

**METODOLOGÍA INTEGRADA PARA LA EVALUACIÓN CUALITATIVA DE LA  
RESPUESTA SÍSMICA SOBRE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS DE MODELOS  
CONCEPTUALES CON FENÓMENOS DE COMPACTACIÓN.**

**ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO**

**ELIANA PULIDO VÁSQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**METODOLOGÍA INTEGRADA PARA LA EVALUACIÓN CUALITATIVA DE LA  
RESPUESTA SÍSMICA SOBRE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS DE MODELOS  
CONCEPTUALES CON FENÓMENOS DE COMPACTACIÓN.**

**ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO**

**ELIANA PULIDO VÁSQUEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de  
INGENIERO(A) DE PETRÓLEOS**

**Director:**

**NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO**

**Ingeniero de Petróleos.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## DEDICATORIA

*Este trabajo se lo dedico a mi familia que ha sido el gran pilar de mi vida, especialmente a Mi Hermana Nora y Mis Papás quienes desde la distancia siempre me han brindado su apoyo para alcanzar este gran logro.*

*A Mis grandes amigos Luis Ángel, Leidy, Marcela y Luz Adriana con los que compartí grandes momentos y quienes además de ser simplemente compañeros de estudio fueron y serán parte esencial en mi crecimiento personal y emocional.*

*A Ale, Andresito, Ginna, Pao, John, Doña Nelly y Don Jorge a quienes tengo infinito aprecio y gratitud por acogerme en su hogar y permitirme formar parte de su familia.*

*Y a todos mis amigos y compañeros que han formado parte de mi crecimiento y desarrollo durante mi paso por la Universidad.*

*ELIANA PULIDO VÁSQUEZ*

## DEDICATORIA

*A Dios, por la vida, la salud y la fortaleza, gracias Señor por tantas bendiciones y por permitirme avanzar en esta gran etapa de mi vida.*

*A mi familia, porque a pesar de la distancia siempre han estado a mi lado, brindándome su cariño y apoyo, quienes gracias a sus palabras y consejos me han formado como persona.*

*A mi mami, por ser la maravillosa mujer que es, porque además de ser mamá es una excelente amiga y ha sido mi más grande ejemplo a seguir, enseñándome que sin importar los obstáculos, lo importante es la fe y el cariño depositado al logro de nuestros sueños.*

*A mi papá, por enseñarme que para lograr nuestros objetivos se necesita de compromiso y dedicación. Gracias a su educación, pues cada día me inculca la responsabilidad con el deber.*

*A mis hermanos, Jessica y Fredy, que con su cariño me han fortalecido, gracias por sus buenos deseos y por la confianza que han depositado en mí. Los adoro.*

*A mi tío Nelson, quien ha sido mi gran consejero, por ser la persona que siempre me ha escuchado y ayudado a escoger el mejor camino de superación personal.*

*A David, por ser la persona que me ha acompañado incondicionalmente en esta etapa de mi vida, brindándome su amor y apoyo.*

*Amis compañeros y amigos Daniel, Paola, Érica, Julián, Néstor, Jorge, Nafis, Hugo, Camilo, Carlos y Andrés, gracias por acompañarme en el transcurso de mi carrera, espero que continuemos unidos y fortalezcamos nuestra amistad.*

*ASTRID XIOMARA RODRIGUEZ*

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios por darnos la fortaleza de seguir adelante y ser nuestra guía espiritual en cada paso que damos en nuestra vida.*

*A nuestros padres por su esfuerzo, sacrificio y dedicación haciendo de nosotros mejores personas cada día.*

*A nuestro Director Nelson Enrique Quintero, por su apoyo incondicional y acompañamiento como docente en la culminación exitosa de este proyecto, especial gratitud.*

*A Ingeniero William Navarro por su orientación y el granito de arena para el desarrollo de la simulación numérica.*

*A nuestros compañeros y demás personas involucradas en este proyecto quienes contribuyeron a la realización de este documento.*

*A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por ser los artífices de nuestra formación académica y profesional.*

## CONTENIDO

	Pág
<b>INTRODUCCION</b>	<b>24</b>
<b>1. COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS</b>	<b>26</b>
1.1 <b>IMPACTOS DEL PROCESO DE COMPACTACIÓN</b>	<b>26</b>
1.2 <b>FACTORES QUE AFECTAN LA COMPACTACIÓN DEL YACIMIENTO</b>	<b>27</b>
1.3 <b>EFFECTOS DE LA COMPACTACIÓN EN LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD</b>	<b>28</b>
1.4 <b>FORMULACIÓN DE LA COMPACTACIÓN</b>	<b>29</b>
<b>2. CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA</b>	<b>32</b>
<b>2.1 ESFUERZO (<math>\sigma</math>)</b>	<b>32</b>
2.1.1 Esfuerzos Compresivos	32
2.1.2 Esfuerzos Tensionales	33
2.1.3 Esfuerzos de Cizalla	33
<b>2.2 DEFORMACIÓN</b>	<b>34</b>
2.2.1 Deformación Elástica	34
2.2.2 Deformación Viscosa	35
2.2.3 Deformación Elástico – Viscosa	35
2.2.4 Deformación Plástica	35
2.2.5 Deformación Frágil	36
<b>2.3 DIAGRAMA ESFUERZO – DEFORMACIÓN</b>	<b>36</b>
<b>2.4 MÓDULOS DE ELASTICIDAD</b>	<b>38</b>
2.4.1 Módulo de Cizalla o de Rigidez ( $\mu$ )	38
2.4.2 Módulo de incomprensibilidad o de Volumen	39
2.4.3 Módulo De Young (E)	40
2.4.4 Relación de Poisson ( $\nu$ )	41
<b>2.5 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA</b>	<b>42</b>

2.5.1	Expresiones matemáticas de la compresibilidad	42
2.5.2	Valores experimentales	43
<b>3.</b>	<b>PROSPECCIÓN SÍSMICA</b>	<b>44</b>
<b>3.1</b>	<b>ONDAS SISMICAS</b>	<b>44</b>
3.1.1	Ondas P	45
3.1.2	Ondas S	45
<b>3.2</b>	<b>FRENTE DE ONDA</b>	<b>45</b>
<b>3.3</b>	<b>SISMICA DE REFRACCION</b>	<b>48</b>
<b>3.4</b>	<b>SISMICA DE REFLEXION</b>	<b>49</b>
<b>3.5</b>	<b>SISMICA DE POZO</b>	<b>51</b>
<b>3.6</b>	<b>AMPLITUDES SÍSMICAS</b>	<b>51</b>
<b>3.7</b>	<b>RELACIÓN ENTRE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS Y LAS VELOCIDADES</b>	<b>51</b>
<b>3.8</b>	<b>FACTORES QUE AFECTAN LAS VELOCIDADES SÍSMICAS</b>	<b>52</b>
<b>3.9</b>	<b>SISMOGRAMA SINTETICO</b>	<b>54</b>
<b>3.10</b>	<b>GENERACIÓN DE SISMOGRAMAS</b>	<b>54</b>
<b>4.</b>	<b>MODELOS TEÓRICOS IMPLEMENTADOS</b>	<b>57</b>
<b>4.1</b>	<b>TEORÍA DE POROELASTICIDAD LINEAL DE BIOT</b>	<b>57</b>
<b>4.2</b>	<b>MODELO DE BIOT – GASSMANN</b>	<b>58</b>
4.2.1	Consideraciones de la ecuación de Gassmann	61
4.2.2	Restricciones de la ecuación de Gassmann	62
<b>5.</b>	<b>METODOLOGIA IMPLEMENTADA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO</b>	<b>64</b>
<b>6.</b>	<b>MODELAMIENTO GEOMECÁNICO</b>	<b>67</b>
<b>6.1</b>	<b>DESCRIPCIÓN SOFTWARE DE MODELAMIENTO– ECLIPSE 300</b>	<b>67</b>
6.1.1	Ecuaciones Elásticas de Esfuerzos	68
6.1.2	Conservación del volumen de roca y ecuaciones de balance de volumen	70
6.1.3	Interacción Roca – Fluido	70

