

**MONITOREO DE CAMBIOS EN SATURACIÓN PARA PROCESOS DE
INYECCIÓN DE FLUIDOS, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE VARIACIONES ENTRE
SECCIONES SÍSMICAS EN LAPROS DE TIEMPO**

**ORIOLESON RODRÍGUEZ RAMÍREZ
OSCAR ALBERTO ESTÉVEZ REAL**

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

2012

**MONITOREO DE CAMBIOS EN SATURACIÓN PARA PROCESOS DE
INYECCIÓN DE FLUIDOS, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE VARIACIONES ENTRE
SECCIONES SÍSMICAS EN LAPROS DE TIEMPO**

ORIOLOSON RODRÍGUEZ RAMÍREZ

OSCAR ALBERTO ESTÉVEZ REAL

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

**Ingeniero de petróleos .NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO
DIRECTOR UIS**

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

2012

DEDICATORIA

A Dios por acompañarme y darme fortaleza en cada momento de mi vida.

A mi madre por su amor, confianza y por enseñarme a

Tener fortaleza en cada situación en la que estuve.

A mi padre por los buenos consejos, por apoyarme y estar conmigo en cada momento.

A mis hermanos por brindarme su cariño, alegría y sobre todo por creer en mí en todo momento.

A mi familia que me ha brindado todo su apoyo en cada etapa de mi vida.

A mis amigos quienes me han acompañado durante toda mi vida.

Oscar Alberto Estévez Real

DEDICATORIA

A Dios por fortalecerme en todo momento

Mi padre Feliciano, a mi madre Rosa a mi tío 'Miro' y a todos mis hermanos y sobrinos por el apoyo incondicional que me brindaron durante esta etapa. Gracias a ustedes estoy acá escribiendo esto, en la etapa final de mi universidad.

Mi muy especial agradecimiento a mi sobrino Brayán Yesid que desde el cielo me ayuda.

Desafortunadamente te me fuiste al final de esta carrera, cuanto daría por tenerte acá conmigo en estos momentos. Este también es tu logro chinaso y sé que tu hubieses llegado más alto de lo que yo llegaré algún día. Te extraño.

A mi tía Merita por toda esa ayuda que me brindo en estos 5 años gracias a ella pude culminar este sueño.

No podría dejar de agradecer a todos mis amigos de Fleckoil y demás; nunca me dejaron solo en los momentos más difíciles en este trayecto a mi título como ingeniero.

*Y como olvidarme de ti Karina Andrea, mi hermosa geóloga. Con tus sublimes sonrisas, ternura espontánea y locuras permanentes has sido aquella persona que ha sacado lo mejor de mí. Es por eso que 'Quiero hacer contigo lo que la primavera le hace a los cerezos'.
¡Te amo Andre!*

Oriolson Rodríguez Ramírez

AGRADECIMIENTOS

Hoy, tras el camino recorrido para conseguir materializar la idea de ser ingenieros de petróleos, se ha invertido mucho tiempo y trabajo, junto con la mejor disposición que ahora se ve compensada y por esto, con toda seguridad puedo decir que valió la pena.

Agradezco a Dios, por llenarme de su energía y sabiduría, por darme la capacidad de ver en cada situación difícil una oportunidad de superación y por poner en mi camino a las personas que me han acompañado en esta etapa tan importante de mi vida.

A la escuela de ingeniería de petróleos de nuestra universidad industrial de Santander, por el aporte hecho a mi formación personal y por hacer de mí un profesional íntegro.

A Nelson Enrique Quintero Valero, director de este proyecto, quien siempre tuvo la mejor disposición para brindar su orientación y sus conocimientos para llevar a buen término este trabajo

A todos gracias

CONTENIDO

RESUMEN.....	20
ABSTRACT.....	20
INTRODUCCIÓN.....	22
1.MARCO TEÓRICO.....	24
1.1SISTEMA ROCA FLUIDO.....	24
1.2MÓDULOS ELÁSTICOS.....	24
Deformación elástica.....	24
Módulo de compresibilidad o másico.....	26
Módulo de Cizalla o de corte.....	27
Módulo de Young.....	28
Módulo de Poisson.....	29
1.3PROPIEDADES ACÚSTICAS DE LAS ROCAS.....	30
Propiedades elásticas a saturaciones irreducibles (<i>Dry</i>).....	32
Propiedades elásticas de la matriz mineral.....	32
1.4PROPIEDADES ACÚSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	34
Agua de formación.....	34
Aceite.....	36
Gas.....	38
Fluidos de inyección.....	41
1.5SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS.....	43
1.6MODELOS MATEMÁTICOS.....	44
Relación de Velocidades de BIOT.....	44
Modelo matemático de Velocidades de Brown y Korringa.....	46
1.7ECUACIÓN DE GASSMANN.....	47
1.8SISMICA CONCEPTUAL.....	49
Ecuación de onda.....	49
Impedancia.....	50
Coeficiente de reflexión.....	51

Sismograma sintético.....	53
Inversión sísmica	54
1.9 PROCESAMIENTO SISMICO	58
1.10 INYECCION INMISCIBLE DE GAS.....	60
1.11 INYECCION DE GAS INTERNA O DISPERSA	60
1.12 INYECCIÓN EXTERNA DE GAS	62
Mantenimiento de presión.....	63
Inyección de gas con segregación.....	63
Factores influyentes de un proceso de inyección externa de gas.....	64
1.13 INYECCION DE GAS Y SUS EFECTOS EN LA SISMICA	65
2. MODELO DE YACIMIENTO, INYECCION Y PERFILES VERTICALES	68
2.1 MODELO GEOLOGICO	68
Estratigrafía	69
Litología	71
Mapa estructural	77
2.2 MODELO PETROFÍSICO.....	80
Porosidad.....	80
Permeabilidad.....	81
Curvas de permeabilidad relativa	82
Presión capilar	84
2.3 MODELO DE FLUIDOS	85
Distribución de fluidos y presiones.....	86
2.4 MODELO DE INYECCIÓN.....	89
Factor de recobro del modelo planteado	93
Presión promedio del modelo planteado.....	94
2.5 PERFIL VERTICAL Y LAPSOS.....	94
2.6 DISEÑO DE LÍNEA SÍSMICA.....	96
2.7 PERFIL VERTICAL EN TESSERAL PRO	97
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	100
3.1 SENSIBILIZACIÓN DE LA ECUACIÓN DE GASSMANN	100
Variación de la saturación de gas.....	101
Variación de la saturación de agua.....	102

Variación de la presión de yacimiento	104
Variación espacial de la porosidad	105
3.2 PERFIL VERTICAL 1	106
3.3 PERFIL VERTICAL 2	114
3.4 PERFIL VERTICAL 3	118
3.5 DIFERENCIAS ENTRE SECCIONES SÍSMICAS EN LAPSOS	122
Diferencia a un $\Delta t = 3$ años	122
Diferencia a un $\Delta t = 10$ años	126
Diferencia a un $\Delta t = 13$ años	129
CONCLUSIONES	133
RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFIA	137
ANEXOS	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Gráfico Esfuerzo vs Deformación	25
Figura 2. Esfuerzo uniforme.....	26
Figura 3. Esfuerzo tangencial	27
Figura 4. Esfuerzo longitudinal.....	28
Figura 5. Deformación total.....	29
Figura 6. Ley de Snell	30
Figura 7. Propiedades elásticas de las rocas de yacimiento	42
Figura 8. Coeficiente de reflexión en estratos rocosos	52
Figura 9. Ejemplo de una traza sísmica.....	53
Figura 10. Modelado progresivo y regresivo.....	55
Figura 11. Efecto de la absorción	57
Figura 12. Secuencia básica del procesamiento de datos sísmicos de reflexión. .	59
Figura 13. Desplazamiento del gas en un medio poroso.....	61
Figura 14. Inyección externa de gas.....	62
Figura 15. Tiempo cero de inyección	65
Figura 16. Tiempo después de inyección.	66
Figura 17. Mapa isopacos del modelo.	78
Figura 18. Tope del yacimiento.....	79
Figura 19. Yacimiento en vista 3D	79
Figura 20. Porosidad del estrato 1	80
Figura 21. Permeabilidad del estrato 1	81

Figura 22. Permeabilidad relativa Agua-Aceite.....	83
Figura 23. Permeabilidad relativa Gas-Aceite.....	83
Figura 24. Presión capilar Agua-Aceite.....	84
Figura 25. Presión capilar Gas-Aceite	85
Figura 26. Saturación inicial de aceite en estrato 1	87
Figura 27. Saturación inicial de agua en el estrato 1	88
Figura 28. Presión inicial en el yacimiento para el estrato 1	89
Figura 29. Posición pozos inyectores	90
Figura 30. Posición pozos inyectores (perfil)	90
Figura 31. Esquema general de pozos	91
Figura 32. Esquema general de pozos (Vista de planta)	92
Figura 33. Factor de recobro.....	93
Figura 34. Presión promedio de yacimiento.....	94
Figura 35. Plano de corte vertical	95
Figura 36. Perfil vertical	95
Figura 37. Geometría del perfil en Tesserall Pro	98
Figura 38. Análisis del perfil sísmico.....	99
Figura 39. Variable sísmica Vs Saturación de gas.....	102
Figura 40. Variables sísmicas Vs Saturación de agua.....	103
Figura 41. Variables sísmicas Vs Presión.....	104
Figura 42. Variables sísmicas Vs Porosidad.....	105
Figura 43. Saturación de aceite a t_0	107
Figura 44. Saturación de agua a t_0	107

Figura 45. Saturación de gas a t_0	108
Figura 46. Presión a t_0	109
Figura 47. Sismograma sintético del disparo 20 a t_0	110
Figura 48. Sismograma pre-procesado (GATHER)	110
Figura 49. Sismograma después del Normal Move Out	111
Figura 50. Sismograma después del STACKING	111
Figura 51. Sismograma después del apilamiento por Common Middle Point.....	112
Figura 52. Sismograma después de la migración por Kirchhoff.....	112
Figura 53. Sección sísmica en profundidad	113
Figura 54. Sección sísmica procesada para un a t_0	113
Figura 55. Saturación de aceite para t_1	114
Figura 56. Saturación de agua para t_1	115
Figura 57. Saturación de gas para t_1	115
Figura 58. Perfil de presiones para t_1	116
Figura 59. Sismograma sintético para t_1	116
Figura 60. Sección sísmica para t_1	117
Figura 61. Saturación de aceite para t_2	118
Figura 62. Saturación de agua para t_2	119
Figura 63. Saturación de gas para t_2	119
Figura 64. Perfil de presión para t_2	120
Figura 65. Sismograma sintético para t_2	120
Figura 66. Sección sísmica para t_2	121
Figura 67. Diferencia en saturación de aceite para un $\Delta t = 3$ años.....	122

Figura 68. Diferencia en saturación de gas para un $\Delta t=3$ años	123
Figura 69. Diferencia en saturación de agua para un $\Delta t=3$ años	123
Figura 70. Diferencia en presión para un $\Delta t=3$ años.....	124
Figura 71. Diferencia entre secciones sísmicas para un $\Delta t=3$ años.....	125
Figura 72. Diferencia en saturación de aceite para un $\Delta t=10$ años.....	126
Figura 73. Diferencia en saturación de gas para un $\Delta t=10$ años	126
Figura 74. Diferencia en saturación de agua para un $\Delta t=10$ años	127
Figura 75. Diferencia en Presiones para un $\Delta t=10$ años.....	127
Figura 76. Diferencia en las secciones sísmicas para un $\Delta t=10$ años	128
Figura 77. Diferencia en saturaciones de aceite para un $\Delta t=13$ años.....	129
Figura 78. Diferencia en saturaciones de gas para un $\Delta t=13$ años.....	130
Figura 79. Diferencia en saturaciones de agua para un $\Delta t=13$ años	130
Figura 80. Diferencia en presiones para un $\Delta t=13$ años	131
Figura 81. Diferencia entre las secciones sísmicas para un $\Delta t=13$ años	132

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Coeficientes para el cálculo de V_p	36
Tabla 2. Estratificación de zonas y sub zonas del yacimiento	71
Tabla 3. Propiedades elásticas y sísmicas de los minerales encontrados.....	72
Tabla 4. Composición mineral del estrato 1.....	72
Tabla 5. Composición mineral del estrato 2.....	73
Tabla 6. Composición mineral del estrato 3.....	73
Tabla 7. Composición mineral del estrato 4.....	73
Tabla 8. Composición mineral del estrato 5.....	74
Tabla 9. Composición mineral del estrato 6.....	74
Tabla 10. Composición mineral del estrato 7.....	74
Tabla 11. Composición mineral del estrato 8.....	75
Tabla 12. Composición mineral del estrato 9.....	75
Tabla 13. Composición mineral del estrato 10.....	75
Tabla 14. Composición mineral del estrato 11.....	76
Tabla 15. Composición mineral del estrato 12.....	76
Tabla 16. Composición mineral del estrato 13.....	76
Tabla 17. Composición mineral del estrato 14.....	77
Tabla 18. Composición mineral del estrato 15.....	77
Tabla 19. Permeabilidades y Porosidades promedio por zona.....	82
Tabla 20. Contenido de sales del agua de formación	86
Tabla 21. Composición del gas inyectado	92

Tabla 22. Parámetros de referencia Ecuación de Gassmann.....101

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. variables sismicas para el lapso 1 y el primer estrato.....	140
Anexo B. variables sismicas para el lapso 2 y el primer estrato.....	141
Anexo C. variables sismicas para el lapso 3 y el primer estrato.....	142

RESUMEN

TITULO: MONITOREO DE CAMBIOS EN SATURACIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE VARIACIONES ENTRE SECCIONES SÍSMICAS EN LAPROS DE TIEMPO¹.

AUTORES: RODRÍGUEZ RAMÍREZ, Oriolson; ESTÉVEZ REAL, Oscar Alberto**

PALABRAS CLAVE: Geofísica, Sustitución de fluidos, perfiles verticales, sismograma, Diferencia sísmica, Gassmann.

DESCRIPCION

El objetivo principal de este trabajo es establecer los cambios de saturación generados por un proceso de inyección de gas inmiscible en la cresta, en un modelo conceptual de un yacimiento de aceite negro con la ayuda de un simulador de yacimientos y un simulador sísmico para así determinar los cambios en la respuesta sísmica.

La metodología propuesta para el desarrollo de este trabajo de grado se basa en la construcción de un modelo conceptual de un yacimiento sometido a un proceso de sostenimiento de presión por medio de una inyección de gas en la cresta del yacimiento. A este mismo modelo se le extraerán perfiles verticales de las propiedades petrofísicas (Porosidad, Saturaciones y presiones de poro) a un tiempo determinado de iniciada la inyección, tiempo después se extraerán estas mismas propiedades en este mismo perfil vertical, conformando esto los lapsos.

Ya extraídas las propiedades se recurrirá a la teoría de Gassmann y la sustitución de fluidos para convertir estas propiedades petrofísicas en variables sísmicas para ser manejadas por un simulador sísmico el cual arrojará sismogramas sintéticos que se diferenciarán con el fin de determinar, en función de la respuesta sísmica, los cambios en la saturación generados por este proceso de inyección.

1. Proyecto de grado

** Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director Ing Nelson Enrique Quintero Valero.

ABSTRACT

TITLE: MONITORING OF SATURATION CHANGES FOR FLUID INJECTION PROCESS THROUGH THE ANALYSIS OF DIFFERENCES BETWEEN SEISMIC SECTIONS IN TIME LAPSES¹.

AUTHORS: RODRÍGUEZ RAMÍREZ, Oriolson; ESTÉVEZ REAL, Oscar Alberto**

KEY WORDS: Geophysics, Fluids substitution, Seismic lapses, synthetic seismograms, Gassmann.

DESCRIPTION:

The main objective of this thesis is to establish the saturation changes generated by a process of immiscible gas injection in the top of a conceptual model of a black oil reservoir with the help of a flow reservoir simulator and a seismic simulator, thus determining changes in seismic response.

The proposed methodology for development of this thesis is based on constructing a conceptual model of a reservoir under a pressure maintenance process injecting gas into the crest of the reservoir this gas does not present miscibility whit the reservoir fluids. Vertical profiles will be extracted from this model, these vertical profiles will content petrophysical properties (porosity, pore pressures and saturations) at a given time after the start of the injection, after these the same properties will be extracted in the same vertical profile but In a different time in the future and with the help of fluid substitution theory it will generate synthetic seismograms.

The Gassmann's theory and the fluid substitution is going to be used to convert these petrophysical properties into seismic variables in order to be handled by a seismic simulator that will show de difference between these synthetic seismograms, in order to determine(depending on the response seismic) changes in the saturation generated by the injection process.

1. Degree project

**faculty of physics-chemical engineer .School of Petroleum Engineering. Director. Ing. Nelson Enrique Quintero Valero.

INTRODUCCIÓN

La geofísica es una ciencia que comprende la gravimetría, magnetismo, electroquímica y el comportamiento acústico del subsuelo, todas estas ramas de esta ciencia están relacionados de algún modo con la exploración y en la última década con el monitoreo de producción de campos. De las cuatro ramas de la geofísica la más popular por ser el método de exploración por excelencia de gran versatilidad y relativa alta precisión por los resultados que arroja es la sísmica o como ya fue nombrada comportamiento sísmico de subsuelo.

La sísmica se puede clasificar en dos ramas, según su uso o utilidad, estas dos son la sísmica de exploración y la sísmica de monitoreo. En la sísmica de exploración es común ver la aplicación conjunta de alguna de las otras técnicas geofísicas ya que el fin de esta exploración es definir los prospectos con posibles reservas recuperables de hidrocarburos en áreas donde no se tiene registro alguno, luego se hace necesaria la aplicación de más de una técnica geofísica para correlacionar sus resultados y así disminuir la incertidumbre al definir posibles trampas de hidrocarburos. Esta sísmica de exploración es usada desde 1923 por el alemán Ludger Mintrop (1980-1956) el cual desarrollo el método sísmico para la empresa Gulf Oil, este método fue usado en Texas, Estados Unidos lo que resulto en la identificación del domo salino "Orchard", este diapiro dos años después inicio su producción por parte de la misma compañía operadora.

Este trabajo propone el uso de una de estas técnicas como lo es el monitoreo sísmico en lapsos también llamado 4D, esta es una técnica derivada de la sísmica 3D. La sísmica 3D es la integración de diferentes líneas sísmicas ya procesadas con el fin de construir un volumen en 3 dimensiones, la diferencia entre la sísmica 3D y 4D radica en que la sísmica 4D es la misma respuesta acústica 3D aplicada dos o más veces, es decir, se aplica el mismo proceso a unas mismas condiciones al yacimiento pero tiempo después. Esta sísmica 4D se realiza con el fin de determinar la efectividad de algún plan de producción ejecutado en el yacimiento ya que esta nos arroja como resultado canales de flujo de fluidos y diferencia en las saturaciones. El presente proyecto se realiza con el fin de aplicar esta misma técnica pero con perfiles verticales (2D) a diferentes tiempos. Las técnicas 3D y 4D han sido probadas con éxito en yacimientos del mar del norte operados por Statoil uno de estos yacimientos es Gullfacks, en el cual se usó con el fin de determinar los mapas de saturación presentes en el yacimiento y así determinar el posicionamiento de pozos infill además de la ubicación optima de pozos inyectoros.

En el presente proyecto se monitoreará un proceso de inyección de gas en un yacimiento de aceite negro con la ayuda de perfiles verticales, generando conceptos acerca de las implicaciones de este método sísmico en lapsos para

procesos de inyección. De igual forma se propone estudiar la viabilidad de un monitoreo del contacto gas-petróleo y agua petróleo por medio de la sísmica en lapsos teniendo como principal herramienta teórica la ecuación de Gassmann y la sustitución de fluidos. Esta técnica de monitoreo en lapsos ha sido utilizada con éxito en el mar del norte por Conoco Phillips en el campo callanish y en el yacimiento de María Inés oeste ubicado en la provincia de Santa Cruz, Argentina¹.

¹Oilfield Review, El tiempo lo dirá: Contribuciones clave a partir de datos sísmicos de repetición. Otoño 2004, Volumen 16.

1. MARCO TEÓRICO

Las ondas acústicas en medios porosos se desplazan en los diferentes minerales, líquidos y gases presentes con velocidades P decrecientes a medida que aumenta su estado de agregación y con comportamiento contrario en cuanto a las velocidades S. Por esta razón en este capítulo del libro se describirá el comportamiento de las ondas en cada uno de estos estados junto con el modelamiento matemático respectivo.

1.1 SISTEMA ROCA FLUIDO

La respuesta sísmica de un yacimiento es el resultado de la reflexión de las ondas acústicas que atraviesan las formaciones y se reflejan a medida que van encontrando estratos con impedancias que las obligan a reflejar parte de la energía del frente de onda y a refractar la restante. Estas reflexiones de energía en forma de ondas acústicas y/o elásticas son registradas en superficie por los geófonos, estos datos registrados no son más que la resultante de pasar ondas S (transversal o de cizalla) y P (compresional o longitudinal) en el sistema roca-fluido que comprende el yacimiento.

El sistema roca fluido está conformado por tres componentes; los fluidos que están presentes dentro de las rocas, las mismas rocas almacén y la interacción entre estos ya mencionados. A lo largo de este trabajo se hará énfasis en el sistema en general es decir, considerando (para efectos de la simulación sísmica) como varias fracciones todo el sistema (discretización) debido a que la respuesta sísmica registrada en superficie en una sísmica de reflexión se da considerando el hidrocarburo y la roca indistintamente, es decir considerándolo un volumen finito donde la sumatoria de todas las pequeñas repuestas sísmicas a nivel micro (fluidos presentes y mineralogía de la roca) sea la repuesta acústica característica de este volumen rocoso.

1.2 MÓDULOS ELÁSTICOS

Deformación elástica

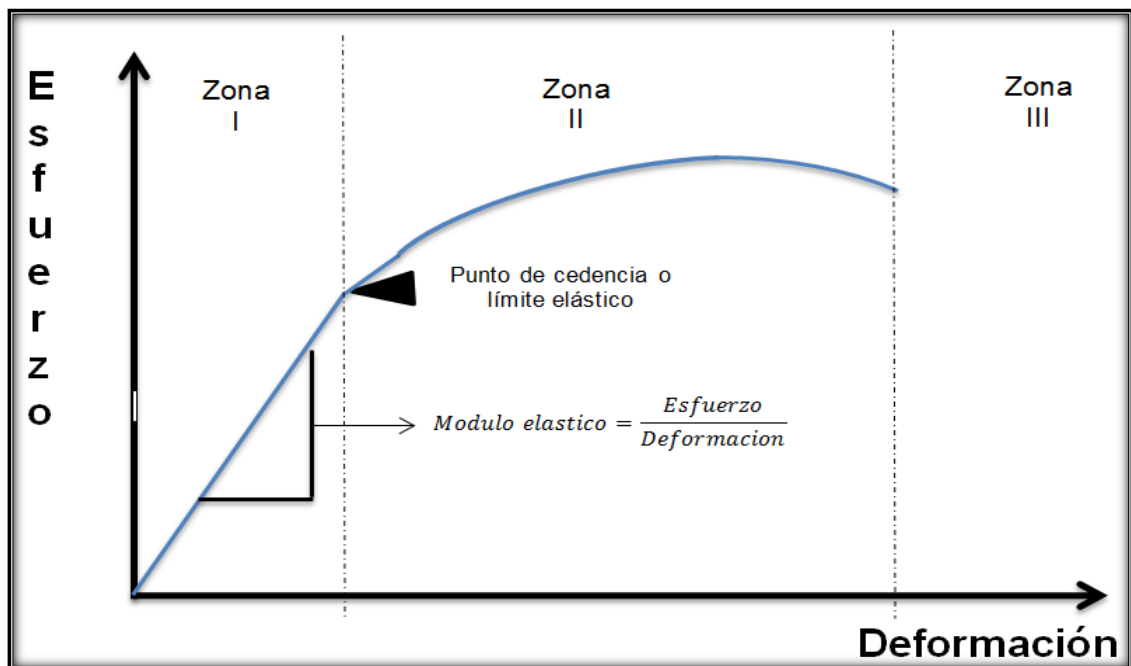
Se define como la relación del cambio del volumen (o longitud) al volumen original (o longitud original). Físicamente es una deformación volumétrica o longitudinal ocurrida al someter un cuerpo a una fuerza (F) localizada en su superficie de área A. El cuerpo al estar sometido a esta fuerza establece fuerzas

internas en proporción a la fuerza aplicada². Por esta razón los cuerpos regresan a su estado inicial al retirar esta fuerza externa

La deformación elástica se presenta antes del punto de cedencia o límite elástico (Zona I) donde según la ley de Hooke el esfuerzo y la deformación son linealmente dependientes como se observa en la gráfica 1. Superando el límite elástico se presenta la deformación plástica (Zona II) en la cual hay un cambio en la forma del material sin retornar a su forma original al retirar la fuerza que lo deformó. Posteriormente y con el aumento en el esfuerzo hay lugar a la fractura (Zona III). Ver figura 1.

Todas las ondas sísmicas de interés se presentan en la zona I es decir donde sólo se presenta deformación elástica de los estratos rocosos.

Figura 1. Gráfico Esfuerzo vs Deformación



Fuente: Los Autores

Todo esfuerzo de deformación aplicado en un cuerpo puede ser descompuesto en dos vectores perpendiculares, uno normal a la superficie (esfuerzo compresional) y otro perpendicular al mismo o paralelo a la superficie (esfuerzo de cizalla).

²REYNOLDS, J. M. An introduction to applied and environmental Geophysics. Reynolds Geo-Science Ltda, UK, 1997.

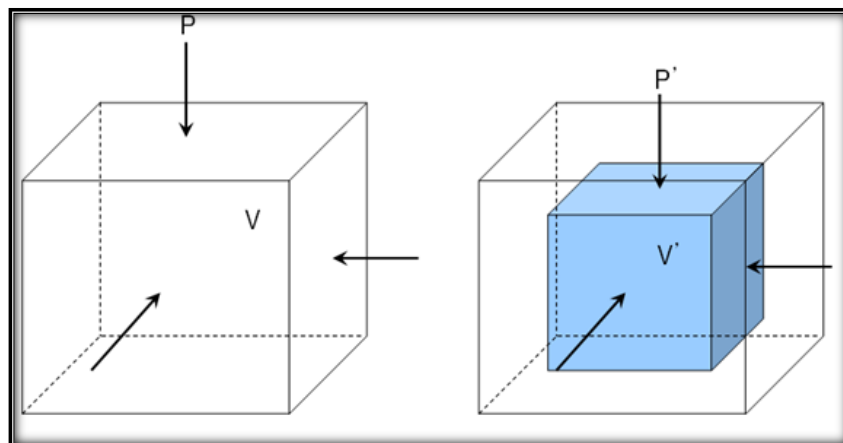
Además de estos dos tipos de esfuerzo se presenta otro tipo de carga que puede ser aplicada, esta es la tensión.

Para la zona I de la deformación elástica se han desarrollado varios tipos de módulos los cuales sirven para caracterizar el material en diferentes aspectos, estos módulos se trataran a continuación.

Módulo de compresibilidad o másico

Este módulo nos mide la resistencia a la compresión uniforme de un material por esta razón nos indica el aumento de presión hidrostática de los estratos requerida para causar una disminución unitaria de un volumen unitario de roca. Este módulo está desarrollado para caracterizar un modelo isotrópico de roca³.

Figura 2. Esfuerzo uniforme



Fuente: <http://www.skyobserver.net>

$$K = -V \frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{\text{Esfuerzo en volumen}}{\text{Deformación en volumen}} \quad (1)$$

Dónde:

k= Módulo de compresibilidad.

V= Volumen inicial de la roca.

³MAVKO, G. et al. The rocks physics handbook, tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University press, UK, 1998

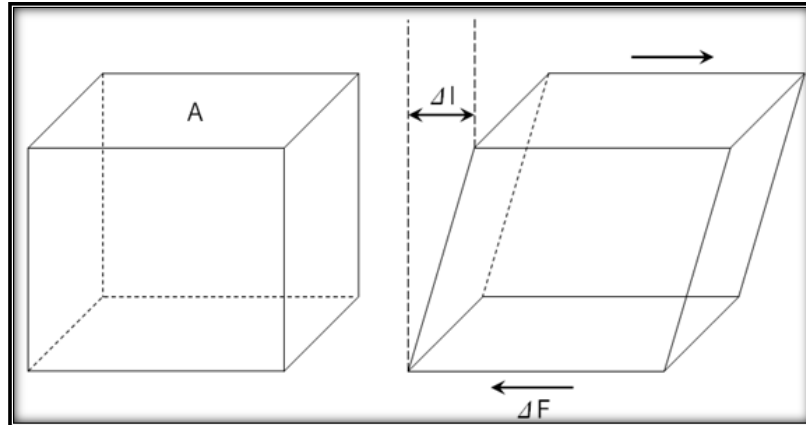
ΔP =Cambio en la presión.

ΔV =Cambio en el volumen.

Módulo de Cizalla o de corte

También llamado módulo de elasticidad transversal, esta constante elástica mide la deformación elástica que sufre un material isotrópico cuando es sometido a esfuerzos tangenciales.

Figura 3. Esfuerzo tangencial



Fuente: <http://www.skyobserver.net>

$$\mu = \frac{Pl}{\Delta x} = \frac{\text{Fuerza por unidad de superficie}}{\text{Deformación por cizallamiento}} \quad (2)$$

Dónde:

μ = Módulo de corte.

P= Presión en la superficie de la roca (Fuerza tangencial/Área).

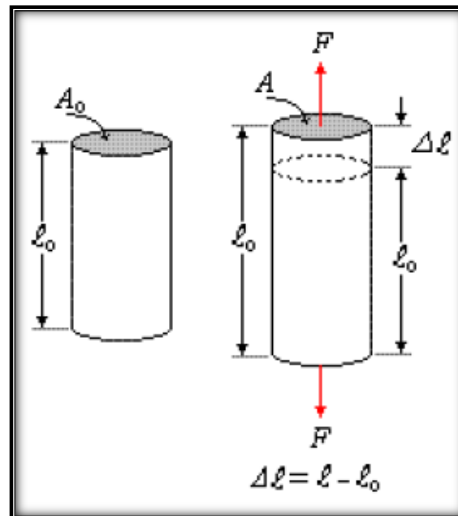
l= longitud del material.

Δx =Deformación del material o efecto de la fuerza.

Módulo de Young

También llamado módulo de elasticidad longitudinal. Esta constante elástica caracteriza la elongación sufrida por un material isotrópico al ser aplicado un esfuerzo uniaxial (tensil) sobre él.

Figura 4. Esfuerzo longitudinal



Fuente: Hugo Medina Guzmán, 2009.

$$\sigma = \frac{Fl_0}{A_0\Delta l} = \frac{\text{Esfuerzo longitudinal}}{\text{Deformación longitudinal}} \quad (3)$$

Dónde:

σ = Módulo de Young.

F = Fuerza tensil.

l_0 = Longitud inicial del material.

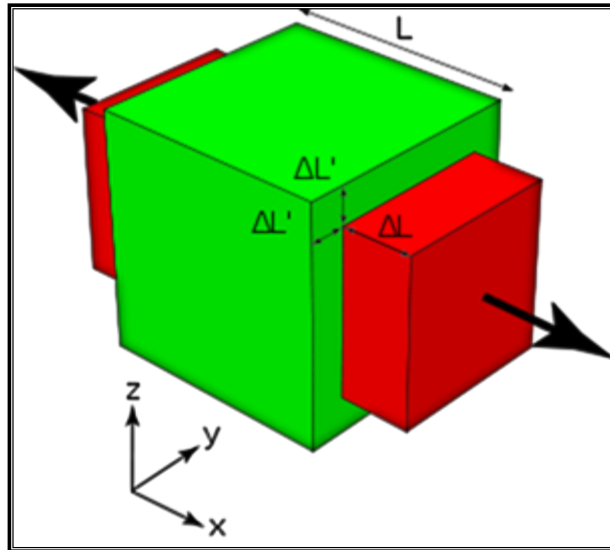
A_0 = Área transversal inicial del materia.

Δl = Deformación del material por efecto de la tensión.

Módulo de Poisson

Este módulo nos relaciona la deformación total de un cuerpo es decir, considera el estiramiento del material rocoso en dirección de la fuerza y el adelgazamiento perpendicular a la misma. Esta constante elástica tiene grandes cambios cuando hay saturación de gas diferente de cero, luego es muy utilizada en la sismica multicomponente para determinar qué tipo de fluido está presente en el yacimiento. Este módulo es adimensional⁴.

Figura 5. Deformación total



Fuente: Hugo Medina Guzman, 2009.

$$\vartheta = - \frac{\varepsilon_{transversal}}{\varepsilon_{Longitudinal}} \quad \langle 4 \rangle$$

Dónde:

ϑ = Módulo de Poisson.

$\varepsilon_{transversal}$ = Deformación perpendicular a la fuerza.

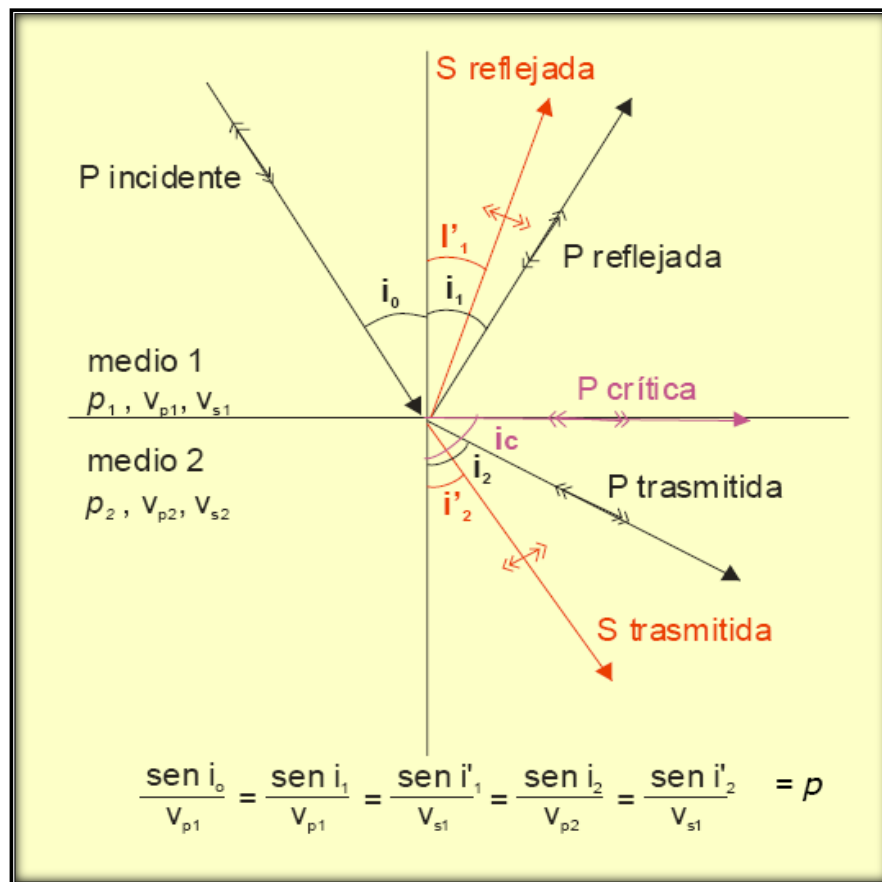
⁴MAVKO, G. et al. The rocks physics handbook, tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University press, UK, 1998.

$\varepsilon_{Longitudinal}$ = Deformación paralela a la fuerza.

1.3 PROPIEDADES ACÚSTICAS DE LAS ROCAS

El comportamiento acústico del subsuelo se determina por medio de la de la generación de ondas elásticas que perturban el medio y generan una respuesta característica de cada material, respuesta que también varía con el espesor, anisotropía y la atenuación a la transmisión de las ondas. Posteriormente las ondas reflejadas generan una respuesta que es registrada en superficie las cuales sirven para caracterizar el subsuelo y principalmente el yacimiento determinando diversas propiedades entre ellas los módulos elásticos de los estratos rocosos con y sin fluidos. El choque de la onda P en una superficie de diferente impedancia da origen a la onda denominada se cizalla u onda S. ver figura 6.

Figura 6. Ley de Snell



Fuente: María Antonieta GayaFlórez, 2005.

Para los efectos de caracterizar el yacimiento además del modelado sísmico del subsuelo, las velocidades P (V_p) y S (V_s), de compresión y corte respectivamente deben ser entendidas.

Estos parámetros pueden ser determinados en función de los módulos elásticos como sigue:

$$V_p = \sqrt{\frac{k+4/3\mu}{\rho}} \quad (5)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (6)$$

Dónde, de las ecuaciones 5 y 6:

V_p = Velocidad compresional (Km/s).

V_s = Velocidad Corte (Km/s).

k = Módulo de compresibilidad (Gpa).

μ = Módulo de corte o cizallamiento (Gpa).

ρ = Densidad del material (g/cc).

- **Ondas P**

También llamadas ondas longitudinales o de compresión estas ondas se desplazan en la misma dirección del frente de onda, estas ondas viajan a mayor velocidad que las ondas de corte ($V_p \gg V_s$).

- **Ondas S**

Las ondas de cizalla o de corte sólo se desplazan a través de sólidos, luego en presencia de gas en el yacimiento éstas tienden a desaparecer. Estas ondas se propagan en dirección perpendicular al frente de onda (ondas P) y tiene una velocidad mucho menor.

Las constantes elásticas de las rocas están divididas en dos clases:

Propiedades elásticas a saturaciones irreducibles (*Dry*)

Estas son medidas en laboratorio o por registros de pozo con sus respectivas correcciones por saturación.

Para hallar K_{dry} y ρ_{dry} debemos tener datos de laboratorio como son V_p y V_s para aplicar las siguientes ecuaciones:

$$K_{dry} = \rho_{dry} \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (7)$$

$$\rho_{dry} = (1 - \Phi) \rho_{matriz} \quad (8)$$

Dónde de las ecuaciones 7 y 8:

K_{dry} = Modulo de compresibilidad de la roca a saturaciones irreducibles (Gpa).

ρ_{dry} = Densidad de la roca a saturaciones irreducibles (g/cc).

ρ_{matriz} = Densidad de la matriz mineral (g/cc).

Propiedades elásticas de la matriz mineral.

