.6	973	2.649
7776	16.9	908	2.653
7777.5	9.5	14	2.643
7778.5	15.4	732	2.648
7779.8	9.7	24	2.641
7780.5	13.7	76	2.645
7781.5	13.8	44	2.641
7782.8	12.3	30	2.647

Tabla 2. Porosidad, permeabilidad y densidad de grano para el Core-2

MD	PHIE	PERM	Densidad Grano
7828.5	0.6	2.00E-04	2.700
7830.5	0.0	0.00E+00	2.656
7831.1	0.3	2.00E-04	2.656
7832.5	0.9	9.00E-04	2.635
7844.9	5.6	3.9	2.827
7845.5	12.8	13	2.757
7846.5	8.3	1.2	2.749
7847.5	10.6	1.93E-01	2.644
7848.1	9.9	2.84E-01	2.656
7849.5	15.4	65	2.652
7850.5	23.2	9062	2.725
7851.7	17.7	837	2.722
7852.1	16.0	251	2.685
7853.5	1.5	3.00E-04	2.667
7854.3	0.7	2.28E-01	2.652
7856.7	0.5	2.40E-03	2.640
7857.5	0.5	5.34E-02	2.624
7858.5	0.5	5.00E-04	2.643
7860.9	9.3	8.29E-01	2.649
7861.8	17.0	10421	2.656
7862.5	19.5	16065	2.658
7863.5	20.4	16098	2.658
7864.5	20.6	12771	2.660
7865.5	19.8	12287	2.661
7866.5	11.7	211	2.654
7868.5	4.4	4.37E-02	2.655
7869.5	18.0	2771	2.660
7870.5	18.8	3466	2.655
7871.5	16.7	1197	2.657
7872.5	17.1	1864	2.658
7873.5	20.4	5959	2.656
7874.9	7.7	6.93E-02	2.645
7875.5	19.9	2515	2.687
7879.5	22.2	11841	2.658
7880.5	24.0	17227	2.658
7881.5	23.4	15940	2.658
7882.1	21.8	12423	2.656
7883.5	23.4	16217	2.652
7884.1	20.8	15642	2.652
7885.1	24.1	5429	2.623
7886.5	22.9	4000	2.645
7887.5	22.9	7732	2.647
7888.5	21.5	2611	2.646

Tabla 3. Porosidad, permeabilidad y densidad de grano para el Core-3

MD	PHIE	PERM	Densidad Grano
7914.5	22.4	12278	2.652
7915.5	21.0	7161	2.652
7916.3	23.2	24011	2.658
7917.5	21.0	8321	2.651
7918.5	21.0	8429	2.650
7919.3	20.3	10307	2.650
7922.8	16.4	3562	2.657
7923.5	21.5	17587	2.658
7924.5	17.6	4467	2.663
7925.3	7.8	4.2	2.740
7926.5	17.1	2233	2.657
7931.1	13.5	848	2.665
7932.5	19.9	2412	2.652
7933.5	18.1	1221	2.656
7934.1	17.7	804	2.657
7935.5	18.2	1248	2.649
7936.5	20.6	1987	2.657
7937.1	20.2	1880	2.654
7938.9	18.8	1376	2.655
7939.5	20.5	1724	2.652
7940.2	20.3	2422	2.650
7942.5	18.7	2001	2.652
7943.8	22.7	12411	2.644
7944.5	19.6	7626	2.648
7945.5	21.8	13062	2.646
7946.1	19.2	8197	2.647
7951.8	20.4	8617	2.644
7952.3	20.3	10616	2.645
7953.5	20.6	13571	2.645
7954.5	19.4	8342	2.643
7955.1	19.6	7170	2.644
7956.5	20.2	8579	2.644
7957.5	18.1	3802	2.650
7958.1	19.6	10051	2.642
7959.5	19.6	8759	2.654
7960.5	19.5	5008	2.643
7961.1	19.4	7247	2.645
7962.5	16.5	1788	2.655
7963.5	18.8	7237	2.645
7964.1	18.8	7111	2.641
7965.5	18.9	7259	2.650
7966.5	9.8	42	2.656
7970.3	16.8	53	2.645

Tabla 4. Porosidad, permeabilidad y densidad de grano para el Core-4

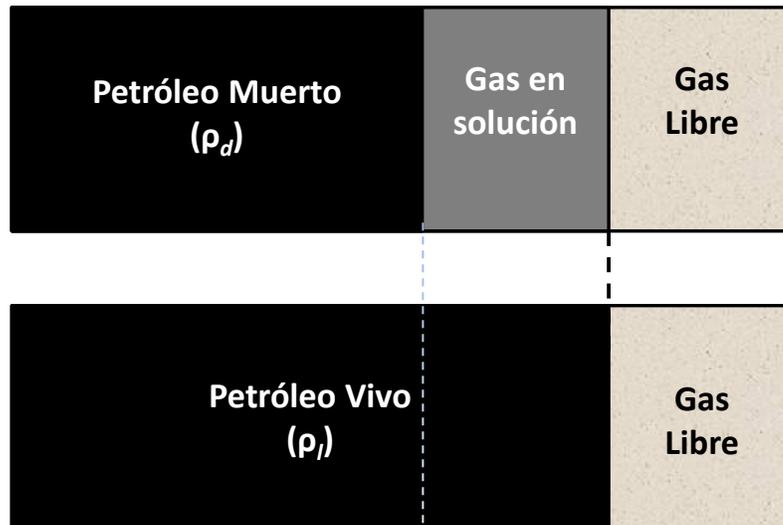
MD	PHIE	PERM	Densidad Grano
8004.5	19.9	4482	2.655
8005.5	18.3	2831	2.657
8006.7	18.3	1344	2.652
8007.5	18.0	1280	2.651
8008.5	17.7	1540	2.654
8009.1	17.4	1463	2.653
8010.5	18.4	2076	2.649
8011.5	18.1	2387	2.655
8012.3	17.6	2021	2.657
8015.9	12.5	205	2.649
8016.5	18.5	936	2.662
8017.1	2.2	4.70E-02	2.644
8018.8	1.3	7.08E-01	2.704
8022.7	5.0	6.50E-03	2.660
8023.8	3.5	9.00E-04	2.682
8024.1	0.8	7.34E-01	2.635
8040.9	0.6	9.90E-03	2.645
8041.5	5.3	3.80E-03	2.652
8048.2	16.3	5.38E-01	2.762
8049.5	15.7	1.52E-01	2.668
8050.9	15.1	6.20E-01	2.650
8051.2	14.3	3.5	2.653
8052.5	20.5	1.4	2.649
8053.5	20.0	5.65E-01	2.648
8054.9	20.1	192	2.653
8055.5	23.5	250	2.654
8056.5	19.7	128	2.658
8057.2	21.6	155	2.658
8059.4	21.0	6.87E-01	2.675
8060.1	20.4	2.6	2.677
8061.5	18.4	6.4	2.678
8062.5	16.4	1.30E-01	2.734
8063.2	7.6	3.40E-03	2.687
8064.5	0.4	2.68E-02	2.631
8065.5	2.8	4.60E-03	2.644
8066.2	10.8	1.84E-02	2.829
8067.5	6.2	2.90E-03	2.660
8068.5	6.8	4.70E-03	2.659
8069.2	4.4	3.38E-02	2.660
8070.5	4.3	1.74E-02	2.648