<b>6.2</b>	<b>METODOLOGIA Y DESCRIPCION DEL MODELO DESARROLLADO</b>	<b>70</b>
6.2.1	Geometría del yacimiento	71
6.2.2	Presión y Temperatura	72
6.2.3	Distribución de la Porosidad	72
6.2.4	Permeabilidad	74
6.2.5	Compresibilidad	74
6.2.6	Propiedades de los Fluidos	74
6.2.7	Asignación de los Pozos	76
6.2.8	Compactación	77
<b>7.</b>	<b>MODELAMIENTO SÍSMICO</b>	<b>79</b>
<b>7.1</b>	<b>DESCRIPCIÓN SOFTWARE DE MODELAMIENTO SÍSMICO – SEISROX</b>	<b>79</b>
7.1.1	Modelos Multi-escala	82
7.1.2	SimPLI, Simulador de la amplitud sísmica PSDM	83
7.1.3	Transformación de física de las rocas	84
<b>7.2</b>	<b>TEORIA DE GASSMANN USADA EN SEISROX</b>	<b>84</b>
<b>7.3</b>	<b>GENERACIÓN DE LOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS EN LAPSOS DE TIEMPO</b>	<b>86</b>
7.3.1	Modelo geomecánico	87
7.3.2	Modelo de Gassmann	88
7.3.3	Cálculo de velocidades de onda y la densidad de la formación	89
7.3.4	Cálculo de reflectividad e impedancia de la onda P	90
7.3.5	Diseño de la línea de adquisición sísmica	91
7.3.6	Asignación de la frecuencia y la ondícula	92
7.3.7	Asignación del target y muestreo	93
7.3.8	Asociación del modelo, la adquisición y el target	94
7.3.9	Generación de sismogramas para cada tiempo	94
7.3.10	Exportación Seg - Y	94
7.3.11	Importación a Seisee	95
7.3.12	Diferenciación de las propiedades	95

<b>8. RESULTADOS</b>	<b>98</b>
<b>8.1 RESULTADOS DE LA SIMULACION GEOMECANICA</b>	<b>98</b>
8.1.1 Variación de la presión en el yacimiento	98
8.1.2 Variación de la saturación de aceite	100
8.1.3 Variación de la Porosidad	101
8.1.4 Variación del Estado de Esfuerzos	102
8.1.5 Comportamiento Eficiencia de Recobro	103
8.1.6 Comportamiento Aceite in Situ	104
8.1.7 Presión promedio del campo	105
<b>8.2 RESULTADOS DEL MODELAMIENTO SISMICO</b>	<b>106</b>
8.2.1 Sismogramas del modelo sin compactación.	106
8.2.1.1 Diferencia entre los sismogramas del modelo sin compactación	108
8.2.1.2 Diferencia entre variables	109
8.2.2 Sismogramas del modelo con compactación	113
8.2.2.1 Diferencia entre los sismogramas del modelo con compactación	115
8.2.2.2 Diferencia de variables	116
8.2.3 Diferencias de los sismogramas a tiempos iguales, entre los modelos con y sin compactación	121
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>126</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>128</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>129</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>131</b>
<b>APÉNDICE</b>	<b>151</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág
<b>Tabla 1.</b> Presión y temperatura del yacimiento	<b>72</b>
<b>Tabla 2.</b> Composición de los fluidos para el modelo	<b>75</b>
<b>Tabla 3.</b> Parámetros Iniciales Compactación	<b>77</b>
<b>Tabla 4.</b> Otras propiedades del yacimiento	<b>78</b>
<b>Tabla 5.</b> Screening del modelo geomecánico	<b>78</b>
<b>Tabla 6.</b> Unidades de SeisRoX	<b>81</b>
<b>Tabla 7.</b> Módulo de Volumen y de Cizalla para varios minerales	<b>85</b>
<b>Tabla 8.</b> Valores máximo y mínimo de las propiedades dinámicas	<b>88</b>
<b>Tabla 9.</b> Propiedades de los componentes de la formación	<b>88</b>
<b>Tabla 10.</b> Características de las fuentes	<b>91</b>
<b>Tabla 11.</b> Características de los receptores	<b>91</b>
<b>Tabla 12.</b> Características del target	<b>94</b>
<b>Tabla 13.</b> Screening sísmico	<b>97</b>
<b>Tabla 14.</b> Relación de Poisson para diferentes tipos de roca	<b>153</b>
<b>Tabla 15.</b> Velocidades en diferentes tipos de roca	<b>153</b>
<b>Tabla 16.</b> Compresibilidades para diferentes tipos de roca	<b>154</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág
<b>Figura 1.</b> Efecto de la compactación sobre la porosidad	<b>29</b>
<b>Figura 2.</b> Efecto de la Compresión	<b>33</b>
<b>Figura 3.</b> Efecto de la Tensión	<b>33</b>
<b>Figura 4.</b> Efecto de la Tensión – Cizallamiento	<b>34</b>
<b>Figura 5.</b> Comportamiento Elástico	<b>35</b>
<b>Figura 6.</b> Comportamiento Plástico	<b>36</b>
<b>Figura 7.</b> Curva Esfuerzo – Deformación	<b>37</b>
<b>Figura 8.</b> Relación esfuerzo – deformación bajo una fuerza F de cizalla	<b>38</b>
<b>Figura 9.</b> Relación esfuerzo – deformación bajo una presión hidrostática	<b>39</b>
<b>Figura 10.</b> Relación esfuerzo longitudinal – deformación longitudinal	<b>40</b>
<b>Figura 11.</b> Ubicación de los geófonos	<b>44</b>
<b>Figura 12.</b> Conversión de una onda incidente P	<b>46</b>
<b>Figura 13.</b> Trayectoria de las ondas	<b>47</b>
<b>Figura 14.</b> Sección Sísmica	<b>48</b>
<b>Figura 15.</b> Refracción sísmica	<b>49</b>
<b>Figura 16.</b> Reflexión sísmica	<b>50</b>
<b>Figura 17.</b> Geometría del punto medio en común	<b>50</b>
<b>Figura 18.</b> Velocidad de Onda P en función de la saturación	<b>52</b>
<b>Figura 19.</b> Velocidad de Cizalla en función de la saturación	<b>53</b>
<b>Figura 20.</b> Efecto de la perturbación sísmica	<b>55</b>
<b>Figura 21.</b> Flujo de Trabajo implementada en la Metodología	<b>65</b>
<b>Figura 22.</b> Malla Modelo de Compactación	<b>71</b>
<b>Figura 23.</b> Porosidad modelo sin compactación transcurridos 8 años	<b>73</b>
<b>Figura 24.</b> Porosidad modelo con compactación transcurridos 8 años	<b>73</b>
<b>Figura 25.</b> Completamiento del pozo productor	<b>76</b>
<b>Figura 26.</b> Principales elementos del modelamiento en SeisRoX	<b>80</b>