Las rocas sedimentarias son formadas por pequeños fragmentos de minerales (clastos o sedimentos) los cuales poseen diferentes módulos elásticos característicos de cada mineral y responden de diferente forma a las ondas acústicas y/o elásticas⁵, por esta razón es necesario determinar el modulo total de corte y compresional para cada unidad rocosa partiendo de los módulos, composiciones y la cantidad en la que se encuentra cada mineral en la roca. Para tal fin es útil la siguiente ecuación, llamada VRH en honor a quien la postulo⁶:

⁵AHRENS, T.G. Rocks physics and phase relations: a handbook of physical constant. American Geophysical Union, UE, 2000.

⁶HILL, R. The elastic behavior of a crystalline aggregate. Physics society, UK, 1965.

$$K_{Matrix} = \frac{1}{2} \left(\sum_1^n V_i * K_i + \sum_1^n \frac{V_i}{K_i} \right) \quad (9)$$

Dónde:

K_{matrix} = Módulo compresional de la matriz rocosa (Gpa).

V_i = Fracción en volumen del mineral i en la roca (Fraccion).

k_i = Módulo de compresibilidad del mineral i en la roca (Gpa).

n =número total de minerales que están presentes en la roca.

De igual forma podemos hallar la densidad equivalente de la roca.

$$\rho_{matriz} = \sum_i^n V_i * \rho_i \quad (10)$$

Dónde:

ρ_{matriz} = Densidad de la matriz rocosa (g/cc).

V_i = Fracción en volumen del mineral i en la roca (Fracción).

ρ_i = densidad del mineral i en la roca (g/cc).

n =numero total de minerales que están presentes en la roca.

Tanto la densidad como los módulos de corte y compresibilidad de la roca no varían con el tiempo de producción del campo.

1.4 PROPIEDADES ACÚSTICAS DE LOS FLUIDOS

En un yacimiento de petróleo debemos considerar tres fluidos principales (Agua de formación, aceite y gas) además de los fluidos que se inyecten (si lo que se busca monitorear es un proceso de recobro).

Generalmente de todos los medios por los que se desplaza la onda en el yacimiento el más difícil de caracterizar por medio de sísmica son los fluidos ya que son los más susceptibles al cambio de presión, temperatura, saturación y composición durante la vida de producción del campo.

Agua de formación

Esta es caracterizada principalmente por su salinidad, es decir el módulo de corte y su densidad será función exclusivamente de su contenido de iones proveniente de sales, la presión y la temperatura in-situ.

El módulo de compresibilidad del agua de yacimiento se determina por:

$$K_{brine} = \rho_{brine} * V_{brine}^2 * 10^{-6} \quad (11)$$

Dónde:

K_{brine} = Módulo compresional de los fluidos (Gpa).

ρ_{brine} = Fracción en volumen del mineral i en la roca (g/cc).

V_{brine} = Velocidad de la onda-P en la salmuera (Km/s).

El cálculo de la densidad del agua connata (ρ_{brine}) a condiciones de yacimiento, se realiza con la correlación de Batze-Wang (1992), la cual se muestra a continuación.

$$\rho_{brine} = \rho_w + 0.668S + 0.44S^2 + 10^{-6}S[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)] \quad (12)$$

La densidad del agua pura (ρ_w) a condiciones de yacimiento está dada por:

$$\rho_w = 1 + 10^{-6}(-80T - 3.3T^2 + 0.00175T^3 + 489P - 2TP + 0.016T^2P - 1.3 \times 10^{-5}T^3P - 0.333P^2 - 0.002TP^2) \quad (13)$$

La velocidad de la onda P (V_{brine}) del agua a condiciones de yacimiento se calcula con la siguiente correlación.

$$V_{brine} = V_w + S(1170 - 9.6T + 0.055T^2 - 8.5 \times 10^{-5}T^3 + 2.6P - 0.0029TP - 0.0476P^2) + S^{1.5}(780 - 10P + 0.16P^2) - 1820S^2 \quad (14)$$

Donde la velocidad de la onda P (V_p) en agua pura puede ser estimado por.

$$V_w = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^4 W_{ij} T^{i-1} P^{j-1} \quad (15)$$

Dónde de las ecuaciones 12, 13, 14 y 15:

ρ_{brine} = Densidad de la salmuera (g/cc).

ρ_w = Densidad del agua pura a condiciones de yacimiento (g/cc).

S = Salinidad (Fracción en peso).

P = Presión de yacimiento (Mpa).

T = Temperatura de yacimiento (°C).

V_{brine} = Velocidad de onda P de la salmuera @ P y T de yacimiento (m/s).

V_w = Velocidad de onda P del agua pura @ P y T de yacimiento (m/s).

W_{ij} = Constantes de calculo (Adimensionales).

Las contantes para el cálculo de V_p en agua pura se muestran a continuación.

Tabla 1. Coeficientes para el cálculo de Vp

$W_{11} = 1402.85$	$W_{13} = 3.437 \times 10^{-3}$
$W_{21} = 4.871$	$W_{23} = 1.739 \times 10^{-4}$
$W_{31} = -0.04783$	$W_{33} = -2.135 \times 10^{-6}$
$W_{41} = 1.487 \times 10^{-4}$	$W_{43} = -1.455 \times 10^{-8}$
$W_{51} = -2.197 \times 10^{-7}$	$W_{53} = 5.23 \times 10^{-11}$
$W_{12} = 1.524$	$W_{14} = -1.197 \times 10^{-5}$
$W_{22} = -0.0111$	$W_{24} = -1.628 \times 10^{-6}$
$W_{32} = 2.747 \times 10^{-4}$	$W_{34} = 1.237 \times 10^{-8}$
$W_{42} = -6.503 \times 10^{-7}$	$W_{44} = 1.327 \times 10^{-10}$
$W_{52} = 7.987 \times 10^{-10}$	$W_{54} = -4.614 \times 10^{-13}$

Fuente: Batzle–Wang, 1992

Aceite

Su módulo total y su densidad in situ dependen de la gravedad API (para caracterizar su densidad), del GOR (para determinar la cantidad de gas que ha expulsado y que está expulsando en ese momento), de la gravedad específica del gas que libera (para determinar si existe o no cambios en la composición), de la presión y temperatura del yacimiento.

Para la caracterización del módulo de compresibilidad y densidad del aceite se recurre a las correlaciones de Batze-Wang (1992) que permite determinar estos parámetros para el aceite in situ que contiene gas disuelto en él.

$$\rho_{oil} = \frac{\rho_s + (0.00277P - 1.71 \times 10^{-7}P^3)(\rho_s - 1.15)^2 + 3.49 \times 10^{-4}P}{0.972 + 3.81 \times 10^{-4}(T + 17.78)^{1.175}} \quad \langle 16 \rangle$$

Además de

$$V_{oil} = 2096 \sqrt{\frac{\rho_{ps}}{2.6 - \rho_{ps}}} - 3.7T + 4.64P + 0.0115 \left[\sqrt{\frac{18.33}{\rho_{ps}} - 16.97} - 1 \right] TP \quad \langle 17 \rangle$$

Dónde de las ecuaciones 16 y 17:

ρ_{oil} = Densidad del aceite @ P y T de yacimiento (g/cc).

ρ_s = Densidad del aceite al punto de saturación (g/cc).

P = Presion de yacimiento (Mpa).

T = Temperatura de yacimiento (°C).

V_{oil} = Velocidad de onda P del aceite @ P y T de yacimiento (m/s).

ρ_{ps} = Pseudo densidad del aceite al punto de saturación (g/cc).

La densidad (ρ_s) y a pseudo densidad (ρ_{ps}) al punto de saturación se hallan con las siguientes correlaciones.

$$\rho_s = \frac{\rho_o + 0.0012 * GOR * G}{B_o} \quad \langle 18 \rangle$$

$$\rho_{ps} = \frac{\rho_o}{(1 + 0.001 * GOR) B_o} \quad \langle 19 \rangle$$

Dónde:

ρ_s = Densidad del aceite al punto de saturacion (g/cc).

ρ_{ps} = Pseudo densidad del aceite al punto de saturacion (g/cc).

ρ_o = Densidad del aceite a condiciones estándar (g/cc).

GOR = Relación gas-petróleo (Litro/Litro).

B_o = Factor volumétrico de formación (Litro/Litro).

G = Gravedad específica del gas (Fracción).

El factor volumétrico de formación del aceite puede ser hallado por pruebas PVT o con la siguiente correlación. Este factor a su vez depende de la densidad del petróleo (ρ_o) que puede ser hallado con la ecuación de gravedad API.

$$B_o = 0.972 + 0.00038 \left[2.495 * GOR \sqrt{\frac{G}{\rho_o}} + T + 17.8 \right]^{1.175} \quad \langle 20 \rangle$$

Dónde:

B_o =Factor volumétrico de formación (Litro/Litro).

GOR = Relación gas-petróleo (Litro/Litro).

G =Gravedad específica del gas (Fracción).

ρ_o =Densidad del aceite a condiciones estandar (g/cc).

T = Temperatura de yacimiento (°C).

Finalmente al tener todas estas variables calculadas se procede a calcular el modulo elástico de compresibilidad y la densidad del crudo in situ, considerando que este aceite contiene gas disuelto.

$$K_{oil} = \rho_{oil} V_{oil}^2 \times 10^{-6} \quad \langle 21 \rangle$$

Dónde:

K_{oil} =Módulo de compresibilidad del aceite @ P y T de yacimiento (Gpa).

ρ_{oil} =Densidad del aceite @ P y T de yacimiento (g/cc).

V_{oil} = Velocidad de onda P del aceite @ P y T de yacimiento (v/s).

Gas

Sus propiedades elásticas y densidad dependen de su gravedad específica que representa la composición, la temperatura y la presión del yacimiento. Al gas de

igual manera se le calculara su K_{gas} y su ρ_{gas} pero a diferencia de de los anteriores componentes se obtendrán valores mucho menores debido a su alto grado de agregación de sus partículas.

$$\rho_{gas} \cong \frac{28.8GP}{ZR(T+273.15)} \quad \langle 22 \rangle$$

$$K_{gas} \cong \frac{P}{\left(1 - \frac{P_{pr}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P_{pr}}\right)_T} \frac{\gamma_o}{1000} \quad \langle 23 \rangle$$

Dónde de las ecuaciones 22 y 23:

ρ_{gas} =Densidad del gas @ P y T de yacimiento (g/cc).

K_{gas} =Modulo de compresibilidad @ P y T de yacimiento (GPa).

P_{pr} = Presión pseudoreducida (MPa).

γ_o =Constante adimensional.

P = Presión de yacimiento (MPa).

G =Gravedad especifica del gas.

Z =Factor de compresibilidad.

T = Temperatura de yacimiento (°C).

R =Constante de gases (J/Mol.K).

Las propiedades pseudoreducidas de la mezcla de gases se calculan con las siguientes ecuaciones.

$$T_{pr} = \frac{T + 273.15}{94.72 + 170.75G} \quad \langle 24 \rangle$$

$$P_{pr} = \frac{P}{4.892 - 0.4048G} \quad \langle 25 \rangle$$

Dónde:

P_{pr} =Presion pseudoreducida (Adimensional).

T_{pr} = Temperatura pseudoreducida (Adimensional).

T = Temperatura de yacimiento (°C).

G = Gravedad específica del gas (Fracción).

P = Presión de yacimiento (MPa).

La constante γ_o es un termino adimensional de corrección agregado por Batzle y Wang (1992) con el fin de

$$\gamma_o = 0.85 + \frac{5.6}{P_{pr} + 2} + \frac{27.1}{(P_{pr} + 3.5)^2} - 8.7 \exp[-0.65(P_{pr} + 1)] \quad \langle 26 \rangle$$

Dónde:

γ_o = Constante adimensional.

P_{pr} = Presion pseudoreducida (Adimensional).

Para el cálculo del módulo de compresibilidad del gas es necesario determinar el factor de compresibilidad (z) a las condiciones de yacimiento dadas, para esto es útil la siguiente ecuación.

$$\left[\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} \right]_T = 0.03 + 0.00527(3.5 - T_{pr})^3 + 0.109(3.85 - T_{pr})^2 F \quad \langle 27 \rangle$$

$$F = -1.2 \frac{P_{pr}^{0.2}}{T_{pr}} \left[0.45 + 8 \left(0.56 - 1/T_{pr} \right)^2 \right] \exp \left\{ - \left[0.45 + 8 \left(0.56 - 1/T_{pr} \right)^2 \right] \frac{P_{pr}^{1.2}}{T_{pr}} \right\} \langle 28 \rangle$$

Dónde de las ecuaciones 27 y 28:

$\left[\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} \right]_T$ = Cambio de la compresibilidad del gas con respecto a la presión a una temperatura de yacimiento dada.

F = Constante de ajuste por temperatura.

T_{pr} = Temperatura pseudoreducida (Adimensional).

De los tres posibles cambios en las propiedades elásticas de las rocas a lo largo del tiempo de producción de un campo (sin importar el esquema de producción) los módulos más variables son los correspondientes a los fluidos in situ debido a que éstos son los únicos que intercambian masa en las fronteras del yacimiento y experimentan más cambio en su volumen.

Fluidos de inyección

Sus propiedades elásticas y densidad deben ser determinadas por pruebas de laboratorio a condiciones de yacimiento o por correlaciones.

El módulo de compresibilidad de los fluidos (K_{fl}) al igual que su densidad puede ser hallada por las siguientes ecuaciones.

$$\frac{1}{K_{fl}} = \sum_i \frac{S_i}{K_i} \quad (29)$$

Dónde.

K_{fl} =Módulo de compresibilidad de los fluidos que saturan el medio poroso (Gpa).

S_i =Saturación del fluido i (Fracción).

K_i =Módulo de compresibilidad del fluido i (Gpa).

La anterior ecuación es llamada ecuación de Wood, esta ecuación supone una presión capilar entre las fases presentes despreciable.

La densidad de los fluidos que saturan el medio poroso, puede ser calculado como:

$$\rho_{fl} = \sum_i \rho_i S_i \quad (30)$$

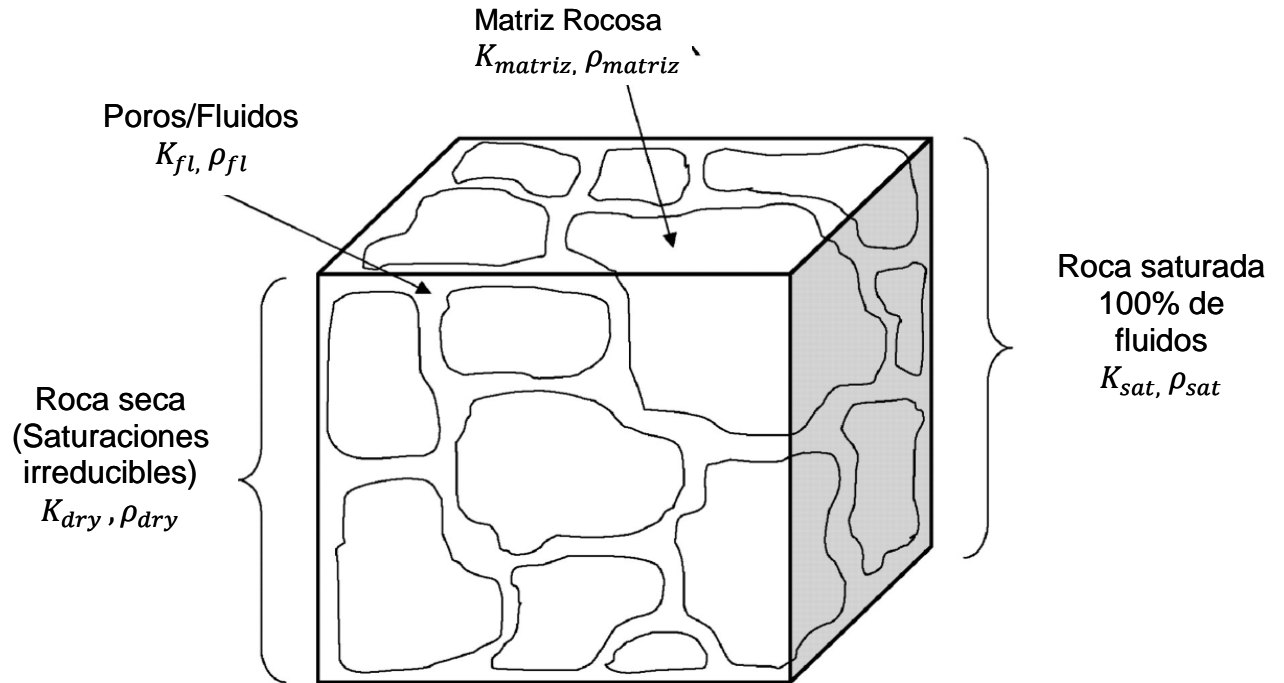
Dónde.

ρ_{fl} =Densidad total de los fluidos que saturan el medio poroso (g/cc).

ρ_i =Densidad del fluido i (g/cc).

S_i = Saturación del fluido i (Fracción).

Figura 7. Propiedades elásticas de las rocas de yacimiento



Fuente: Modificado. <http://geophysics.geoscienceworld.org>

1.5 SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS

La sustitución de fluidos es parte fundamental del monitoreo sísmico en yacimientos petrolíferos, en procedimientos, que desde los 80's, vienen siendo utilizados cada vez con mayor frecuencia. El objetivo de la sustitución de fluidos es modelar las propiedades sísmicas (V_p y V_s) y densidades a dadas condiciones de yacimiento (presión, temperatura, porosidad, litología, salinidad del agua de formación y saturación de los diferentes fluidos).

Las ecuaciones 5 y 6 útiles para determinar las diferentes velocidades de onda pueden ser utilizadas en materiales isotrópicos, en el caso de yacimientos petroleros que presentan gran anisotropía pero deben ser divididos, considerando pequeñas unidades rocosas saturadas, que a un nivel macroscópico sea isotrópico en sus propiedades petrofísicas.

La teoría de sustitución de fluidos es factible al ser usada para el monitoreo sísmico de yacimientos someros debido a que el esfuerzo efectivo sobre la roca aumenta junto con la profundidad luego los cambios en la porosidad o los fluidos se considerarían despreciables en su efecto en las propiedades sísmicas cuando estos estratos se encuentran muy profundos. Otros fenómenos viables para monitorear con sísmica es la inyección de fluidos donde exista una diferencia considerable de compresibilidades entre el fluido inyectado y el presente en el yacimiento (sustitución de agua por gas o crudo liviano) además del seguimiento de la interfase gas-líquido con rocas que presenten la mismas propiedades.

El análisis físico de las rocas y sus repuestas sísmicas a la sustitución de fluidos es actualmente la principal herramienta con la que cuenta la geofísica para el desarrollo de procesos AVO (Amplitude Variation with Offset), 4D (sísmica en lapsos). Esta teoría nació con la investigación de Wyllie⁷ et al. (1956) en la cual desarrolló algunas relaciones empíricas para modelar las velocidades sísmicas a partir de la porosidad de las rocas. Sin embargo estas correlaciones no consideraban ni las saturaciones de los fluidos ni las propiedades de los mismos, es por esto que para hacer útiles las ecuaciones 5 y 6 en yacimiento de petróleo los parámetros k , μ y ρ deben ser calculados considerando todo el sistema roca-fluido, para este efecto Gassmann (1951) desarrollo una ecuación que en actualidad es la más usada por la geofísica en las técnicas AVO y 4D.

⁷Wyllie, M. R. J., G. H. F. Gardner, and A. R. Gregory, Studies of elastic wave attenuation in porous media, *Geophysics*, 27(5).1962.

1.6 MODELOS MATEMÁTICOS⁸

Relación de Velocidades de BIOT

El modelo matemático de Biot fue desarrollado en 1956 y es desarrollado a partir de las ecuaciones teóricas para predecir la frecuencia óptima de disparo dependiendo de las velocidades de una roca 100% saturada por fluidos en función de las velocidades P y S de la misma roca a saturaciones irreducibles. Este modelo matemático considera algunas de las interacciones viscosas e inerciales entre los fluidos del yacimiento y la matriz mineral de la roca almacén.

Las ecuaciones de Biot son las siguientes.

$$V_p = \left\{ \frac{\Delta \pm [\Delta^2 - 4(\rho_{11}\rho_{22} - \rho_{12}^2)(PR - Q^2)]^{1/2}}{2(\rho_{11}\rho_{22} - \rho_{12}^2)} \right\}^{1/2} \quad \langle 31 \rangle$$

$$V_s = \left(\frac{\mu_{frame}}{\rho - \phi \rho_{fl} \alpha^{-1}} \right)^{1/2} \quad \langle 32 \rangle$$

Las anteriores ecuaciones son usadas para determinar las velocidades de las ondas P y S basados en constantes las que se describirán y determinaran a continuación.

$$\Delta = P\rho_{22} + R\rho_{11} - 2Q\rho_{12} \quad \langle 33 \rangle$$

$$P = \frac{(1 - \phi) \left(1 - \phi - \frac{K_{frame}}{K_{matriz}} \right) K_{matriz} + \phi K_{matriz} K_{frame} / K_{fluidos}}{1 - \phi - \frac{K_{frame}}{K_{matriz}} + \phi \frac{K_{matriz}}{K_{fluido}}} + \frac{3}{4} \mu_{frame} \quad \langle 34 \rangle$$

⁸ MAVKO, G. et al. The rocks physics handbook, tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University press, UK, 1998

$$Q = \frac{(1 - \phi - K_{frame}/K_{matriz})\phi K_{frame}}{1 - \phi - K_{frame}/K_{matriz} + \phi K_{matriz}/K_{fluidos}} \quad \langle 35 \rangle$$

$$\rho_{11} = (1 - \phi)\rho_{matriz} - (1 - \alpha)\phi\rho_{fluidos} \quad \langle 36 \rangle$$

$$\rho_{12} = (1 - \alpha)\phi\rho_{fluidos} \quad \langle 37 \rangle$$

$$\rho_{11} = \rho_{matriz}(1 - \phi) + \rho_{fluidos}\phi \quad \langle 38 \rangle$$

Donde de las anteriores ecuaciones.

V_p = Velocidad de compresibilidad de la roca (Km/s).

V_s = Velocidad de corte o de cizalla (Km/s).

K_{frame} =Módulo de compresibilidad de la roca a saturaciones irreducibles (Gpa).

μ_{frame} =Módulo de cizalla de la roca a saturaciones irreducibles (Gpa).

K_{matriz} =Módulo de compresibilidad de la matriz mineral (Gpa).

ϕ =Porosidad efectiva de la roca (Fracción).

ρ_{matriz} =Densidad de la matriz mineral (g/cc).

$\rho_{fluidos}$ =Densidad de los fluidos presentes en el espacio poroso (g/cc).

α =Parámetro de tortuosidad, siempre es mayor a 1 (Adimensional).

ρ_{12} =Densidad inducida por las fuerzas inerciales para el movimiento de los fluidos en el yacimiento (g/cc).

P , Q y R = Constantes adimensionales.

Usos de las ecuaciones de Biot:

- Estimación de las velocidades sísmicas de una roca saturada a partir de las mismas velocidades a saturación irreducible en la misma roca.
- Determinar la frecuencia de disparo a partir de las velocidades sísmicas en un sistema roca fluido dado.
- Analizar la compactación de yacimientos causada por la producción de los fluidos que contiene.

Suposiciones del modelo:

- La roca es isotrópica.
- Todos los minerales que conforman la roca tienen los mismos módulos de corte y compresibilidad.
- La roca está totalmente saturada.
- La longitud de onda en todas las frecuencias es mucho más grande que los poros o los granos de la roca.

Modelo matemático de Velocidades de Brown y Korringa

Modelo teórico derivado de ecuaciones del módulo elástico en rocas anisotrópicas a saturaciones irreducibles y de las mismas rocas conteniendo fluidos, estas ecuaciones son llamadas también como la versión anisotrópica de la teoría de Gassmann. Este modelo también considera diferentes compresibilidades de la roca y diferentes presiones de confinamiento.

Usos de las ecuaciones de Biot:

- Es aplicable al análisis de la sustitución de fluidos en una roca que presente gran anisotropía en pequeños volúmenes rocosos.

Suposiciones del modelo:

- Bajas frecuencias en las ondas elásticas que atraviesa el cuerpo rocoso.
- Todos los minerales que conforman la roca tienen los mismos módulos de corte y compresibilidad.
- La roca se encuentra totalmente saturada por los fluidos.

1.7 ECUACIÓN DE GASSMANN⁹

La ecuación de Gassmann relaciona el módulo de compresión y de cizalla del medio poroso isotrópico saturado, con los mismos módulos de la roca a condiciones de yacimiento y saturación irreducible del fluido mojante, estos módulos dependen, a su vez, de la composición mineral de la roca, volumen poroso, saturación de fluidos y sus respectivas propiedades.

La teoría desarrollada por Gassmann es también llamada teoría de baja frecuencia ya que las frecuencias en las cuales presenta gran exactitud varía entre 0-200 Hz.

La ecuación de Gassmann es:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1 - \frac{K_{dry}}{K_{matriz}})^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1-\phi}{K_{matriz}} + \frac{K_{dry}}{K_{fl}^2}} \quad (39)$$

$$\mu = \rho_{dry} V_S^2 \quad (40)$$

Dónde:

K_{sat} =Módulo de compresibilidad de la roca saturada (Gpa).

K_{dry} =Módulo de compresibilidad de la roca a saturación irreducible (Gpa).

K_{fl} =Módulo de compresibilidad de los fluidos que saturan la roca (Gpa).

⁹GASSMANN,F. Elastic waves Throught a packing of spheres. Gheophysics , vol. 16 ,pp. 673-685, 1951.

K_{matriz} =Módulo de compresibilidad de la matriz mineral (Gpa).

\emptyset =Porosidad de la roca (Fracción).

μ =Módulo de cizalla (Gpa).

ρ_{dry} =Densidad de la roca a saturación irreducible (g/cc).

V_s = Velocidad de corte o de cizalla (Km/s).

Para determinar la densidad de la roca saturada usamos:

$$\rho_{sat} = \rho_{dry} + \emptyset \rho_{fl} \quad (41)$$

ρ_{sat} =Densidad de la roca totalmente saturada (g/cc).

De los anteriores parámetros cabe resaltar los siguientes aspectos en la teoría de Gassmann:

- El ρ_{dry} y K_{dry} no varían durante la sustitución de fluidos.
- El μ o módulo de cizalla permanece constante durante la sustitución de fluidos.

Con los parámetros hallados en la sección 1.1 se pueden determinar los parámetros necesarios para las ecuaciones 5 y 6 con el fin de hallar las velocidades P y S, que sirven como base en la construcción de los perfiles sísmicos sintéticos.

Las suposiciones hechas por Gassmann para determinar las ecuaciones 38 y 39 son:

La saturación irreducible de fluido se considera como parte del esqueleto de la roca y no del espacio poroso.

La fase fluida no interactúa con el sólido para ablandar o endurecer el esqueleto.

Tanto la matriz como el esqueleto de la roca son macroscópicamente homogéneos.

Todos los poros están interconectados.

El fluido que satura la roca no presenta fricción con el medio.

El sistema roca –fluido es cerrado (no drenado).

Es por estas consideraciones que no es recomendable aplicar la teoría de bajas frecuencias de Gassmann con gran contenido de arcillas, rocas carbonatadas o de baja porosidad.

1.8 SÍSMICA CONCEPTUAL

La teoría onda partícula que considera la difusión de energía sin transferencia de masa se divide básicamente en dos fenómenos, mediante ondas mecánicas (propagándose en un medio material) o electromagnéticas (no requieren propagarse en un medio material), es el principio teórico de los estudios de prospección sísmica¹⁰.

Onda Elástica: deformación que viaja a través de un medio elástico.

Onda Sísmica: deformación que viaja a través del subsuelo.

Frente de Onda: conjunto de puntos o volúmenes discretos en un volumen rocoso que son alcanzados de manera simultánea por una deformación elástica o acústica (onda). Si se trazan líneas o rayos perpendiculares a los frentes de desplazamiento de la onda, se observa que dichas líneas indican la dirección en la que viajan las ondas. Estos rayos son útiles para describir la trayectoria de la propagación de la energía sísmica.

Ecuación de onda

La ecuación de onda elástica es la modificación del modelo de Zoeppritz. Las ecuaciones de Zoeppritz presentan grandes falencias en subsuelos y/o yacimientos altamente estratificados ya que genera grandes interferencias en las respuestas individuales de cada uno de estos estratos dando una onda reflejada resultante con grandes modificaciones en su frecuencia real. La ecuación de onda

¹⁰HERNANDEZ, V. Procesamiento de datos de sísmica de reflexión de alta resolución para la obra: plataforma del corredor norte-noroeste del tren de alta velocidad ubicado en Ourense Galicia. Universidad Simón Bolívar, Tesis de grado, 2008.

elástica corrige estas limitaciones del modelo de Zoeppritz pudiendo ser usado en zonas altamente estratificadas. La ecuación de onda elástica se presenta a continuación.

$$\frac{\partial^2 U(x, t)}{\partial x^2} = b(x) \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial \tau(x, t)}{\partial t} \right) \quad (42)$$

Dónde:

U =Desplazamiento de la onda.

x =Distancia recorrida por el frente de onda.

t =tiempo transcurrido desde el accionar de la fuente.

τ =Esfuerzo al que se somete el volumen rocoso al pasar la onda por él.

Las suposiciones hechas para generar este modelo son las siguientes:

El yacimiento está formado por un número finito de estratos y cumplen el principio de originalidad horizontal de Steno el cual establece que las capas de roca se forman en posición horizontal. Pero a diferencia de lo que promulga el restante del anunciado de este principio estos estratos continúan de manera horizontal.

Las rocas del subsuelo son medios homogéneos e isotrópicos.

El yacimiento se divide en 2 zonas las cuales son llamadas zona objetivo (estratos superiores) y zona de estudio (estratos inferiores).

La exactitud de este modelo es directamente proporcional a la información que se tenga de cada uno de los estratos a estudiar.

Impedancia

Es definida como la resistencia que presenta un medio para que las ondas se propaguen a través de él. Eventos de amplitudes de reflexión en datos sísmicos son determinados por los cambios en impedancia sísmica con la profundidad en la tierra. La impedancia sísmica Z , es el producto de densidad y la velocidad del frente de onda en ese medio V :

$$Z = \rho * V \quad \langle 43 \rangle$$

En donde la velocidad sísmica V puede ser V_s o V_p por lo cual se define la impedancia sísmica como:

$$Z_s = \rho * V_s \quad \langle 44 \rangle$$

$$Z_p = \rho * V_p \quad \langle 45 \rangle$$

Dónde:

ρ =Densidad de la roca (g/cc).

V_s =Velocidad de corte (Km/s).

V_p =Velocidad compresional (Km/s).

Z =Impedancia sísmica (g.Km/s.cc)

Se puede decir que las impedancias acústicas de las rocas se encuentran 'enmascaradas' dentro de la información sísmica y que, mediante el proceso de 'inversión' de los datos sísmicos de reflexión, se recuperan las impedancias acústicas individuales de las capas rocosas, a través de la extracción de la componente sísmica u ondícula lo cual permite caracterizar al yacimiento que se está estudiando con mayor precisión¹¹.

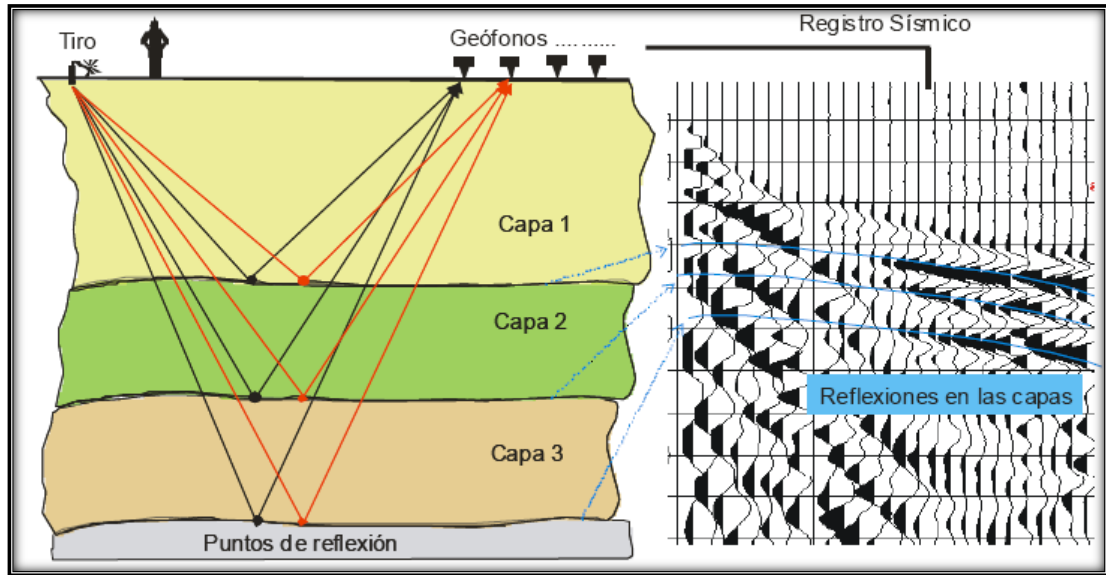
Coeficiente de reflexión

El coeficiente de reflexión describe la amplitud o la intensidad de una onda que se refleja respecto a la onda que incide en la interfase entre dos medios de impedancias diferentes.

Al suponer rayos de incidencia perpendicular a la interface y que va desde un medio 1 hasta un medio 2. Ver figura 8. El coeficiente de reflexión R , se puede calcular como:

¹¹FIFUEROA. K.Tecnología aplicada a yacimientos: Inversión de Impedancias Acústicas.[En línea]. 2010. [Citado 13-Feb-2012]. Disponible en internet: www.petroleum.com/articles/

Figura 8. Coeficiente de reflexión en estratos rocosos



Fuente: Modificado. María Antonieta GayáFlorez, 2005.

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (46)$$

Dónde:

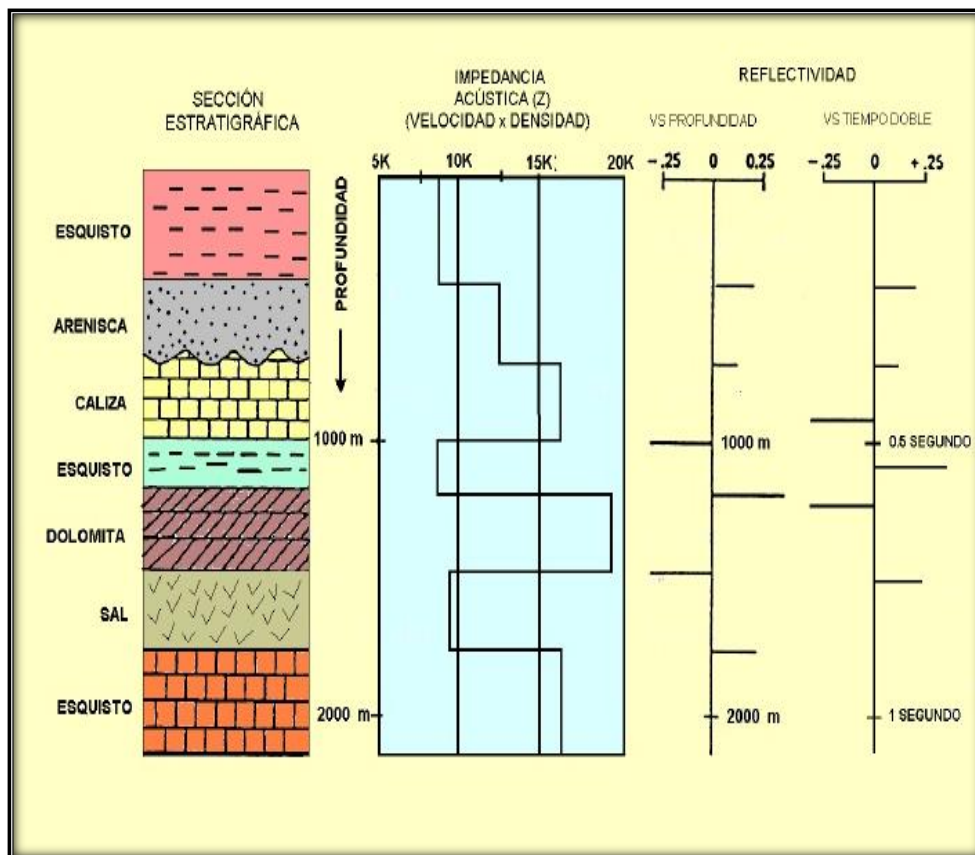
R = Coeficiente de reflexión en la interfase rocosa (Adimensional).

Z_1 = Impedancia del medio 1 (Masa/Área.tiempo).

Z_2 = Impedancia del medio 2 (Masa/Área.tiempo).

El cálculo del coeficiente de reflexión para cada una de las interfaces, modelo físico, permite obtener el vector de reflectividades; el cual presenta el contraste acústico a lo largo de todas las unidades que conforman el modelo físico. La respuesta de todas estas reflectividades al paso de una onda sísmica se conoce como traza sísmica (figura 9). El efecto del paso de la onda, impulso sísmico, por las diferentes unidades está descrito por la convolución de dichas señales en el dominio del tiempo.

Figura 9. Ejemplo de una traza sísmica.



Fuente: <http://es.scribd.com/correlaciones-de-tiempo-aplicados-a-las-trazas-sismicas>.

Sismograma sintético

El modelado de sismogramas sintéticos es para determinar la viabilidad de un proyecto real al igual que posteriormente permite identificar los horizontes de interés en datos sísmicos. En estudios de reflexiones sísmicas en lapsos, los sismogramas sintéticos pueden ser usados para cuantificar los cambios en los datos sísmicos debido a cambios en las propiedades del yacimiento. En su forma más simple, el moldeamiento sintético requiere un modelo de capas de la tierra de impedancia sísmica y una onda de origen. En el modelado sísmico hay dos partes principales: el modelado de impedancias de ondas P y S bajo la variación de las condiciones de fluido y presión de poro, y el modelado de las reflexiones sintéticas de ondas p con sustitución de fluidos en zonas del yacimiento.