ANEXO C. ANALISIS DE SUSTITUCION DE FLUIDOS

1. MODELO DE PROPIEDADES SISMICAS DE LOS FLUIDOS DE BATZLE AND WANG (1992)

El modelo de Batzle y Wang (1992) contempla el cálculo de las propiedades sísmicas del agua de formación, del gas presente en la formación y del petróleo. (Ver Figura 1)

Figura 1. Diferencias básicas entre petróleo muerto y petróleo vivo.



En el caso del petróleo, Batzle y Wang (1992) analizan las propiedades tanto del petróleo vivo (con gas disuelto) como del petróleo muerto (sin gas disuelto).

Un aspecto importante en el cálculo de propiedades sísmicas (densidad y módulo de compresibilidad) del petróleo, es la cantidad de gas disuelto que este tenga a condiciones de reservorio, por lo tanto, las propiedades sísmicas de los crudos con gas disuelto (crudos vivos) difieren significativamente de las propiedades sísmicas de los crudos muertos. Como documenta Batzle and Wang (1992), diferentes autores muestran decrecimientos sustanciales en el módulo de

compresibilidad y en la densidad del petróleo asociados a la presencia de gas disuelto en diferentes tipos de crudo, por lo tanto, Batzle and Wang sugieren que los análisis basados en las propiedades sísmicas de los crudos muertos pueden ser significativamente erróneos. En este anexo se hará una completa descripción de los modelos de los fluidos utilizados en esta investigación, excepto del modelo de petróleo muerto (para una completa descripción ver paper de Batzle and Wang, 1992) debido a las razones expuestas anteriormente.

En la Tabla 1, se muestran los parámetros de entrada y las principales variables utilizadas en el modelo de Batzle and Wang (1992).

Tabla 1. Variables de entrada básicas y constantes requeridas en el modelo de Batzle and Wang (1992).

Parametros de Entrada	
T	Temperatura
P	Presión
G	Gravedad Especifica del Gas
R_s	Gas Hidrocarburo disuelto en el petroleo vivo
API	Gravedad API del petróleo
S	Salinidad
Modelo de Gas	
V_g	Velocidad de Gas
K_s	Modulo de Compresibilidad Adiabatico del Gas
ρ_g	Densidad del Gas
γ_o	Gravedad Especifica del Gas
$\partial Z / \partial P_{pr}$	Funcion de desviacion del factor de gas
P_{pr}	Presión Pseudo reducida
T_{pr}	Temperatura Pseudo reducida
Z	Factor de desviacion del gas
E	Parte de la ecuacion de factor de desviacion del gas
Modelo de Petróleo Vivo	
K_l	Modulo Compresibilidad del Petroleo Vivo
ρ_l	Densidad del Petroleo Vivo
V_{ol}	Velocidad del Petroleo Vivo
ρ_{pl}	Densidad a una presion dada, P_o
ρ_{gl}	Densidad a una Saturacion de gas dada
B_{ol}	Factor Volumetrico del gas asociado al hidrocarburo
ρ_{al}	Pseudo-densidad del Petroleo Vivo en la expansion del aceite
Modelo de Agua de Formacion	
K_{gb}	Modulo de Compresibilidad de la salmuera viva
V_b	Velocidad de la salmuera
V_w	Velocidad del agua fresca
ρ_w	Densidad del agua fresca
ρ_b	Densidad del agua fresca
R_{sb}	Gas disuelto en el agua de formacion

1.1 MODELO DE GAS

La velocidad de una onda acústica sobre un fluido depende del módulo de compresibilidad (k) y de la densidad (ρ) del mismo:

$$V_p = \sqrt{\frac{k}{\rho}} \quad (1)$$

Las características símicas de los gases (módulo de compresibilidad y densidad) están relacionadas con las propiedades termodinámicas de los mismos, por tanto Batzle and Wang inicialmente analizan la velocidad en un gas ideal definiendo la compresibilidad isotérmica:

De la ley general de los gases se tiene:

$$\bar{V} = \frac{R T_a}{P} \quad (2); \quad T_a = T(^{\circ}C) + 273.15$$

Donde P es la presión, \bar{V} es el volumen molar, R es la constante de los gases, T_a es la temperatura absoluta. Teniendo en cuenta la densidad y reemplazando el volumen de la ecuación (1):

$$\rho = \frac{M}{\bar{V}} = \frac{MP}{RT_a} \quad (3);$$

$M =$ peso molecular del gas

La compresibilidad isotérmica (β_T) se define como la relación de cambio negativa del volumen (pues este se reduce) con respecto a la presión por unidad de volumen, cuando la temperatura permanece constante:

$$\beta_T = \frac{-1}{\bar{V}} \left(\frac{\partial \bar{V}}{\partial P} \right)_T \quad (4)$$

T indica las condiciones isotermales

Los autores calculan la velocidad en el gas utilizando la compresibilidad isotérmica, lo que sería la velocidad de la onda compresional isothermal (V_T):

$$V_T^2 = \frac{1}{\beta_T \rho} = \frac{RT_a}{M} \quad (5)$$

Se observa de la ecuación (5) que la velocidad en gases ideales depende de la temperatura pero no de la presión, por tanto Batzle and Wang consideran dos factores importantes en gases reales, obteniendo una expresión más cercana a la realidad, el primer factor es la propagación de la onda acústica a través de un fluido, el cual es un proceso adiabático y no isotérmico. Cuando una onda acústica pasa por los fluidos presentes en el yacimiento, este proceso debe ser modelado como adiabático y no como isotérmico (Batzle and Wang, 1992). El segundo factor está relacionado con el factor de compresibilidad de los gases (Z), el cual depende tanto de las condiciones P-T, como de la composición del gas, sin embargo, es necesario entender el primer factor, el cual ayudara a definir el segundo factor.