<b>Figura 27.</b>	Modelo Multi – escala de SeisRoX	<b>82</b>
<b>Figura 28.</b>	Representación esquemática del método SimPLI	<b>83</b>
<b>Figura 29.</b>	Etapas en la generación de los sismogramas	<b>86</b>
<b>Figura 30.</b>	Iluminación en el yacimiento	<b>92</b>
<b>Figura 31.</b>	Línea de Adquisición Sísmica	<b>93</b>
<b>Figura 32.</b>	Sísmica con compactación al 1 de Enero del 2009	<b>95</b>
<b>Figura 33.</b>	Sismograma del modelo con compactación, 1 de Enero de 2001	<b>96</b>
<b>Figura 34.</b>	Sismograma del modelo con compactación, 1 de Enero de 2005	<b>96</b>
<b>Figura 35.</b>	Diferencias entre Sismograma del modelo con compactación 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>97</b>
<b>Figura 36.</b>	Variación de la Presión sin Compactación	<b>99</b>
<b>Figura 37.</b>	Variación de la Presión con Compactación	<b>99</b>
<b>Figura 38.</b>	Cambio de Saturación de aceite sin Compactación	<b>100</b>
<b>Figura 39.</b>	Cambio de Saturación de aceite con Compactación	<b>100</b>
<b>Figura 40.</b>	Variación de la porosidad sin Compactación	<b>101</b>
<b>Figura 41.</b>	Variación de la porosidad con Compactación	<b>101</b>
<b>Figura 42.</b>	Estado de esfuerzos durante la producción	<b>102</b>
<b>Figura 43.</b>	Eficiencias de Recobro	<b>103</b>
<b>Figura 44.</b>	Aceite in Situ	<b>104</b>
<b>Figura 45.</b>	Presión Promedio del campo	<b>105</b>
<b>Figura 46.</b>	Sismogramas del modelo sin compactación 1 de Enero de 2001	<b>107</b>
<b>Figura 47.</b>	Sismogramas del modelo sin compactación 1 de Enero de 2005	<b>107</b>
<b>Figura 48.</b>	Sismogramas del modelo sin compactación 1 de Enero de 2009	<b>108</b>
<b>Figura 49.</b>	Diferencia sismogramas modelo sin geomecánica Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2005	<b>108</b>
<b>Figura 50.</b>	Diferencia sismogramas modelo sin geomecánica Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2009	<b>109</b>
<b>Figura 51.</b>	Diferencias de la velocidad de onda P del modelo sin Compactación entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>109</b>

<b>Figura 52.</b>	Diferencias de la densidad del modelo sin compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>110</b>
<b>Figura 53.</b>	Diferencias de la Saturación de aceite del modelo sin Compactación entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>110</b>
<b>Figura 54.</b>	Diferencias de la Saturación de agua del modelo sin compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>110</b>
<b>Figura 55.</b>	Diferencias de la presión de poro del modelo sin compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>111</b>
<b>Figura 56.</b>	Diferencias de la velocidad de onda P del modelo sin compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>111</b>
<b>Figura 57.</b>	Diferencias de la densidad del modelo sin compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>112</b>
<b>Figura 58.</b>	Diferencias de la Saturación de aceite del modelo sin Compactación entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>112</b>
<b>Figura 59.</b>	Diferencias de la saturación de agua del modelo sin compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>112</b>
<b>Figura 60.</b>	Diferencias de la presión de poro del modelo sin compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>113</b>
<b>Figura 61.</b>	Sismograma modelo con compactación 1 de Enero de 2001	<b>114</b>
<b>Figura 62.</b>	Sismograma modelo con compactación 1 de Enero de 2005	<b>114</b>
<b>Figura 63.</b>	Sismograma modelo con compactación 1 de Enero de 2009	<b>114</b>
<b>Figura 64.</b>	Diferencia sismogramas modelo con geomecánica Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2005	<b>115</b>
<b>Figura 65.</b>	Diferencia sismogramas modelo con geomecánica Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2009	<b>115</b>
<b>Figura 66.</b>	Diferencias de la Velocidad de onda P del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>116</b>
<b>Figura 67.</b>	Diferencias de la densidad del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>116</b>
<b>Figura 68.</b>	Diferencias de la Presión de Poro del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>117</b>

<b>Figura 69.</b>	Diferencias de la Saturación de aceite del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>117</b>
<b>Figura 70.</b>	Diferencias de la saturación de agua del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>117</b>
<b>Figura 71.</b>	Diferencias de la porosidad del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005	<b>118</b>
<b>Figura 72.</b>	Diferencias de la velocidad de onda P del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>118</b>
<b>Figura 73.</b>	Diferencias de la Densidad del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>119</b>
<b>Figura 74.</b>	Diferencias de la Presión de Poro del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>119</b>
<b>Figura 75.</b>	Diferencias de la Saturación de aceite del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>119</b>
<b>Figura 76.</b>	Diferencias de la Saturación de agua del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>120</b>
<b>Figura 77.</b>	Diferencias de la porosidad del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009	<b>120</b>
<b>Figura 78.</b>	Diferencia sismogramas para los dos casos 1 de enero de 2005	<b>121</b>
<b>Figura 79.</b>	Diferencias de la velocidad de onda P entre el modelo con Compactación y sin compactación para el 1 de Enero de 2005	<b>122</b>
<b>Figura 80.</b>	Diferencias de la velocidad de onda S entre el modelo con Compactación y sin compactación para el 1 de Enero de 2005	<b>122</b>
<b>Figura 81.</b>	Diferencias de la densidad entre el modelo con compactación Y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2005	<b>122</b>
<b>Figura 82.</b>	Diferencias de la porosidad entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2005	<b>123</b>
<b>Figura 83.</b>	Diferencia sismogramas para los dos casos 1 de enero de 2009	<b>123</b>
<b>Figura 84.</b>	Diferencias de la velocidad de onda P entre el modelo con compactación y sin compactación para el 1 de Enero de 2009	<b>124</b>

<b>Figura 85.</b>	Diferencias de la velocidad de onda S entre el modelo con Compactación y sin compactación para el 1 de Enero de 2009	<b>124</b>
<b>Figura 86.</b>	Diferencias de la densidad entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2009	<b>124</b>
<b>Figura 87.</b>	Diferencias de la porosidad entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2009	<b>125</b>
<b>Figura 88.</b>	Velocidad de Onda P Vs Porosidad	<b>148</b>
<b>Figura 89.</b>	Velocidad de Onda P Vs Presión de poro	<b>148</b>
<b>Figura 90.</b>	Velocidad de Onda P Vs Saturación de aceite	<b>149</b>
<b>Figura 91.</b>	Velocidad de onda P Vs Saturación de agua	<b>149</b>
<b>Figura 92.</b>	Densidad Vs Porosidad	<b>150</b>
<b>Figura 93.</b>	Velocidades Acústicas en las rocas	<b>151</b>

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág</b>
<b>ANEXO 1.</b> Data geomecánica aplicada al modelo	<b>131</b>
<b>ANEXO 2.</b> Data modelo sin geomecánica	<b>140</b>
<b>ANEXO 3.</b> Gráficas de sensibilidad	<b>148</b>

## RESUMEN

### TÍTULO

METODOLOGIA INTEGRADA PARA LA EVALUACION CUALITATIVA DE LA RESPUESTA SISMICA SOBRE SISMOGRAMAS SINTETICOS DE MODELOS CONCEPTUALES CON FENOMENOS DE COMPACTACION<sup>1</sup>.

### AUTORES

ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO - ELIANA PULIDO VÁSQUEZ<sup>2</sup>

### PALABRAS CLAVE

Sismograma Sintético, Compactación de Yacimientos, Esfuerzo/Deformación, Modelamiento, Geomecánica, Módulos elásticos, Velocidades Sísmicas.

### DESCRIPCIÓN

La reducción de la porosidad como resultado de la compactación puede tener un impacto significativo en el cálculo de reservas, constituyéndose en uno de los principales mecanismos para la producción de petróleo. El impacto negativo de este fenómeno ocasiona serios daños geológicos en los pozos, riesgos en las instalaciones de superficie y altos costos en reparación.

La metodología que se presenta a continuación integra la geomecánica y la sísmica aplicadas a un modelo conceptual, con el fin de analizar y comparar los cambios generados por la compactación con base al modelamiento geomecánico, obtenidos en los sismogramas sintéticos en lapsos de tiempo.

En primera instancia, a través del simulador ECLIPSE 300 se construye un modelo conceptual de un yacimiento de aceite negro con procesos de compactación para detectar los cambios de porosidad inducida por la producción. Este modelo geomecánico se construye a partir de la geología y las propiedades iniciales del yacimiento como la porosidad, permeabilidad, composición, y presión, evaluando los cambios ocurridos en el yacimiento.