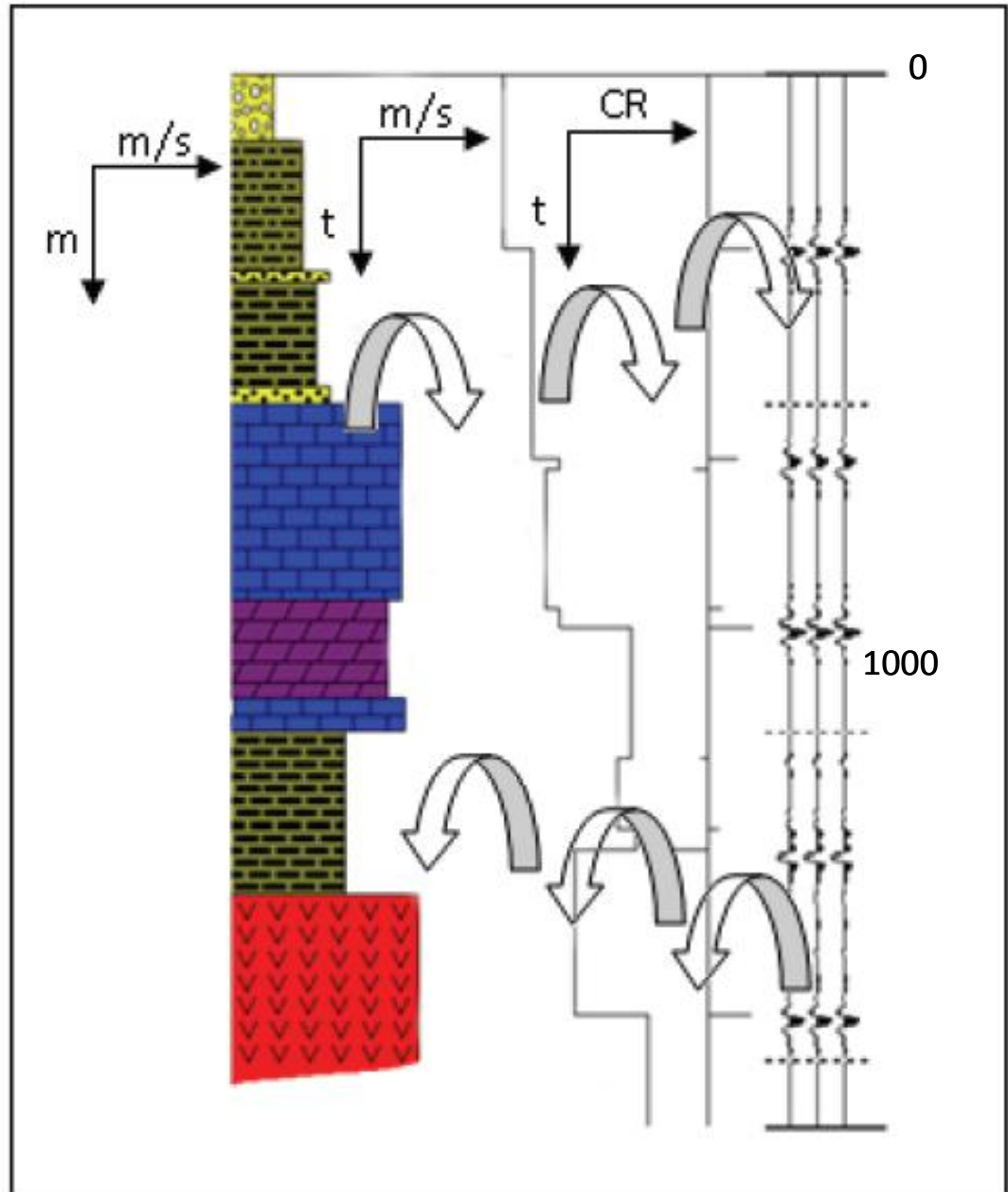
Inversión sísmica

La inversión sísmica es el proceso mediante el cual se intenta determinar qué respuesta generan las rocas y fluidos presentes, es decir el efecto individual en las características de la ondícula resultante.

En la Figura 10 se puede observarlas dos clases de modelado sintético. La primera de estas dos clases es el modelado progresivo (de izquierda a derecha) en el cual se determina la geología en cuanto a su profundidad y velocidad característica de cada estrato. El segundo modelado es el regresivo (de derecha a izquierda en el cual se determinan parámetros mucho más detallados como los coeficientes de reflexión, amplitudes, características de las ondículas de cada estrato.

El procedimiento de inversión sísmica empieza por una conversión a tiempo versus velocidad generando un perfil de velocidades. Luego se genera una serie de coeficientes de reflexión (CR) usando la ecuación (46) y finalmente se convoluciona esta serie con la ondícula sísmica para generar una traza sísmica.

Figura 10. Modelado progresivo y regresivo.



Fuente: Cooper, 2008

$$CR = \frac{V_{prof}\rho_{prof} - V_{som}\rho_{som}}{V_{prof}\rho_{prof} + V_{som}\rho_{som}} \quad (47)$$

Dónde:

CR =Coeficiente de reflexión para inversión sísmica (Adimensional).

V_{prof} =Velocidad en estratos profundos (Km/s).

V_{som} =Velocidad en estratos someros (Km/s).

ρ_{prof} =Densidad de estratos profundos (g/cc).

ρ_{som} =Densidad de estratos someros (g/cc).

Durante la convolución se realiza una suma de todas las iteraciones y su efecto es el aplicar un filtro pasa banda a la señal sísmica. El modelo de convolución de la traza sísmica se representa en la ecuación (47)

$$Sismica_t = CR_{(t)} * Ondícula_{(t)} * Tierra_t + Ruido_{(t)} \quad (48)$$

Dónde:

$Sismica_t$ = Respuestas sísmicas total del subsuelo.

$CR_{(t)}$ =Coeficientes de reflexión de cada estrato.

$Ondícula_{(t)}$ =Características de la ondícula en cada estrato.

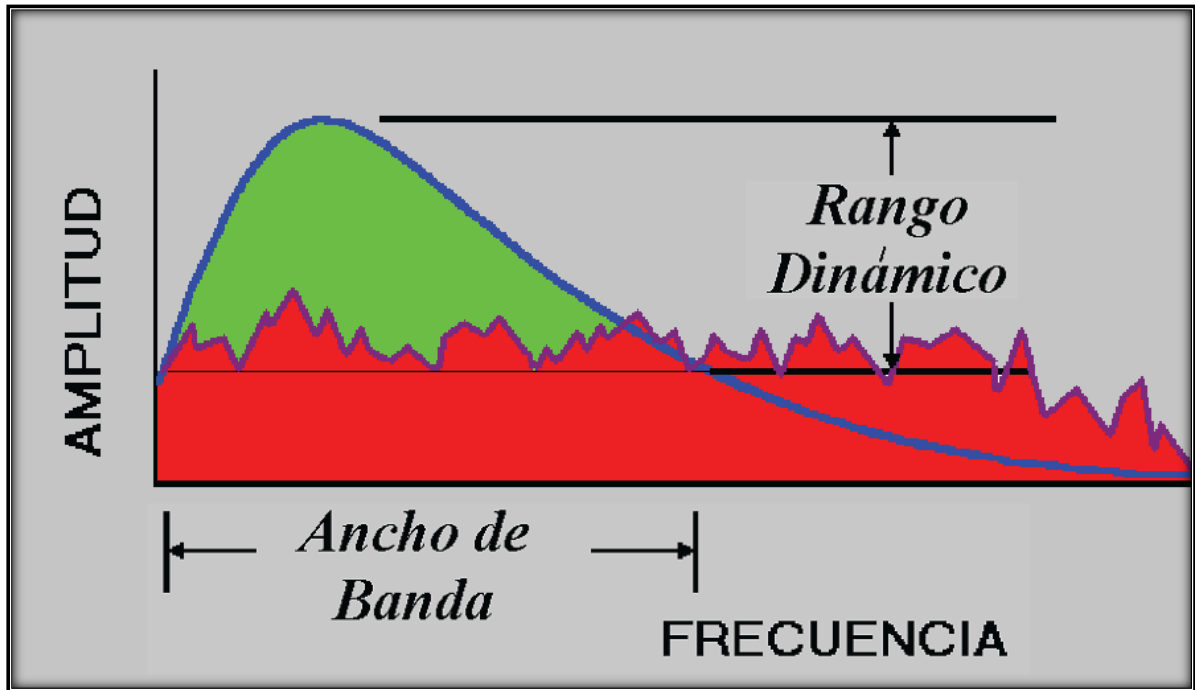
$Tierra_t$ =Respuesta sísmica del subsuelo que esta sobre los estratos objetivo.

$Rido_{(t)}$ =Ruido posterior generado por la reflexión y refracción de la onda.

Uno los factores en contra de la buena adquisición de data sísmica es una propiedad llamada absorción que es característica de cada roca. A través de la absorción, todas las frecuencias pierden una cantidad de energía por ciclo y dado que en una misma unidad de tiempo las frecuencias altas tienen más ciclos que las bajas, se atenúan más rápidamente (Figura 11). Este efecto de filtro aplicado por la tierra también se convoluciona con los coeficientes de reflexión y la

ondícula sísmica. Aparte del filtro de la tierra, también hay que agregar todo tipo de ruido a la traza sísmica¹².

Figura 11. Efecto de la absorción



Fuente: Cooper, 2008

El objetivo de la inversión sísmica es determinar cualitativamente y con margen de error considerable el tipo de roca, sus propiedades y los fluidos que contienen. A partir de una traza sísmica se desea construir una serie de coeficientes de reflexión para aprender acerca de impedancias acústicas de las interfaces del subsuelo. De allí se determinan las velocidades expresadas en función del tiempo y posteriormente en función de la profundidad.

¹²HERNANDEZ, V. Procesamiento de datos de sísmica de reflexión de alta resolución para la obra: plataforma del corredor norte-noroeste del tren de alta velocidad ubicado en Ourense Galicia. Universidad Simón Bolívar, Tesis de grado, 2008.

Durante la inversión existen muchos problemas a resolver:

- La presencia de ruido en la traza sísmica generado por el pasar de la onda por la roca, además del ruido generado por ondas someras que no llegan al objetivo.
- El efecto de filtro pasa banda generalmente característico del subsuelo que se encuentra sobre los estratos a analizar. Un coeficiente de reflexión se representa a través de un spike que contiene todas las frecuencias y las ondículas de reflexión solo contienen un rango limitado de frecuencias generalmente entre 0 y 100 Hz.
- Debido al solapamiento de las respuestas sísmicas individuales de cada mineral y roca las respuestas sísmicas pueden llegar a ser muy ambiguas (varios tipos de rocas comparten las mismas velocidades) luego la velocidad de onda no permite identificar el tipo de roca.

1.9 PROCESAMIENTO SISMICO¹³

El procesamiento sísmico consiste en elegir parámetros y aplicar procedimientos o algoritmos predeterminados y definidos con anterioridad para que sean más adecuados a los datos sísmicos adquiridos en la práctica o campo, llamados también datos brutos con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad.

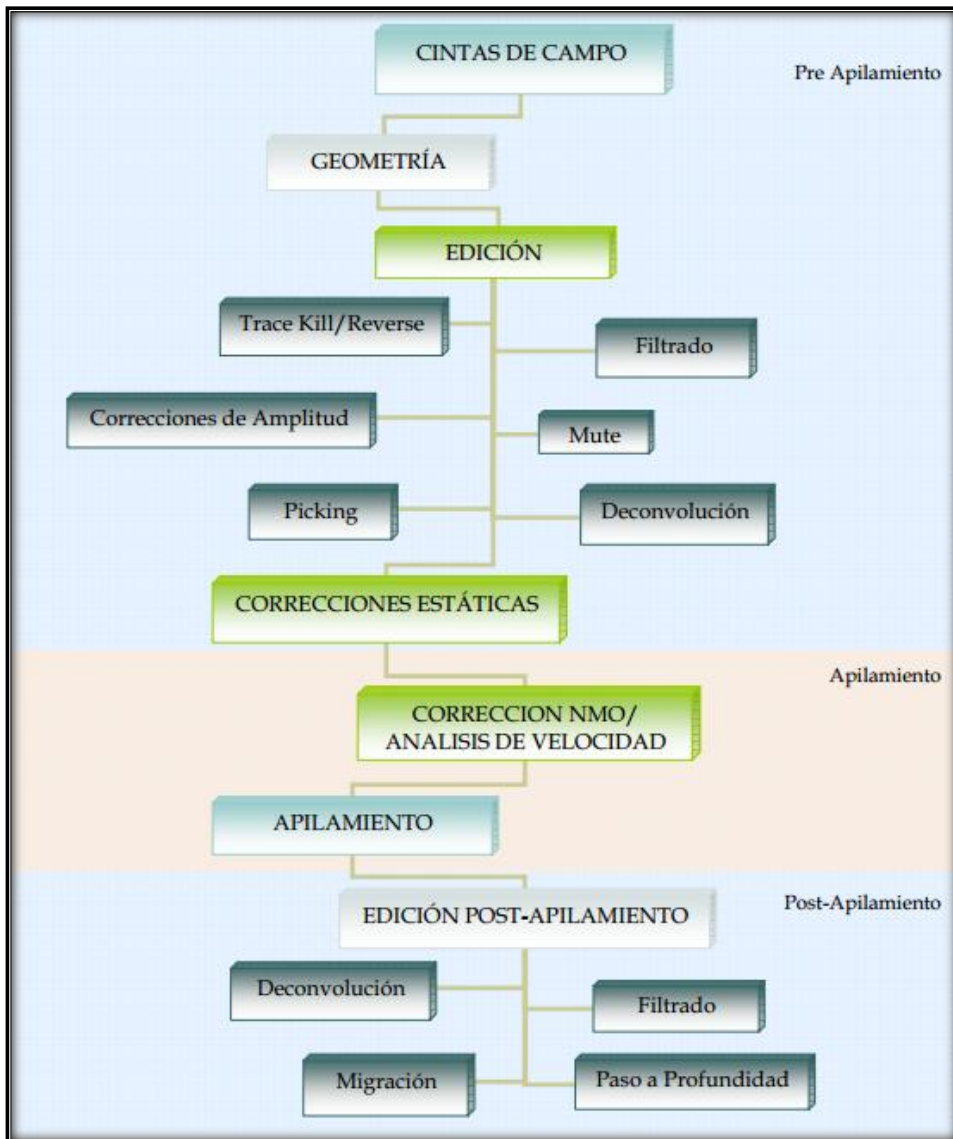
El principal objetivo del procesado es aislar las respuestas de cada unidad rocosa es decir limpiar o quitar las respuestas sísmicas que no correspondan a este volumen. Esto es debido a la superposición de amplitudes que siempre se genera en la toma de datos en campo, algunos de estos son el ruido ambiental, arribo inmediato de ondas que no se han reflejado, ondas aéreas entre otros. En la actualidad, debido al gran incremento del volumen de datos y al desarrollo de nuevos algoritmos que aumentaron la potencia de cálculo se han desarrollado nuevas y mejores técnicas que han aumentado la resolución en casi un 50% desde mediados del siglo pasado. Es igualmente muy importante que el procesamiento de los datos preserve en lo posible todas las reflexiones originales (primeros arribos) de cada estrato ya que estos a la final serán los útiles para la construcción del sismograma sintético.

La secuencia normal del procesamiento sísmico se tratara a continuación. Ver figura 12.

¹³GAYA,M. Procesado de sísmica de reflexión superficial. Universidad Politécnica Salesiana Ecuador ,Artículo, 2011.

1. Pre-apilamiento o Pre-Stack: Etapa significativa de la deconvolución.
2. Apilamiento o Stack: Su principal objetivo es el análisis de la velocidad.
3. Post-apilamiento Post-Stack: Etapa donde se hace la migración de tiempo a profundidad.

Figura 12. Secuencia básica del procesamiento de datos sísmicos de reflexión.



Fuente: María Antonieta GayáFlorez, 2005.

1.10 INYECCION INMISCIBLE DE GAS

La inyección de gas natural en el yacimiento son los primeros procesos de recobro secundario usados, sus primeras aplicaciones formales como proceso de inyección data de 1900. Esta temprana utilización del gas natural como fluidos de inyección es debida a la disponibilidad en campo de este mismo fluido, que hasta hace unas décadas se consideraban un producto indeseable de la producción de petróleo, este gas era quemado.

La inyección de gas natural como proceso de recobro secundario, en sus inicios, se caracterizó por que sólo se usaba con el propósito de mantener o aumentar la presión del yacimiento, sin considerar una mínima miscibilidad entre el fluido inyectado y el fluido presente en el yacimiento. Seguido a esto, con el auge de los procesos de inyección y la disminución de las reservas de crudo convencional, dejando grandes reservas de crudo de altas viscosidades en yacimiento, fue relegada por los procesos de recobro terciario (térmicos, miscibles entre otros). Pese a lo anterior y para yacimientos con gran heterogeneidad, con presencia de arcillas entre otras características y por ser el gas un fluido que genera una eficiencia de barrido microscópico buena además de mantener, en parte, la presión del yacimiento (depende del tipo de inyección), permitió el surgimiento de procesos como la inyección alterna de agua y gas (WAG por sus siglas en inglés), al igual que generó el fortalecimiento y afianzamiento de la inyección continua de gas natural como una alternativa a la hora de generar un alza en el aceite total producido, por su viabilidad operacional además de la gran disponibilidad de este fluido en campo.

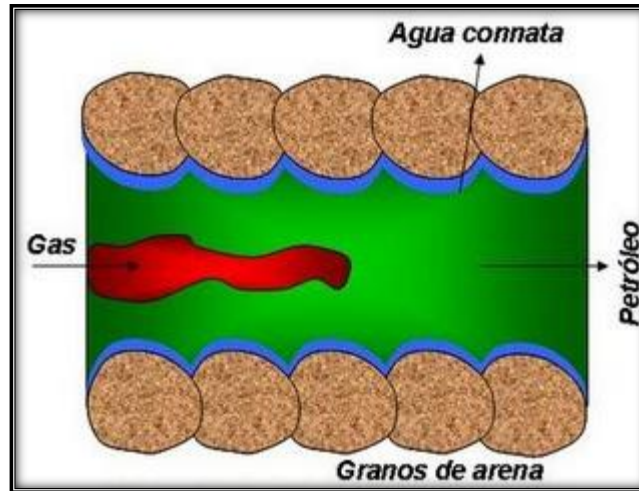
Existen dos tipos de inyección de gas inmiscible según la ubicación de los pozos con respecto a la geometría del yacimiento, estos son:

1.11 INYECCION DE GAS INTERNA O DISPERSA¹⁴

En este método se ubican los pozos inyectoros en la zona de petróleo, con el objetivo de desplazar este mismo hacia los pozos productores. Generalmente es aplicable a yacimientos con mecanismos de producción con el de gas en solución y/o expansión roca fluido. En la Figura 13 se puede observar el desplazamiento del gas dentro del espacio poroso.

¹⁴PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Venezuela, 2001.

Figura 13. Desplazamiento del gas en un medio poroso.



Fuente: Modificado. Magdalena Paris de Ferrer, 2001

El desplazamiento generado por el gas inyectado en forma dispersa es por lo general desplazamiento microscópico y no da como resultado grandes aumentos en los factores de recobro debido a la canalización del fluido inyectado por la baja viscosidad del gas con respecto del aceite. La viscosidad nos afecta de manera directa la relación de movilidad de los fluidos. Esta relación nos da una referencia de cómo se comportan los fluidos en el yacimiento en cuanto a facilidad de moverse en el mismo, esta relación se representa a continuación.

$$M = \frac{\frac{K_{iny}}{\mu_{iny}}}{\frac{K_{oil}}{\mu_{oil}}} \quad (49)$$

Dónde:

M = Relación de movilidades.

K_{iny} = Permeabilidad efectiva del fluido inyectado.

K_{oil} = Permeabilidad efectiva del fluido desplazado (petróleo).

μ_{iny} = Viscosidad del fluido inyectado.

μ_{oil} = Viscosidad del fluido desplazado (petróleo).

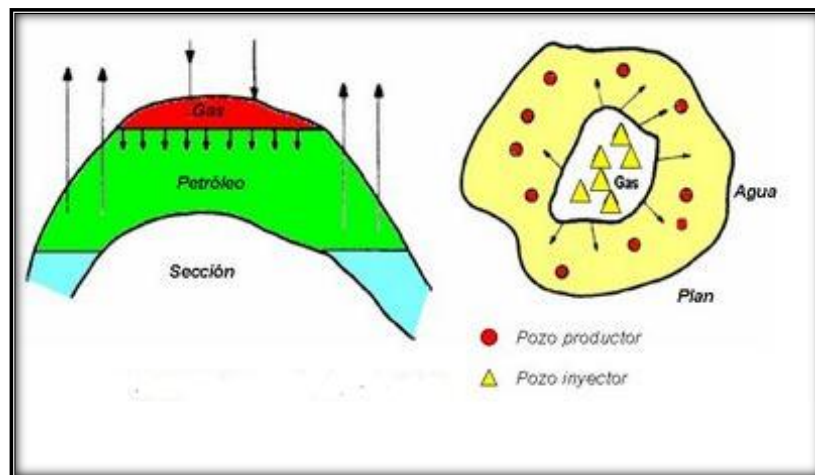
Este coeficiente permite determinar cuál de los fluidos se mueve con mayor facilidad dentro del yacimiento; $M=1$ es favorable a la recuperación de crudo debido a que tanto el fluido desplazado como el desplazante se mueve con igual facilidad dentro del yacimiento. El hecho que $M>1$ y a medida que se aleje de 1 desfavorece el proceso de desplazamiento debido a que el fluido desplazante se mueve con mayor facilidad que el fluido que se intenta desplazar, con relaciones de movilidad altas se puede llegar a generar problemas como la digitación viscosa o la irrupción temprana del gas en pozos de producción.

1.12 INYECCIÓN EXTERNA DE GAS

Este tipo de inyección es usada en yacimientos con gran buzamiento (anticlinales o sinclinales) y que tiene una capa de gas ya formada en la cresta o tope del yacimiento

Existen dos propósitos o fines fundamentales por los cuales se inyecta gas en el tope del yacimiento estos dos objetivos son mantener la presión y favorecer la segregación gravitacional de fluidos. Estos dos aspectos serán analizados a continuación.

Figura 14. Inyección externa de gas



Fuente: Modificado. Magdalena Paris de Ferrer, 2001

Mantenimiento de presión

Este proceso es usualmente empleado en yacimientos los cuales ya han sido producidos por el mecanismo de gas en solución y expansión roca fluido, es decir ya se está formando o ya existe una capa de gas que mantiene en parte la presión del yacimiento y no presenta acuífero alguno que aporte de manera significativa al mantenimiento de la presión. Algunas de las conclusiones dadas por los autores, deducidas de la teoría y por experiencias de campo, se presentan a continuación.

Implementar la reinyección de gas natural en el yacimiento a cualquier tiempo de producción, incrementara la recuperación final de crudo.

A mayor tiempo de inyección de agua o gas en el yacimiento, mayor será la recuperación de aceite a la presión de abandono.

Entre más temprano se empiece a inyectar gas al yacimiento, más alto será el GOR o WOR final del campo.

Inyección de gas con segregación

El principal aporte de este tipo de inyección de gas es el soporte de presión que junto con la capa de gas (mecanismo de depleción primaria) del yacimiento ayudan a producir el crudo por efecto de las fuerzas viscosas. Este fenómeno es observado en la mayoría de casos en donde la densidad del gas presenta gran diferencia con respecto a la del crudo y el yacimiento tiene los estratos más permeables en el tope del mismo.

Factores que influyen en la eficiencia del proceso:

- Permeabilidad vertical.
- Densidad del gas inyectado.
- Rata de inyección.
- Complejidad estratigráfica del yacimiento.
- Presencia de una capa de gas inicial.

Este efecto de segregación en el yacimiento, entre el fluido inyectado e in situ, se presenta siempre y cuando las permeabilidades verticales sean de 200 [mD] o más.

Por ser un proceso de segregación debido a la gravedad es un proceso en el que se debe inyectar a una rata relativamente baja permitiendo la debida segregación.

En este caso el contacto Gas-aceite (GOC) se considera horizontal siempre a medida que la columna de aceite disminuye y aumenta la capa de gas.

Para efectos de producción todos aquellos pozos los cuales aumenten su GOR en gran medida deben ser cerrados o en su defecto convertidos en inyectores para no disminuir la eficiencia del barrido vertical produciendo el mismo gas que se está inyectando. Estos pozos, de igual forma, nos dan un indicio a que profundidad se encuentra el contacto gas-aceite.

Factores influyentes de un proceso de inyección externa de gas¹⁵

Algunos de los factores que afectan la eficiencia de un proceso de inyección externa de gas natural son por lo general elementos característicos del yacimiento, de ahí la importancia de estudiar bien el yacimiento antes de escoger el proceso óptimo de recobro. Estos factores se presentan a continuación.

- Viscosidad del fluido inyectado e in situ.
- Densidades del aceite y del gas inyectado.
- Heterogeneidades en las propiedades (permeabilidad y porosidad entre otras)
- Comportamiento de fases del gas y el petróleo.

Un factor que afecta de gran manera la finalidad del proceso de recobro es la densidad en el caso del gas; si la densidad del gas inyectado y del crudo presente en el yacimiento difieren en gran manera se puede generar una segregación gravitacional considerable lo que iría a favor de los intereses de la compañías generando una buena eficiencia en el aumento en el factor de recobro.

El comportamiento de fases del fluido presente en el yacimiento y el inyectado da paso a un análisis de la miscibilidad o no de los dos fluidos. A pesar que el gas

¹⁵INTERSTATE OIL COMPACT COMMISSION.Improved Oil Recovery.Oklahoma 1983.

natural y el aceite se consideran inmiscibles siempre presentaran miscibilidad en su zona de contacto y a ciertas condiciones de altas presiones (mayores o iguales a la presión mínima de miscibilidad) y temperaturas, además de una composición ideal se presentaría esta miscibilidad en gran magnitud convirtiéndose este en un factor determinante en los análisis técnicos de eficiencia.

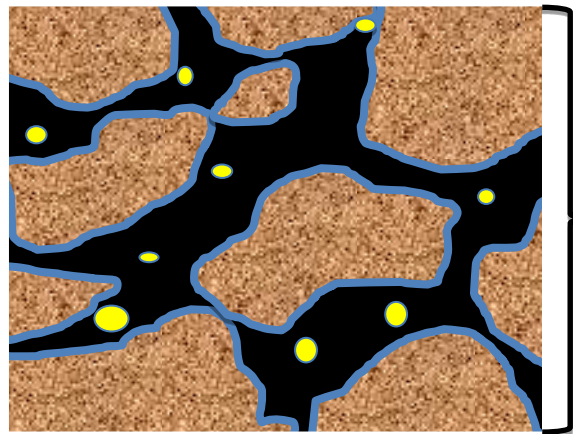
Como consecuencia de lo anterior resaltamos que a menor viscosidad y menor densidad del gas que inyectamos mejor será la segregación lo cual mantendrá en mejor manera la capa de gas que se tenía como objetivo formar.

1.13 INYECCION DE GAS Y SUS EFECTOS EN LA SISMICA

Para analizar el efecto de la inyección de gas en la respuesta sísmica del yacimiento debemos considerar un volumen de roca (VR_i) saturado a dos diferentes tiempos de inyección, como se muestra a continuación.

1. Tiempo t_0 : A un tiempo cero donde no se ha iniciado la inyección o por lo menos no ha afectado en ninguna manera el volumen rocoso a analizar, tendremos la saturación de gas, aceite y agua iniciales en el yacimiento (S_{gi}, S_{oi}, S_{wi}) al igual que la presión de yacimiento p_i .

Figura 15. Tiempo cero de inyección



- Volumen total de la roca (VR_i)
- Saturación de fluidos (S_{gi}, S_{oi}, S_{wi})
- Presión y temperatura de yacimiento (P_i, T_i)
- Propiedades de la roca a saturación irreducible. Pruebas de laboratorio. ($k_{dry i}, \rho_{dry i}, \mu_{dry i}$)
- Matriz mineral ($k_{matrizi}, \rho_{matrizi}, \mu_{matrizi}$)
- Porosidad (Φ_i)
- Fluidos ($k_{fli}, \rho_{fli}, \mu_{fli}$)

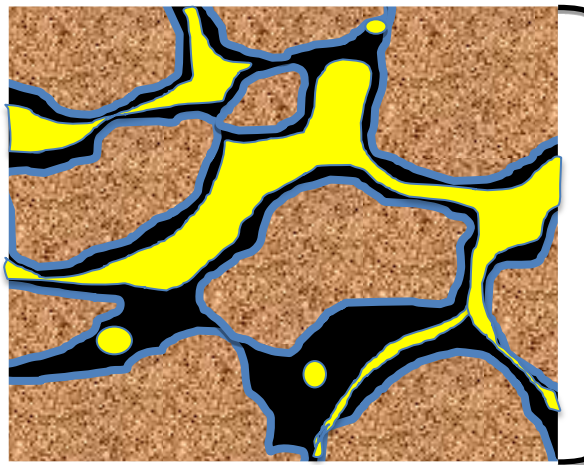
Fuente: Los autores

2. Tiempo t_1 : A un tiempo uno donde ya se ha sentido el efecto de la inyección de gas, por lo cual ya ha habido cambio en las saturaciones y en la presión. Para este se harán las siguientes consideraciones propias de este trabajo.

Consideraciones:

- El volumen rocoso saturado no varía ($VR_i = Constante$)
- En una inyección de gas no varía la temperatura del yacimiento ($T_i = Constante$)
- Los módulos elásticos de la roca a saturaciones irreducibles no varían con el tiempo según la teoría de sustitución de fluidos y las ecuaciones de Gassmann-Biot. ($k_{dry\ i}, \rho_{dry\ i}, \mu_{dry\ i} = Constante$)
- Los modulos elasticos de la matriz mineral no varía en el tiempo ya que la litología y mineralogía del yacimiento no varía con el tiempo de producción. ($k_{matriz\ i}, \rho_{matriz\ i}, \mu_{matriz\ i} = Constantes$)
- Se considera que no hay subsidencia en el yacimiento ($\Phi_i = Constante$)

Figura 16. Tiempo después de inyección.





- Volumen total de la roca (VR_i)
- Saturación de fluidos (S_g, S_o, S_w)
- Presión y temperatura de yacimiento (P, T_i)
- Propiedades de la roca a saturación irreducible. Pruebas de laboratorio. ($k_{dry\ i}, \rho_{dry\ i}, \mu_{dry\ i}$)
- Matriz mineral ($k_{matriz\ i}, \rho_{matriz\ i}, \mu_{matriz\ i}$)
- Porosidad (Φ_i)
- Fluidos ($k_{fl}, \rho_{fl}, \mu_{fl},$)


Fuente: Los autores

Dónde:

 = Gas

 =Petróleo

 =Agua

 =Granos de la roca (minerales)

Teniendo en cuenta las consideraciones ya mencionadas y los 2 casos ya postulados se procederá a realizar el análisis de las variaciones de las propiedades elásticas y la variación de la respuesta sísmica del yacimiento.

En cuanto a densidad de saturación y el módulo de compresibilidad de roca saturada:

$\rho_{sat 0}, K_{sat 0} \equiv$ Densidad y modulo de compresibilidad de roca saturada a tiempo cero (0).

$\rho_{sat 1}, K_{sat 1} \equiv$ Densidad y modulo de compresibilidad de roca saturada a tiempo uno (1).

$$\rho_{sat}, K_{sat} \equiv \text{funciones de las saturaciones}$$

Con la ayuda de las ecuaciones de Wood (ecuación 29 y 30) y teniendo en cuenta que:

$$S_g > S_{gi}$$

$$S_o < S_{oi}$$

$$S_w \leq S_{wi}$$

$$\rho_{gas} \ll \rho_{oil} < \rho_{water}$$

$$K_{gas} \ll K_{oil} < K_{water}$$

Obtenemos que

$$\rho_{sat 0} \ll \rho_{sat 1}$$

$$K_{sat 0} \ll K_{sat 1}$$

Teniendo en cuenta uno de los postulados de la teoría de sustitución de fluidos el módulo de cizalla(μ) es constante ante cualquier clase de cambio en el yacimiento.

$$\mu_{sat 0} = \mu_{sat 1}$$

Usando las ecuaciones 5 y 6 obtenemos que la velocidad de las ondas p (V_p) es mayor antes de la inyección del gas pero que su disminución es pequeña.

De igual forma se observa que la velocidad de ondas S (V_s) incrementa considerablemente con la inyección de gas.

$$V_{p0} > V_{p1}$$

$$V_{s0} \ll V_{s1}$$

2. MODELO DE YACIMIENTO, INYECCION Y PERFILES VERTICALES

En el presente capítulo se mostrarán las propiedades más relevantes en la construcción del modelo pasando por cada una de las secciones relevantes del modelo; Geológico, petrofísico, fluidos, modelo de inyección y por último el modelo vertical del perfil.

2.1 MODELO GEOLOGICO^{16y 17}

El desplazamiento de las ondas elásticas al igual que su velocidad son afectadas por la estratigrafía, litología (composición de las rocas) además de las estructuras presentes en el subsuelo ya sea en las formaciones objetivo o en el trayecto a este mismo. De igual forma los módulos elásticos, con los que se determinan las velocidades de onda P y S, son determinados con la ayuda de la teoría de sustitución de fluidos que basa uno de sus principios (módulos elásticos de los minerales y módulos elásticos de las rocas) en el conocimiento previo y detallado de la geología del yacimiento el cual se va a caracterizar en variables geofísicas a diferentes condiciones de saturación. Por tal razón la sección 2.1 del libro se enfocará en el análisis geológico del yacimiento.

¹⁶ ALBRIGHT, W. TURNER, W. and WILLIAMSON, K. Ninian field, U.K. Sector, North Sea. Paper AAPG. United Kingdom, 1980.

¹⁷ OMOREGIE, Z. Et al. Reservoir Management in the Ninian Field - A Case History. Paper SPE 30443. United Kingdom, 1995.

Estratigrafía

La estratificación en este yacimiento comprende de siete grandes zonas clasificadas principalmente por tener litologías similares. Basados en conceptos cuantitativos bioestratigráficos, un sistema de posicionamiento ha sido adoptado para este yacimiento empezando del fondo con la zona 1 y terminando en el tope del mismo la zona 7 (De abajo hacia arriba). De igual forma estas zonas son divididas en sub zonas ya de acuerdo a los parámetros petrofísicos (parámetros de flujo), como se muestra a continuación y se resume en la tabla 2.

- **Zona 1**

Consiste predominantemente de arenas con cuarzo granulado ligadas a shales. De igual forma se evidencia una segregación gravitacional del grano debido a que se observa que la arena llega a ser de grano más fino hacia el tope.

Esta zona está subdividida en dos estratos llamados: A1 y A2 en orden ascendente. El estrato A1 consiste de arena cuarzosa exhibiendo bajas lecturas de gamma ray. Una alta densidad de arena delgada (no representa una barrera para el flujo) forma el límite entre estas dos sub zonas.

- **Zona 2**

Ésta es de grano fino, con engrosamiento hacia arriba (segregación inversa), y una arenisca con alto contenido de mica. Esta zona no ha sido subdividida en capas aunque la estratificación existe dentro de este pero no presenta gran variación en sus propiedades petrofísicas.

Esta zona 2 es el intervalo de más baja permeabilidad y por ende el de menor barrido en el campo.

- **Zona 3**

Esta zona está subdividida en tres estratos los cuales son: C1a, C1b y C2 en orden ascendente. Consiste de una arenisca de grano fino a medio. La subdivisión en capas es basada en la ocurrencia de depositación con abundantes materiales pesados, reconocible por lecturas de alto gamma ray, densidad y neutrón. Estos materiales pesados como la pirita alteraron las propiedades de flujo ocasionando taponamiento de las gargantas de los poros.

- **Zona 4**

Está conformado principalmente por areniscas con intercalaciones de shale de origen lagunal. De igual forma presenta rastros de carbón y materia orgánica. Esto se evidencia en los registros Density y Gamma ray. Esta zona está subdividida en dos estratos D1 y D2.

- **Zona 5**

Esta zona consiste de una larga cantidad de shale y carbón con canales anchos de arenas. Esta zona media esta subdividida en tres sub zonas (E1, E2 y E3) las cuales varían considerablemente en espesor.

- **Zona 6**

Esta zona consiste principalmente de arenisca con menos capas de shale. Las areniscas son principalmente de depósitos de canales fluviales con una geometría lenticular. Esta zona esta subdividida en tres capas: F1, F2 y F3.

- **Zona 7**

Esta zona se presenta en pequeñas cantidades sobre la parte noroeste del campo y presenta arena depositada después de un considerable periodo de erosión.

Tabla 2. Estratificación de zonas y sub zonas del yacimiento

ZONAS	CAPA	NOMBRE DE LA ROCA
7	1	Arcillolita Arenosa
6	2	Arenisca lenticular
	3	
	4	
5	5	Arenisca con trazas de carbón
	6	
	7	
4	8	Secuencia heterogénea de arenisca con diferente tamaño de grano
	9	
3	10	Canales arenosos con presencia de Pirita
	11	
	12	
2	13	Arenisca con gran contenido de Mica muscovita
1	14	Arenisca limpia
	15	

Fuente: Los autores

Litología

En el análisis litológico y composicional de las rocas del yacimiento se encontraron ocho principales minerales o componentes los cuales varían en cantidad y nos definen el tipo de roca y su respuesta sísmica. En esta sección se dará la información litológica de cada estrato.

La siguiente tabla presenta los minerales que existen en las diferentes zonas del yacimiento y sus respectivas propiedades.

Tabla 3. Propiedades elásticas y sísmicas de los minerales encontrados^{18y19}

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	$v_p(\text{Km/s})$	$v_s(\text{Km/s})$
Feldespato	37,5	15	2,62	4,68	2,39
Mica muscovita*	52,13	31,4	2,79	5,78	3,33
Caolinita	1,5	1,4	1,58	1,44	0,93
Calcita*	70,76	30,34	2,71	6,406	3,346
Cuarzo	37	44,725	2,65	6,05	4,1125
Pirita*	143	121,15	4,87	7,9	4,98
Carbón	3,3	1,5	1,4	1,95	1,04
Montmorillonita	21,76	11,32	2,35	3,96	2,195

*Promedio de los autores referenciados al pie de página

Fuente: Los autores.

A continuación se presentarán las tablas con los minerales encontrados en cada estrato con su respectiva concentración (%V/V) además de sus propiedades elásticas y la densidad teórica de la roca la cual fue hallada con la ecuación de Woods (Ecuación 30).