A diferencia de los sólidos donde el coeficiente de compresibilidad isotérmica no es muy diferente del coeficiente de compresibilidad adiabática, en los fluidos debido a su gran coeficiente de expansión termal (especialmente en los gases), las compresibilidades difieren grandemente, por lo cual es necesario aplicar un factor que exprese la relación entre la compresibilidad adiabática (β_S) y la compresibilidad isotérmica (β_T) conocida como (γ):

$$\gamma \beta_S = \beta_T ; \gamma = \frac{\beta_T}{\beta_S} \quad (6)$$

Puesto que la razón (γ) entre las compresibilidades isotérmica y adiabática son difíciles de medir, esta se relaciona con la razón entre la capacidad calorífica a presión constante (C_p), la expansión termal (α), la compresibilidad isotérmica y el volumen (ecuación 7), las cuales son fáciles de medir (Castellan, 1971).

$$\frac{1}{\gamma} = 1 - \frac{T_a \bar{V} \alpha^2}{C_p \beta_T} \quad (7)$$

Estas definiciones ayudan a definir el factor de compresibilidad de los gases (Z):

$$\bar{V} = \frac{ZRT_a}{P} \quad (8)$$

El factor Z es importante puesto que los gases deben ser modelados como gases reales y no como ideales. Ambos términos son incorporados en las siguientes ecuaciones necesarias para el cálculo del módulo de compresibilidad adiabático de los gases (K_S , ecuación 9):

$$K_S = \frac{1}{\beta_s} = \frac{\gamma P}{\left(1 - \frac{P}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T} \quad (9)$$

Por lo tanto es necesario hallar el factor de compresibilidad (Z) con el fin de encontrar (K_S). La composición de la mezcla de gases es un factor que complica el cálculo de este factor.

Para un compuesto puro, su fase líquida y gaseosa coexisten en equilibrio a lo largo de una curva de presión y temperatura específicas, si la temperatura y presión aumentan las dos fases se terminan homogenizando en el punto crítico, sin embargo, para mezclas de gases este punto de homogenización de fase depende de la composición del gas (G , gravedad específica) y es definido como punto pseudocrítico, en donde se tiene una temperatura (T_{pc}) y presión pseudocríticas (P_{pc}). Las propiedades de las mezclas pueden ser manejadas mejor con las temperaturas y la presión normalizadas, conociéndose como temperatura y presión “pseudo-reducida” (ecuaciones 10a y 10b). Simples relaciones entre la gravedad específica (G) y la temperatura pseudocrítica (T_{pr}) y la presión pseudocrítica (P_{pr}) son halladas por Thomas et al., (1970):

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{P}{(4.892 - 0.4048 G)} \quad (10a)$$

$$T_{pr} = \frac{T_a}{T_{pc}} = \frac{T_a}{(94.72 - 170.75 G)} \quad (10b)$$

Entonces el módulo de compresibilidad adiabático, K_S es:

$$K_S \cong \frac{P}{\left(1 - \frac{P_{pr}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P_{pr}}\right)_T} \gamma_o \quad (11)$$

Dónde:

$$\gamma_o = 0.85 + \frac{5.6}{(P_{pr} + 2)} + \frac{27.1}{(P_{pr} + 3.5)^2} - 8.7 \exp[-0.65(P_{pr} + 1)] \quad (12)$$

$$Z = [0.03 + 0.00527(3.5 - T_{pr})^3] P_{pr} + (0.642T_{pr} - 0.007T_{pr}^4 - 0.52) + E \quad (13)$$

$$E = 0.109(3.85 - T_{pr})^2 \exp\left\{-\left[0.45 + 8\left(0.56 - \frac{1}{T_{pr}}\right)^2\right] \frac{P_{pr}^{1.2}}{T_{pr}}\right\} \quad (14)$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} = A + 0.1308 (3.85 - T_{pr})^2 \exp(DP_{pr}^{1.2}) DP_{pr}^{0.2} \quad (15)$$

$$A = 0.03 + 0.00527(3.5T_{pr})^3 \quad (16)$$

$$D = \left(\frac{-1}{T_{pr}}\right) \left(0.45 + 8\left(0.56 - \frac{1}{T_{pr}}\right)^2\right) \quad (17)$$

Densidad del gas, ρ_g :

$$\rho_g = \frac{28.8GP}{ZRT_a} \quad (18)$$

Como se prevé, la densidad del gas aumenta con la presión y disminuye con la temperatura

La velocidad de la onda P en el gas, V_g :

$$V_g = \sqrt{\frac{K_s}{\rho_g}} \quad (19)$$

McCain (1973) encontró que los efectos de la presión y la temperatura en la densidad son independientes el uno del otro para los aceites de composición invariable. La dependencia de la presión es relativamente pequeña, sin embargo el efecto de la temperatura es mayor y las expresiones utilizadas para calcular la densidad del petróleo muerto (ρ_d), petróleo vivo (ρ_l), y el aceite vivo con máximo gas disuelto (ρ_{lm}) incorporan la densidad a una presión dada (ρ_p) como se verá a continuación.

1.2 MODELO DE PETROLEO VIVO

Grandes cantidades de gas pueden disolverse en aceites bajo presión, disminuyendo significativamente su densidad y su módulo de compresibilidad. La capacidad de absorción de gases en los petróleos vivos produce esencialmente una variación composicional y variaciones en sus propiedades sísmicas.

Así como en el modelo de petróleo muerto, la ecuación para el cálculo de la densidad del petróleo vivo (ρ_l) es básicamente la misma y se basa en el uso de la densidad a una presión dada (ρ_{pl}).

$$\rho_l = \frac{\rho_{pl}}{[0.972 + (3.81 \times 10^{-4})(T + 17.78)^{1.175}]} \quad (20)$$

Esta (ρ_l) se calcula a partir de una densidad de crudo con una saturación dada de gas disuelto (ρ_{gl}) en condiciones de superficie, la gravedad específica del gas (G),

la relación gas-aceite (R_S ò GOR) y el factor volumétrico del aceite (B_{ol} , calculado a partir de los valores de entrada).

$$\rho_{pl} = \rho_{gl} + (0.00277P - (1.71 \times 10^{-7})P^3)(\rho_{gl} - 1.15)^2 + (3.49 \times 10^{-4})P \quad (21)$$

$$\rho_{gl} = \frac{(\rho_o + 0.0012GR_g)}{B_{ol}} \quad (22)$$

$$B_{ol} = 0.972 + 0.0003812 \left[2.4955R_g \left(\frac{G}{\rho_o} \right)^{1/2} + T + 17.778 \right]^{1.175} \quad (23)$$

Para calcular la velocidad en el aceite vivo (V_l), este modelo utiliza una pseudo-densidad del petróleo vivo (ρ_{dl}) (o densidad normalizada) basada en la expansión del aceite causada por su contenido de gas.

$$V_l = 2096 \left(\frac{\rho_{dl}}{2.6 - \rho_{dl}} \right)^{1/2} - 3.7T + 4.64P + 0.0115 \left[4.12 \left(\frac{1.08}{\rho_{dl}} - 1 \right)^{1/2} - 1 \right] TP \quad (24)$$

$$\rho_{dl} = \frac{\rho_o}{B_{ol}} (1 + 0.001R_S)^{-1} \quad (25)$$

Entonces el módulo es:

$$K_l = V_l^2 \rho_l \quad (26)$$

En el modelo de petróleo vivo, Batzle and Wang (1992) consideran la cantidad de gas que puede ser disuelto en el aceite, por tanto, en su formulación consideran una relación gas-aceite máxima (R_{Smax}).