Los resultados obtenidos en la simulación son cargados al software de modelamiento sísmico SeisRoX para detectar cambios petrofísicos como la porosidad producto de la compactación del yacimiento, su respuesta sísmica se identifica en función de las variables del fenómeno, siendo caracterizada y diferenciada en lapsos de tiempo. Al final se muestra un screening de los parámetros a tener en cuenta en la generación de los sismogramas.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Nelson Enrique Quintero Valero. Ing.

## ABSTRACT

### TITLE

INTEGRATED METHODOLOGY FOR QUALITATIVE EVALUATION OF SEISMIC RESPONSE ON SYNTHETIC SEISMOGRAMS FOR A CONCEPTUAL COMPACTACION MODEL<sup>1</sup>.

### AUTHORS

ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO - ELIANA PULIDO VÁSQUEZ<sup>2</sup>

### KEYWORDS

Synthetic Seismogram, Reservoir Compaction, Stress / Strain, Modeling Geomechanics, Elastic modulus, Seismic Velocities.

### DESCRIPTION

The reduction of porosity as a response from compaction process can have a meaningful impact on the reserves calculation, making it one of the main mechanisms for the oil production. The negative impact of this phenomenon causes serious damage geological wells, risks in surface facilities and high repair costs.

The methodology presented below integrates seismic and geomechanics applied to a conceptual model to analyze and compare the changes generated by the compaction based geomechanical modeling, synthetic seismograms obtained in the time lapse.

In the first instance, through the ECLIPSE 300 simulator is built a conceptual model of a black oil reservoir compaction processes to detect porosity changes induced by production. Geomechanical model is built from the geology and the initial properties of the reservoir as porosity, permeability, composition, and pressure, assessing changes in the reservoir.

The simulation results are uploaded to the seismic modeling software, it is called SeisRoX, with the purpose to detect petrophysical changes as porosity which are a result of reservoir compaction, seismic response is identified in terms of the variables of the phenomenon, to be characterized and differentiated in time lapses. At the end it is shown a general screening of the parameters to be considered in generating the seismograms.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Nelson Enrique Quintero Valero. Ing.

## INTRODUCCIÓN

Fenómenos como la compactación comúnmente se presentan alrededor del mundo en yacimientos someros sensibles a esfuerzos con arenas poco consolidadas, donde la caída de presión del campo productivo puede conducir a la compactación del yacimiento y al movimiento de los estratos de sobrecarga.

A pesar del daño ocasionado a los pozos e instalaciones y la reducción de la porosidad producto de la compactación puede tener un impacto significativo en el cálculo de reservas, constituyéndose en uno de los principales mecanismos para la producción de petróleo. De esta manera resulta favorable la predicción y caracterización del fenómeno de compactación mediante la simulación numérica para el análisis y evaluación del yacimiento.

En este trabajo se propone una metodología basada en el acoplamiento geomecánico y geofísico para la generación de sismogramas sintéticos que se derivan a partir del modelamiento del yacimiento en proceso de compactación, permitiendo identificar los cambios producidos por la compactación a través de la caracterización y diferenciación de la sísmica en lapsos de tiempo.

Se crean dos modelos Black Oil a través de ECLIPSE 300, uno de ellos implementa el módulo geomecánico que simula el yacimiento en proceso de compactación y el otro omite esta característica. Con esto se logran identificar los efectos que tiene la compactación sobre el factor de recobro, la porosidad, la presión y la saturación dentro del yacimiento.

A partir de los resultados obtenidos en el modelo geomecánico se generan los sismogramas sintéticos por medio del software SeisRoX, los cuales son

diferenciados y caracterizados en intervalos de tiempo definidos para evaluar cualitativamente los cambios petrofísicos producto de la compactación.

La metodología que se intenta desarrollar busca plantear el inicio de estudios a los que seguirán muchos otros como guía en la predicción del comportamiento dinámico de los estratos en la formación productora reduciendo incertidumbres asociadas con la compactación, mitigando los efectos negativos, mejorando la producción del yacimiento y reduciendo pérdidas económicas.

En el desarrollo de este trabajo se presenta una breve documentación sobre los factores e impactos generados por la compactación, los argumentos teóricos sobre los que se basa el estudio, los modelos matemáticos involucrados en el proceso, una descripción detallada de la generación de los modelos geomecánico y sísmico, incluyendo la metodología empleada para la generación de los sismogramas. Al final se presentan los análisis y resultados obtenidos en el desarrollo del trabajo, donde se verificará si es factible aplicar la metodología como método para predecir los cambios petrofísicos para un yacimiento con fenómenos de compactación.

## **1. COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS**

El fenómeno de compactación causado por la producción de hidrocarburos y por la caída de presión de poro es muy común en yacimientos inconsolidados alrededor del mundo. La producción de fluidos está acompañada por una reducción del volumen poroso, por la expansión del fluido intersticial en la roca reservorio y por lo tanto a una caída de presión de poro, lo cual conlleva a un incremento en esfuerzo efectivo vertical en el yacimiento, resultando en su compactación.

La compactación es denominada como un proceso que reduce el volumen poroso y a su vez reduce el espesor de la formación productora debido a la compresibilidad de la roca generalmente, cuando ocurre la compactación de un yacimiento se añade una fuente importante de energía para la explotación de los hidrocarburos en sitio.

La reducción del espesor del yacimiento productor es atribuible a la elasticidad de la roca porosa, en la que, por compresibilidad, se reduce el volumen de poros al disminuir la presión de los fluidos remanentes allí. Cuando la compactación es severa y la profundidad del yacimiento no es muy grande, el proceso que ocurre en el subsuelo está acompañado de hundimiento en la superficie del suelo sobre el yacimiento.

### **1.1 IMPACTOS DEL PROCESO DE COMPACTACIÓN**

- ✓ El colapso de las tuberías de revestimiento ha sido un problema progresivo en los campos con alto grado de compactación, una formación en proceso de compactación extrae consigo la tubería de revestimiento cementada, comprimiendo la dimensión axial de dicha tubería.

- ✓ La compactación y la subsidencia son riesgos geológicos comunes, que resulta en fallas de pozos, hundimiento de plataformas o colapso en las tuberías de revestimiento, que implican altos costos para su reparación.
- ✓ En las formaciones de arenisca, la producción de arena puede ser una respuesta común de un material mecánicamente débil durante la producción, además pueden producirse fenómenos de fracturamiento y movilización por ruptura de la pared del pozo.
- ✓ La permeabilidad de la formación puede incrementarse o reducirse porque existe la posibilidad de que las fracturas abiertas se cierren o se generen nuevas fracturas.
- ✓ Las fallas de los estratos de sobrecarga también pueden reactivarse debido al movimiento diferencial y los planos de estratificación pueden exhibir deslizamiento diferencial.
- ✓ En yacimientos con presiones bajas, la compactación del yacimiento es un buen mecanismo para la producción de petróleo.

## **1.2 FACTORES QUE AFECTAN LA COMPACTACIÓN DEL YACIMIENTO**

A grandes rasgos, los factores que afectan la compactación de yacimientos son:

- ✓ Compresibilidad de la roca del yacimiento.
- ✓ La porosidad, permeabilidad y propiedades del fluido.
- ✓ Tamaño y espesor del yacimiento.
- ✓ Profundidad del yacimiento.
- ✓ Volumen de producción.