Tabla 4. Composición mineral del estrato 1.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Caolinita	1,5	1,4	1,58	17
Calcita	70,76	30,34	2,71	12
Cuarzo	37	44,725	2,65	58
carbón	3,3	1,5	1,4	13

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,3128$$

Fuente: Los autores.

¹⁸MAVKO, G. et al. The rocks physics handbook, tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University press, UK, 1998.

¹⁹CASTAGNA, J. et al. Relationships between compressional wave and shear wave velocities in the elastic silicates rocks. Geophysics. 1985.

Tabla 5. Composición mineral del estrato 2.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Caolinita	1,5	1,4	1,58	7
Calcita	70,76	30,34	2,71	9
Cuarzo	37	44,725	2,65	79
Montmorillonita	21,76	11,32	2,35	5

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,5655$$

Fuente: Los autores.

Tabla 6. Composición mineral del estrato 3.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Caolinita	1,5	1,4	1,58	6
Calcita	70,76	30,34	2,71	8
Cuarzo	37	44,725	2,65	81
Montmorillonita	21,76	11,32	2,35	5

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,5756$$

Fuente: Los autores.

Tabla 7. Composición mineral del estrato 4.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Caolinita	1,5	1,4	1,58	6
Calcita	70,76	30,34	2,71	7
Cuarzo	37	44,725	2,65	83
Montmorillonita	21,76	11,32	2,35	4

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,578$$

Fuente: Los autores.

Tabla 8. Composición mineral del estrato 5.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Caolinita	1,5	1,4	1,58	17
Calcita	70,76	30,34	2,71	12
Cuarzo	37	44,725	2,65	58
Carbón	3,3	1,5	1,4	13

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,3128$$

Fuente: Los autores.

Tabla 9. Composición mineral del estrato 6.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Caolinita	1,5	1,4	1,58	19
Calcita	70,76	30,34	2,71	12
Cuarzo	37	44,725	2,65	55
Carbón	3,3	1,5	1,4	14

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,2789$$

Fuente: Los autores.

Tabla 10. Composición mineral del estrato 7.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Caolinita	1,5	1,4	1,58	16
Calcita	70,76	30,34	2,71	11
Cuarzo	37	44,725	2,65	60
Carbón	3,3	1,5	1,4	13

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,3229$$

Fuente: Los autores.

Tabla 11. Composición mineral del estrato 8.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Mica muscovita	52,13	31,4	2,79	9
Caolinita	1,5	1,4	1,58	18
Calcita	70,76	30,34	2,71	8
Cuarzo	37	44,725	2,65	48
Pirita	143	121,15	4,87	5
Carbón	3,3	1,5	1,4	12

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,4358$$

Fuente: Los autores.

Tabla 12. Composición mineral del estrato 9.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Mica muscovita	52,13	31,4	2,79	13
Caolinita	1,5	1,4	1,58	23
Calcita	70,76	30,34	2,71	12
Cuarzo	37	44,725	2,65	36
Pirita	143	121,15	4,87	8
Carbón	3,3	1,5	1,4	8

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,5069$$

Fuente: Los autores.

Tabla 13. Composición mineral del estrato 10.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Feldespato	37,5	15	2,62	7
Calcita	70,76	30,34	2,71	8
Cuarzo	37	44,725	2,65	73
Pirita	143	121,15	4,87	12

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,9191$$

Fuente: Los autores.

Tabla 14. Composición mineral del estrato 11.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Feldespato	37,5	15	2,62	6
Calcita	70,76	30,34	2,71	8
Cuarzo	37	44,725	2,65	72
Pirita	143	121,15	4,87	14

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,9638$$

Fuente: Los autores.

Tabla 15. Composición mineral del estrato 12.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Feldespato	37,5	15	2,62	6
Calcita	70,76	30,34	2,71	7
Cuarzo	37	44,725	2,65	72
Pirita	143	121,15	4,87	15

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,9854$$

Fuente: Los autores.

Tabla 16. Composición mineral del estrato 13.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Mica muscovita	52,13	31,4	2,79	21
Caolinita	1,5	1,4	1,58	16
Calcita	70,76	30,34	2,71	12
Cuarzo	37	44,725	2,65	51

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,5154$$

Fuente: Los autores.

Tabla 17. Composición mineral del estrato 14.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Feldespato	37,5	15	2,62	7
Mica muscovita	52,13	31,4	2,79	4
Caolinita	1,5	1,4	1,58	5
Calcita	70,76	30,34	2,71	12
Cuarzo	37	44,725	2,65	72

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,6072$$

Fuente: Los autores.

Tabla 18. Composición mineral del estrato 15.

Mineral	$K_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\mu_{\text{mineral}}(\text{Gpa})$	$\rho_{\text{mineral}}(\text{g/cc})$	% V/V
Feldespato	37,5	15	2,62	10
Mica muscovita	52,13	31,4	2,79	6
Caolinita	1,5	1,4	1,58	5
Calcita	70,76	30,34	2,71	12
Cuarzo	37	44,725	2,65	67

$$\rho_{\text{teorico de la roca}}(\text{g/cc}) = 2,6091$$

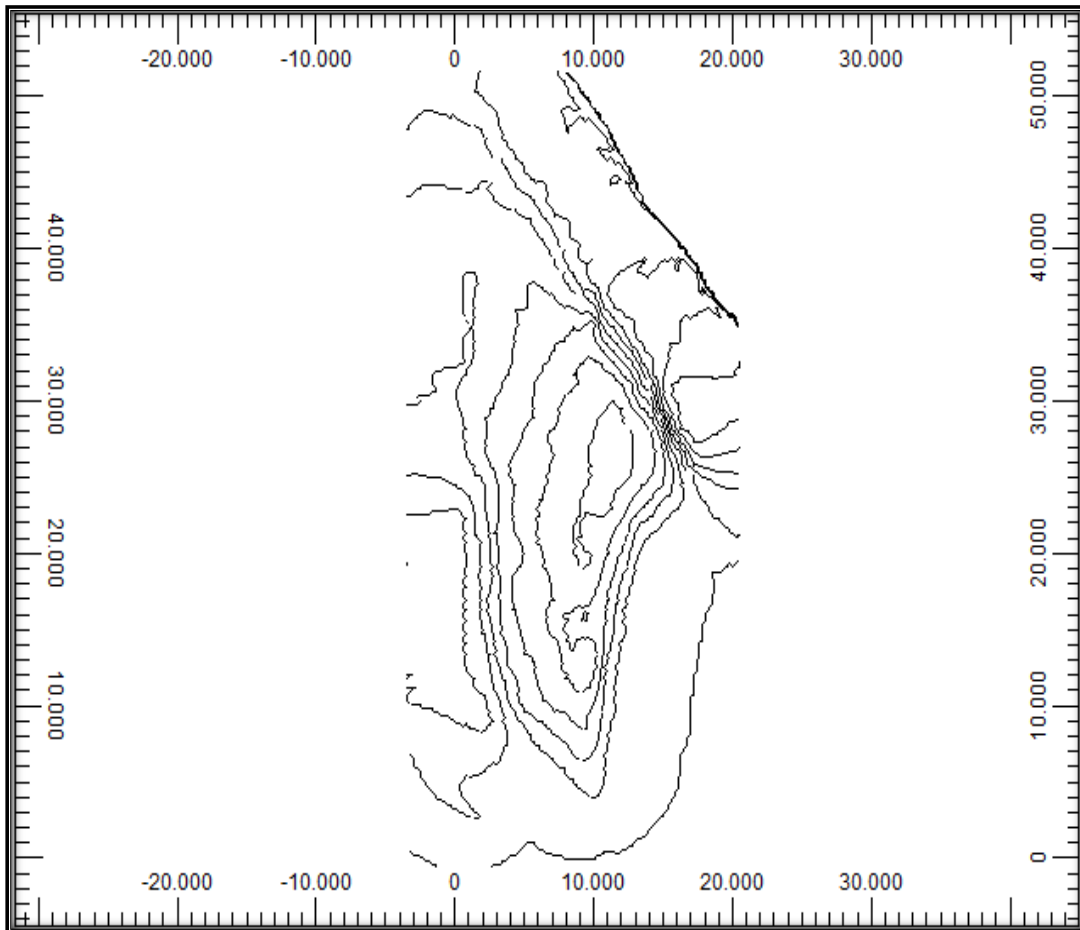
Fuente: Los autores.

Mapa estructural

La estructura del yacimiento esta plegada en forma de anticlinal recto (simétrico con respecto al plano axial que pasa por la cresta), sin cabalgamiento, con el tope de la estructura a 4902 ft y la profundidad máxima de las arenas productoras es de 7216 ft. Con un espesor variable entre 330 ft y 345 ft.

A continuación se presenta un mapa de isopacos que muestra la forma o estructura de las arenas productoras.

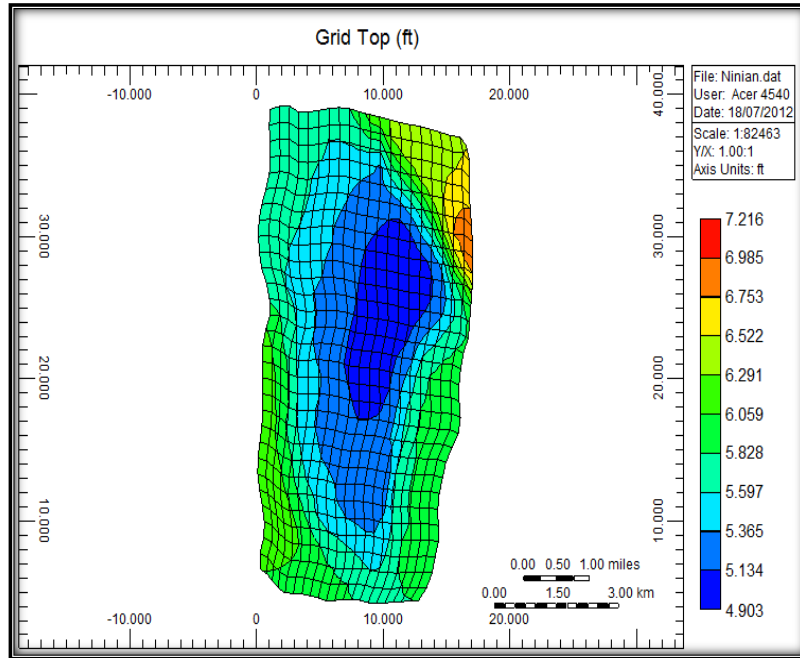
Figura 17. Mapa isopacos del modelo.



Fuente: Builder-CMG Technologies

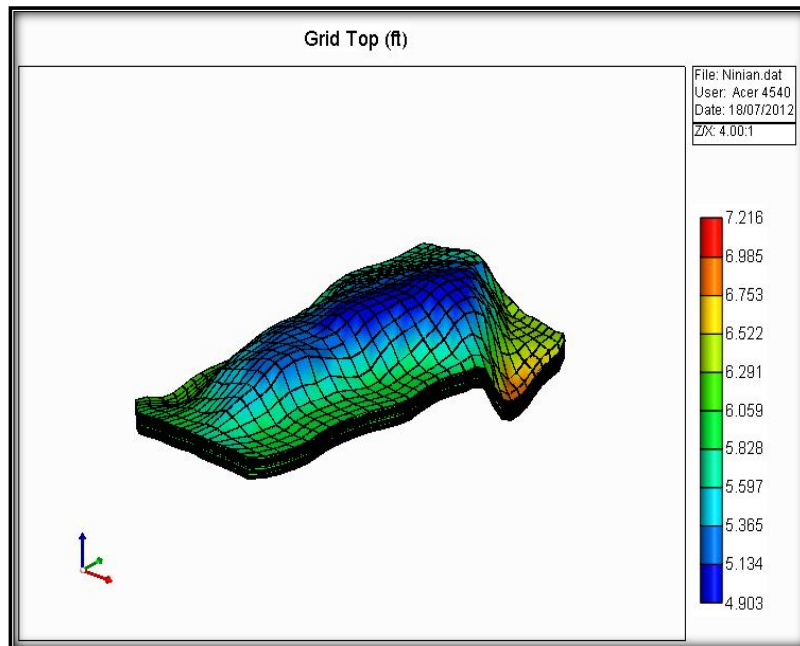
A continuación se presenta la estructura anticlinal del yacimiento en topos de las arenas productoras(Figura 18) y su vista en 3D (Figura 19).

Figura 18. Tope del yacimiento.



Fuente: Modificado. Builder-CMG Technologies

Figura 19. Yacimiento en vista 3D



Fuente: Modificado. Builder-CMG Technologies

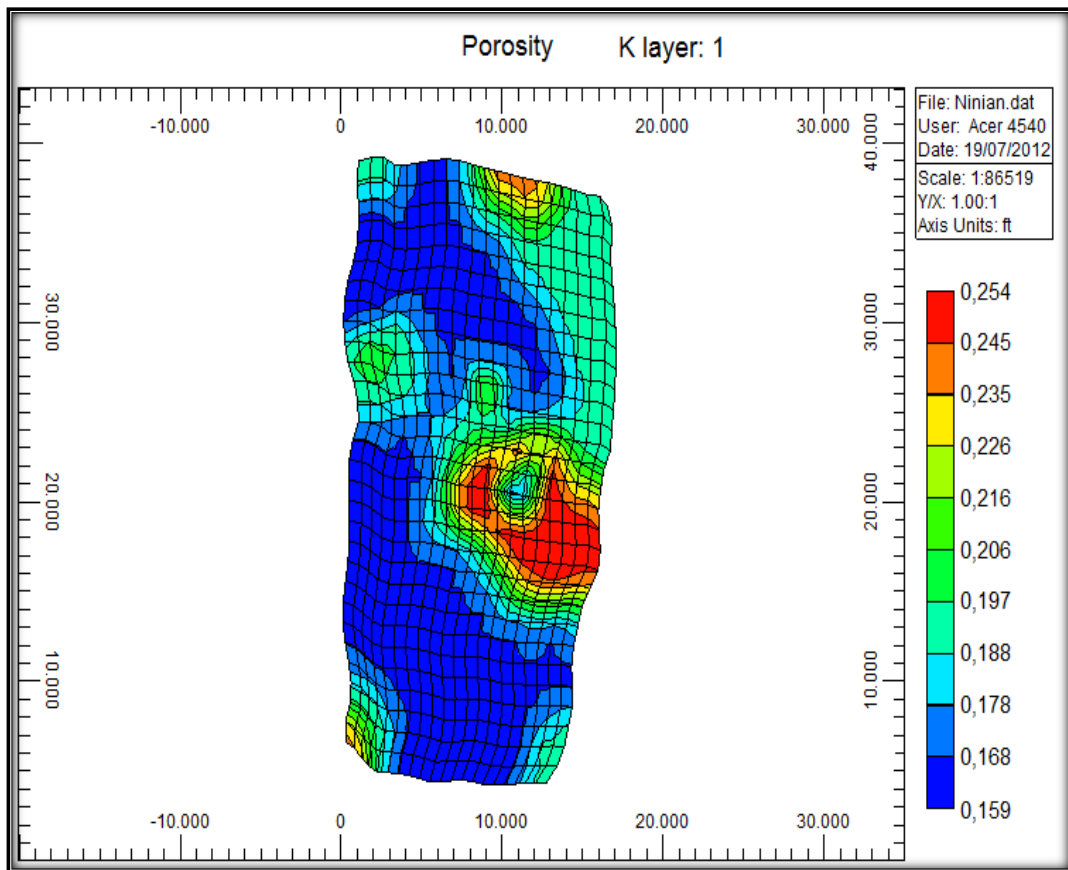
2.2 MODELO PETROFÍSICO

Porosidad

El promedio las porosidades en las zonas de interés varía en un rango de 15.9 % a 25.4 % en este campo. En la tabla 19 se presenta una descripción más detallada por zonas.

A continuación se muestran los valores de la porosidad del primer estrato (LAYER 1) las demás capas fueron tomadas de igual forma por mapas de iso-porosidad.

Figura 20. Porosidad del estrato 1



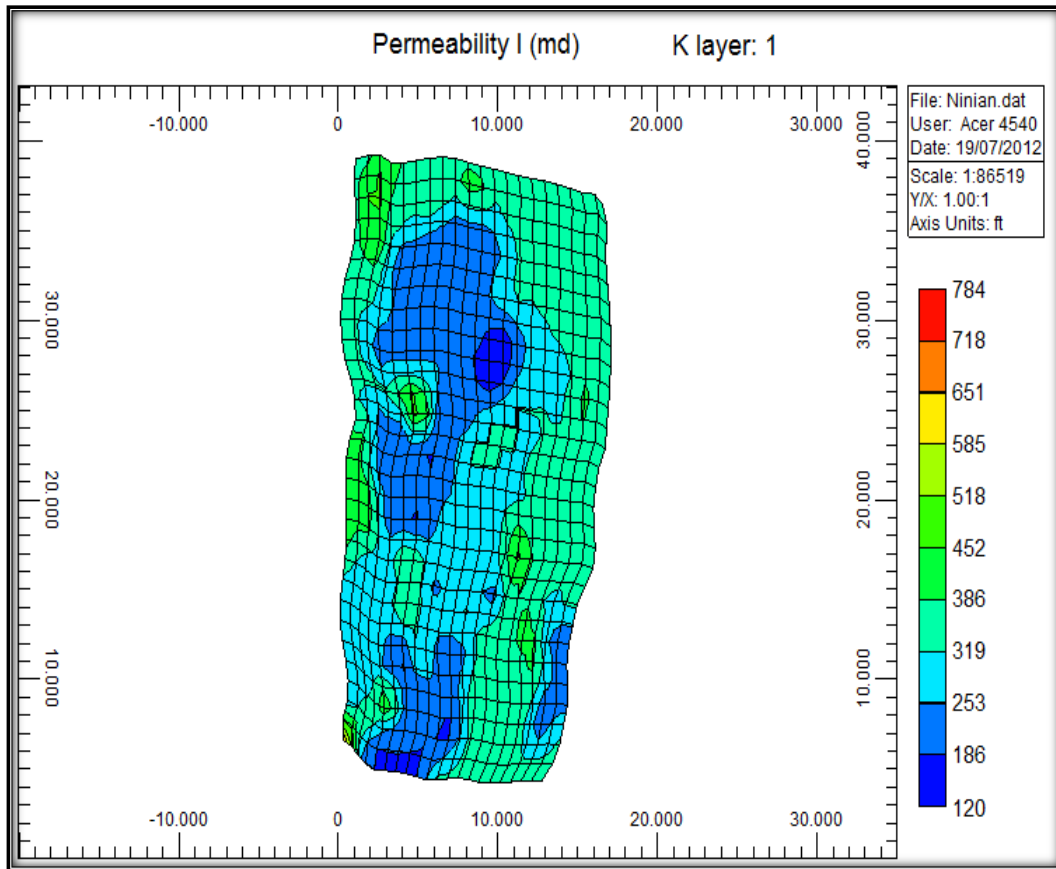
Fuente: Modificado. Builder-CMG Technologies

Permeabilidad

La permeabilidad en este campo es altamente variable por sus diversos ambientes de depositación de sedimentos además de la variedad de minerales que componen la roca. En la tabla 19 se presenta una descripción más detallada por zonas.

A continuación se muestran los valores tomados de permeabilidad para el primer estrato las demás capas fueron tomadas de igual forma por mapas de iso-permeabilidad.

Figura 21. Permeabilidad del estrato 1



Fuente: Modificado. Builder-CMG Technologies

Se debe tener en cuenta que la permeabilidad en la dirección de Y (J) es igual a la permeabilidad en dirección X (I) y que la permeabilidad vertical Z (K) fue tomada como $\frac{3}{4}$ de la permeabilidad en dirección X.

A continuación se muestra la tabla 19 de resumen de los rangos en los que oscilan las porosidades y permeabilidades en el yacimiento.

Tabla 19. Permeabilidades y Porosidades promedio por zona

Zonificación del yacimiento – propiedades promedio			
Zonificación	Unidad zonificada del yacimiento	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad promedio(md)
Zona 7	1	16.4-25,5	225-584
Zona 6	2	15.6-20.9	1550-1800
	3		
	4		
Zona 5	5	16.1-21.3	800-1000
	6		
	7		
Zona 4	8	17.8-24.8	500-700
	9		
Zona 3	10	15-24.6	180-800
	11		
	12		
Zona 2	13	16,2-18.9	170-400
Zona 1	14	14.5-22	165-421
	15		

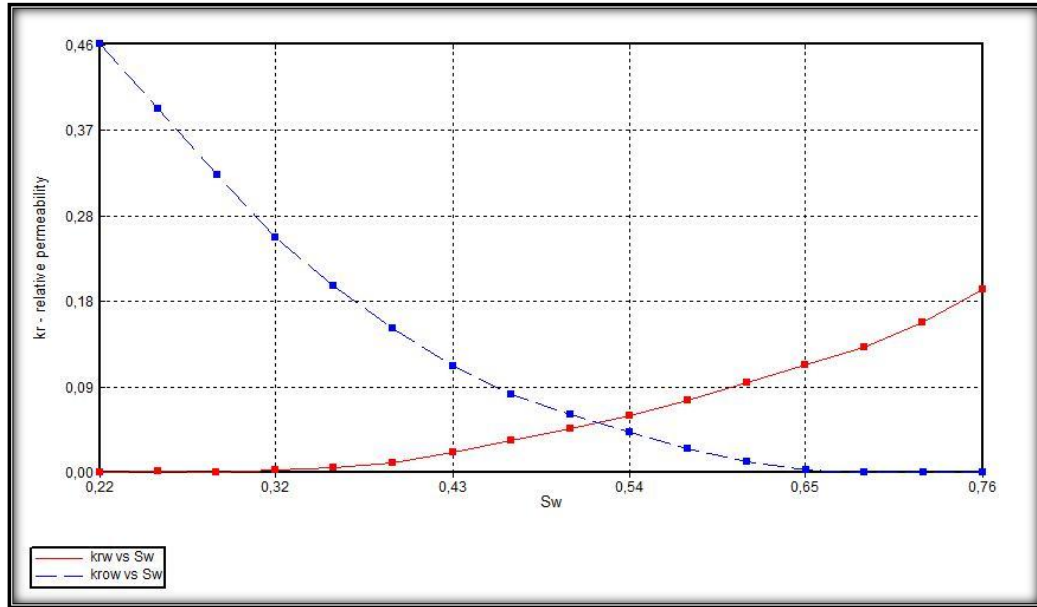
Fuente: Los autores

Curvas de permeabilidad relativa

Los datos de permeabilidad relativa muestran la saturación de aceite residual para un desplazamiento con agua en un valor de 24% y una saturación de agua connata de 22%. Las curvas muestran un yacimiento mojado preferencialmente

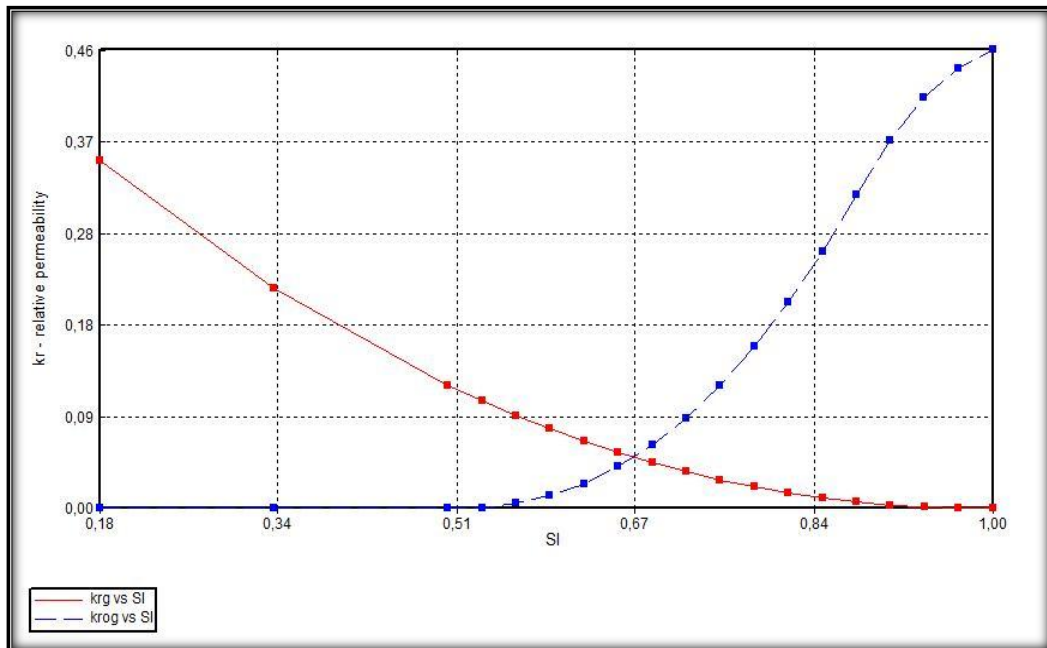
por agua. Las figuras 22 y 23 nos muestran el modelo de permeabilidades de agua-aceite y gas-aceite tomado para todo el yacimiento.

Figura 22. Permeabilidad relativa Agua-Aceite



Fuente: Builder-CMG Technologies

Figura 23. Permeabilidad relativa Gas-Aceite

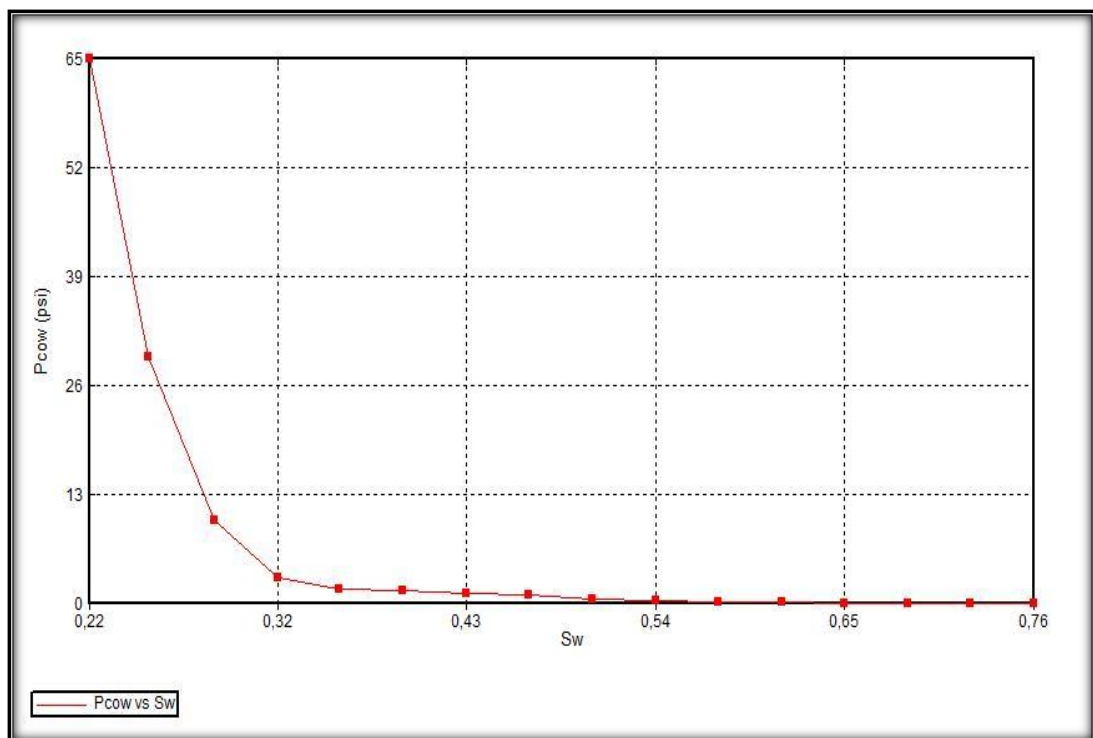


Fuente: Builder-CMG Technologies

Presión capilar

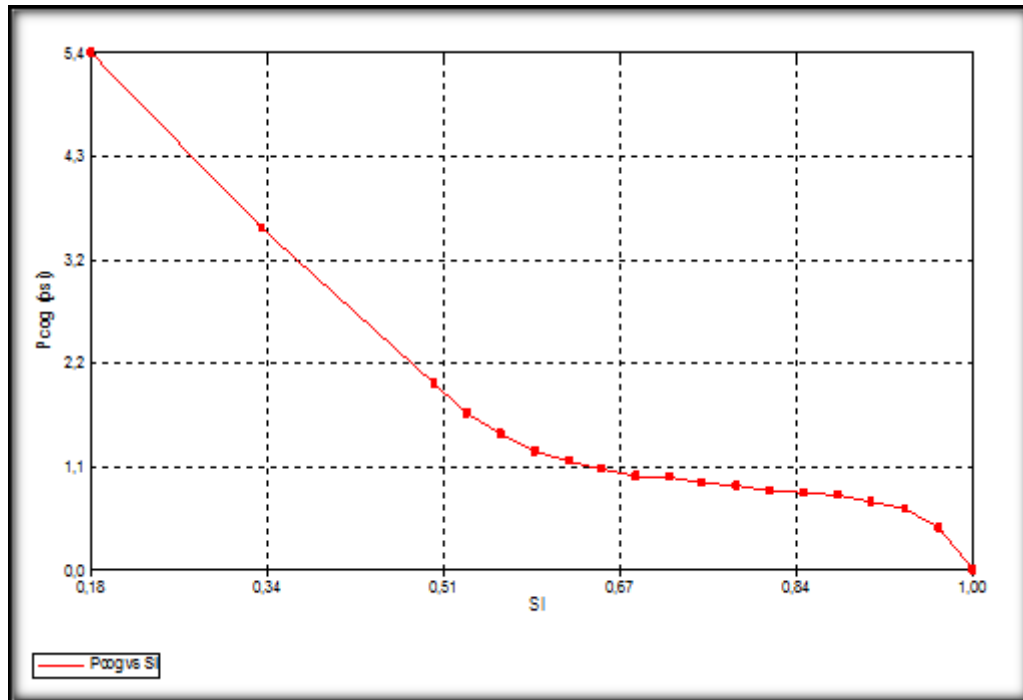
En esta sección se mostrarán las curvas de presión capilar tomadas para el yacimiento, de esto se destaca la curva de presión capilar entre el gas y el petróleo ya que se busca plantear un modelo de inyección de gas, mientras que la interface agua-crudo no tendrá mucha influencia en los resultados ya que se trata de un acuífero inactivo. Las curvas exhiben las características típicas de las rocas mojadas por agua.

Figura 24. Presión capilar Agua-Aceite



Fuente: Builder-CMG Technologies

Figura25.Presión capilar Gas-Aceite



Fuente: Builder-CMG Technologies

2.3 MODELO DE FLUIDOS

Este campo contiene un favorable aceite subsaturado de 25° API. La presión de punto de burbuja del aceite es 1950 Psig a temperatura de reservorio (150 °F). Algunas otras de las propiedades de los fluidos son:

Factor volumétrico de formación del aceite= 1.21 RB/STB

Viscosidad del aceite: 50cp.

Gravedad específica del gas = 0.63

Propiedades del Agua de formación

El agua de formación presenta una viscosidad de 1.48 cp. A continuación se presenta la tabla 20 con los datos obtenidos del análisis del agua.

Estos datos son necesarios debido a que el modulo elástico de los fluidos es directamente proporcional al contenido de sales del agua de formación.

Tabla 20. Contenido de sales del agua de formación

Ion	Agua de formación (mg/l)
Na	8934
K	135
Mg	26
Ca	200
Sr	31
Ba	46
Fe	6
Si	32
B	47
Cl	12740
SO4	29
HCO3	1600
Sp gravedad	1.016
Rw(Ohm) @ 60°F	0.353
TDS	23300
Total iones	25000
PH	7.74

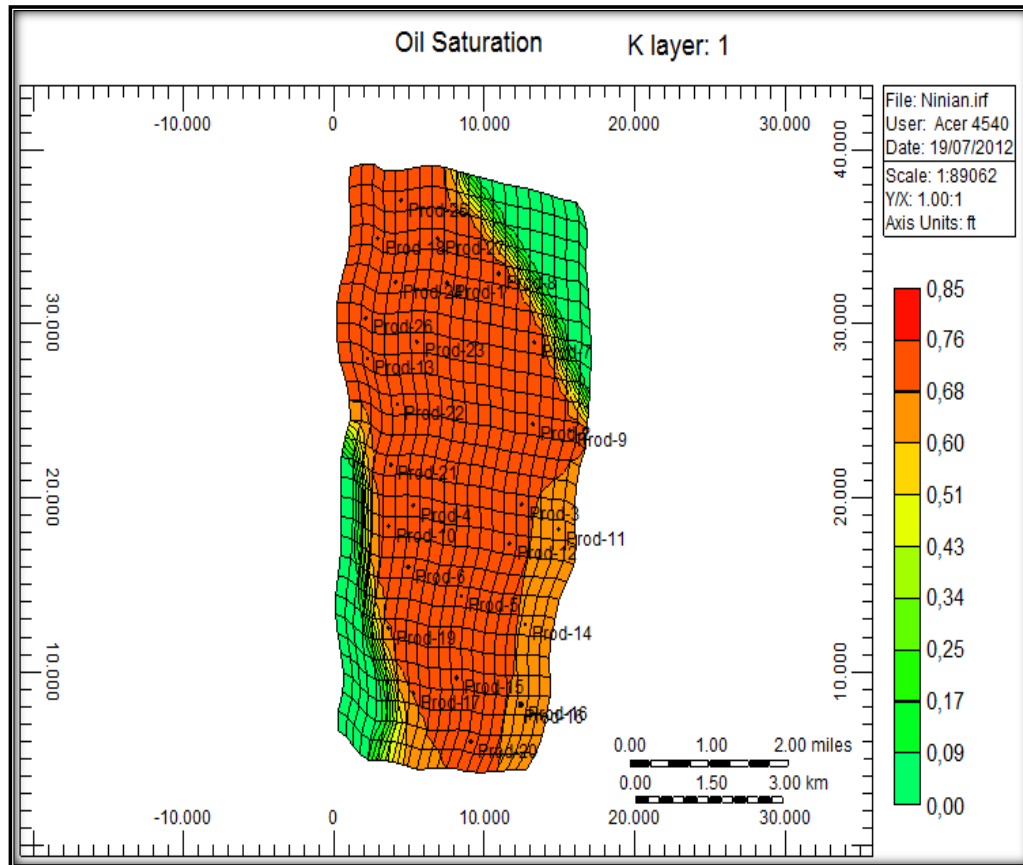
Fuente: Los autores

Distribución de fluidos y presiones

Con el fin de realizar el análisis sísmico en lapsos es necesario conocer la distribución inicial de los fluidos y lapresión en el yacimiento para posteriormente determinar qué cambios ha generado la inyección de gas y la producción del crudo.

A continuación se presentan las gráficas de distribución de estas propiedades de interés para el modelo inicial de yacimiento en la capa 1, las demás igualmente fueron tomadas con mapas de iso-saturación.

Figura 26. Saturación inicial de aceite en estrato 1

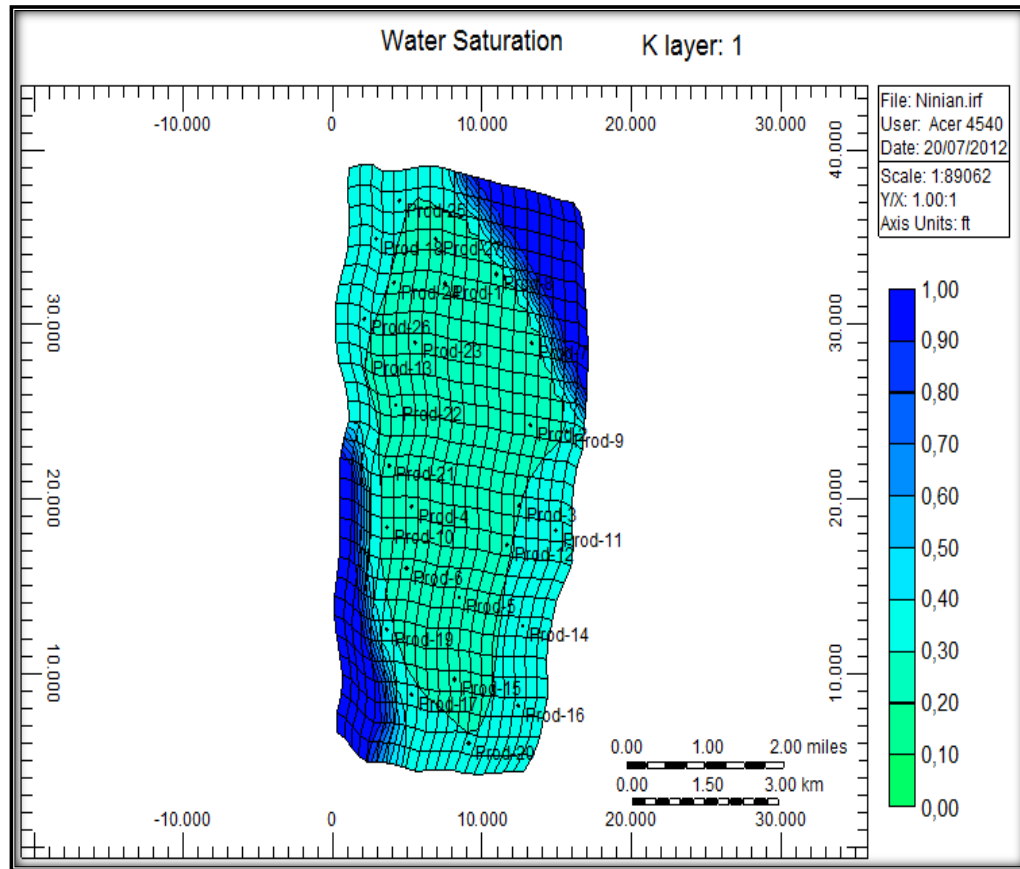


Fuente: Modificado. Builder-CMG Technologies

De igual forma cabe resaltar que las propiedades de interés para la sustitución de fluidos son saturación de aceite, agua y gas, presión, temperatura y porosidad, de las cuales las dos últimas no varían con el tiempo.