La densidad del crudo vivo (ρ_{lm}) con R_{Smax} en g/cm³ en función de la presión y la temperatura es:

$$\rho_{lm} = \frac{\rho_{pm}}{[0.972 + (3.81 \times 10^{-4})(T + 17.78)^{1.175}]} \quad (27)$$

Donde la densidad a una presión dada (ρ_{pm}) es:

$$\rho_{pm} = \rho_{gm} + (0.00277P - (1.71 \times 10^{-7})P^3)(\rho_{gm} - 1.15)^2 + (3.49 \times 10^{-4})P \quad (28)$$

Siendo (ρ_{gm}) una pseudo-densidad inicial del crudo vivo con máxima relación de gas-aceite (R_{Smax}):

$$\rho_{gm} = \frac{(\rho_o + 0.0012GR_{Smax})}{B_{olm}} \quad (29)$$

Donde (G) representa la gravedad específica del gas y (B_{olm}) representa el factor volumétrico del gas en condiciones de máxima relación de gas-aceite (R_{gmax}):

$$B_{olm} = 0.972 + 0.0003812 \left[2.4955R_{Smax} \left(\frac{G}{\rho_o} \right)^{1/2} + T + 17.778 \right]^{1.175} \quad (30)$$

Siendo la relación máxima de gas aceite (R_{Smax}):

$$R_{Smax} = 2.028G[P \exp(0.02877 API - 0.003772T)]^{1.204} \quad (31)$$

La velocidad en el petróleo vivo con máxima relación de gas-aceite (R_{gmax}) es:

$$V_{lm} = 2096 \left(\frac{\rho_{pdm}}{2.6 - \rho_{pdm}} \right)^{1/2} - 3.7T + 4.64P + 0.0115 \left[4.12 \left(\frac{1.08}{\rho_{pdm}} - 1 \right)^{1/2} - 1 \right] TP \quad (32)$$

Siendo (ρ_{pdm}):

$$\rho_{pdm} = \frac{\rho_o}{B_{olm}} (1 + 0.001R_{Smax})^{-1} \quad (33)$$

El módulo de compresibilidad del petróleo vivo con máxima relación de gas-aceite está dado por:

$$K_{lm} = V_{lm}^2 \rho_{lm} \quad (34)$$

1.3 MODELO DE SALMUERA

En el modelamiento de las propiedades sísmicas del agua (salmuera) de formación debe ser tomada en cuenta la salinidad de la misma, puesto que el aumento o reducción de la salinidad afectan tanto la densidad como el módulo de compresibilidad del agua.

Batzle and Wang (1992) utilizando datos de Zarembo and Fedorov (1975), y Potter and Brown (1977) construyeron dos relaciones polinómicas para el cálculo de la densidad del agua pura (ρ_w) y la densidad de soluciones de cloruro de sodio (ρ_b), utilizando la salinidad del agua de formación y las condiciones de presión temperatura.

La densidad del agua pura (ρ_w) en g/cm³ está dada por:

$$\rho_w = 1 + ((1 * 10^{-6})(-80T - 3.3T^2 + 0.00175T^3 + 489P - 2TP + 0.016T^2P - (1.3 * 10^{-5})T^3P - 0.333P^2 - 0.002TP^2)) \quad (35)$$

La densidad de una solución de cloruro de sodio (ρ_b) en g/cm³ está dada por:

$$\rho_b = \rho_w + S\{0.668 + 0.44S + (1 * 10^{-6})[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\} \quad (36)$$

Batzle and Wang (1992) utilizan la relación de Wilson (1959) para el cálculo de la velocidad del agua pura (V_w) para condiciones por encima de los 100°C y 100 MPa:

$$V_w = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 w_{ij} T^i P^j \quad (37)$$

La constante w_{ij} está dada en la tabla 3.

Tabla 2. Coeficientes para el cálculo de la velocidad del agua (V_w).

$w_{00} =$	1402.85	$w_{02} =$	3.437×10^{-3}
$w_{10} =$	4.871	$w_{12} =$	1.739×10^{-4}
$w_{20} =$	-0.04783	$w_{22} =$	-2.135×10^{-6}
$w_{30} =$	1.487×10^{-4}	$w_{32} =$	-1.455×10^{-8}
$w_{40} =$	-2.197×10^{-7}	$w_{42} =$	5.230×10^{-11}
$w_{01} =$	1.524	$w_{03} =$	-1.197×10^{-5}
$w_{11} =$	-0.0111	$w_{13} =$	-1.628×10^{-6}
$w_{21} =$	2.747×10^{-4}	$w_{23} =$	1.237×10^{-8}
$w_{31} =$	-6.503×10^{-7}	$w_{33} =$	1.327×10^{-10}
$w_{41} =$	7.987×10^{-10}	$w_{43} =$	-4.614×10^{-13}

Para el cálculo de la velocidad de la salmuera, Batzle and Wang (1992) extienden los resultados Millero et. al. (1977) y Chen et. al. (1978) en el cálculo de los efectos de la salinidad en la velocidad, utilizando los datos de Wyllie et al (1956). Por tanto la velocidad de la salmuera (V_b) esta dad por:

$$V_b = V_w + S(1170 - 9.6T + 0.055T^2 - (8.5 * 10^{-5})T^3 + 2.6P - 0.0029TP - 0.0476P^2) + S^{1.5}(780 - 10P + 0.16P^2) - 820S^2 \quad (38)$$

El módulo de compresibilidad de la salmuera o agua de formación también obedece a la relación:

$$K_b = V_b^2 \rho_b \quad (39)$$

Por otro lado, Batzle and Wang (1992) también consideran el gas disuelto en el agua de formación para el cálculo del módulo de compresibilidad (K_{bg} , en MPa):

$$K_{bg} = \frac{K_b}{1+0.0494R_{gb}} \quad (40)$$

Donde (R_{gb}) representa la relación gas-salmuera (gas-brine relation):

$$R_{Sb} = 10^{\log_{10}\{0.712P\}} \quad (41)$$

2. CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS DELANTE DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN A CONDICIONES DE YACIMIENTO

En este anexo se muestra de forma simplificada los cálculos para la gravedad específica del gas de combustión, el cual es uno de los parámetros de entrada con mayor importancia en el modelo de propiedades sísmicas de los fluidos de Batzle and Wang (1992).

Según Banzer (1996), la gravedad específica del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} \quad (42)$$

Esta gravedad específica es medida generalmente a condiciones normales (14.7 psi y 16°C), en la cual el aire y el gas se comportan como gases ideales.