El trabajo de Finol y Farouq Ali quienes describieron matemáticamente la reducción del espesor de un yacimiento, da a conocer los resultados obtenidos al estudiar los factores que influyen sobre la compactación del yacimiento:

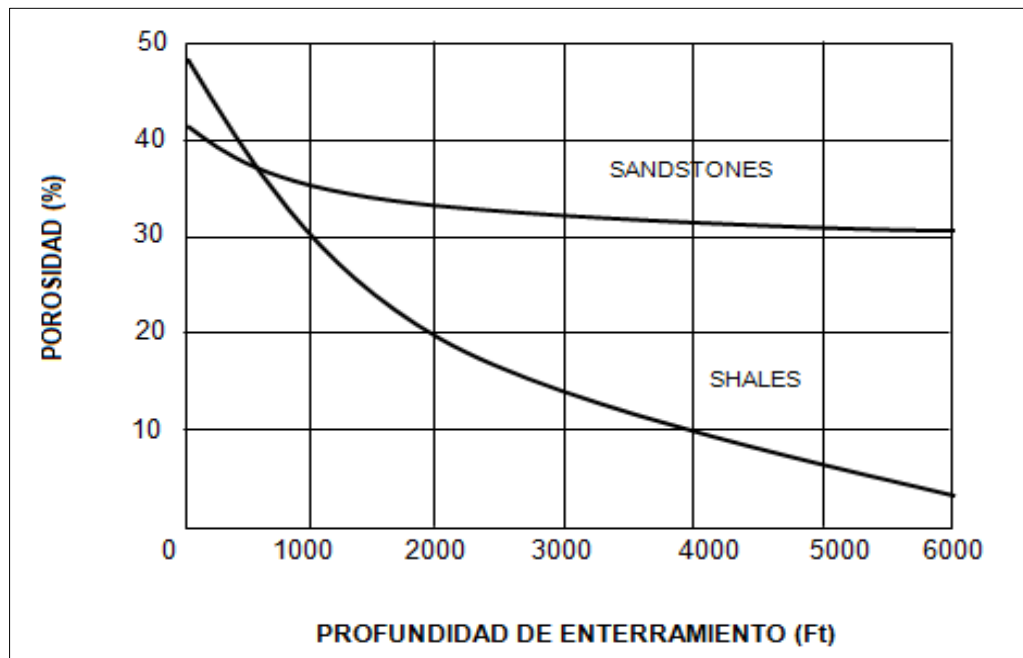
- Los resultados obtenidos de los modelos, incluso el cotejo de la información de campo, indican que con la compactación del yacimiento aumenta la extracción de hidrocarburos originalmente en sitio al contribuir a la energía que sustenta la capacidad de producción.
- En yacimientos convencionales de petróleo y gas puede ser adecuado asumir una deformación elástica en el yacimiento y capas de sobrecarga. Sin embargo, para yacimientos someros o poco consolidados la situación es diferente, ya que la deformación irre recuperable contribuye sustancialmente con los problemas de compactación en este tipo de yacimientos.
- La compactación del yacimiento toma lugar debido al incremento en los esfuerzos efectivos inducidos por la presión de poro causada por el vaciamiento.
- Una compactación severa puede también alterar la permeabilidad de la formación, induce la producción de la arena o afecta la estabilidad del pozo.

### **1.3 EFECTOS DE LA COMPACTACIÓN EN LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD**

La porosidad de rocas sedimentarias ha sido mostrada como una función del grado de compactación de la roca. Las fuerzas de compactación son una función de la máxima profundidad de enterramiento de la roca. El efecto de la compactación natural sobre la porosidad es causada por el empaque resultante después de la compactación, así los sedimentos que han sido enterrados muy

profundamente exhiben menores valores de porosidad que los sedimentos que no han sido enterrados a grandes profundidades. Este efecto puede ser observado en la figura 1.

**Figura 1. Efecto de la compactación sobre la porosidad.**



**Fuente:** CARVAJAL, Jenny, *Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica*, Bucaramanga, Febrero de 2011

#### 1.4 FORMULACIÓN DE LA COMPACTACIÓN

El modelo básico para estudiar lo que ocurre en el yacimiento es el de deformación por compactación uniaxial. La compactación uniaxial está caracterizada por movimiento no lateral, y la presión de sobrecarga permanece constante llegando así a la fórmula de compactación:

$$\frac{\Delta h}{h} = \frac{(1 - \nu - 2\nu^2)}{(1 - \nu) * E} \Delta p_f \quad (1)$$

Dónde:

$h$  = Espesor de la muestra o su altura

$\Delta h$  = Compactación

$E$  = Módulo de Young

$\nu$  = Relación de Poisson

$P_f$  = Presión del fluido

De esta fórmula, la compactación  $\Delta h$  puede ser calculada a través de las propiedades elásticas: módulo de Young ( $E$ ), (medida de la resistencia de la muestra a ser comprimida por un esfuerzo uniaxial) y relación de Poisson ( $\nu$ ) (medida de la extensión lateral relativa a contracción longitudinal). Se puede mencionar una forma alternativa. El coeficiente uniaxial de compactación  $C_m$  es definido por:

$$\frac{\Delta h}{h} = C_m * \Delta p_f \quad (2)$$

Dónde:

$h$  = Espesor de la muestra o su altura

$\Delta h$  = Compactación

$P_f$  = Presión del fluido

$C_m$  = Coeficiente uniaxial de compactación

Esta es una definición general válida sólo para deformaciones no elásticas, pero dentro del rango elástico podemos relacionar  $C_m$  con la compresibilidad total.

$$C_m = \frac{(1 + \nu) * C_b}{(1 - \nu) * 3} \quad (3)$$

Dónde:

$C_m$  = Coeficiente uniaxial de compactación.

$C_b$  = Compresibilidad total.

$\nu$  = Relación de Poisson.

Debería mencionarse que, si el material contiene algún tipo de fluido, la relación de Poisson se aproximará a 0.5 y  $C_m$  será igual a  $C_b$ .

La compactación de una formación está directamente relacionada con los siguientes parámetros y puede ser representada funcionalmente de la siguiente manera:

$$C = f(\sigma, \nu, \rho, V_b, \phi, k, D, t, T, c) \quad (4)$$

Dónde:

$C$  = Grado de compactación.

$\sigma$  = Esfuerzo sobre la formación.

$\nu$  = Parámetro de velocidad para sólidos y fluidos intersticiales en el sistema.

$\rho$  = Densidad de la formación.

$V_b$  = Volumen bruto.

$\phi$  = Porosidad.

$k$  = Permeabilidad del sistema.

$D$  = Profundidad.

$t$  = Tiempo.

$T$  = Temperatura geotérmica.

$c$  = Relación de compresibilidad.

## 2. CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA

La geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación y está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzos producto de las operaciones petroleras de perforación, completamiento y producción de pozos.

### 2.1 ESFUERZO ( $\sigma$ )

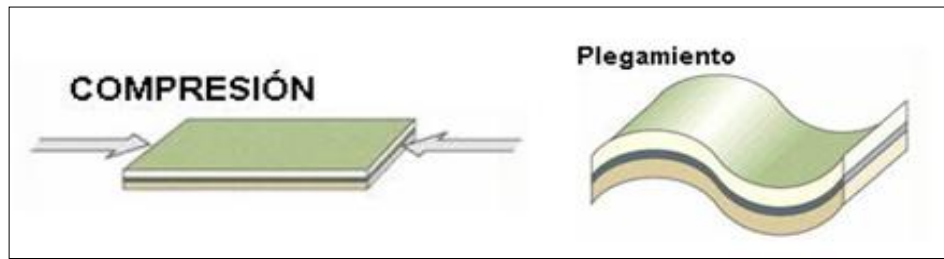
Se define como la fuerza aplicada dividida entre el área transversal inicial del material. El área transversal es el área perpendicular a la línea de acción de la fuerza.

$$\sigma = \frac{\text{Fuerza axial aplicada}}{\text{Área de sección transversal}} = \frac{F}{A} \quad (5)$$

Este parámetro permite comparar la resistencia de dos materiales, ya que establece una base común de referencia. Cabe destacar que la fuerza empleada en la ecuación debe ser perpendicular al área analizada y aplicada en el centroide del área para así obtener un valor de  $\sigma$  constante que se distribuye uniformemente en el área aplicada.