El contacto agua aceite inicialmente para este yacimiento esta en 6003 ft de profundidad, este contacto se espera no tenga muchos cambios debido a que el acuífero presente está inactivo. A continuación se presenta la gráfica 27 de saturación inicial de agua para el primer estrato para las demás capas del yacimiento fue tomado de manera similar.

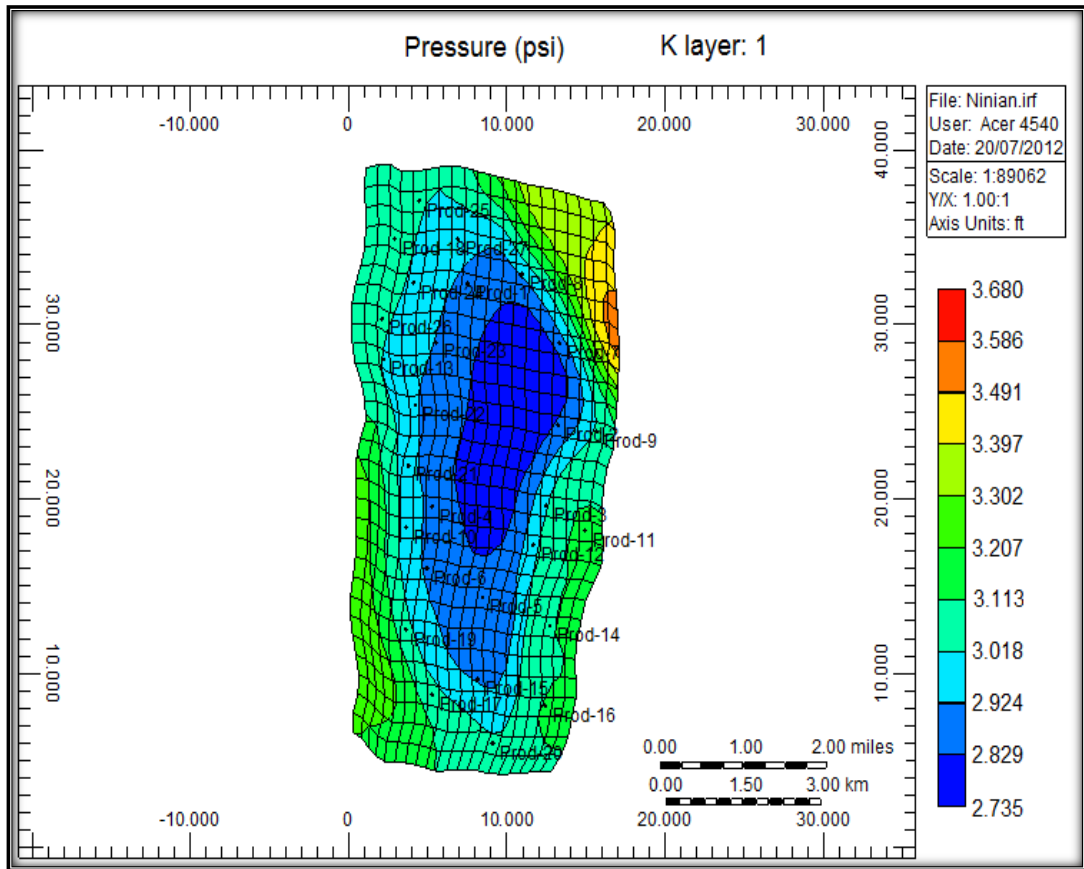
Figura 27. Saturación inicial de agua en el estrato 1



Fuente: Modificado. Builder-CMG Technologies

La presión tomada como referencia es de 2800 Psi a un datum de 5100 ft de profundidad (tope del yacimiento). La siguiente gráfica representa la distribución inicial de presión en el yacimiento para el estrato uno, para las demás capas se espera una presión de poro mayor debido al gradiente hidrostático.

Figura 28. Presión inicial en el yacimiento para el estrato 1



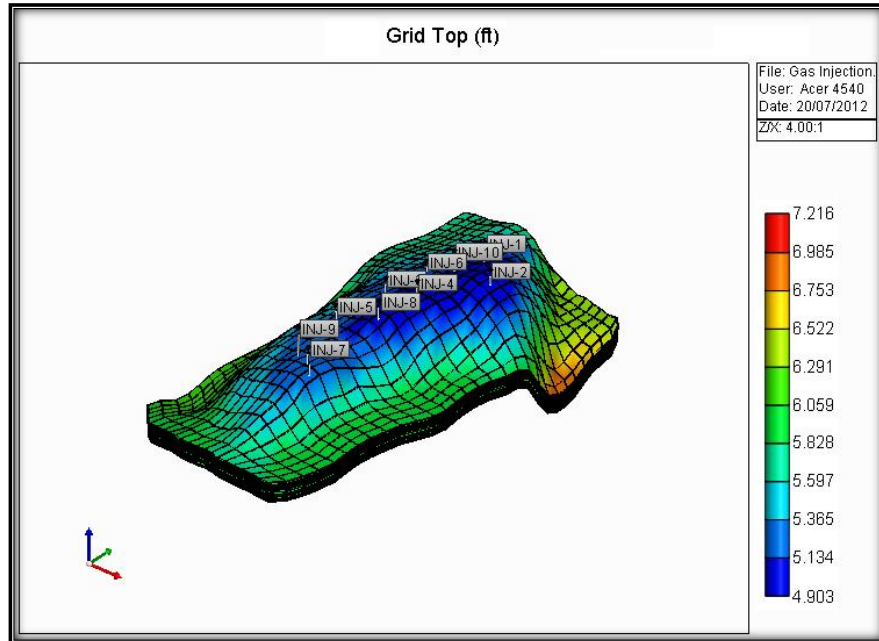
Fuente: Modificado. Builder-CMG Technologies

2.4 MODELO DE INYECCIÓN

El modelo de inyección planteado se basa en una inyección externa de gas, es decir en la cresta del yacimiento con el fin defavorecer la formación de una capa de gas en el tope y segregar los fluidos aumentando la presión de poro y de esa forma aumentar el factor de recobro del campo.

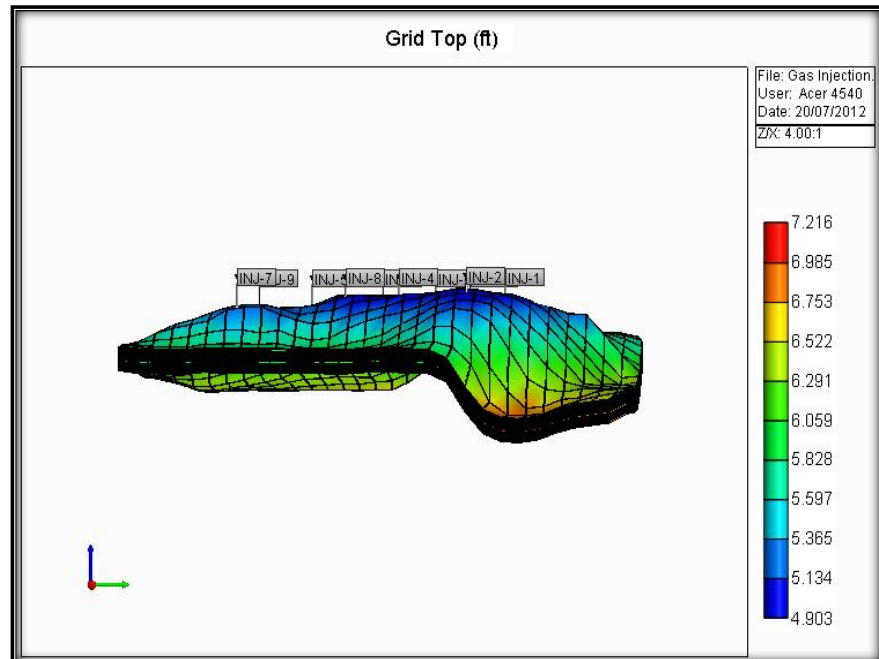
Se va inyectar gas natural con una gravedad específica de 0.63 a través de 10 pozos situados en la parte más alta del anticlinal. Las figuras 29 y 30 muestran la posición de los pozos inyectoros con respecto del yacimiento.

Figura 29. Posición pozos inyectoros



Fuente: Builder-CMG Technologies

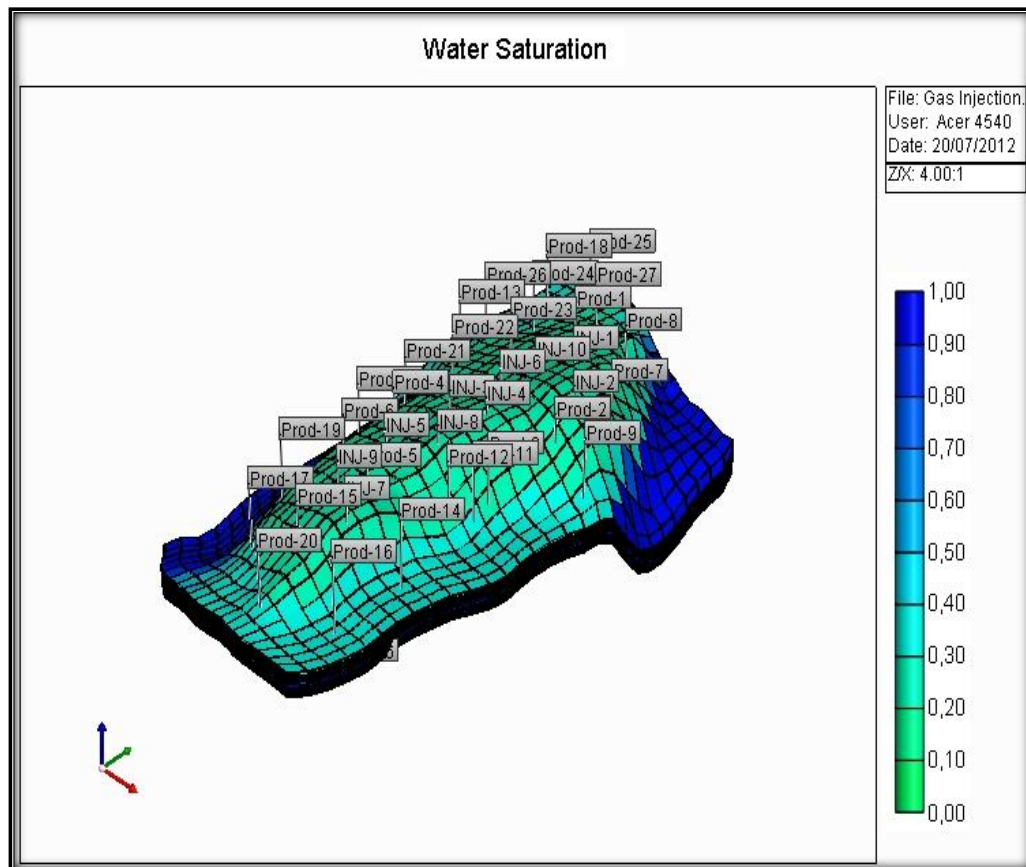
Figura30. Posición pozos inyectoros (perfil)



Fuente: Builder-CMG Technologies

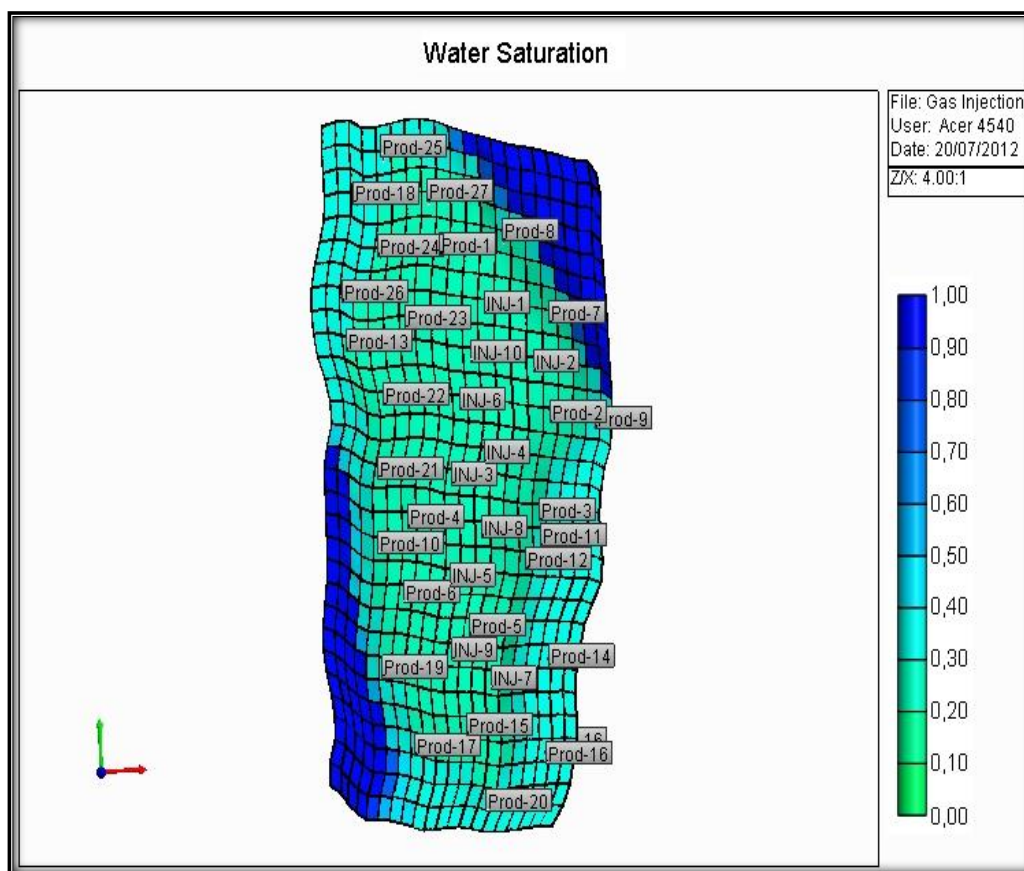
Los pozos productores se han colocado en las zonas intermedias del yacimiento (arriba del contacto agua-aceite y por debajo de la cresta del yacimiento). En los siguientes gráficos podemos apreciar el esquema total de pozos.

Figura 31. Esquema general de pozos



Fuente: Builder-CMG Technologies

Figura32. Esquema general de pozos (Vista de planta)



Fuente: Builder-CMG Technologies

El gas a inyectar será un gas natural con una gravedad específica de 0.63 y con la composición como se muestra a continuación en la tabla 21.

Tabla 21. Composición del gas inyectado

Componente	% moles
N_2	0
CO_2	0,877
CH_4	87,526
C_2H_6	5,35
C_3H_8	3,906
C_4H_{10}	1,331
C_2H_{12}	1,01
<i>Peso Molecular</i>	202
γ	0,63

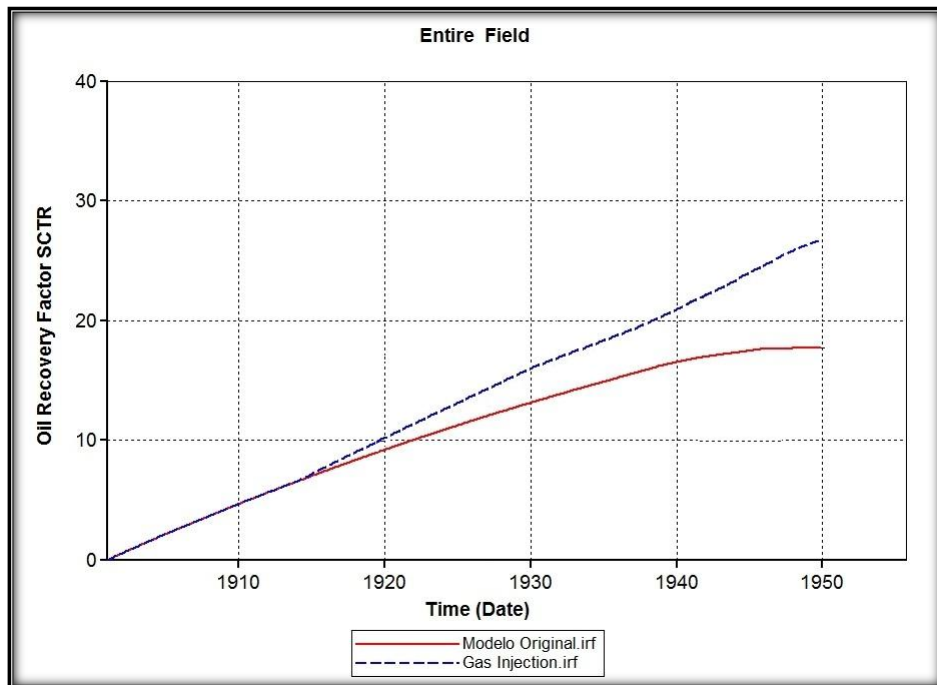
Fuente: Los autores

La presión mínima de miscibilidad a primer contacto (MMP por sus siglas en inglés) es de 8494.87 Psi la cual fue hallada con la ayuda de la correlación de Firoozabadi²⁰. El modelo de inyección planteado no busca miscibilidad entre las fases luego la presión de inyección será menor a la MMP de igual forma será menor que la presión de fractura del yacimiento la cual es de 6400 psi (hallada con la grafica de Eaton y registros sínicos del yacimiento) por lo anterior se inyectara el gas a una presión máxima de fondo de pozo de 5700 Psi.

Factor de recobro del modelo planteado

En esta sección se presentara la gráfica 33 del factor de recobro obtenido del modelo de inyección planteado.

Figura 33. Factor de recobro



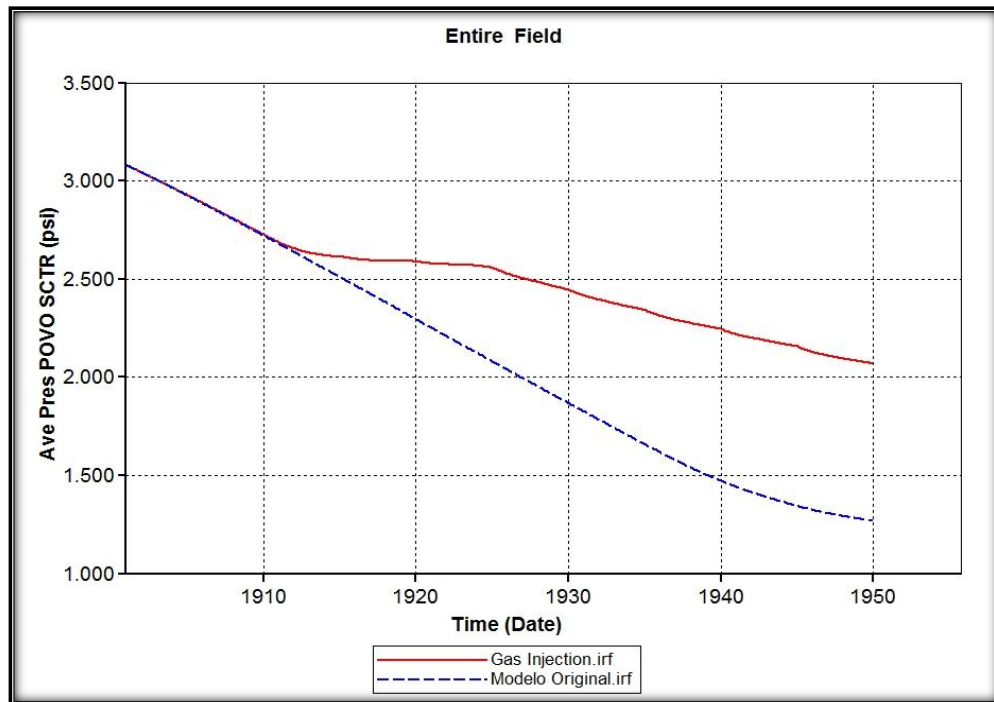
Fuente: ResultsGraph-CMG Technologies

²⁰FIROOZABADI, A. AZIZ, K. Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure. Paper SPE 13669, UE, 1986.

El cambio notorio de pendiente de la gráfica es debida a que el yacimiento cayó a una presión menor a la presión de burbuja. El factor de recobro final del modelo de inyección es de 27 % y el de producción primaria es de 17%.

Presión promedio del modelo planteado

Figura 34. Presión promedio del yacimiento



Fuente: ResultsGraph-CMG Technologies

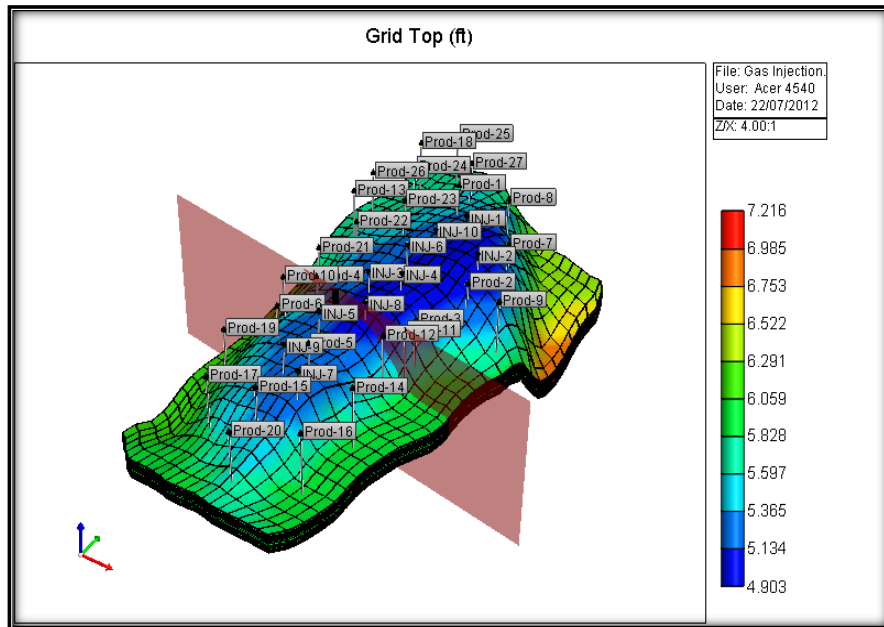
De la gráfica anterior se puede observar que la inyección de gas esta cumpliendo su objetivo que es mantener la presión parcialmente.

2.5 PERFIL VERTICAL Y LAPSOS

Se analizará un perfil vertical en tres diferentes etapas del proceso de inyección lo que generara tres lapsos y tres diferencias sísmicas. Este corte vertical fue escogido basado en los parámetros presentados en el manual de Herrera y Cooper²¹. En este perfil se encuentran tres pozos (1 inyector y 2 productores) los cuales permitirán analizar de mejor manera el comportamiento de los fluidos entre un pozo inyector y un productor. Ver figura 34 y 35.

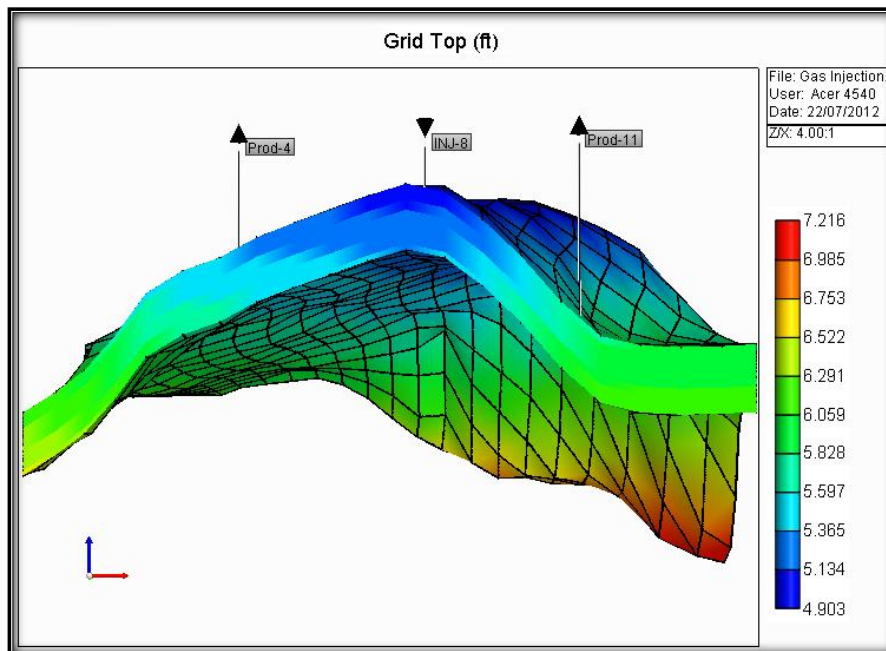
²¹ HERRERA, Y. COOPER N. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2010.

Figura 35. Plano de corte vertical



Fuente: Results Graph-CMG Technologies

Figura36.Perfil vertical



Fuente: ResultsGraph-CMG Technologies

Los lapsos serán tomados a los siguientes deltas de tiempo en el mismo perfil (mostrado en la figura 35):

$$\Delta tiempo = 13 \text{ años}$$

$$\Delta tiempo = 10 \text{ años}$$

$$\Delta tiempo = 3 \text{ años}$$

2.6 DISEÑO DE LÍNEA SÍSMICA²²

Parte fundamental de la sísmica en lapsos es el diseño óptimo de la cantidad de fuentes o cargas, cantidad de los receptores, distancia entre ellos (Offset máximo) y longitud total de la línea sísmica.

Profundidad objetivo = 6550 ft (Profundidad máxima del yacimiento)

$$\text{Offset máximo} = 2 * 6550 \text{ ft}$$

$$\text{Offset máximo} = \mathbf{13100 \text{ ft}}$$

Luego la longitud total de la línea sísmica será de 30000 ft (Doble del offset máximo + longitud del modelo de yacimiento)

$$\text{Distancia Receptores} = \frac{\text{Velocidad promedio } (V_{rms})}{\text{frecuencia (Hz)}}$$

$$\text{Distancia Receptores} = \frac{4944 \text{ (m/s)}}{48 \text{ (Hz)}}$$

$$\text{Distancia Receptores} = \mathbf{103 \text{ (m)} \approx \mathbf{338 \text{ (ft)}}$$

$$\text{Numero total de receptores} = \mathbf{89}$$

La distancia entre fuentes y cantidad de cargas es como sigue.

²² HERRERA, Y. COOPER N. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2010.

$$\frac{\text{Distancia entre receptores}}{\text{Distancia entre fuentes}} = \frac{1}{2}$$

$$\text{Distancia entre fuentes} = 2 * 338 \text{ ft}$$

$$\text{Distancia entre fuentes} = 676 \text{ ft}$$

$$\text{Número total de fuentes} = 44$$

La longitud de onda esperada en la zona de interés se calcula como sigue.

$$\lambda = \frac{\text{Velocidad promedio } (V_{rms})}{\text{frecuencia (Hz)}}$$

$$\lambda = \frac{4944 \text{ (m/s)}}{48 \text{ (Hz)}}$$

$$\lambda = 103 \text{ (m)} \cong 85.3 \text{ ft}$$

La resolución vertical o resolución sísmica es el nivel de detalle que tendrá la sísmica en cuanto a espesores del yacimiento este está dado en unidades de longitud. Se halla con la siguiente ecuación.

$$\text{Resolución sísmica} = \frac{\lambda}{4}$$

$$\text{Resolución sísmica} = \frac{103 \text{ (m)}}{4}$$

$$\text{Resolución sísmica} = 25.75 \text{ (m)} \cong 84.48 \text{ ft}$$

La resolución vertical es basada en datos teóricos y esperables luego sus resultados pueden tener gran variación en la práctica.

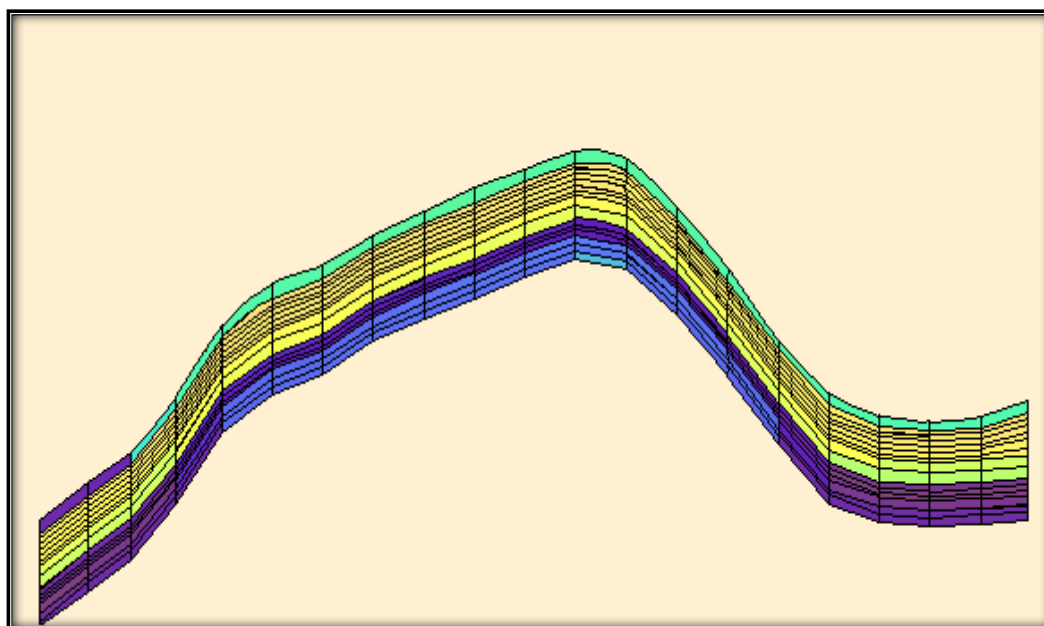
2.7 PERFIL VERTICAL EN TESSERAL PRO

A continuación se presenta la geometría del perfil vertical visto en la figura 35 convertido a el software sísmico Tesseral Pro® donde se pueden observar las 15 capas del yacimiento.

La velocidad de las ondas sísmicas P Y S además de la densidad del suelo fue determinada con la ayuda de los registros sintéticos del yacimiento del cual se

basó el modelo²³. Esta velocidad del suelo (Overburden) es de 3100 (m/s) y 1788 (m/s) para las ondas P y S respectivamente con una densidad característica de 2.215 (g/cc).

Figura 37. Geometría del perfil en Tesseral Pro

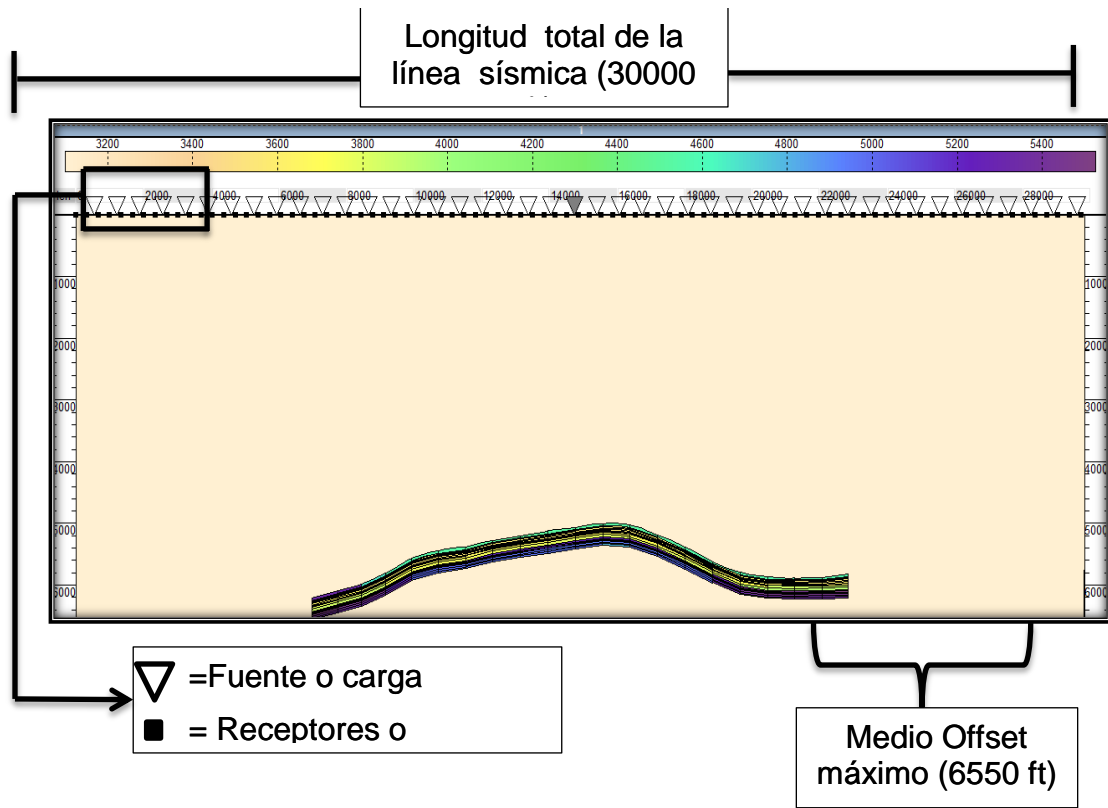


Fuente: Modificado. Tesseral Pro

La cantidad total de fuentes, receptores, longitud total de la línea sísmica y profundidad objetivo del yacimiento se muestran a continuación en la figura 37 junto con el modelo definitivo que se va a analizar a los diferentes lapsos (diferentes propiedades).

²³ALBRIGHT,W. TURNER,W. and WILIAMSON,K. Ninian field, U.K. Sector, North Sea. Paper AAPG. United Kingdom, 1980.

Figura 38. Análisis del perfil sísmico



Fuente: Modificado. Tesseral Pro

Los datos de velocidades sísmicas y densidades (para la capa 1 del yacimiento), determinadas por medio de las ecuaciones de Gassmann, se muestran en el anexo 1. Estas variables sísmicas fueron halladas con el fin de poblar el modelo sísmico de Tesseral Pro.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En la presente sección del libro se mostrará una prueba realizada a la ecuación de Gassmann que consiste en sensibilización de cada variable relevante en este proyecto. De igual forma se muestran los perfiles verticales en función de los parámetros petrofísicos relevantes de este estudio además de los atributos sísmicos resultantes del procesamiento de los sismogramas sintéticos obtenidos del simulador de onda completa. Posteriormente se realizarán las diferencias a estas secciones sísmicas verticales y se hará el respectivo análisis de los resultados.

3.1 SENSIBILIZACIÓN DE LA ECUACIÓN DE GASSMANN

En esta sección de análisis de resultados se mostrarán los resultados obtenidos de la sensibilización hecha a la ecuación de Gassmann en cuanto a la variación de las propiedades petrofísicas como la porosidad, saturación de los diferentes fluidos y presión del yacimiento. Esto dará una noción de cuanto y como afecta cada cambio en el yacimiento en la respuesta acústica de las rocas.

Descripción de los parámetros y las pruebas

La variación de parámetros de la ecuación de Gassmann se basaron en el cambio del módulo elástico de compresibilidad (cambio de saturaciones) y el cambio del módulo total de compresibilidad de la roca saturada.

Las pruebas realizadas se hicieron basadas en parámetros de referencia o iniciales. En esta sensibilización se variaron las saturaciones y la presión resultando en tres diferentes pruebas en las cuales se varía la propiedad o el parámetro (manteniendo constantes los demás en sus valores iniciales) hasta diferentes valores y se determina el porcentaje de variación de las respectivas propiedades sísmicas, este porcentaje se halla considerando el valor de la variable sísmica inicial como el teórico y el presente valor como el experimental.

$$\% \text{ de variación} = \frac{\text{Variable inicial} - \text{Variable actual}}{\text{Variable inicial}} * 100 \quad (50)$$

Parámetros iniciales.

Tabla 22. Parámetros de referencia Ecuación de Gassmann

Parámetros	Valor inicial
Presión	10000 Psi
Temperatura	132°F
Salinidad del agua	10000 ppm
Saturación de aceite	65%
Saturación de agua	27.5%
Saturación de gas	7.5%
API del crudo	37.2
Gravedad específica del gas	0.673
Gas en solución	530 SCF/STB
Porosidad	10 %

Fuente: Los autores

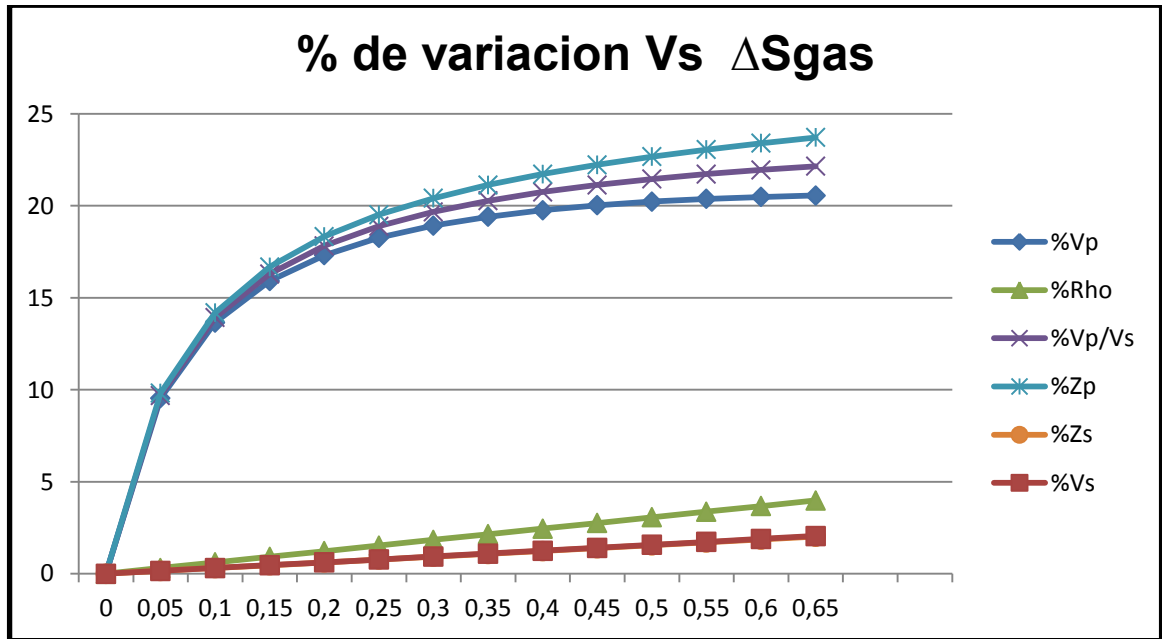
A partir de los parámetros mostrados en la tabla 22 se realizaron las siguientes pruebas:

Variación de la saturación de gas

En esta prueba se asumió una sustitución de gas por aceite, asumiendo que la saturación de agua inicial es igual a la saturación crítica.