Si partimos de la ecuación de estado de un gas ideal y teniendo en cuenta que la densidad de un gas se define como la masa por unidad de volumen ($\rho = m/V$) tenemos que:

$$PV = nRT \quad (43)$$

Donde

$$n = \frac{m}{pm} \quad (44)$$

Siendo m_g la masa y pm_g el peso molecular:

$$P(pm_g) = \frac{m_g}{V} RT$$

$$P(pm_g) = \rho_g RT$$

$$\rho_g = P(pm_g)/RT \quad (45)$$

Si aplicamos la ecuación (A2.4) tanto para la densidad del gas como para la densidad del aire y reemplazando en la ecuación (A2.1), tenemos:

$$\gamma_g = \frac{P(pm_g)/RT}{P(pm_{air})/RT}$$

$$\gamma_g = \frac{(pm_g)}{(pm_{air})} = \frac{(pm_g)}{28.96} \quad (46)$$

No se conoce el peso molecular del gas, pero se conoce el peso molecular de las fracciones molares de la mezcla (pm_i) de los gases que componen el gas de combustión (Ver Tabla 3), por lo tanto el peso molecular de la mezcla se calcula mediante la expresión:

$$pm_g = \sum_{i=1}^n y_i pm_i \quad (47)$$

Donde pm_i (lbs/lb-mol o gr/gr-mol) es el peso molecular de la mezcla de gases, y_i saturación o fracción molar del componente i en la mezcla y n el número de componentes en la mezcla.

Si generamos el cálculo a partir de los datos de la tabla 4 para el gas de combustión y el aire a condiciones normales:

$$\gamma_g = \frac{(pm_g)}{28.96} = \frac{31.434}{28.96} = 1,085 \quad (48)$$

Tabla 3. Composición típica del gas de combustión y peso molecular de cada uno de los componentes del gas.

COMPUESTO	FRACCIÓN	PESO MOLECULAR
Oxígeno, O ₂	1,09	31,9988
Nitrógeno, N ₂	79,8	28,0135
Dióxido de Carbono, CO ₂	13,89	44,01
Ácido Sulfhídrico, H ₂ S	0,01	34,082
Metano, CH ₄	0,66	16,042
Etano, C ₂ H ₆	1,02	30,069
Propano, C ₃ H ₈	1,2	44,096
Butano, C ₄ H ₁₀	0,88	58,122
Pentanos, C ₅ H ₁₂	0,63	72,149
Otros, C ₆ +	0,82	86,175
Peso Molecular del gas de	combustión	31,434

En este punto debemos tener en cuenta que a condiciones normales la gravedad específica puede diferir de la gravedad específica a condiciones de yacimiento, por lo tanto para comprobar si la gravedad cambia, se introduce un factor de corrección, conocido como factor de compresibilidad del gas (Z), compensando la falta de idealidad del gas, así que la ley de los gases ideales se convierte en una ecuación de estado generalizada para los gases reales:

$$PV = ZnRT \quad (49)$$

Donde Z representa el factor de compresibilidad del gas. Ahora bien, si recordamos la definición de densidad ($\rho = \frac{m}{V}$), la ecuación A2.6 puede escribirse como:

$$PV = Z \frac{m}{pm} RT$$

$$P(pm) = Z \frac{m}{V} RT$$

$$P(pm) = Z\rho RT$$

Por tanto la densidad se expresa como:

$$\rho_g = P(pm_g)/Z_gRT \quad (50)$$

Si reemplazamos en la ecuación (46) tenemos:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{P(pm_g)/Z_gRT}{P(pm_{air})/Z_{air}RT}$$

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{(pm_g)Z_{air}}{(pm_{air})Z_g}$$

Para conocer la gravedad específica a condiciones de yacimiento es necesario calcular el factor de compresibilidad (z) tanto del gas de combustión como del aire, para este propósito se utiliza el método de correlación grafica de Standing and Katz (1942) que relaciona los factores de compresibilidad de gases naturales con la presión y temperatura pseudo-reducidas del gas.

Este factor es adimensional y es afectado por la presión, la temperatura y la composición del gas, variando generalmente entre 0.7 y 1.2, siendo 1 el caso del gas ideal (Banzer, 1996). Puede ser medido experimentalmente dividiendo el volumen real de n moles del gas a P y T entre el volumen ocupado por la misma masa de un gas ideal a iguales condiciones de P y T .

El valor de Z para diferentes gases ha sido determinado en base al Teorema de los Estados Correspondientes, el cual establece que a las mismas condiciones de presión y temperatura pseudoreducidas, todos los gases que hacen parte de una mezcla gaseosa, tienen el mismo factor de compresibilidad Z (Banzer, 1996). La presión y temperatura pseudo-reducidas P_{pr} y T_{pr} se definen por:

$$P_{PR} = P/P_c \quad (51)$$

$$T_{PR} = T/T_c \quad (52)$$

Para el cálculo de las temperaturas pseudocríticas han sido propuestos diversos métodos, donde todos suponen que cada componente de la mezcla gaseosa contribuye a la presión y temperaturas pseudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura crítica de cada componente. Se utilizó el método de Kay, W.B. (1936) el cual es el de mayor simplificación:

La presión y la temperatura pseudocríticas están dadas por:

$$P_{pr} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \quad (53)$$

$$T_{pr} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad (54)$$

Una vez se tiene la presión y la temperatura pseudoreducida, nos ubicamos en la gráfica de Standing and Katz (1942), entrando con la presión pseudoreducida (P_{pr}) hasta cruzar la línea de temperatura pseudoreducida (Ver Figura 2). En las Tablas 4 y 5 se muestran los resultados del cálculo para las presiones y temperaturas pseudocríticas y pseudoreducidas.

Figura 2. Gráfico de correlación del factor de compresibilidad Z, de Standing and Katz (1942).