**2.1.1 Esfuerzos Compresivos.** Son fuerzas colineales actuando en sentidos opuestos y convergentes; acortan un cuerpo.

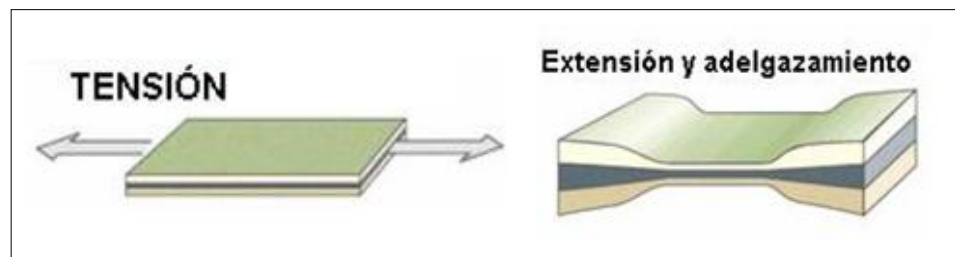
**Figura 2. Efecto de la Compresión.**



**Fuente.** CARVAJAL, Jenny, Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011.

**2.1.2 Esfuerzos Tensionales.** Son fuerzas colineales actuando en sentidos opuestos y divergentes; alargan y adelgazan un cuerpo.

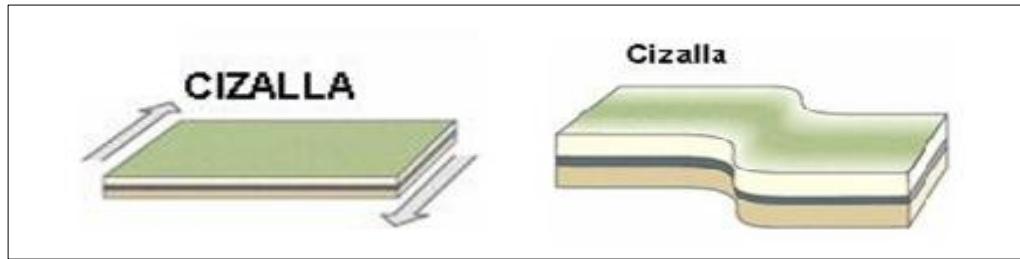
**Figura 3. Efecto de la Tensión.**



**Fuente.** CARVAJAL, Jenny, Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011.

**2.1.3 Esfuerzos de Cizalla.** Son fueras paralelas no colineales actuando en sentidos opuestos, desgarran un cuerpo.

**Figura 4. Efecto de la Tensión-Cizallamiento.**



**Fuente.** CARVAJAL, Jenny, Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011.

## **2.2 DEFORMACIÓN**

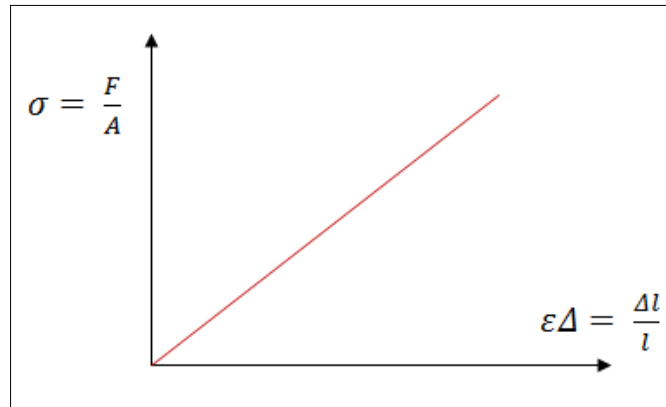
Se define a la deformación como la compresión (negativa) o tensión (positiva) de un material como resultado de la aplicación de fuerzas externas o esfuerzos, dividida en su dimensión original. En conjunto con el esfuerzo directo, la deformación se supone como un cambio lineal y se mide en unidades de longitud. A continuación se describen las etapas de deformación para un material que está sujeto a fuerzas externas:

**2.2.1 Deformación Elástica.** Una deformación es elástica o reversible cuando el cuerpo recupera su forma original al retirar la fuerza que le provoca la deformación. Se caracteriza por un comportamiento lineal ascendente de la curva de esfuerzo versus deformación, como se muestra en la figura 5.

Cuando un material se comporta elásticamente, sus propiedades esfuerzo-deformación pueden ser descritas por dos constantes del material, el módulo de Young y la relación de Poisson. Sin embargo, el material puede exhibir comportamiento plástico en un aumento del estado de esfuerzo. El comportamiento posterior esfuerzo-deformación del campo donde la deformación

consiste de los componentes elástico y plástico requiere relaciones adicionales para describir el flujo plástico.

**Figura 5. Comportamiento Elástico.**



**Fuente.** CARVAJAL, Jenny, Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011.

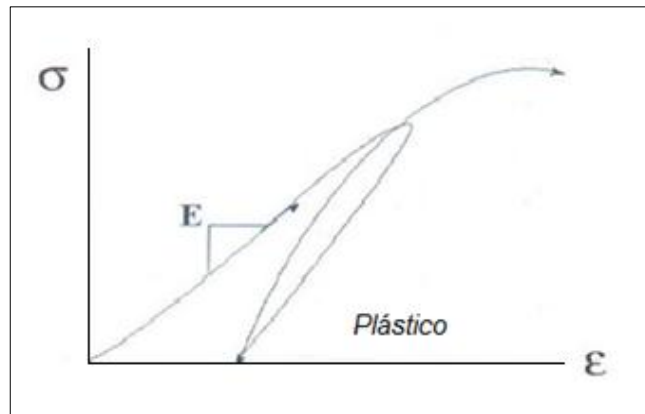
**2.2.2 Deformación Viscosa.** Se caracteriza por una relación de proporcionalidad directa entre el esfuerzo aplicado y la velocidad de deformación obtenida. En este caso, la deformación es permanente, es decir, no desaparece si se elimina el esfuerzo.

**2.2.3 Deformación Elástico – Viscosa.** Combina la deformación lineal elástica con la viscosa, cuyo comportamiento no es lineal, si no que su amortiguamiento origina una curvatura al graficar deformación versus esfuerzo.

**2.2.4 Deformación Plástica.** Las deformaciones que se traducen en cambios de formas permanentes después de un ciclo de presión, se denominan plásticas o

inelásticas. Se caracteriza por tener un esfuerzo constante mientras la deformación es uniforme para un mismo esfuerzo (Figura 6).

**Figura 6. Comportamiento Plástico**



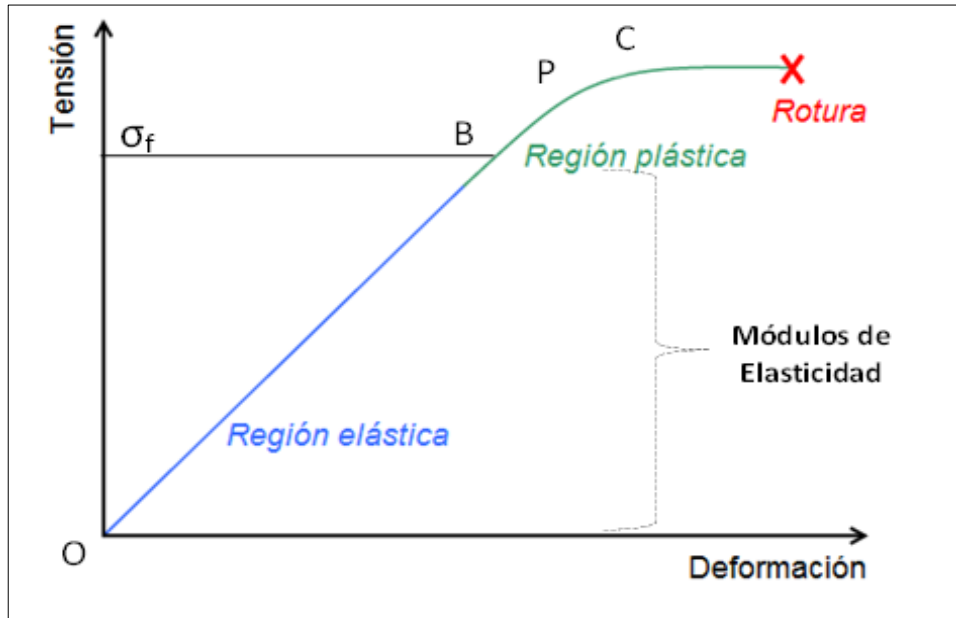
**Fuente:** CARVAJAL, Jenny, Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011.