Los deltas de saturación son del 5%. se inició en el parámetro de referencia y terminó en una sustitución total de los fluidos. Posteriormente se extrapolaron los valores al centro del eje coordenado.

Figura 39. Variable sísmica Vs Saturación de gas



Fuente: Los autores

De la anterior gráfica se observa:

La mayor variación de todos los parámetros (excepto la velocidad de onda S (V_s) y la densidad equivalente de la roca (Rho)) se presenta en ($s_g = 0$) y $s_g = 15$. En los demás valores de saturación de gas se presenta variación pero no de igual forma (menor pendiente).

A partir $s_g = 45$ el medio poroso tiende a comportarse como si estuviese casi totalmente saturado por gas lo que genera un cambio menor en cada una de las variables en valores mayores de saturación de gas.

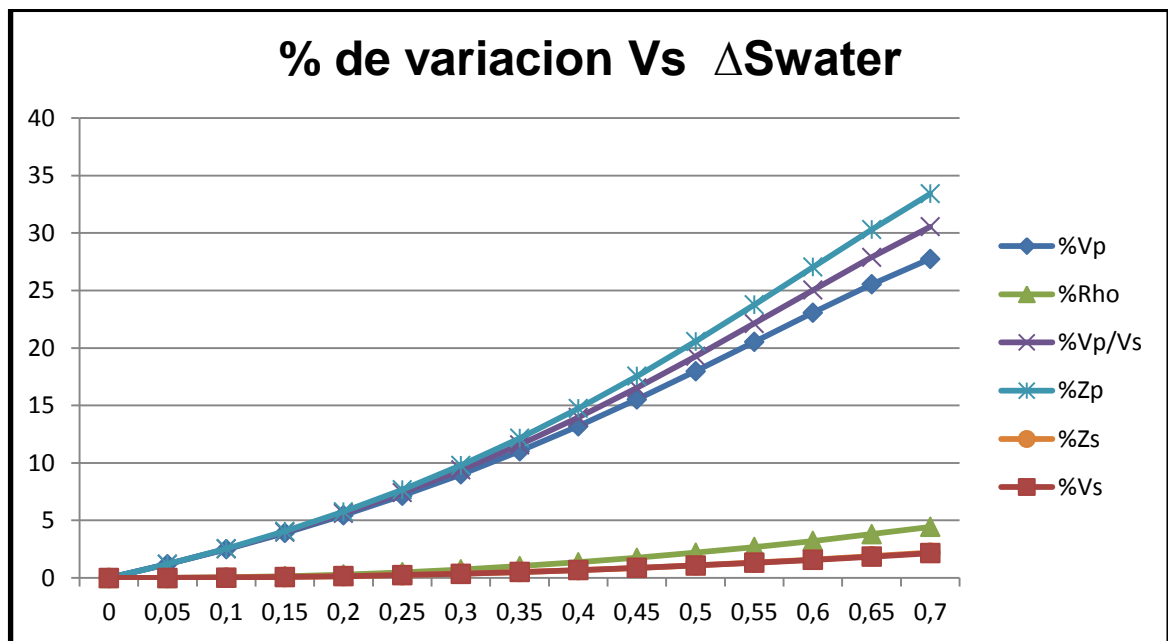
La baja variación de la velocidad de onda S es debido a que estas ondas no se trasladan en los fluidos luego no es un parámetro que refleje la sustitución gas por aceite. La pequeña variación que se observa en V_s es debida al cambio en la densidad equivalente de la roca saturada.

Variación de la saturación de agua

En esta prueba se asumió una sustitución de agua por aceite. Se asumió que la saturación de gas no varía con el tiempo es decir siempre es igual al parámetro inicial de referencia.

Los deltas de saturación son del 5%, se inició en el parámetro de referencia y terminó en una sustitución total de los fluidos. Posteriormente se extrapolaron los valores a cero.

Figura 40. Variables sísmicas Vs Saturación de agua



Fuente: Los autores

De la anterior grafica se observa:

Se presenta una variación de aproximadamente de 0.39 % por cada delta de 0.5 ensaturación, esta variación es constante en todas las variables (excepto la velocidad de onda S (Vs) y la densidad equivalente de la roca (Rho)), lo que indica que en una inyección de agua siempre será notorio el cambio en la respuesta sísmica para diferentes tiempos en este modelo.

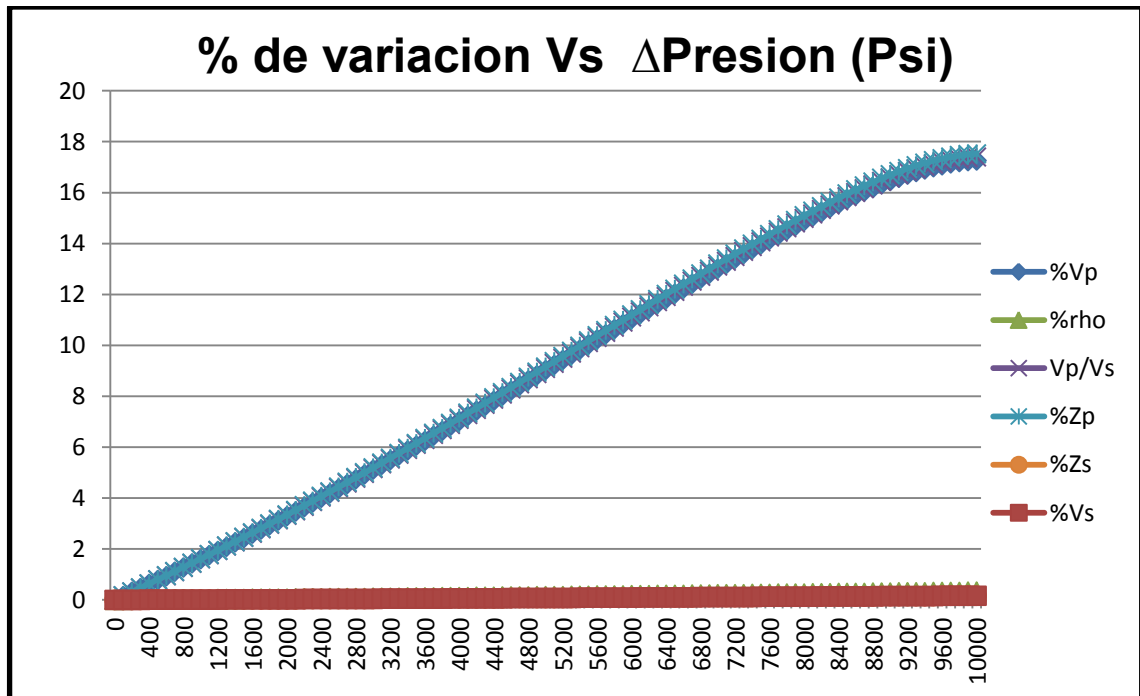
Se espera que el cambio en las variables sísmicas (mencionado en el anterior inciso) tienda a cero a medida que se acerca al valor de saturación máxima de agua en el yacimiento.

La baja variación de la velocidad de onda S es debido a que, al igual que en la prueba con gas, estas ondas no se trasladan en los fluidos luego no es un parámetro que refleje la sustitución agua por aceite. La pequeña variación que se observa en Vs es debida al cambio en la densidad equivalente de la roca saturada.

Variación de la presión de yacimiento

En esta prueba se asumieron todos los parámetros de referencia y un cambio en la presión de poro. Los deltas de presión son de 100 Psi, se inició en el parámetro de referencia y termino en una presión de yacimiento de 14,7 psi. Posteriormente se extrapolaron los valores a cero.

Figura 41. Variables sísmicas Vs Presión



Fuente: Los autores

De la anterior grafica se observa:

Se presenta una variación de aproximadamente de 0.07 % por cada delta de 100psien la presión de poro durante toda la caída de presión, esta variación es constante en todas las variables (excepto la velocidad de onda S (Vs) y la densidad equivalente de la roca (Rho)).

Observamos que a los valores de referencia y a una presión mayor a 9000 psi el cambio tiende a cero, esto es debido a que la roca empieza a comportarse como un sólido sin ningún fluido saturándola, luego por la baja compresibilidad

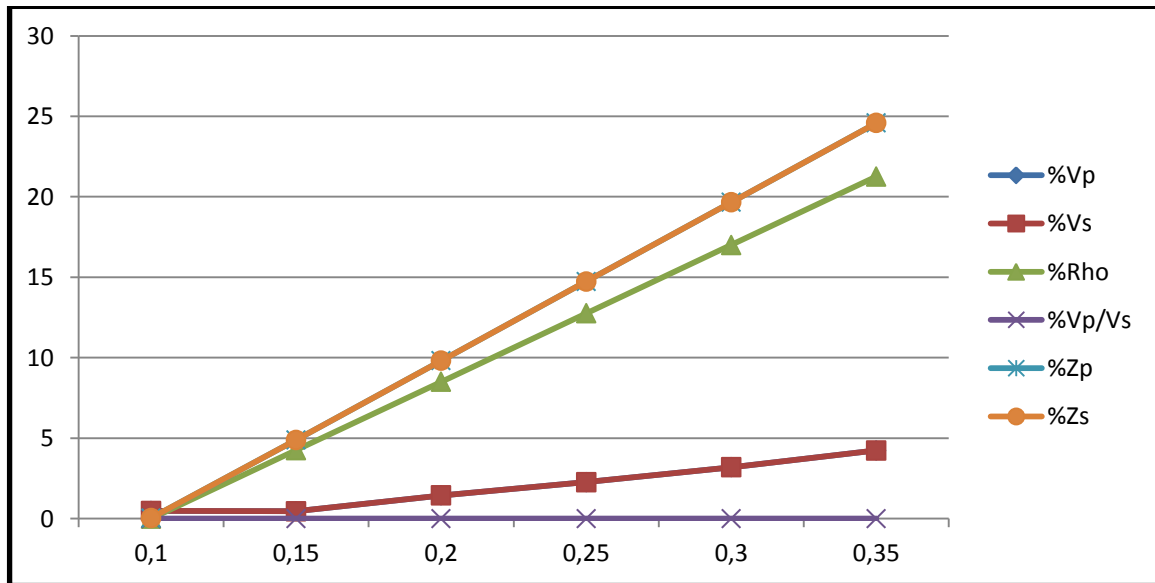
que presentan lossólidos,cualquier cambio de presión no representara un gran cambio en la respuesta sísmica.

La variación de la velocidad de onda S y la densidad equivalente de la roca tienden a cero debido a que la variaciones hechas en este modelo se le realizaron a la presión de poro (o la presión a la que se encuentran los fluidos dentro de la roca) y no al overburden que es quien afecta el volumen de la roca, por consiguiente no se ve afectada su densidad y onda S.

Variación espacial de la porosidad

En esta prueba se asumieron todos los parámetros de referencia y un cambio en la porosidad de la roca. Los deltas de porosidad son de 5%, se inició en el parámetro de referencia (10%) y se aumentó la porosidad hasta un valor de 35% Posteriormente se extrapolaron los valores de las variables a cero.

Figura 42. Variables sísmicas Vs Porosidad



Fuente: Los autores

De lo anterior se observa:

La densidad equivalente de la roca (Rho) tiene un cambio constante (4% por cada delta de 5% en la porosidad) con respecto al valor de referencia. Esto es

debido a que el volumen poroso afecta directamente la masa de la unidad volumétrica de roca.

Observamos que las velocidades de onda P y onda S (sobrepuestas en la gráfica) presentan comportamientos idénticos con respecto al cambio de porosidad en la roca. De igual forma se destaca que el cambio es de menos del 5% en el mejor de los casos lo que indica que no serviría como parámetro de control a la hora de analizar fenómenos de subsidencia o variaciones areales de porosidad basados en la respuesta sísmica de este modelo.

El comportamiento de las velocidades V_s y V_p no presenta cambio en porosidades de entre 10 % y 15% luego para modelos de bajas porosidades no sería recomendable el uso de este modelo de sustitución de fluidos para determinar las variables sísmicas en lapsos.

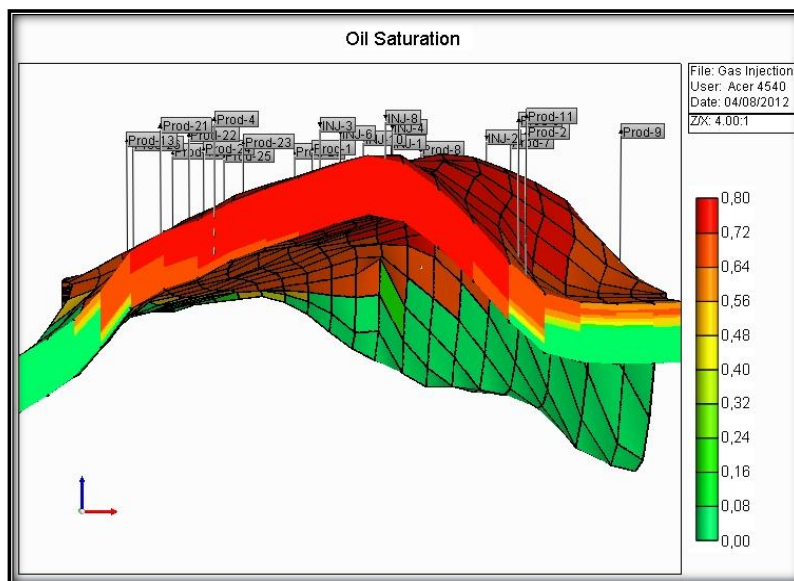
3.2 PERFIL VERTICAL 1

Este perfil vertical hace referencia a un tiempo de inyección cero (t_0) donde no se ha iniciado la inyección de gas al yacimiento.

A continuación se muestran las variables petrofísicas relevantes (Presión de yacimiento y saturaciones de agua, aceite y gas) en el modelo vertical para el tiempo inicial de inyección.

En este perfil vertical se van a presentar dos pozos productores (prod-11, prod-4) y el inyector INJ-8 los cuales permiten analizar todos los diversos escenarios presentes en el yacimiento (contactos agua-aceite, gas-aceite irrupción del gas inyectado en los pozos productores entre otros).

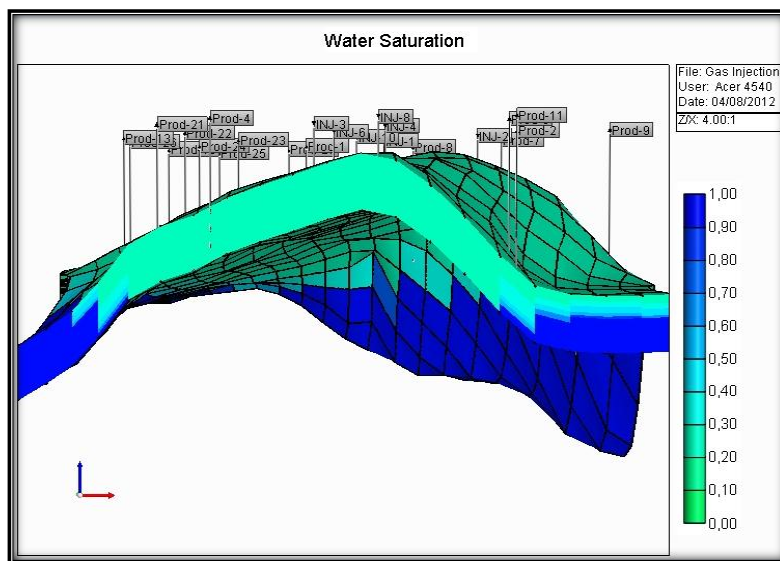
Figura 43. Saturación de aceite a t_0



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la gráfica 43 se puede ver la saturación de aceite a un tiempo cero de la inyección de gas natural. Como se puede observar la saturación en la cresta llega a un valor máximo de cerca del 80% y un mínimo valor de 0% bajo el contacto agua-aceite, los cuales son los muy cercanos a los valores iniciales de saturación del yacimiento.

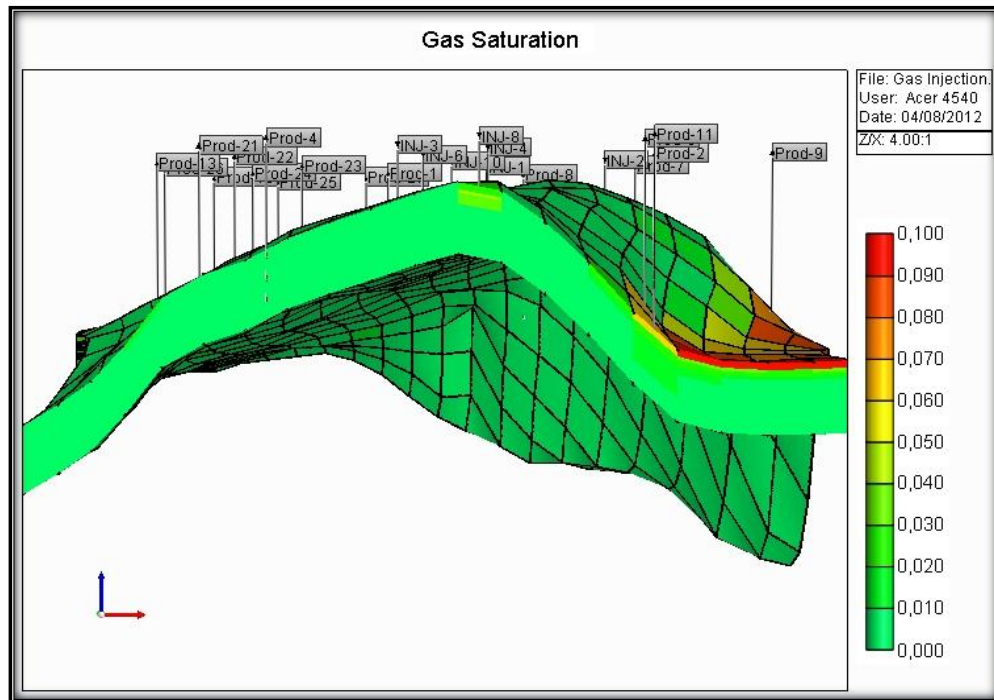
Figura 44. Saturación de agua a t_0



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la figura 44 se puede ver la saturación de agua un tiempo cero de inyección. Como se puede observar existe un acuífero inactivo de fondo. Se espera que la profundidad del contacto agua aceite no tenga grandes variaciones con el tiempo de producción debido a que este acuífero no aporta presión al yacimiento (yacimiento volumétrico).

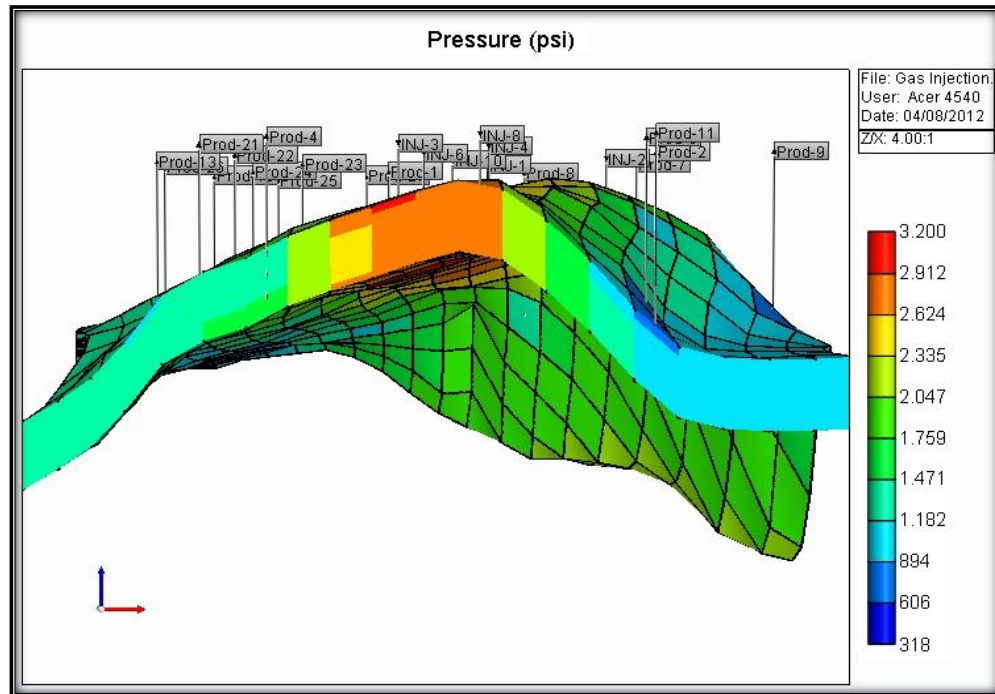
Figura 45. Saturación de gas a t_0



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la figura 45 se puede observar una baja saturación de gas en la cresta y en los estratos superiores de las partes bajas del yacimiento, esto es debido a que el yacimiento se encuentra en esas zonas por debajo de la presión de burbuja.

Figura 46. Presión a t_0



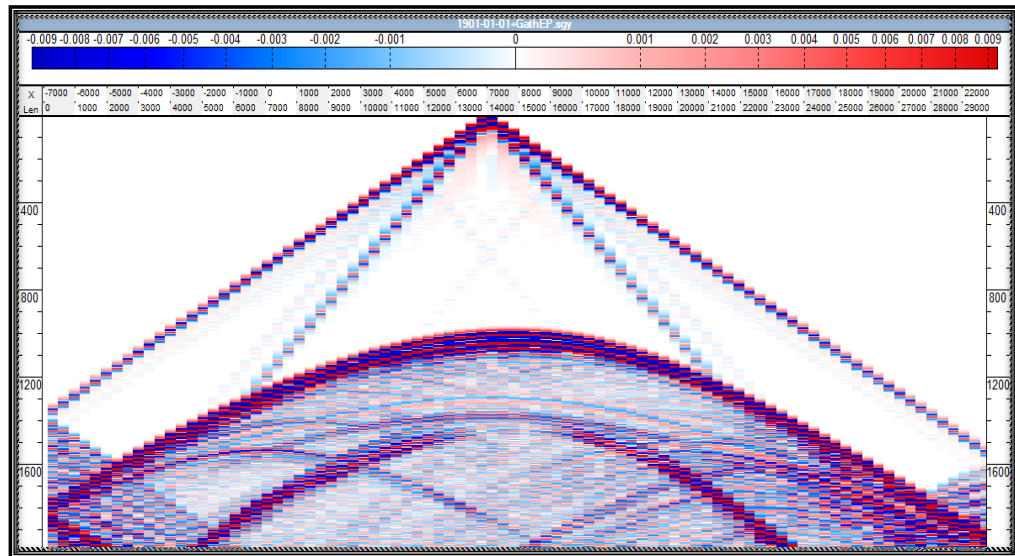
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la anterior figura se puede ver el perfil vertical de presiones, en donde se observa que las mayores presiones se presentan en la cresta, debido a una pequeña capa de gas existente que ayuda a mantener la presión.

Basados en las propiedades anteriormente mostradas, la geometría del yacimiento y las demás características estáticas de los estratos productores se determinaron las velocidades de ondas P, velocidades de ondas S y densidad para cada grid block a ese tiempo, con estos datos se pobló el modelo de Tesseral Pro y se simuló el perfil con el diseño sísmico determinado en la sección 2.6 del presente libro, lo que dio como resultado unode los sismogramas (en total fueron 44) que se muestra a continuación.

En la figura 46 se puede observar el sismograma sintético obtenido de la simulación sísmica del modelo estratificado a un tiempo cero. Este sismograma no ha sido procesado.

Figura 47. Sismograma sintético del disparo 20 a t_0

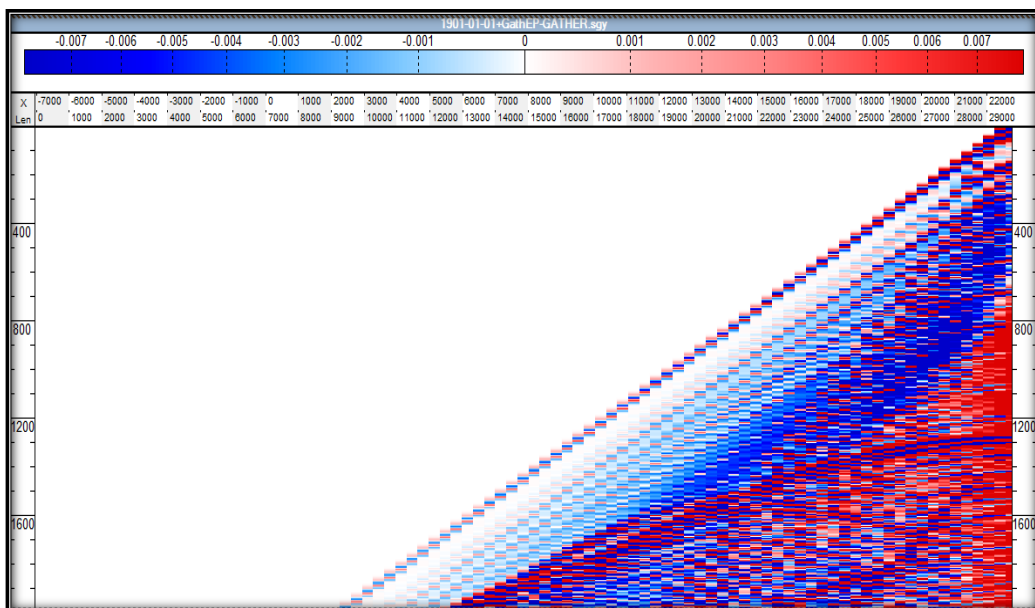


Fuente: Tesseral Pro

A continuación se mostrará el procesamiento realizado a los sismogramas sintéticos del perfil vertical 1. Este procedimiento se mostrara solo para este perfil ya que para los demás tiempos se realizó de igual forma.

- **Pre-Procesamiento**

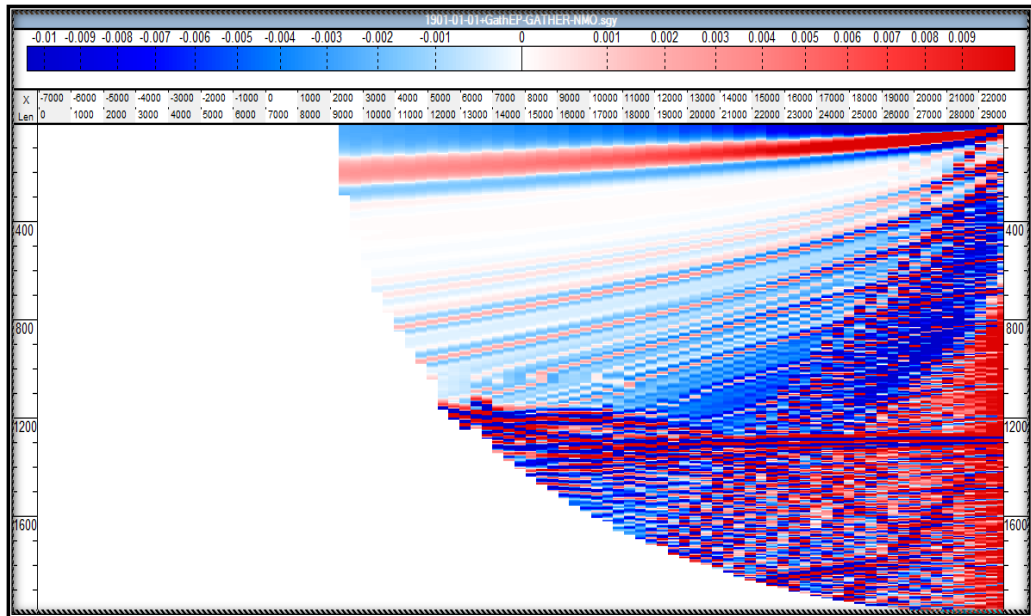
Figura 48. Sismograma pre-procesado (GATHER)



Fuente: Tesseral Pro

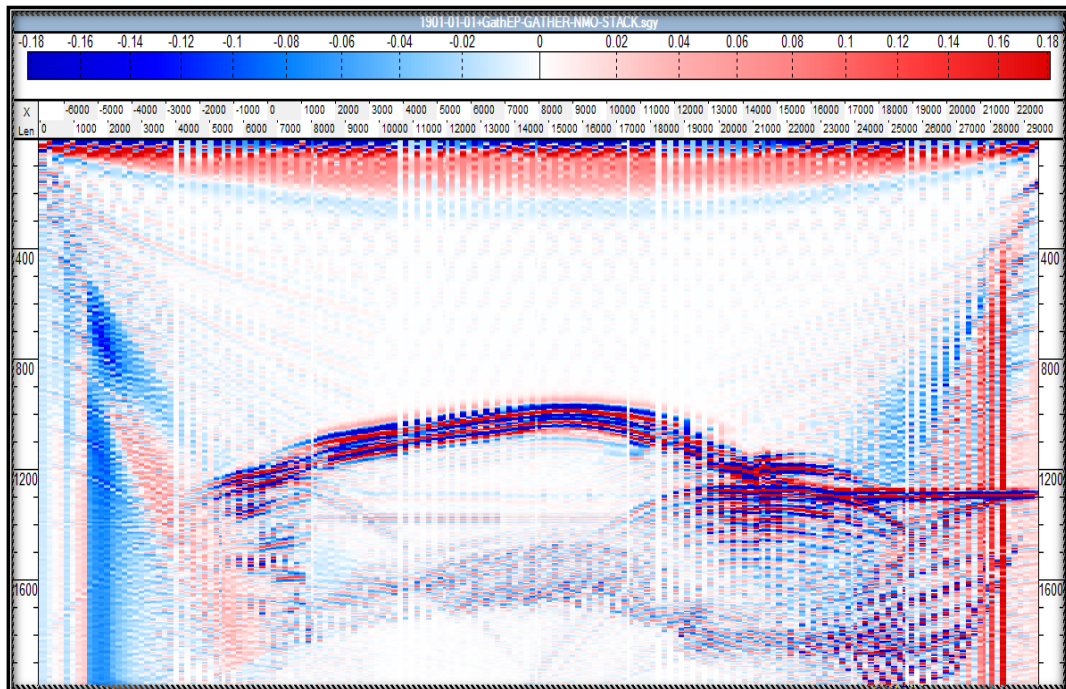
- Apilamiento

Figura 49. Sismograma después del Normal MoveOut



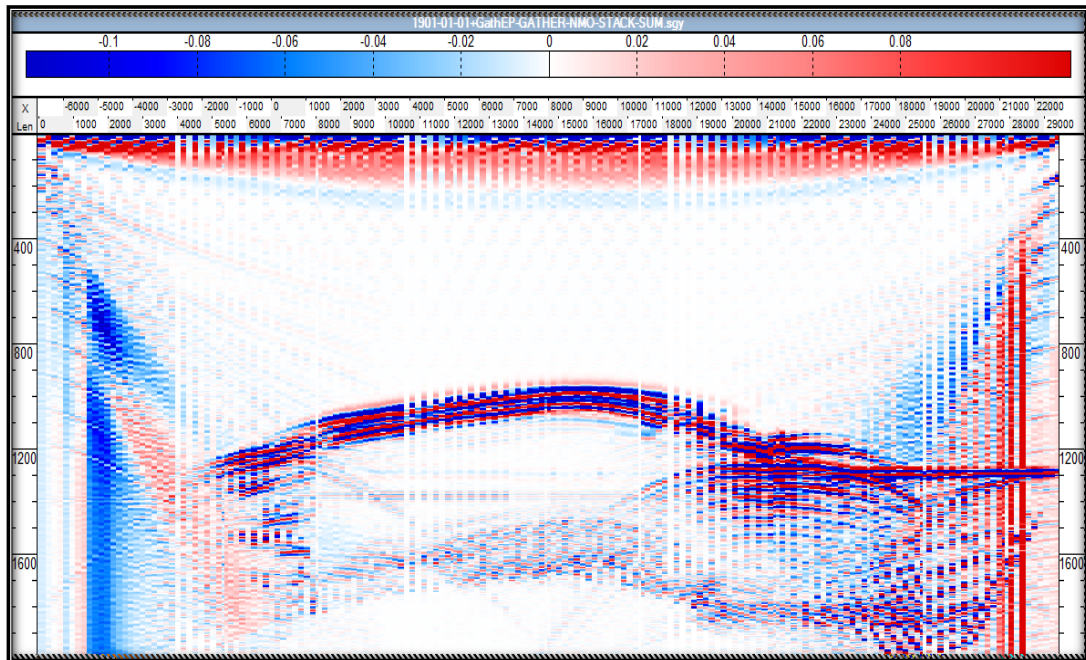
Fuente: Tesseral Pro

Figura 50. Sismograma después del STACKING



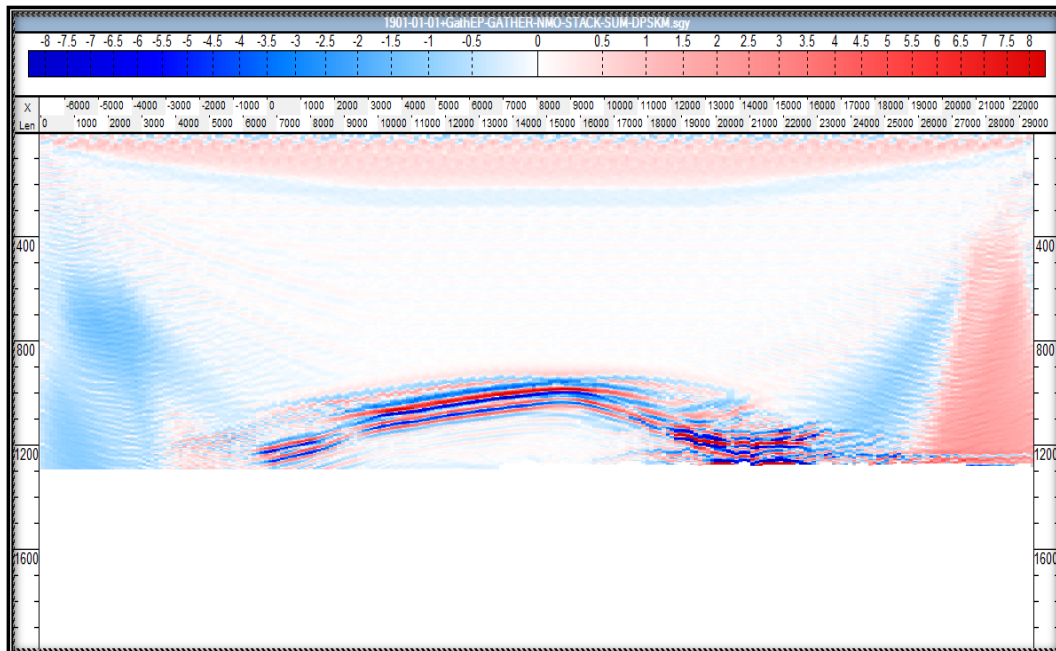
Fuente: Tesseral Pro

Figura 51. Sismograma después del apilamiento por CommonMiddle Point



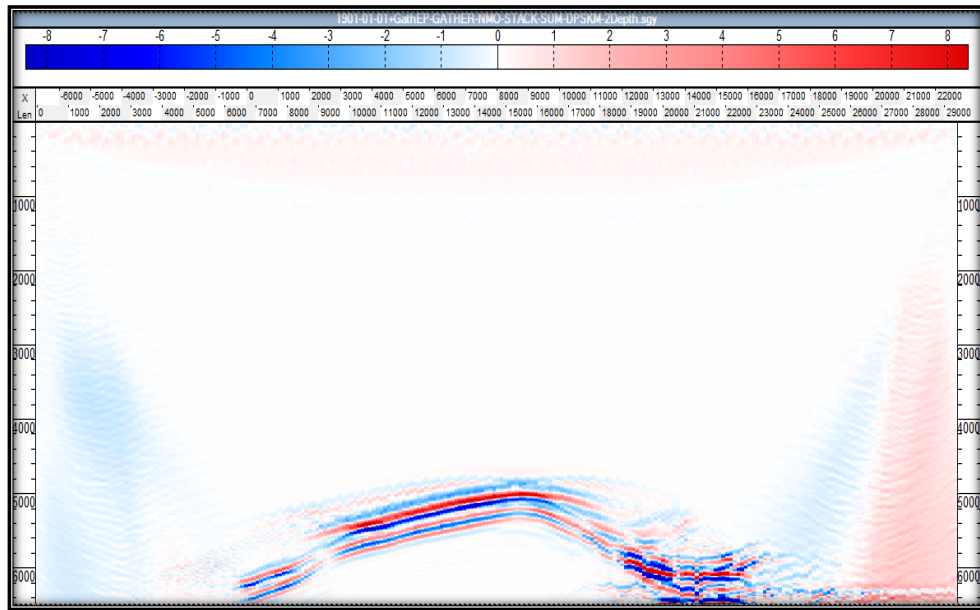
Fuente: Tesseral Pro

Figura 52. Sismograma después de la migración por Kirchhoff



Fuente: Tesseral Pro

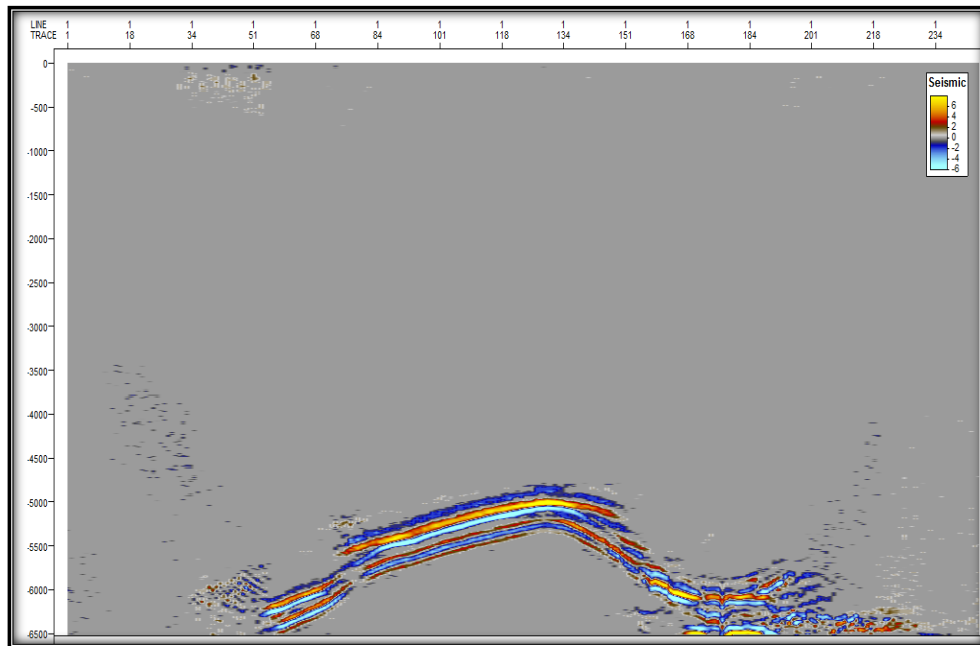
Figura 53. Sección sísmica en profundidad



Fuente: Tesseract Pro

Para el anterior procesamiento fue necesario el uso del modelo estratificado inicial y un marco de velocidades que fue derivado del mismo modelo inicial.