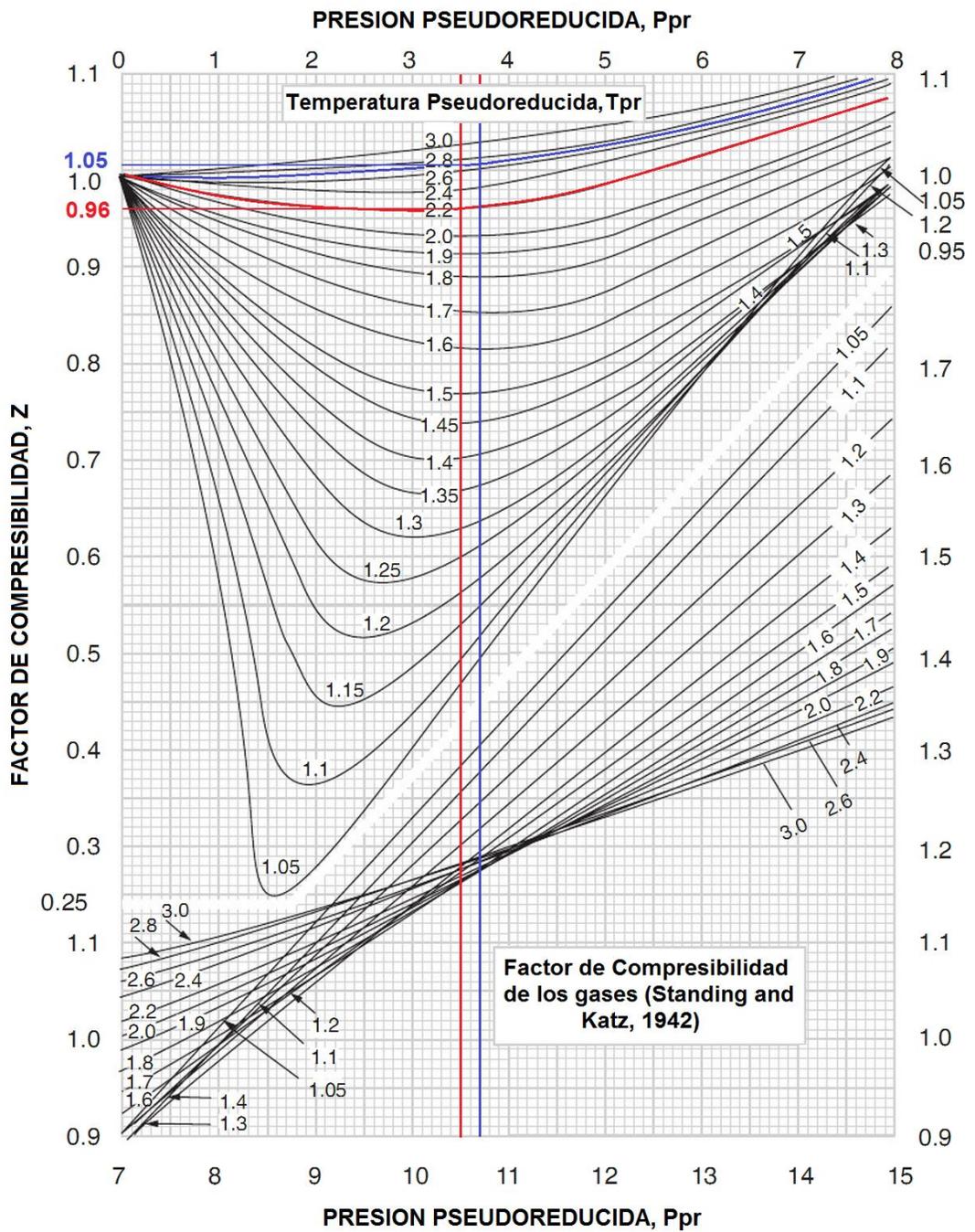


Tabla 4. Presiones y temperaturas pseudocriticas de los componentes del gas de combustión y del aire. Se muestran los valores de las presiones y temperaturas pseudoreducidas del gas de combustión y del aire.

Compuesto Gas de Combustión	Fracción	Pc	Tc
Oxígeno, O2	1,09	731,4	-181
Nitrógeno, N2	79,8	492,5	-232,53
Dióxido de Carbono, CO2	13,89	1070	87,76
Ácido Sulfhídrico, H2S	0,01	1306,5	212,81
Metano, CH4	0,66	667	-116
Etano, C2H6	1,02	706,6	89,92
Propano, C3H8	1,2	615,5	205,92
Butano, C4H10	0,88	550,9	305,55
Pentanos, C5H12	0,63	488,8	385,8
Otros, C6+	0,82	446,7	420
Presión Critica Gas	580,33		
Temperatura Critica Gas	295,86		
Compuesto Aire	Fracción	Pc	Tc
O2	20	731,4	-181
N2	80	492,5	-232,53
Presión Critica Aire	540,28		
Temperatura Critica Aire	237,776		

Tabla 5. Presiones y Temperaturas Pseudoreducidas, y factor de compresibilidad del gas de combustión y del aire.

Compuesto	Ppr	Tpr	Z
Gas de Combustión	3,47164544	2,18008518	0,97
Aire	3,72899237	2,7126371	1,05

Ahora si reemplazamos el peso molecular del gas de combustión y los factores de compresibilidad Z en la ecuación (46):

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{(pm_g)Z_{air}}{(pm_{air})Z_g}$$

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{(31.434)1.05}{(28.96)0.97}$$

$$\gamma_g = 1.2$$

3. DATOS MODELO DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS: KUSTER-TOKSÖZ (1974)

En el presente anexo se muestran los datos de cálculo obtenidos para el modelamiento de sustitución de fluidos usando la teoría de Kuster y Toksöz (1974). Estos resultados son obtenidos utilizando la distribución completa de relación de aspecto de poro, obtenida a partir del análisis realizado sobre las imágenes petrográficas. Para los cálculos fue utilizada la hoja de cálculo elaborada por Pennington (2004).

Figura 3. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario inicial o pre-combustión (0% de saturación de gas).

MODELO DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS: KUSTER Y TOKSÖZ (1974)																
ESCENARIO PRECOMBUSTION: CONDICIONES INICIALES																
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!																
	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2	
matrix K	36,77	0,00001	0,000000	2E-5	-2E-10	0,396	2E-2	2E-5	1E+0	6E-1	0,02	1,9999739	-0,0748363	7,4206E-06	0E+0	0E+0
matrix u	42	0,00005	0,000000	8E-5	-5E-9	0,396	0,02	0	1	6E-1	0,02	1,9998693	-0,0748144	3,7099E-05	0E+0	0E+0
matrix rho	2,65	0,00010	0,000000	2E-4	-2E-8	0,396	0,02	0	1	6E-1	0,02	1,9997386	-0,0747871	7,4188E-05	0E+0	0E+0
fluid K	1,83	0,0005	0,000000	8E-4	-5E-7	0,396	0,02	0	0,999	6E-1	0,02	1,9986938	-0,0745684	0,00037053	0E+0	0E+0
fluid u	0	0,001	0,000000	2E-3	-2E-6	0,396	0,02	0	0,999	6E-1	0,02	1,9973897	-0,0742956	0,00074005	0E+0	0E+0
fluid rho	0,9158964	0,005	0,000000	8E-3	-5E-5	0,394	0,023	0,01	0,993	6E-1	0,02	1,9870309	-0,0721357	0,0036599	0E+0	0E+0
effective K	14,56	0,010	0,000000	2E-2	-2E-4	0,391	0,027	0,02	0,987	6E-1	0,03	1,974265	-0,0694903	0,00722054	0E+0	0E+0
effective u	15,22	0,050	0,001529	7E-2	-4E-3	0,373	0,053	0,07	0,937	6E-1	0,05	1,8789666	-0,0503376	0,03243433	3E-2	6E-2
bulk rho	2,24	0,100	0,152866	1E-1	-2E-2	0,358	0,081	0,14	0,882	5E-1	0,09	1,7748845	-0,0307092	0,05701213	2E+0	4E+0
		0,500	0,079490	5E-1	-2E-1	0,381	0,219	0,39	0,618	3E-1	0,33	1,2926491	0,0368688	0,11726565	4E-1	9E-1
		0,990	0,006115	7E-1	-4E-1	0,477	0,298	0,48	0,481	1E-1	0,52	1,0576404	0,0480283	0,09665917	3E-2	6E-2
Vp	3940,53															
Vs	2604,08															
		total	0,24												2,507	4,77
		253,8	Vp/Vs1			R	0,453		B	0,017		A	-1			
		384,0	1,51													