**2.2.5 Deformación Frágil.** El material se fractura como respuesta al esfuerzo. Al igual que el anterior también es irreversible.

### 2.3 DIAGRAMA ESFUERZO – DEFORMACIÓN

El criterio de cedencia o punto de cedencia, en el cual ocurre una transición de elástico a dúctil, puede ser considerado como el final de la porción lineal de la curva (punto P). En el rango elástico (OB, lineal o no lineal), si el material es descargado, vuelve a su estado original a lo largo de la curva; sin embargo, una vez en el rango plástico (BC), el material sometido a descarga, desde un punto como el B, presenta deformaciones permanentes (punto C). Al recargar el material, en general aparece un comportamiento de histéresis (el camino de carga y descarga no es el mismo) para volver al punto B y se requiere un incremento de carga mayor para inducir mayor deformación.

Figura 7. Curva Esfuerzo - Deformación



**Fuente.** LIMA FALCÃO, Flávia de Oliveira. Efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios de petróleo, Tesis, Rio de Janeiro, 2002.

Los puntos importantes del diagrama de esfuerzo deformación son:

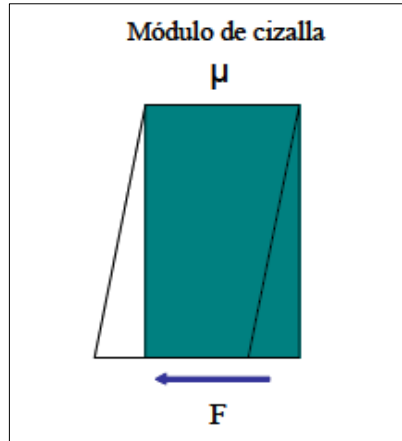
- *Límite de proporcionalidad* - (Punto P). Hasta éste punto la relación entre el esfuerzo y la deformación es lineal.
- *Límite de elasticidad* - (Punto B). Valor máximo de la fuerza aplicada sobre un objeto para que su deformación sea elástica, más allá de este límite el material no recupera su forma original al ser descargado, quedando con una deformación permanente.
- Punto de cedencia. Aparece en el diagrama un considerable alargamiento o cedencia sin el correspondiente aumento de carga. Este fenómeno no se observa en los materiales frágiles.
- Esfuerzo último - (Punto C). Máxima ordenada del diagrama esfuerzo – deformación.
- Punto de ruptura. Cuando el material falla.

## 2.4 MÓDULOS DE ELASTICIDAD

Dependiendo de la anisotropía o isotropía del medio se obtendrán del tensor elástico distintos números de constantes o módulos elásticos independientes. Los módulos elásticos son expresiones numéricas que relacionan el esfuerzo aplicado a un cuerpo y la deformación, tomando en consideración tanto la dirección del esfuerzo aplicado como la dirección de la deformación. Algunos de estos módulos son descritos a continuación.

**2.4.1 Módulo de Cizalla o de Rigidez ( $\mu$ ).** Es la relación entre el esfuerzo y la deformación en un material bajo condiciones de una cizalla simple, por tanto es una medida de la resistencia a esfuerzo de cizalla (Figura 8).

**Figura 8. Relación esfuerzo – deformación bajo una fuerza F de cizalla**



**Fuente.** LIMA FALCÃO, Flávia de Oliveira. *Efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios de petróleo*, Tesis, Rio de Janeiro, 2002.

$$\mu = \frac{\text{Esfuerzo de cizalla}}{\text{Deformación de cizalla}} = \frac{\frac{\Delta F}{A}}{\frac{\Delta L}{L}} \quad (6)$$

Dónde:

$\Delta F$ : Fuerza de corte o tangencial.

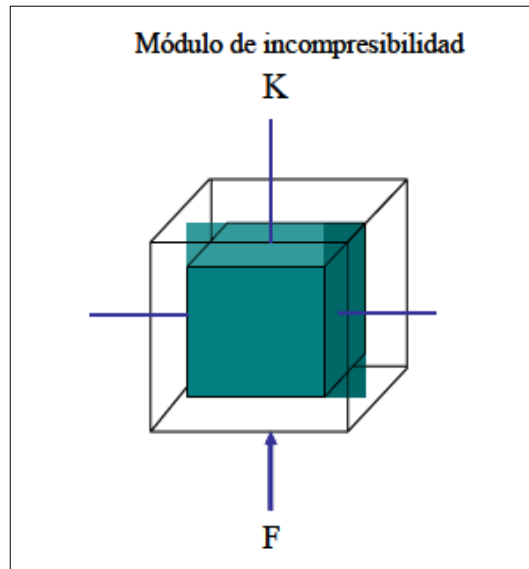
A: Área de la sección.

L: Distancia entre planos de corte

$\Delta L$ : Desplazamiento de corte.

**2.4.2 Módulo de incompresibilidad o de Volumen.** Es la relación entre el esfuerzo y la deformación de un material bajo condiciones de presión hidrostática, es decir, es una medida de incompresibilidad (Figura 9).

**Figura 9. Relación esfuerzo – deformación bajo una presión hidrostática.**



**Fuente.** LIMA FALCÃO, Flávia de Oliveira. *Efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios de petróleo*, Tesis, Rio de Janeiro, 2002.

$$k = \frac{\text{Esfuerzo de volumen}}{\text{Deformación de volumen}} = \frac{\Delta P}{\Delta V/V} = \frac{1}{c} \quad (7)$$

Dónde:

$\Delta P$  = Cambio de Presión.

$V$  = Volumen.

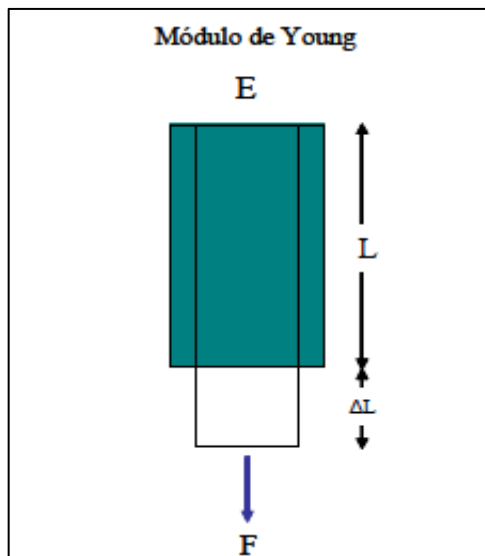
$\Delta V$  = Cambio de volumen.

$c$  = Compresibilidad.

$\Delta V/V$  = Dilatación.

**2.4.3 Módulo De Young (E).** También llamado módulo de Elasticidad longitudinal. Es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico, según la dirección en que se aplica la fuerza. Es la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación longitudinal el cual se encuentra sometido a una extensión longitudinal en la dirección axial (Figura 10).

**Figura 10.** Relación esfuerzo longitudinal – deformación longitudinal.



**Fuente.** LIMA FALCÃO, Flávia de Oliveira. *Efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios de petróleo*, Tesis, Rio de Janeiro, 2002.

$$E = \frac{\text{Esfuerzo longitudinal}}{\text{Deformación longitudinal}} = \frac{\frac{\Delta F}{A}}{\frac{\Delta L}{L}} \quad (8)$$

Dónde:

$\Delta F/A$  = Presión o fuerza por unidad de área.

$\Delta L$  = Cambio de Longitud.

$L$  = Longitud original.

Para un material elástico isótropo, el módulo de Young tiene el mismo valor para una tensión que para una compresión, siendo una constante independiente del esfuerzo siempre que no exceda del límite elástico del material y es siempre mayor que cero.