Figura 54. Sección sísmica procesada a t_0



Fuente: Petrel

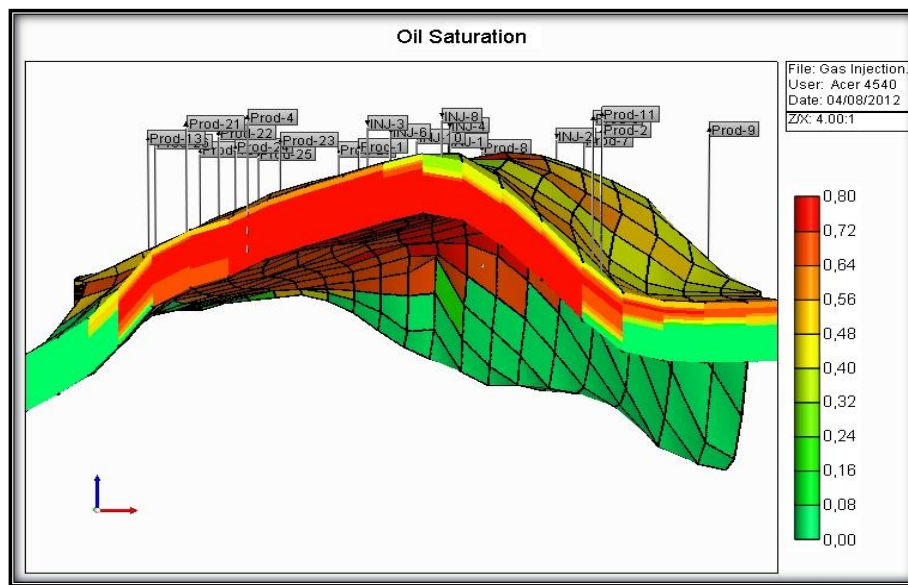
En la Figura 54 se puede observar la respuesta sísmica del yacimiento. En este caso las amplitudes de cada una de las 7 zonas del yacimiento.

3.3 PERFIL VERTICAL 2

Este perfil vertical hace referencia a un tiempo de inyección uno (t_1) donde ya se ha inyectado gas durante 10 años.

A continuación se muestran las variables petrofísicas relevantes (Presión de yacimiento y saturaciones de agua, aceite y gas) en el modelo vertical para el tiempo medio de inyección además de los resultados de la simulación hecha en Tesseract Pro.

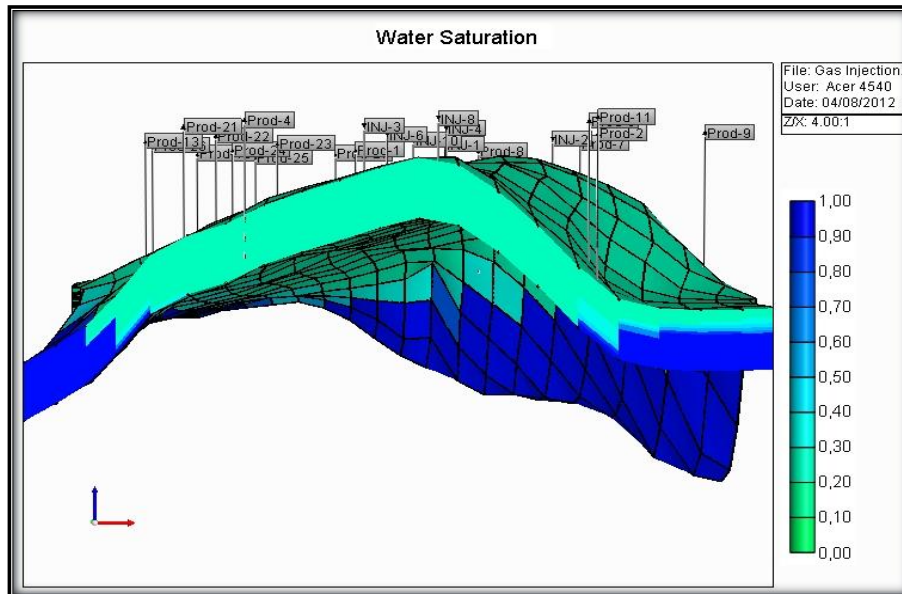
Figura 55. Saturación de aceite para t_1



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la anterior figura se puede observar que la saturación de aceite en la cresta ha disminuido debido a la inyección de gas. A este tiempo ya se evidencia la formación de la capa de gas en el tope que favorece el mantenimiento de la presión.

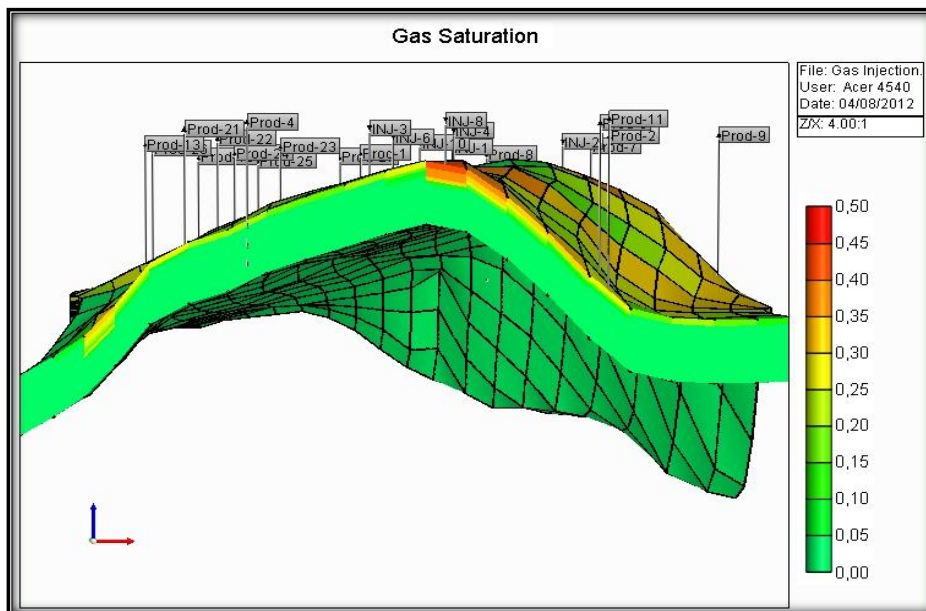
Figura 56. Saturación de agua para t_1



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Si se comparan la figura 56 y 44 no se evidenciaron grandes cambios en las saturaciones de fluidos para este delta de tiempo.

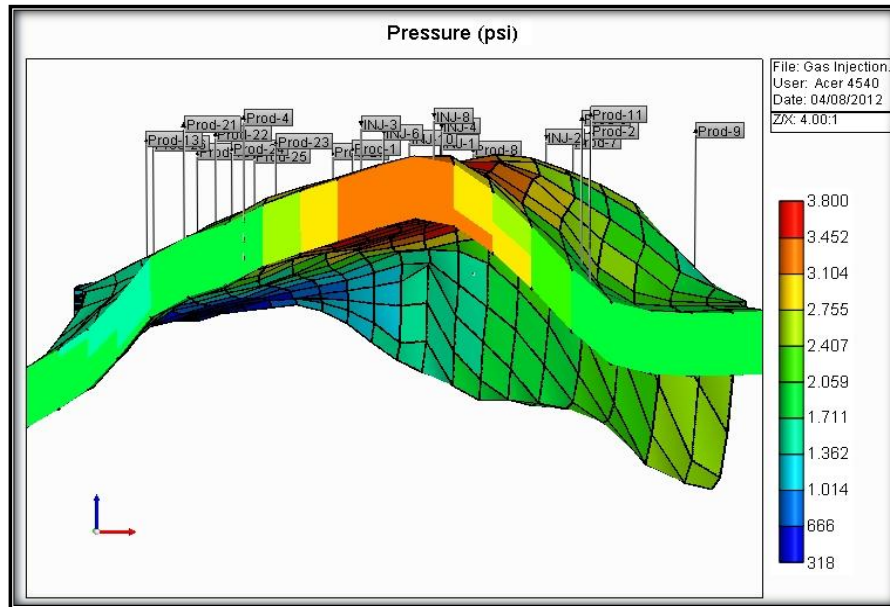
Figura 57. Saturación de gas para t_1



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Como efecto de la inyección se puede observar que la saturación de gas en la cresta ha aumentado a un valor entre 0.35 y 0.45.

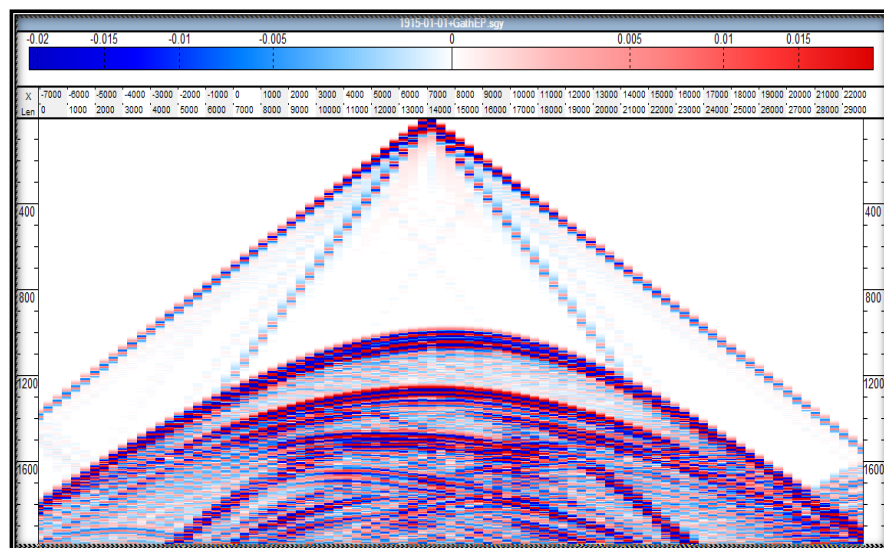
Figura 58. Perfil de presiones parat₁



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la figura anterior se observa que la presión ha aumentado como efecto de la inyección de gas desde un valor de 2912 psi a 3452.

Figura 59. Sismograma sintético parat₁

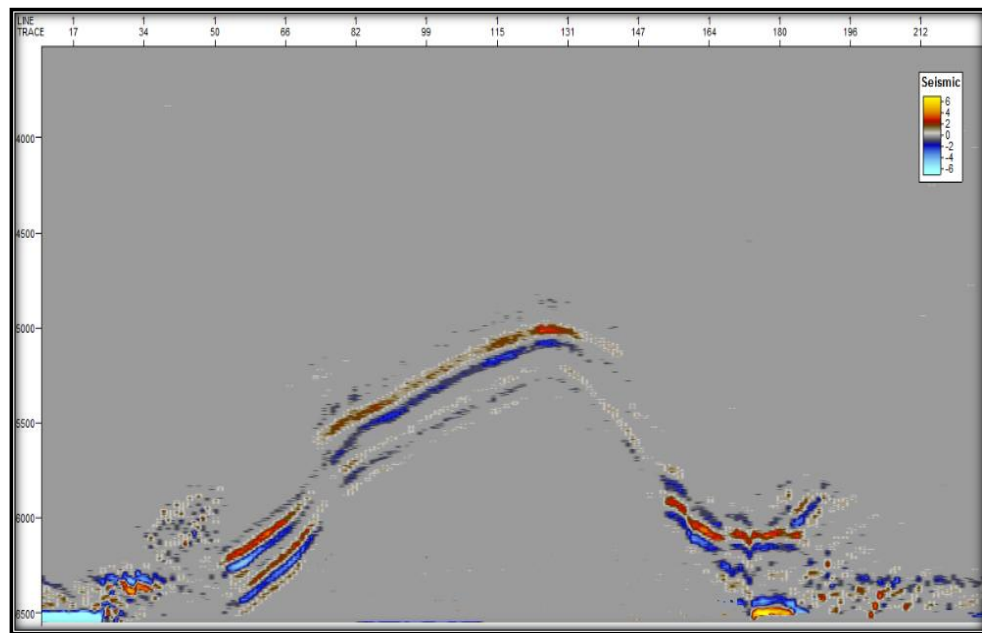


Fuente: Tesseral Pro

Si se compara la figura 59 y la 47 se hace difícil ver los cambios ocurridos, es por ello que se hace necesario ver los cambios en las velocidades V_p y V_s que están en el anexo 1 para cada lapso del perfil vertical. En este anexo se muestran las velocidades sólo del primer estrato.

A continuación se muestra la sección sísmica resultante del procesamiento realizado al sismograma general obtenido del simulador de onda completa, este procesamiento fue realizado de igual forma que el del perfil vertical 1.

Figura 60. Sección sísmica para t_1



Fuente: Petrel

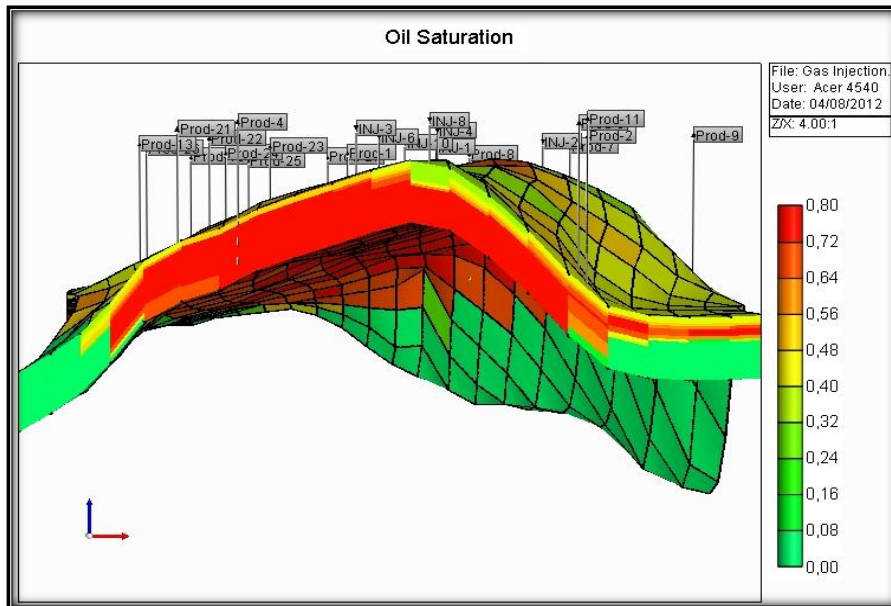
En la figura 60 se puede observar la respuesta sísmica a un lapso de inyección de gas natural de 10 años. En este caso las amplitudes de cada zona del yacimiento han disminuido, con respecto al primer lapso, esto es debido a que la saturación de aceite en el yacimiento ha reducido lo cual ha ocasionado una reducción de la densidad equivalente de la roca saturada.

3.4 PERFIL VERTICAL 3

Este perfil vertical hace referencia a un tiempo de inyección dos (t_2) donde ya se ha inyectado gas durante 13 años y con una diferencia de 3 años con respecto al ultimo lapso tomado para este mismo perfil.

A continuación se muestran las variables petrofísicas relevantes (Presión de yacimiento y saturaciones de agua, aceite y gas) en el modelo vertical para el último lapso de inyección además de los resultados de la simulación hecha en Tesseract Pro.

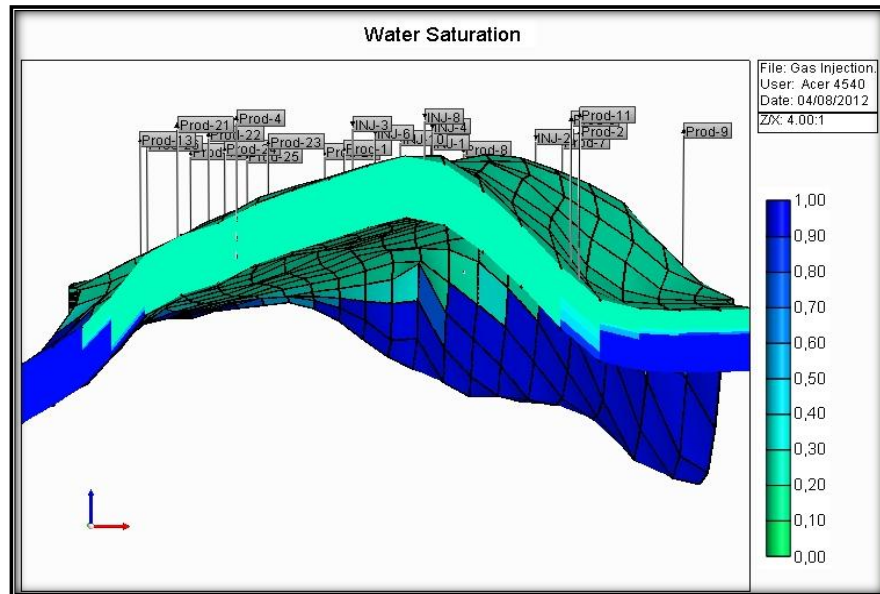
Figura 61. Saturación de aceite para t_2



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la Figura anterior se puede observar que la saturación de aceite en la cresta ha disminuido en mayor medida lo que indica un mayor tamaño y una mayor estabilidad de la capa de gas que aporta presión al yacimiento.

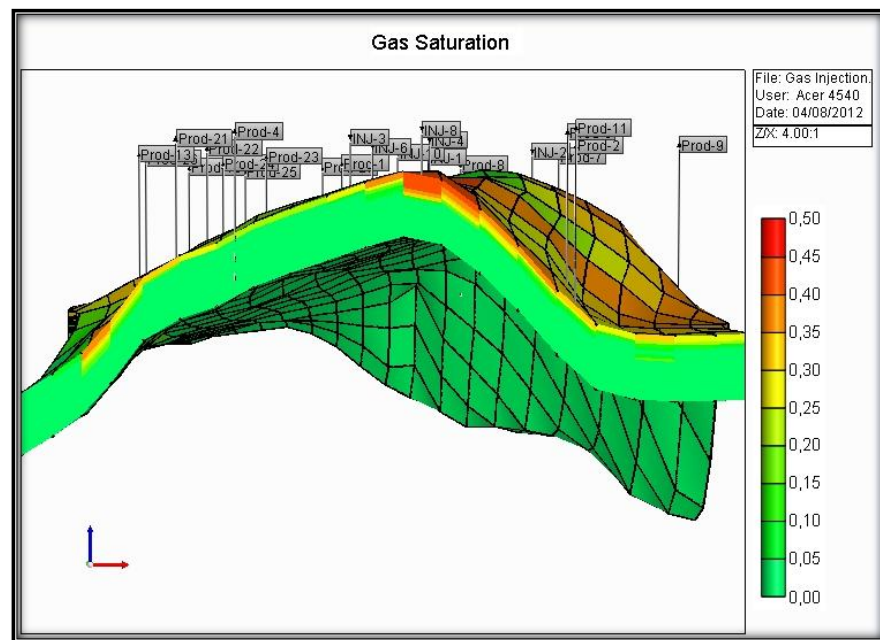
Figura 62. Saturación de agua para t_2



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la gráfica de saturación de agua no se evidencian grandes cambios con respecto a los demás lapsos.

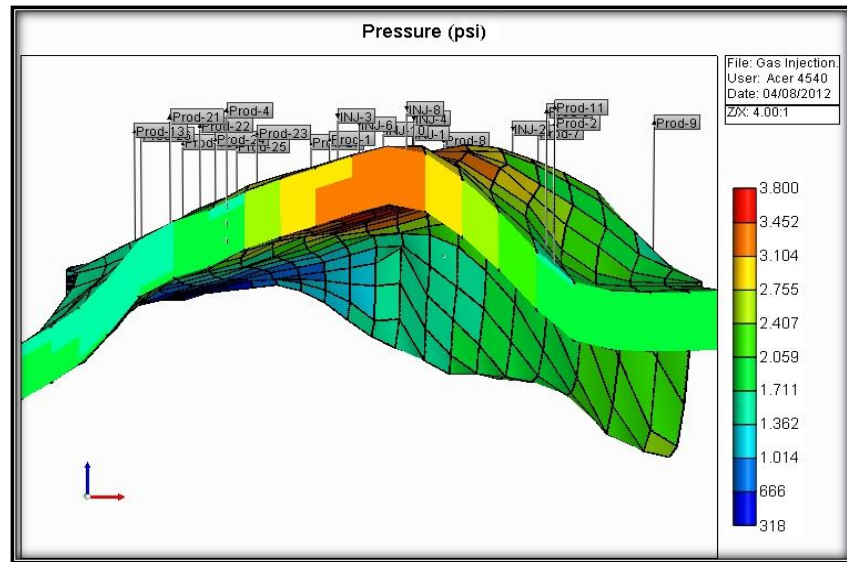
Figura 63. Saturación de gas para t_2



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la Figura 63 se evidencia la capa de gas en los estratos superiores. Si se compara con el lapso anterior se observa que la saturación de gas en la cresta ha aumentado y que la capa de gas se ha expandido para otras zonas del yacimiento.

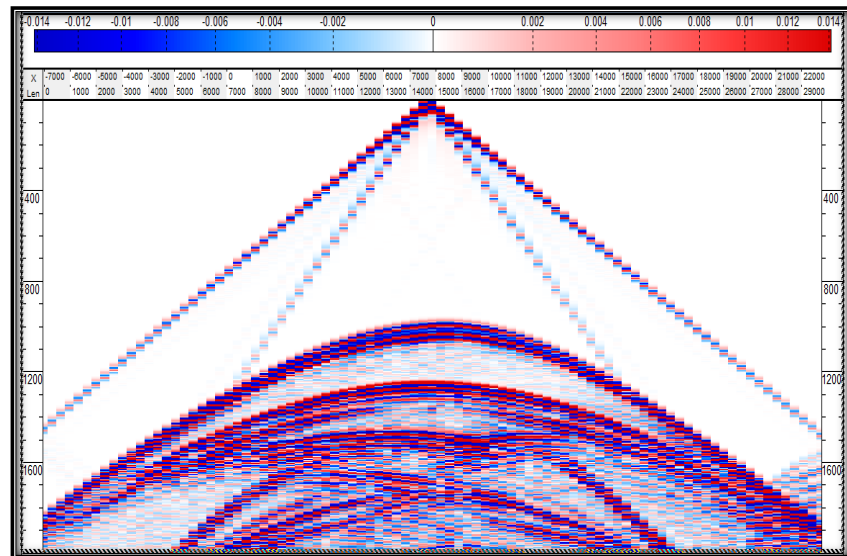
Figura 64. Perfil de presión para t_2



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

En la Figura 64 como en la 57 se puede observar que la presión en la cresta aumento de 2912 psi a 3460 psi debido a la inyección de gas natural.

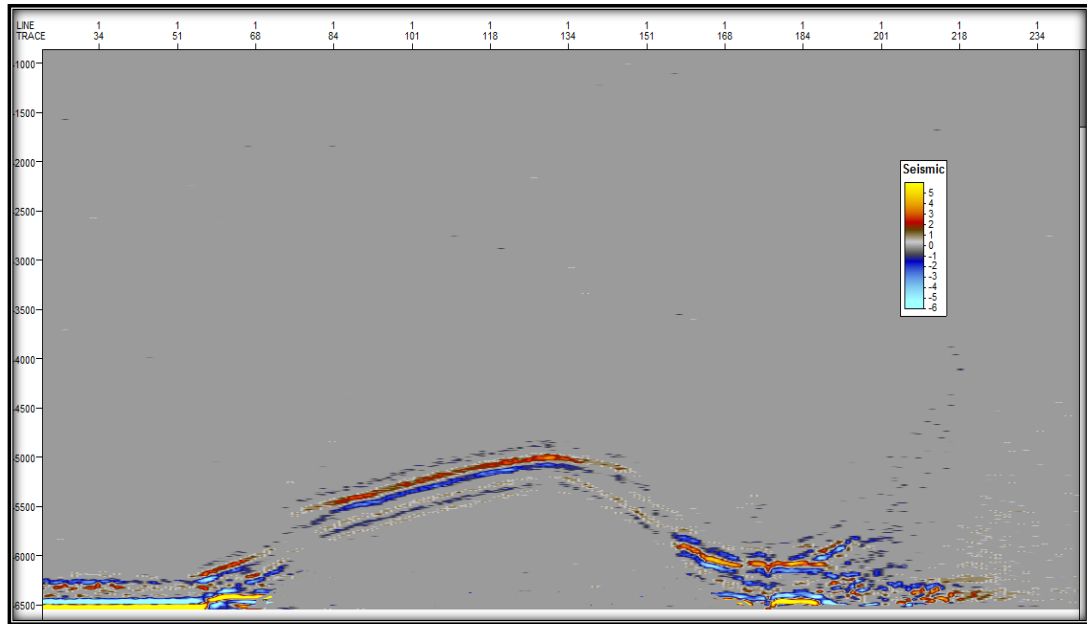
Figura 65. Sismograma sintético para t_2



Fuente: Petrel

La figura 65 muestra el sismograma sintético obtenido del simulador de onda completa para el lapso de 13 años de iniciada la inyección. Si se compara con los demás sismogramas de los otros lapsos se dificulta la diferenciación, es por ello que se hace necesario ver los cambios en las velocidades V_p y V_s que están en el anexo 1 para cada lapso del perfil vertical. Las velocidades solo son del primer estrato.

Figura 66. Sección sísmica para t_2



Fuente: Petrel

En la figura 66 se puede observar la respuesta sísmica a un lapso de 13 años de iniciada la inyección de gas. Como se puede observar al paso del tiempo la respuesta sísmica se atenúa debido a la sustitución de fluidos (gas por aceite) lo que afecta la densidad equivalente de la roca saturada reduciéndola y de igual forma disminuyendo los tributos sísmicos apreciables.

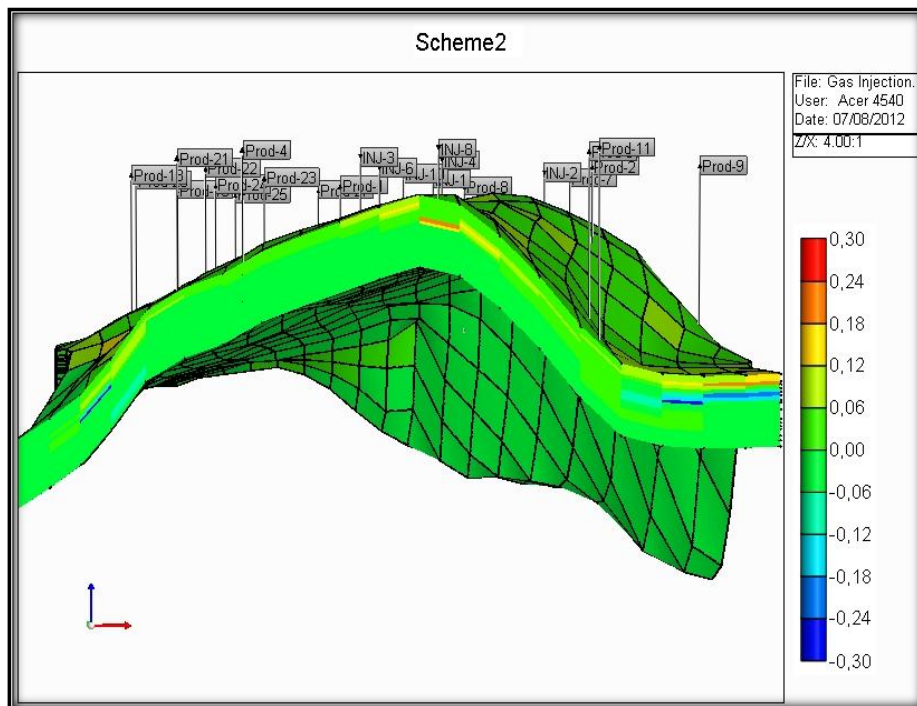
3.5 DIFERENCIAS ENTRE SECCIONES SÍSMICAS EN LAPSOS

En la presente sección se mostrarán las diferencias entre las propiedades petrofísicas en cada lapso (Result 3D-CMG) y las diferencias entre las secciones sísmicas (Petrel), esto nos permitirá caracterizar el proceso de inyección en su eficiencia a partir de parámetros de flujo y en variables sísmicas.

Diferencia a un $\Delta t = 3$ años

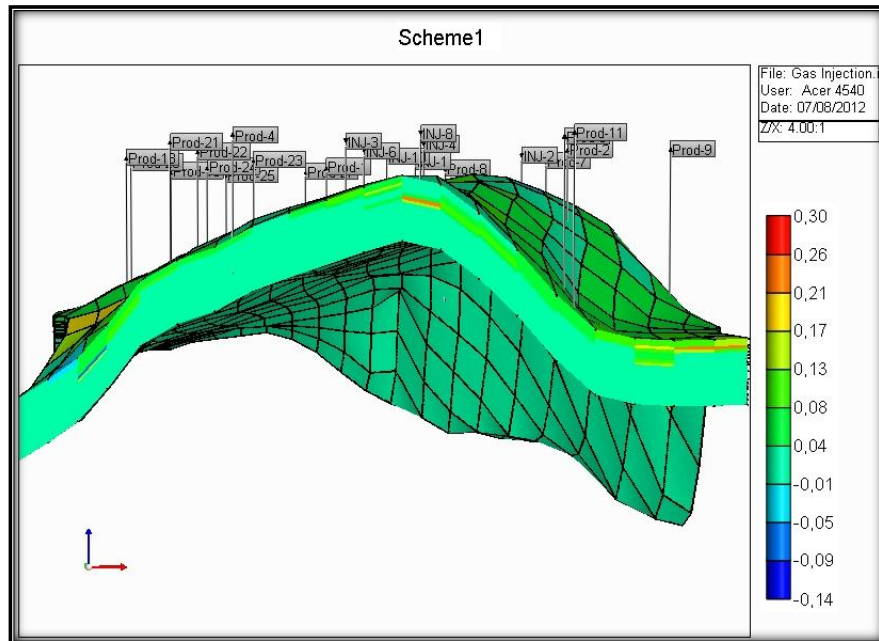
A continuación se mostrarán las diferencias entre las propiedades petrofísicas para este lapso.

Figura 67. Diferencia en saturación de aceite para un $\Delta t = 3$ años



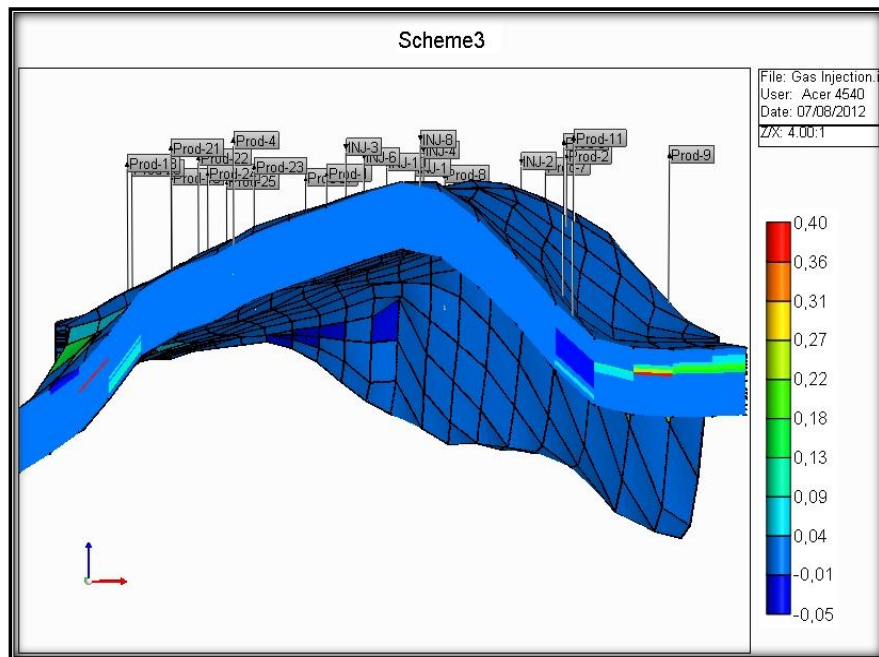
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 68. Diferencia en saturación de gas para un $\Delta t=3$ años



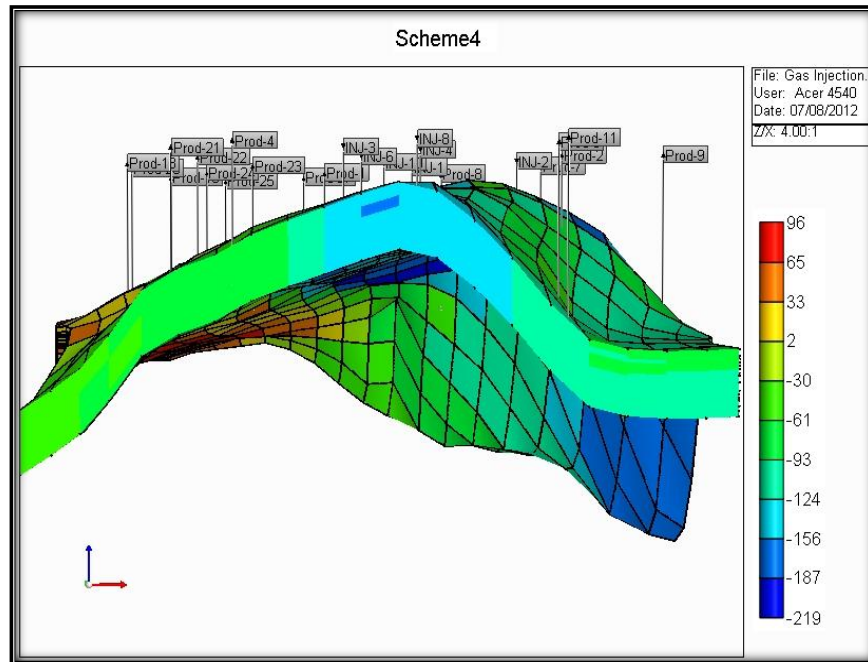
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 69. Diferencia en saturación de agua para un $\Delta t=3$ años



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 70. Diferencia en presión para un $\Delta t=3$ años



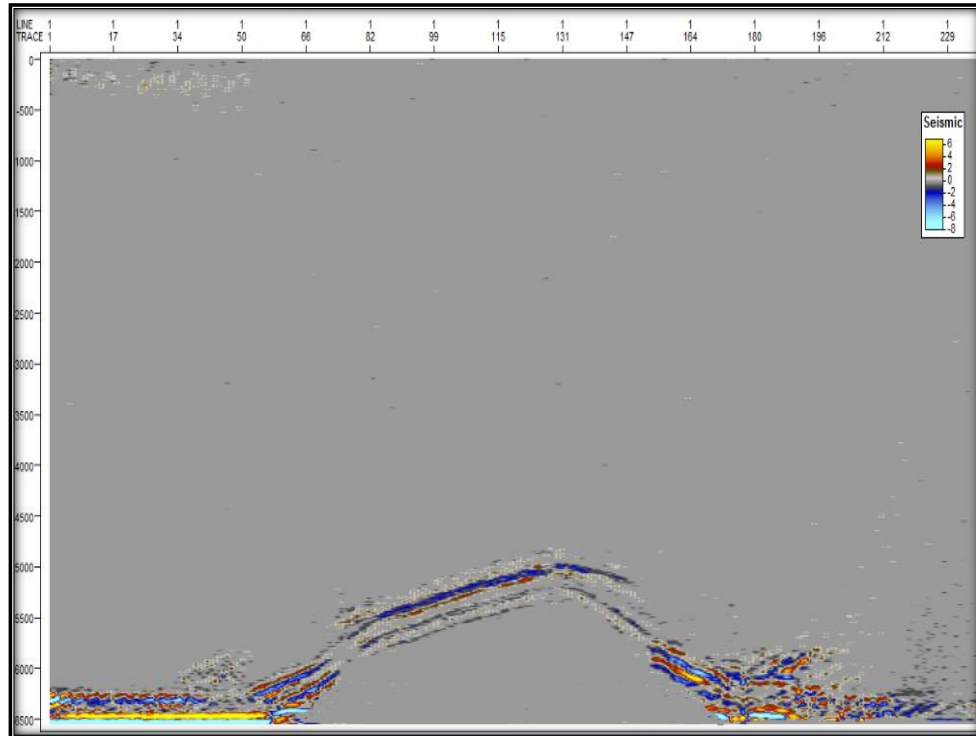
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Como se puede observar en las figuras 67, 68, 69 y 70 las saturaciones no sufren grandes cambios en el perfil vertical, solo se evidencian los cambios en los contactos agua-aceite y gas-aceite.

La presión tampoco sufre ningún cambio notable en el perfil vertical, esto es debido a que la presión esta llegando a su tope de sostenimiento debido a la inyección (a este tiempo se llevan de 10 a 13 años de inyección de gas).

El objetivo del presente trabajo son las diferencias entre las secciones sísmicas a diferentes lapsos, por tal motivo, durante toda la sección se hará énfasis en el análisis de las mismas. A continuación se muestra la diferencia entre las secciones sísmicas en un delta de tiempo de 3 años $(t_2 - t_1)$.

Figura 71. Diferencia entre secciones sísmicas para un $\Delta t=3$ años



Fuente: Petrel

En la figura 71 se observa que los mayores cambios en la respuesta sísmica (Amplitudes de las ondas reflejadas) se presentan en los contactos Agua-Aceite y Gas-Aceite debido a la constante producción de estos fluidos. De igual forma se destacan los dos sectores de Amplitud cero que atraviesan verticalmente el yacimiento, estos sectores se presentan en el mismo lugar donde se encuentran completados los pozos productores (8 y 11) lo que indica que en lugares de grandes caídas de presión y cambio constante de saturaciones las diferencias sísmicas tienden a cero.