Figura 4. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 1% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION: 1 % DE SATURACION DE GAS																
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!																
fluid K	1,0E+0	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid u	0	0,00001	0,000000	2E-5	-2E-10	0,396	0,01	2E-5	1E+0	6E-1	1E-2	2E+0	-8E-2	7E-6	0E+0	0E+0
fluid rho	0,9095064	0,00005	0,000000	8E-5	-5E-9	0,396	1E-2	8E-5	1E+0	6E-1	1E-2	2E+0	-8E-2	4E-5	0E+0	0E+0
		0,00010	0,000000	2E-4	-2E-8	0,396	1E-2	2E-4	1E+0	6E-1	1E-2	2E+0	-8E-2	7E-5	0E+0	0E+0
effective K	12,91	0,0005	0,000000	8E-4	-5E-7	0,396	1E-2	8E-4	1E+0	6E-1	1E-2	2E+0	-8E-2	4E-4	0E+0	0E+0
effective u	14,89	0,001	0,000000	2E-3	-2E-6	0,396	1E-2	2E-3	1E+0	6E-1	1E-2	2E+0	-8E-2	7E-4	0E+0	0E+0
bulk rho	2,24	0,005	0,000000	8E-3	-5E-5	0,394	1E-2	8E-3	1E+0	6E-1	1E-2	2E+0	-8E-2	4E-3	0E+0	0E+0
		0,010	0,000000	2E-2	-2E-4	0,391	2E-2	2E-2	1E+0	6E-1	2E-2	2E+0	-8E-2	7E-3	0E+0	0E+0
		0,050	0,001529	7E-2	-4E-3	0,373	5E-2	7E-2	9E-1	6E-1	5E-2	2E+0	-6E-2	3E-2	4E-2	6E-2
Vp1%	3823,59	0,100	0,152866	1E-1	-2E-2	0,358	7E-2	1E-1	9E-1	5E-1	8E-2	2E+0	-4E-2	6E-2	2E+0	4E+0
Vs1%	2578,12	0,500	0,079490	5E-1	-2E-1	0,381	2E-1	4E-1	6E-1	3E-1	3E-1	1E+0	3E-2	1E-1	4E-1	9E-1
		0,990	0,006115	7E-1	-4E-1	0,477	3E-1	5E-1	5E-1	9E-2	5E-1	1E+0	5E-2	9E-2	3E-2	6E-2
		total	0,24												2,696	4,86
		261,5	Vp/Vs1			R	0,453		B	0,009		A	-1			
		387,9	1,48													

Figura 5. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 5% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION: 5 % DE SATURACION DE GAS																
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!																
fluid K	0,62	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid u	0	0,00001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,01	0,00	1,00	0,60	0,01	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid rho	0,8839464	0,00005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,01	0,00	1,00	0,60	0,01	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,00010	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,01	0,00	1,00	0,60	0,01	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective K	12,03	0,0005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,01	0,00	1,00	0,60	0,01	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective u	14,72	0,001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,01	0,00	1,00	0,60	0,01	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
bulk rho	2,233	0,005	0,000000	0,01	0,00	0,394	0,01	0,01	0,99	0,60	0,01	1,99	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,010	0,000000	0,02	0,00	0,391	0,01	0,02	0,99	0,60	0,01	1,97	-0,08	0,01	0,00	0,00
		0,050	0,001529	0,07	0,00	0,373	0,04	0,07	0,94	0,57	0,04	1,88	-0,06	0,03	0,04	0,07
Vp1	3764,82	0,100	0,152866	0,14	-0,02	0,358	0,07	0,14	0,88	0,53	0,08	1,77	-0,04	0,06	2,30	3,88
Vs1	2567,14	0,500	0,079490	0,47	-0,19	0,381	0,21	0,39	0,62	0,29	0,32	1,29	0,03	0,11	0,43	0,89
		0,990	0,006115	0,66	-0,40	0,477	0,29	0,48	0,48	0,09	0,52	1,05	0,04	0,09	0,03	0,06
		total	0,24												2,8	4,91
		265,6	Vp/Vs1			R	0,453		B	0,006		A	-1			
		389,5	1,47													

Figura 6. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 10% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION: 10 % DE SATURACION DE GAS																
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!																
fluid K	0,24	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid u	0	0,00001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid rho	0,8519964	0,00005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,00010	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective K	11,14	0,0005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective u	14,53	0,001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
bulk rho	2,215	0,005	0,000000	0,01	0,00	0,394	0,01	0,01	0,99	0,60	0,01	1,99	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,010	0,000000	0,02	0,00	0,391	0,01	0,02	0,99	0,60	0,01	1,97	-0,09	0,01	0,00	0,00
		0,050	0,001529	0,07	0,00	0,373	0,04	0,07	0,94	0,57	0,04	1,88	-0,07	0,03	0,04	0,07
Vp1	3710,84	0,100	0,152866	0,14	-0,02	0,358	0,07	0,14	0,88	0,53	0,07	1,77	-0,05	0,05	2,40	3,93
Vs1	2561,00	0,500	0,079490	0,47	-0,19	0,381	0,21	0,39	0,62	0,28	0,32	1,28	0,03	0,11	0,43	0,89
		0,990	0,006115	0,66	-0,40	0,477	0,29	0,48	0,48	0,09	0,52	1,05	0,04	0,09	0,03	0,06
		total	0,24												2,909	4,96
		269,5	Vp/Vs1			R	0,453		B	0,002		A	-1			
		390,5	1,45													

Figura 10. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 50% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION: 50 % DE SATURACION DE GAS															
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!															
	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid K	0,08	0,00001	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid u	0	0,00005	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid rho	0,6080964	0,00010	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective K	10,75	0,0005	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective u	14,45	0,001	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
bulk rho	2,146	0,005	0,01	0,00	0,394	0,00	0,01	0,99	0,60	0,00	1,99	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,010	0,02	0,00	0,391	0,01	0,02	0,99	0,60	0,01	1,97	-0,09	0,01	0,00	0,00
		0,050	0,07	0,00	0,373	0,04	0,07	0,94	0,57	0,04	1,88	-0,07	0,03	0,05	0,07
Vp1	3739,62	0,100	0,14	-0,02	0,358	0,07	0,14	0,88	0,53	0,07	1,77	-0,05	0,05	2,45	3,95
Vs1	2594,81	0,500	0,47	-0,19	0,381	0,21	0,39	0,62	0,28	0,32	1,28	0,03	0,11	0,43	0,89
		0,990	0,66	-0,40	0,477	0,29	0,48	0,48	0,09	0,52	1,05	0,04	0,08	0,03	0,06
		total	0,24											2,958	4,98
		267,4	Vp/Vs1												
		385,4	1,44												
					R	0,453			B	7E-04		A	-1		

Figura 11. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 60% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION:60 % DE SATURACION DE GAS															
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!															
	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid K	0,07	0,00001	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid u	0	0,00005	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid rho	0,5480964	0,00010	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective K	10,72	0,0005	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective u	14,44	0,001	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
bulk rho	2,126	0,005	0,01	0,00	0,394	0,00	0,01	0,99	0,60	0,00	1,99	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,010	0,02	0,00	0,391	0,01	0,02	0,99	0,60	0,01	1,97	-0,09	0,01	0,00	0,00
		0,050	0,07	0,00	0,373	0,04	0,07	0,94	0,57	0,04	1,88	-0,07	0,03	0,05	0,07
Vp1	3754,13	0,100	0,14	-0,02	0,358	0,07	0,14	0,88	0,53	0,07	1,77	-0,05	0,05	2,45	3,96
Vs1	2606,03	0,500	0,47	-0,19	0,381	0,21	0,39	0,62	0,28	0,32	1,28	0,03	0,11	0,43	0,89
		0,990	0,66	-0,40	0,477	0,29	0,48	0,48	0,09	0,52	1,05	0,04	0,08	0,03	0,06
		total	0,24											2,962	4,98
		266,4	Vp/Vs1												
		383,7	1,44												
					R	0,453			B	6E-04		A	-1		

Figura 12. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 70% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION: 70 % DE SATURACION DE GAS															
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!															
	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid K	0,02	0,00001	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid u	0	0,00005	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid rho	0,4880964	0,00010	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective K	10,61	0,0005	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective u	14,42	0,001	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
bulk rho	2,107	0,005	0,01	0,00	0,394	0,00	0,01	0,99	0,60	0,00	1,99	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,010	0,02	0,00	0,391	0,01	0,02	0,99	0,60	0,01	1,97	-0,09	0,01	0,00	0,00
		0,050	0,07	0,00	0,373	0,04	0,07	0,94	0,57	0,04	1,88	-0,07	0,03	0,05	0,07
Vp1	3762,41	0,100	0,14	-0,02	0,358	0,07	0,14	0,88	0,53	0,07	1,77	-0,05	0,05	2,47	3,96
Vs1	2615,87	0,500	0,47	-0,19	0,381	0,21	0,39	0,62	0,28	0,32	1,28	0,03	0,11	0,43	0,89
		0,990	0,66	-0,40	0,477	0,29	0,48	0,48	0,09	0,52	1,04	0,04	0,08	0,03	0,06
		total	0,24											2,976	4,99
		265,8	Vp/Vs1												
		382,3	1,44												
					R	0,453			B	2E-04		A	-1		

Figura 13. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 80% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION: 80 % DE SATURACION DE GAS																
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!																
fluid K	0,03	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid u	0	0,00001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid rho	0,4280964	0,00005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,00010	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective K	10,63	0,0005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective u	14,42	0,001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
bulk rho	2,087	0,005	0,000000	0,01	0,00	0,394	0,00	0,01	0,99	0,60	0,00	1,99	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,010	0,000000	0,02	0,00	0,391	0,01	0,02	0,99	0,60	0,01	1,97	-0,09	0,01	0,00	0,00
		0,050	0,001529	0,07	0,00	0,373	0,04	0,07	0,94	0,57	0,04	1,88	-0,07	0,03	0,05	0,07
Vp1	3781,98	0,100	0,152866	0,14	-0,02	0,358	0,07	0,14	0,88	0,53	0,07	1,77	-0,05	0,05	2,46	3,96
Vs1	2628,53	0,500	0,079490	0,47	-0,19	0,381	0,21	0,39	0,62	0,28	0,32	1,28	0,03	0,11	0,43	0,89
		0,990	0,006115	0,66	-0,40	0,477	0,29	0,48	0,48	0,09	0,52	1,04	0,04	0,08	0,03	0,06
		total	0,24													
		264,4	Vp/Vs1			R	0,453		B	3E-04		A	-1			
		380,4	1,44												2,972	4,99

Figura 14. Tabla de resultados del modelo de sustitución de fluidos utilizando la teoría Kuster y Toksöz (1974) para un escenario pos-combustión de 100% de saturación de gas.

ESCENARIO POSCOMBUSTION: 100 % DE SATURACION DE GAS																
Note: The value placed in c(por) must not exceed the value of the corresponding aspect ratio!																
fluid K	0,03	aspect >	c(por)	phi	g	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	cT1	cT2
fluid u	0	0,00001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
fluid rho	0,3	0,00005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,00010	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective K	10,62	0,0005	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
effective u	14,42	0,001	0,000000	0,00	0,00	0,396	0,00	0,00	1,00	0,60	0,00	2,00	-0,09	0,00	0,00	0,00
bulk rho	2,049	0,005	0,000000	0,01	0,00	0,394	0,00	0,01	0,99	0,60	0,00	1,99	-0,09	0,00	0,00	0,00
		0,010	0,000000	0,02	0,00	0,391	0,01	0,02	0,99	0,60	0,01	1,97	-0,09	0,01	0,00	0,00
		0,050	0,001529	0,07	0,00	0,373	0,04	0,07	0,94	0,57	0,04	1,88	-0,07	0,03	0,05	0,07
Vp1	3816,20	0,100	0,152866	0,14	-0,02	0,358	0,07	0,14	0,88	0,53	0,07	1,77	-0,05	0,05	2,46	3,96
Vs1	2652,90	0,500	0,079490	0,47	-0,19	0,381	0,21	0,39	0,62	0,28	0,32	1,28	0,03	0,11	0,43	0,89
		0,990	0,006115	0,66	-0,40	0,477	0,29	0,48	0,48	0,09	0,52	1,04	0,04	0,08	0,03	0,06
		total	0,24													
		262,0	Vp/Vs1			R	0,453		B	2E-04		A	-1			
		376,9	1,44												2,974	4,99