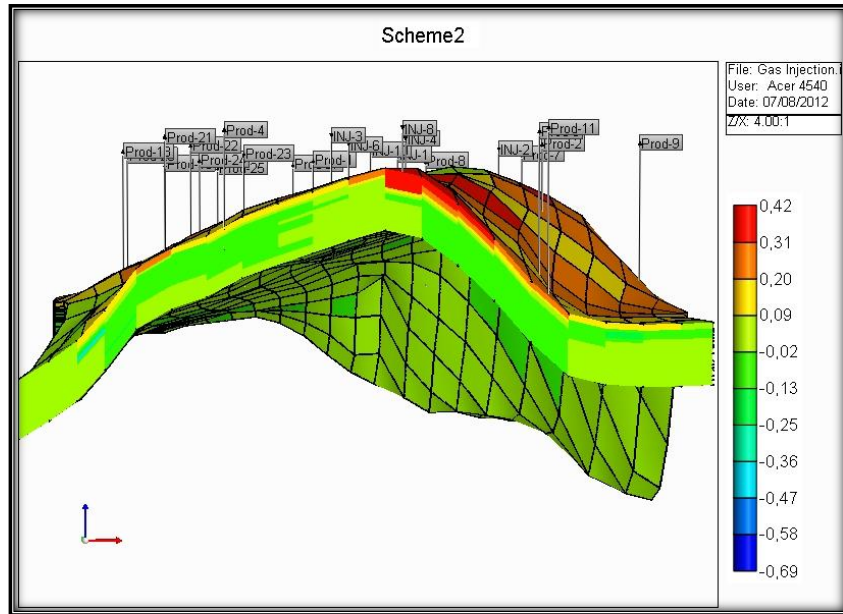
Igualmente de la anterior figura se destaca que la sísmica tiene una resolución que sólo puede llegar a distinguir las 7 grandes zonas del yacimiento y nos las 15 capas, es decir la ecuación de Gassmann y la simulación de onda completa es mas susceptible a cambios en litología (7 zonas) que a cambio en parámetros de flujo o petrofísicos (15 capas).

Para un delta de tiempo de tres años las diferencias son notables sin ser necesario una amplificación de atributos lo que indica que a mayores tiempos será aun mas notorio el cambio.

Diferencia a un $\Delta t = 10$ años

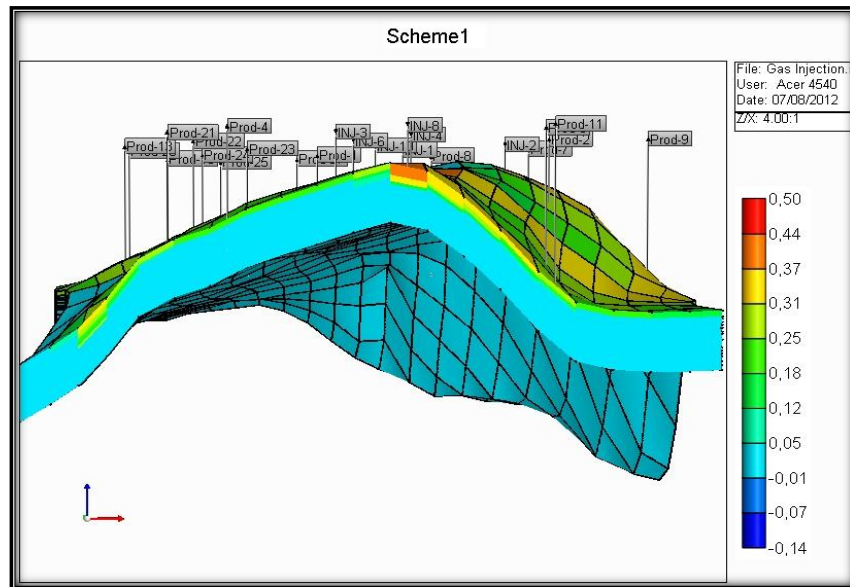
A continuación se mostraran las diferencias entre las propiedades petrofísicas para un lapso de tiempo de 10 años ($t_1 - t_0$)

Figura 72. Diferencia en saturación de aceite para un $\Delta t=10$ años



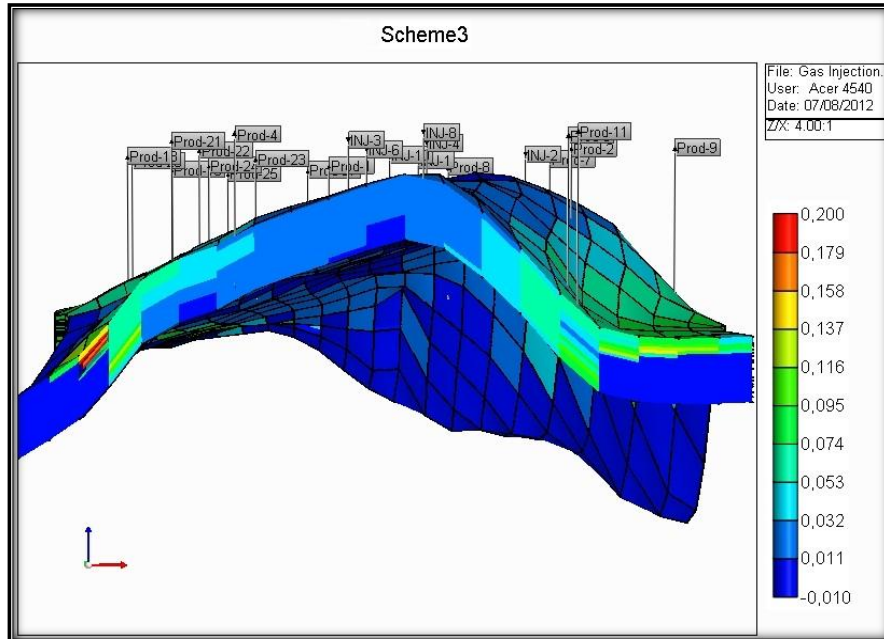
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 73. Diferencia en saturación de gas para un $\Delta t=10$ años



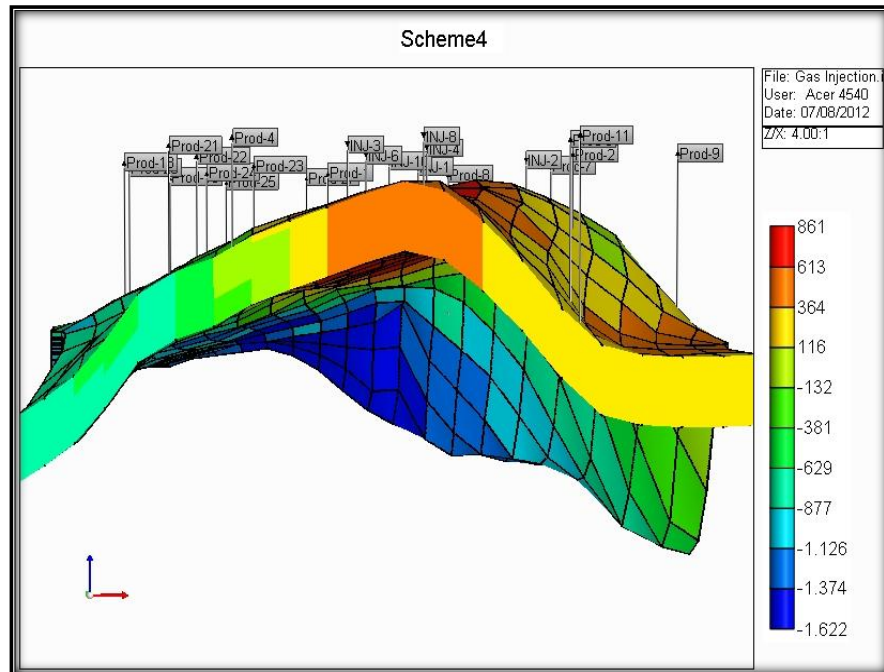
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 74. Diferencia en saturación de agua para un $\Delta t=10$ años



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 75. Diferencia en Presiones para un $\Delta t=10$ años



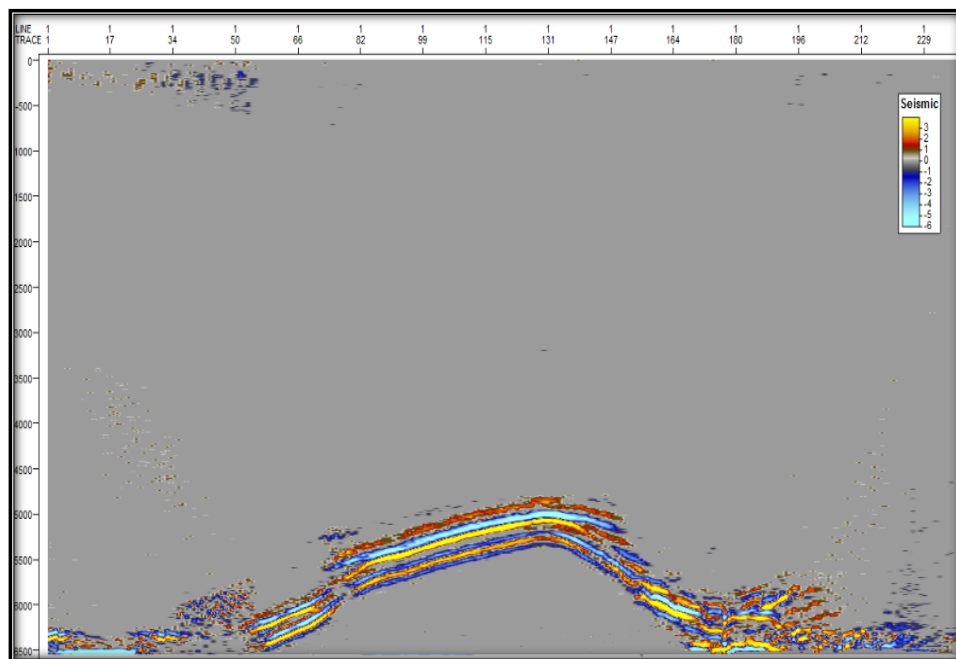
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Como se puede observar en las anteriores figuras las saturaciones sufren grandes cambios en el perfil vertical, principalmente en los contactos agua-aceite y gas-aceite, estos cambios llegan a ser del 42% en la saturación de petróleo y 50% en la saturación de gas en el tope del yacimiento, esto de debido a que ya se ha inyectado gas durante 10 años.

La presión ha aumentado durante estos 10 años en 861 psi en el tope del yacimiento lo que evidencia un buen comportamiento del proceso de inyección durante estos primeros años.

A continuación se muestra la diferencia entre las secciones sísmicas en un delta de tiempo de 10 años ($t_1 - t_0$).

Figura 76. Diferencia en las secciones sísmicas para un $\Delta t=10$ años



Fuente: Petrel

En la figura 76 se observa que se presentó cambio en todo el perfil vertical durante estos 10 años. Debido a que la variación de amplitudes es en todo el yacimiento no se pueden distinguir los diferentes contactos entre fluidos.

Durante este lapso se presentaron los mismos dos sectores de Amplitud cero que atraviesan verticalmente el yacimiento, estos sectores se presentan en el mismo lugar donde se encuentran completados los pozos productores lo que indica que sin importar el lapso siempre se va a observar este comportamiento (en lugares de grandes caídas de presión y cambio constante de saturaciones las diferencias sísmicas tienden a cero).

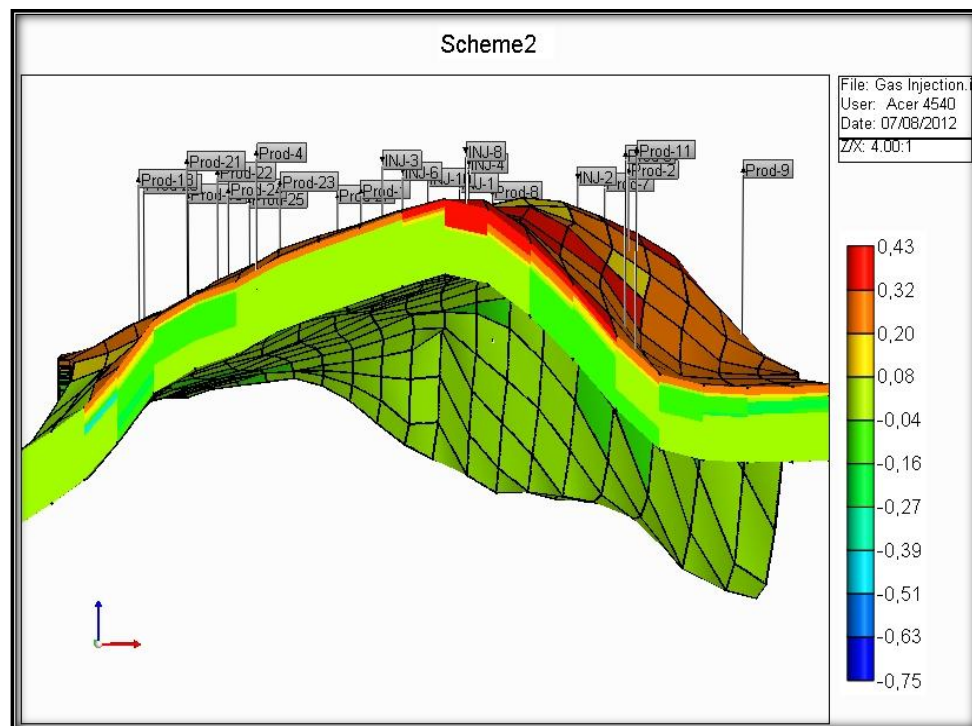
Nuevamente se destaca que la sísmica tiene una resolución que solo puede llegar a distinguir las siete grandes zonas del yacimiento y nos las 15 capas, es decir la ecuación de Gassmann y la simulación de onda completa es mas susceptible a cambios en litología (7 zonas) que a cambios en parámetros de flujo o petrofísicos (15 capas).

Con respecto a la diferencia de tres años y esta se destaca que a medida que aumenta en tiempo de producción e inyección las amplitudes de las ondas reflejadas se incrementan.

Diferencia a un $\Delta t = 13$ años

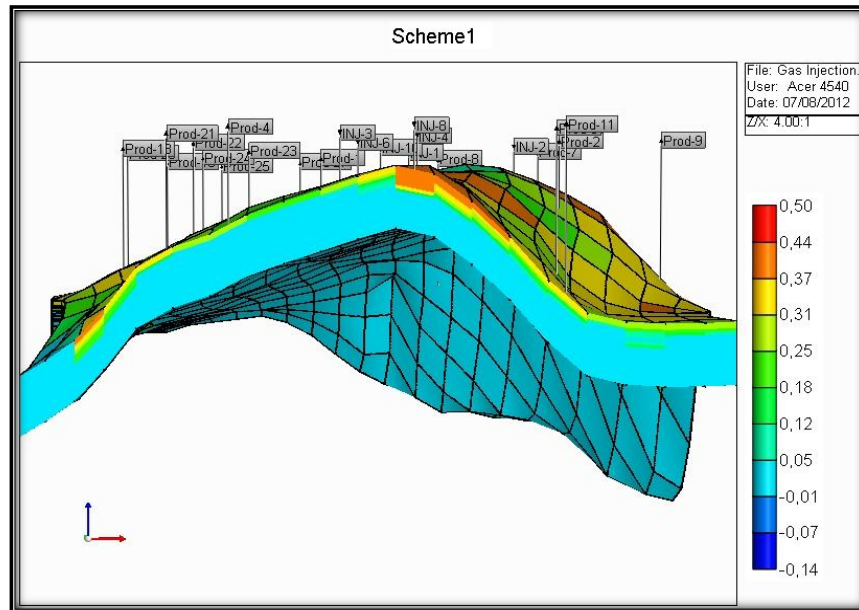
A continuación se mostraran las diferencias entre las propiedades petrofísicas para un lapso de tiempo de 13 años ($t_2 - t_0$)

Figura 77. Diferencia en saturaciones de aceite para un $\Delta t=13$ años



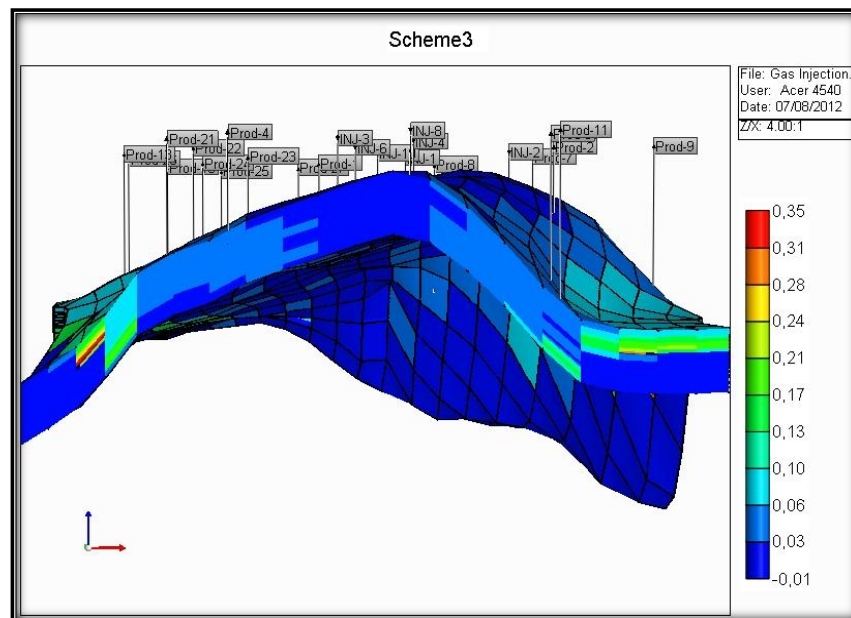
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 78. Diferencia en saturaciones de gas para un $\Delta t=13$ años



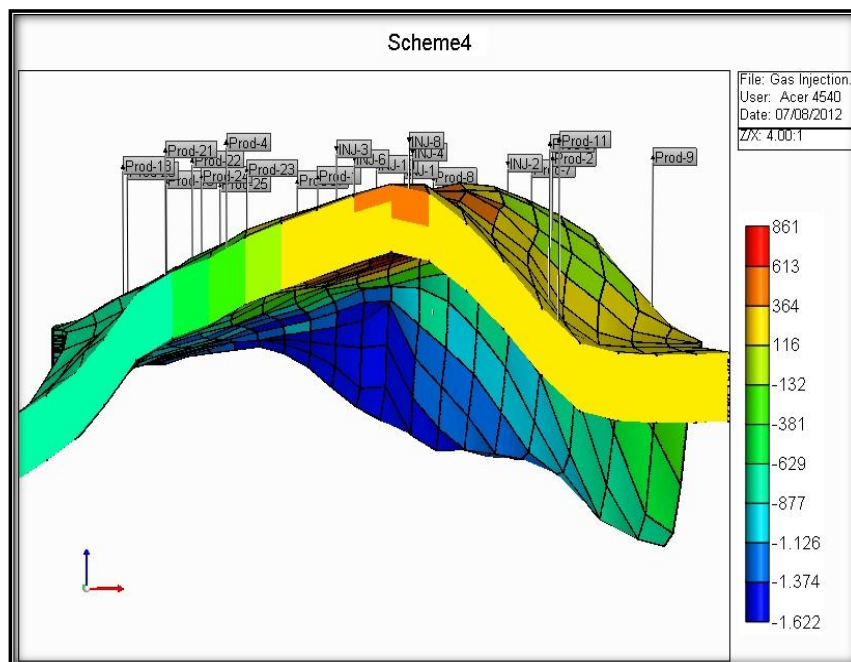
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 79. Diferencia en saturaciones de agua para un $\Delta t=13$ años



Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Figura 80. Diferencia en presiones para un $\Delta t=13$ años



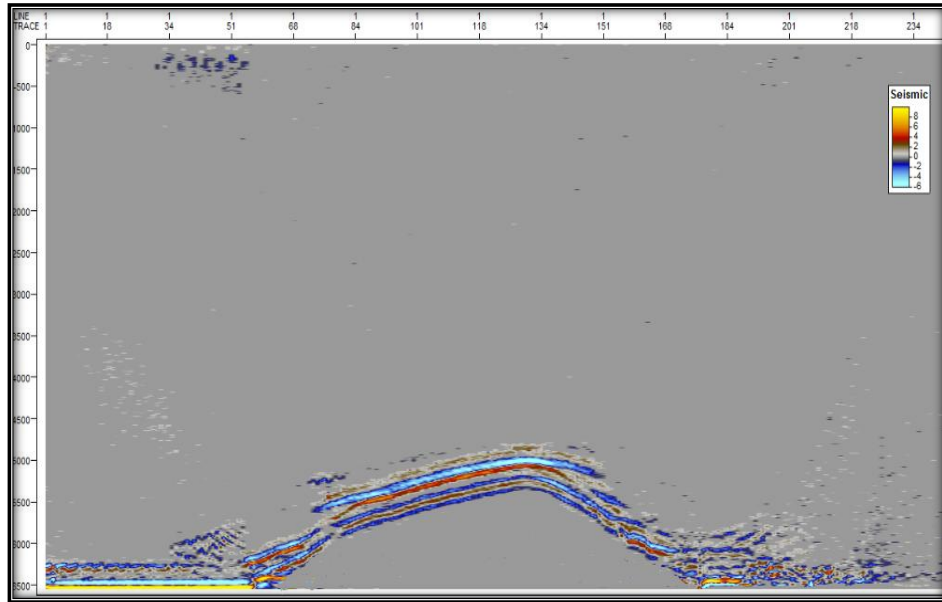
Fuente: Result 3D-CMG Technologies

Las propiedades petrofísicas presentan cambios normales generados con el tiempo de producción e inyección. Según lo observado en este lapso se confirma la tendencia mostrada en los tiempos anteriores.

En este caso y el lapso anterior la presión no presenta grandes variaciones debido a que el yacimiento se encuentra en la zona en la que empieza a repletarse a pesar de la inyección de gas natural.

A continuación se muestra la diferencia entre las secciones sísmicas en un delta de tiempo de 13 años ($t_2 - t_0$).

Figura 81. Diferencia entre las secciones sísmicas para un $\Delta t=13$ años



Fuente: Petrel

En la figura 81 se observa cambio en todo el perfil vertical durante estos 13 años. Durante este lapso se presentaron los mismos dos sectores (completamiento de los pozos productores) de Amplitud cero que se describieron en los lapsos anteriores.

Con respecto a la diferencia de tres años, 10 años y esta se destaca que a medida que aumenta en tiempo de producción e inyección las amplitudes de las diferencias entre las ondas reflejadas se incrementan.

Nuevamente se observa que la sísmica solo puede llegar a distinguir las siete grandes zonas del yacimiento y no las 15 capas. Esto es debido a que la longitud de onda incidente (104.2 m) y la resolución sísmica o vertical es de 26.04 m las cuales son mayores a los espesores de los estratos y similares a las siete zonas.

CONCLUSIONES

- ✓ Con el modelo de inyección de gas implementado se favoreció la formación y el mantenimiento de la capa de gas en el tope del yacimiento lo que generó el sostenimiento parcial de la presión y el aumento en un 10% del factor de recobro con respecto a su producción primaria.
- ✓ Las velocidades de onda P y ondas S determinadas a partir de la ecuación de Gassmann tuvieron el comportamiento predicho en la sección 1.13, por lo cual se esperaba una disminución en V_p y un aumento en V_s para cada lapso. Si se analizan los resultados mostrados en los anexos se observa que V_p cayó desde un valor de 5.3215 (Km/s) hasta 5.2316 (km/s), mientras V_s aumentó desde 2.2167 (Km/s) hasta un valor de 2.2360 (km/s), estas velocidades se comportaron de igual forma en los demás grid blocks.
- ✓ Las diferencias de las secciones sísmicas, hechas a partir de los perfiles verticales, evidenciaron constantes cambios en las saturaciones en todos los lapsos tomados a los diferentes tiempos de iniciada la inyección, principalmente se pudieron observar significativos cambios en los contactos Agua-aceite y Gas-aceite.
- ✓ A partir de los Sismogramas sintéticos generados en Tesserall pro y de las secciones sísmicas resultantes de su procesamiento se pudo observar que a mayor tiempo de producción mayor es la amplitud de la onda reflejada y por consiguiente se hacen más evidentes los atributos sísmicos del yacimiento.
- ✓ Los pozos productores generan zonas de amplitud cero que impiden la diferenciación cercana a sus completamientos esto es debido a gran caída de presión y al cambio constante de las saturaciones en esas zonas cercanas a la cara del pozo. Esto se puede evidenciar en las tres secciones sísmicas resultantes de los tres diferentes lapsos.
- ✓ La resolución sísmica o vertical de las ondas elásticas que atravesaron el yacimiento permitieron diferenciar las siete grandes zonas que conforman el yacimiento pero no alcanzaron el nivel de detalle como para permitir diferenciar las 15 sub zonas o estratos que conforman la roca almacén. Debido a que las siete zonas fueron divididas por sus diferencias mineralógicas y subdivididas por sus parámetros petrofísicos, se concluye que, para este modelo, la ecuación de Gassmann junto con la teoría de sustitución de fluidos es más susceptible a las variaciones en la litología que a los cambios en las saturaciones o la presión.

- ✓ Para todos los lapsos tomados en estos perfiles se observaron respuestas sísmicas notorias y que aumentaban a medida que transcurría el tiempo de inyección lo que indica que la simulación de onda completa es útil para este tipo de análisis y monitoreo.
- ✓ Basados en la sensibilización de los parámetros de la ecuación de Gassmann (sección 3.1) se llega a la conclusión que para modelos de yacimiento similares al presentado en este trabajo a presiones mayores a 10000 psi no se notara ninguna diferencia en las secciones sísmicas en lapsos debido a que a esas presiones el yacimiento se comportara como una roca solida ante el paso de la onda sísmica.

RECOMENDACIONES

- ✓ Hacer un estudio detallado de las variables y resultados obtenidos en las simulaciones sísmicas, haciendo diferentes análisis de sensibilidad para los diversos procesos de recobro (inyección de CO₂, vapor, combustión in situ entre otros), con el fin de determinar los parámetros más influyentes en la notoriedad de las diferencias a los diferentes lapsos.
- ✓ Calcular los atributos sísmicos, procesarlos y analizarlos a partir de las diferencias sísmicas generadas para cada lapso, teniendo como datos de partida las velocidades de ondas P y S además de la densidad equivalente de roca, (presentados en este trabajo-anexo 1-). Estos parámetros son el resultado de las condiciones del yacimiento a cada tiempo y el uso de las ecuaciones de Gassmann.
- ✓ Usar la misma metodología manejada en este proyecto para arenas con menor espesor neto productor e inyector, adicionalmente para yacimientos con ambientes de deposición aluvial, fluvial y/o marítimos con su respectiva variación geológica (estratigráfica, litológica y estructural). De igual forma considerando diferentes capas de overburden, teniendo en cuenta las capas meteorizadas de bajas velocidades propias de todos estos ambientes deposicionales.
- ✓ Implementar el análisis sísmico en lapsos para un modelo similar de inyección de gas utilizando el trazado de rayos como método de simulación sísmica al igual que la teoría de sustitución de fluidos como la principal herramienta de modelamiento de las propiedades elásticas de la roca almacén a condiciones in-situ.
- ✓ Establecer una metodología para el análisis y procesamiento de registros sísmicos con presencia de ruido aleatorio en los sismogramas sintéticos obtenidos a partir de una simulación sísmica de onda completa para un proceso de inyección de gas con similares características al presentado en este proyecto, además de la realización de varios cortes verticales al yacimiento con el fin de caracterizar el yacimiento de mejor manera.
- ✓ Aplicar la teoría de onda completa para la simulación del subsuelo implementando un procesamiento basado en el análisis de las ondas S y todos los parámetros relacionados a esta (longitud de onda, Amplitud,

velocidad de onda y frecuencia) y sus respectivas diferencias en el tiempo de producción.

BIBLIOGRAFIA

- AHRENS, T.G. Rocks physics and phase relations: a handbook of physical constant. American Geophysical Union, U.E, 2000.
- ALBRIGHT, W. TURNER, W. and WILIAMSON,K. Ninian field, U.K. Sector, North Sea. Paper AAPG. United Kingdom, 1980.
- ALZATE, J.H. Generacion de sismogramas sinteticos a partir de la ecuacion de sustitucion de fluidos de Gassmann. Universidad Nacional de Colombia sede Medellin Facultad de Minas. 2004.
- ALZATE, Jhon H & ALZATE, Guillermo A. Generacion de sismogramas sinteticos a partir de la ecuacion de sustitución de fluidos de Gassmann. Artículo Universiad Nacional de Colombia 2007.
- ANDY, Chadwick, PAUL Williamson & GARETH Williams. Geophysical monitoring of the CO2 plume at sleipner, north sea: an outline review. British Geological Survey, Kingsley Dunham Centre, Keyworth, Nottingham. 2010.
- BROWN, T. Integration of rock physics and reservoir simulation for the interpretation of time-lapse seismic data at Weyburn field, Saskatchewan. Thesis for the degree of Master of Science (Geophysics). Colorado School of Mines. U.E. 2002.
- CASTAGNA, J. et al. Relationships between compressional wave and shear wave velocities in the elastic silicates rocks. Geophysics. 1985.
- DURAN F. A. Sistematización de Algunos Métodos de Recobro Mejorado Para Crudos Pesados Tales Como Combustión in Situ, Inyección de CO2 e Inyección de Polímeros. UIS 1994.
- FIGUEROA. K. Tecnología aplicada a yacimientos: Inversión de Impedancias Acústicas. [En línea]. 2010. [Citado 13-Feb-2012]. Disponible en internet: www.petroleum.com/articles/
- FIROOZABADI, A. AZIZ, K. Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure. Paper SPE 13669, UE, 1986
- GASSMANN, F. Elastic waves Through a packing of spheres. Gheophysics, vol. 16, pp. 673-685, 1951.

- GAYA, M. Procesado de sísmica de reflexión superficial. Universidad Politécnica Salesiana Ecuador, Artículo, 2011.
- HANNAH, N. Monitoring fluid injection using seismic time-lapse analysis: a Rainbow Lake case study, University of Calgary, Calgary, Alberta January, 2005.
- HANS, Andreas A & TARGE, Dahl. Oilfield Review, El tiempo lo dirá: Contribuciones clave a partir de datos sísmicos de repetición. Volumen 16, Otoño 2004.
- HERNANDEZ, V. Procesamiento de datos de sísmica de reflexión de alta resolución para la obra: plataforma del corredor norte-noroeste del tren de alta velocidad ubicado en Ourense Galicia. Universidad Simón Bolívar, Tesis de grado, 2008.
- HERRERA Y. COOPER N. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2010.
- HILL, R. The elastic behavior of a crystalline aggregate. Physics society, UK, 1965.
- INTERSTATE OIL COMPACT COMMISSION. Improved Oil Recovery. Oklahoma, U.E. 1983.
- JOHN, Blackburn & JOHN, Daniels. Oilfield Review, Mediciones sísmicas bien posicionadas. Volumen 14, Verano 2002.
- KUMAR, D. A tutorial on Gassmann Fluid Substitution: Formulation, Algorithm and Matlab Code. GEOHORIZONS, UE, 2006.
- LAKE, Larry W. Enhanced Oil Recovery. Editorial Prentice Hall, Texas 1989.
- MAVKO, G. et al. The rocks physics handbook, tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University press, UK, 1998.
- OMOREGIE, Z. Et al. Reservoir Management in the Ninian Field - A Case History. Paper SPE 30443. United Kingdom, 1995.
- PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Venezuela, 2001.
- REYNOLDS, J. M. An introduction to applied and environmental Geophysics. Reynolds Geo-Science Ltd, UK, 1997.

- SATTER, Abdus& THAKUR, Ganesh. Integrated Petroleum Reservoir Management. Editorial Pennwell Books. Tulsa, Oklahoma 1994.
- SUNG H. Yuh. Time-lapse seismic monitoring of subsurface fluid flow , Texas A&M University May 2003.
- Wyllie, M. Gardner R, and A. R. Gregory, Studies of elastic wave attenuation in porous media, Geophysics, 27(5).1962.
- YANG, Zhang, Numerical Modeling of Seismic Wave Propagation at the Micro-Scale in Digitized Sandstone, Massachusetts Institute of Technology Cambridge, MA 02139. 2005.

ANEXOS

ANEXO A-Variables sismicas para el lapso 1 y el primer estrato

X	Y	Z	Vp [Km/s]	Vs. [Km/s]	Rhosat [g/cc]	Zp	Zs
1.	17.	1.	5.3214808	2.2167022	1.9265623	10252164	4270615.
2.	17.	1.	5.3048267	2.2167022	1.9242495	102078100	4265488.
3.	17.	1.	4.668675	2.2167022	2.0340605	9496367.	4508906.5
4.	17.	1.	4.5624948	2.2167022	2.0321083	9271483.	4504579.
5.	17.	1.	4.5459776	2.2167022	2.0319588	9237239.	4504247.5
6.	17.	1.	4.535333	2.2167022	2.0319057	9215369.	4504130.
7.	17.	1.	4.513633	2.2167022	1.9967759	9012713.	4426257.5
8.	17.	1.	4.50595	2.2167022	1.9951218	8989919.	4422591.
9.	17.	1.	4.5061436	2.2167022	1.9516362	8794353.	4326196.5
10.	17.	1.	4.5156016	2.2167022	1.9098191	8623982.	4233500.5
11.	17.	1.	4.5201654	2.2167022	1.8947549	8564606.	4200107.5
12.	17.	1.	4.520265	2.2167022	1.8941083	8561872.	4198674.
13.	17.	1.	4.523647	2.2167022	1.8880848	8541029.	4185321.8
14.	17.	1.	4.527489	2.2167022	1.8880978	8548342.	4185350.5
15.	17.	1.	4.53976	2.2167022	1.8881853	8571908.	4185544.5
16.	17.	1.	4.549202	2.2167022	1.8884509	8590944.	4186133.3
17.	17.	1.	4.5552063	2.2167022	1.8886843	8603346.	4186650.8
18.	17.	1.	4.5667963	2.2167022	1.896002	8658655.	4202872.
19.	17.	1.	4.5683613	2.2167022	1.8960912	8662030.	4203069.5
20.	17.	1.	4.561509	2.2167022	1.8957229	8647357.	4202253.

ANEXO B - Variables sismicas para el lapso 2 y el primer estrato

XY	Z	Vp [Km/s]	Vs. [Km/s]	Rhosat [g/cc]	Zp	Zs
1.	17. 1.	5.231587	2.2360044	1.9265623	10078978	4270615.
2.	17. 1.	4.4448934	2.1326602	2.0788963	9240472.	4433579.5
3.	17. 1.	4.3271303	2.2389257	1.9938811	8627783.	4464151.5
4.	17. 1.	4.3246155	2.236536	1.9962264	8632912.	4464632.5
5.	17. 1.	4.324107	2.2360044	1.9970286	8635366.	4465364.5
6.	17. 1.	4.3227925	2.2345684	1.9995439	8643613.	4468117.5
7.	17. 1.	4.3496065	2.2359338	1.9625746	8536427.	4388187.
8.	17. 1.	4.3532696	2.2350824	1.9624431	8543044.	4386222.
9.	17. 1.	4.3902297	2.2378566	1.9149132	8406909.	4285301.
10.	17. 1.	4.4290032	2.242681	1.8658295	8263765.	4184460.3
11.	17. 1.	4.445473	2.2457585	1.8460422	8206531.	4145765.
12.	17. 1.	4.44991	2.2482264	1.8413631	8193900.5	4139801.
13.	17. 1.	4.4542904	2.2485387	1.8349972	8173610.5	4126062.3
14.	17. 1.	4.453836	2.2488594	1.8344866	8170502.5	4125502.5
15.	17. 1.	4.4537563	2.2494695	1.8335766	8166303.	4124574.5
16.	17. 1.	4.4526467	2.2497253	1.8334175	8163560.5	4124686.
17.	17. 1.	4.4475236	2.2466688	1.8386369	8177381.	4130808.3
18.	17. 1.	4.4431	2.2473202	1.8446912	8196147.	4145611.8
19.	17. 1.	4.442781	2.2471259	1.8450966	8197360.	4146164.3
20.	17. 1.	4.4422903	2.2466826	1.8454663	8198097.	4146177.

ANEXO C - Variables sismicas para el lapso 3 y el primer estrato

XY	Z	Vp [Km/s]	Vs. [Km/s]	Rhosat [g/cc]	Zp	Zs
1.	17. 1.	5.2285357	2.2167022	1.9265623	10073100	4270615.
2.	17. 1.	4.252911	2.1569617	2.032316	8643259.	4383627.5
3.	17. 1.	4.3360677	2.2439857	1.9848988	8606656.	4454084.5
4.	17. 1.	4.334754	2.2423682	1.9858558	8608196.	4453020.
5.	17. 1.	4.3343325	2.2419353	1.9864769	8610051.	4453552.5
6.	17. 1.	4.333433	2.240969	1.9881384	8615465.	4455356.5
7.	17. 1.	4.363166	2.243882	1.9486955	8502482.	4372642.5
8.	17. 1.	4.3653345	2.2429304	1.9487337	8506874.	4370874.
9.	17. 1.	4.404793	2.2472672	1.8989089	8364300.	4267355.5
10.	17. 1.	4.444723	2.2520695	1.8503053	8224095.	4167016.
11.	17. 1.	4.4599943	2.2540798	1.8324375	8172661.	4130460.5
12.	17. 1.	4.462457	2.2552607	1.8298943	8165825.	4126888.8
13.	17. 1.	4.468369	2.2563205	1.8223618	8142985.	4111832.3
14.	17. 1.	4.4690065	2.2571416	1.8210487	8138278.5	4110364.8
15.	17. 1.	4.4699636	2.258197	1.8194312	8132791.	4108634.3
16.	17. 1.	4.4703255	2.2591107	1.8182156	8128015.5	4107550.3
17.	17. 1.	4.46661	2.2569993	1.8218445	8137468.5	4111901.5
18.	17. 1.	4.4612412	2.257137	1.8286799	8158182.5	4127581.3
19.	17. 1.	4.4614367	2.257244	1.8285922	8158148.5	4127579.
20.	17. 1.	4.4611907	2.2569509	1.8287122	8158234.	4127313.5