**2.4.4 Relación de Poisson ( $\nu$ ).** Para un material isotrópico, homogéneo y elástico sometido a compresión uniaxial, la relación de Poisson es definida como el cambio negativo fraccional del ancho del material dividido por el cambio fraccional de longitud (relación entre deformación axial y transversal). La relación de Poisson está directamente relacionada con la velocidad de onda P ( $V_p$ ) y velocidad de onda S ( $V_s$ ), y se puede expresar en estos términos de la siguiente manera:

$$\nu = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad (9)$$

Cabe destacar que la relación de Poisson puede variar teóricamente entre 0 y 0.5, y su valor se aproxima a cero en la presencia de gas y a 0.5 en líquido.

## 2.5 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

La modificación de los esfuerzos efectivos presentes en un yacimiento debido a la producción de fluidos causa cambios volumétricos en el espacio poroso de la roca y los parámetros que cuantifican esas variaciones son las compresibilidades. Se deben tener valores confiables de compresibilidades, pues es fundamental en el cálculo de la reservas, mantenimiento de la presión del yacimiento, mecanismos de producción y evaluación de compactación y subsidencia.

**2.5.1 Expresiones matemáticas de la compresibilidad.** Compresibilidad es el parámetro que cuantifica la relación entre la presión que se ejerce en un cuerpo y el cambio resultante de su volumen. Un material no poroso tiene una compresibilidad definida como:

$$C = -\frac{1}{V_i} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (10)$$

Dónde:

$C$  = Compresibilidad

$V$  = Volumen del cuerpo

$P$  = Presión ejercida sobre su superficie externa

$i$  = Valor inicial libre de esfuerzos

Debido a que los esfuerzos compresivos reducen el volumen, el signo menos en la definición es usado de tal manera que la compresibilidad sea un valor positivo.

El volumen de la roca se define como el volumen que se mide si se ignora la presencia de poros. El volumen de poros se define como la parte del volumen de la roca que no es ocupada por minerales de la roca. Esos volúmenes se relacionan de la siguiente manera:

$$V_b - V_p = V_g \quad (11)$$

Dónde:

$V_b$  =Volumen de la roca

$V_p$  =Volumen del medio poroso

$V_g$  =Volumen de los granos minerales

Por otra parte, se habla de la existencia de tres clases de compresibilidades que deben ser distinguidas en la roca:

- ✓ **Compresibilidad de roca,  $C_b$ :** que es el cambio fraccional del volumen de toda la roca por unidad de cambio de presión.
- ✓ **Compresibilidad de los granos,  $C_g$ :** que es el cambio fraccional del volumen del material rocoso por unidad de cambio de presión.
- ✓ **Compresibilidad del volumen poroso,  $C_p$ :** que es el cambio fraccional en el volumen poroso por unidad de cambio de presión.

**2.5.2 Valores experimentales.** La compresibilidad de arenas no consolidadas y arcillas están en el orden de  $1E-3$  a  $1E-5$  lpc-1 en un rango de presión de 100 a 10.000 lpc. Se ha encontrado que la compresibilidad bruta para arenas no consolidadas está en un rango  $7,4E-4$  y  $3E-5$  lpc-1 en un rango de presión entre 0 y 3.000 lpc, mientras que la compresibilidad del volumen poroso está en un rango  $1E-3$  y  $1E-4$  lpc-1 en el mismo rango de presión usando un aparato de compactación hidrostática.

Las compresibilidades de arenas, lutitas y carbonatos consolidados son menores y están en un rango de  $1E-5$  a  $1E-7$  lpc-1 en un rango de presión de 500 a 15.000 lpc. Las compresibilidades de arenas no consolidadas parecen ser muy cercanas a la de las arcillas. Sin embargo éstas son tan compresivas como las lutitas.

### 3. PROSPECCIÓN SÍSMICA

Los métodos sísmicos se basan en la detección del frente de ondas elásticas producidas por una fuente artificial (martillos, explosiones, carros vibratorios, etc.), propagadas a través del subsuelo y detectadas en superficie mediante sensores (geófonos) distribuidos sobre el terreno, los cuales forman el tendido sísmico (figura 11). Obteniéndose una imagen del terreno en base a las propiedades de los materiales, tales como, las velocidades de propagación de las ondas, el contenido de fluidos en las rocas, la porosidad, la estructura y estratigrafía de las capas del subsuelo, entre otras. En estos métodos se mide el tiempo, la distancia y el tipo de propagación de las ondas elásticas, desde el sitio donde se generan ondas sísmicas hasta la llegada de estas a los distintos puntos de observación.

**Figura 11. Ubicación de los geófonos**



*Fuente:* <http://www.igc.cat>

#### 3.1 ONDAS SISMICAS

Las ondas sísmicas (u ondas elásticas) son la propagación de perturbaciones temporales del campo de esfuerzos que generan pequeños movimientos en un

medio. Las ondas sísmicas pueden pensarse como señales analíticas que poseen una parte real y otra parte imaginaria, de la cual solo la parte real es detectada y visualizada. Esto es equivalente a un fasor dependiente del tiempo y de esta forma se puede analizarla traza sísmica  $g(t)$  como:

$$g(t) * R(t) \cos \theta(t) \quad (12)$$

Donde,  $R(t)$  es la envolvente de la traza sísmica y  $\theta(t)$  es su fase.

**3.1.1 Ondas P.** Son las más importantes en exploración sísmológica, son también conocidas como ondas longitudinales, primarias u ondas compresionales, son las que se transmiten cuando las partículas del medio se desplazan en la dirección de propagación, produciendo compresiones y dilataciones en el medio.

**3.1.2 Ondas S.** También conocidas como ondas transversales, secundarias y ondas de cizalla; en este tipo de ondas las partículas del medio se desplazan perpendicularmente a la dirección de propagación, por lo que están asociadas con deformaciones del terreno del tipo de cizalla.

## 3.2 FRENTE DE ONDA

Lugar geométrico de los puntos ocupados por la onda sísmica en un mismo momento. En un medio homogéneo e isotrópico los frentes de onda son esféricos debido a que la velocidad es constante. Al trazar líneas perpendiculares al frente de onda se observara la dirección en la que viajan las ondas.

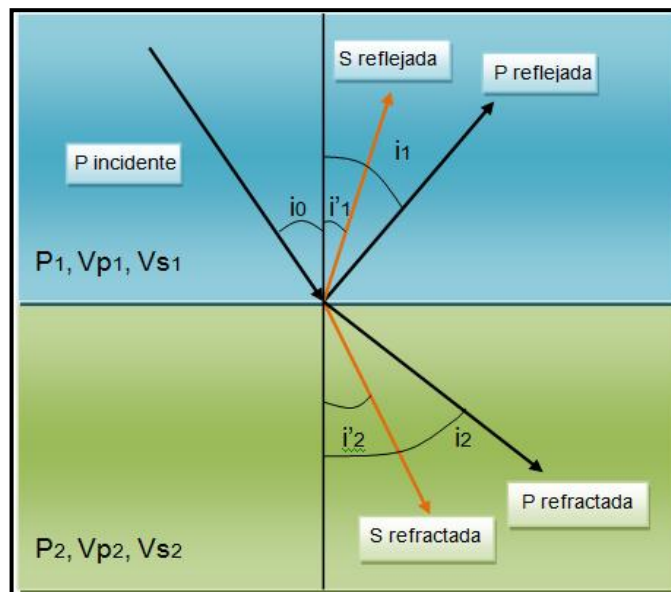
Las ondas sísmicas que viajan por el subsuelo se reflejan y se refractan siguiendo la ley de Snell. Al encontrar una onda un cambio en la propiedades elásticas del

material en el que se propaga, como en el caso de una interface entre dos capas geológicas, la cantidad de energía de las ondas incidentes se reparten entre las ondas reflejadas, las refractadas y la absorción natural del terreno, debido a los cambios en la dirección de propagación, en la velocidad y en el modo de vibración de la onda. (Figura 12).

### Ley de Snell

$$\frac{\sin i_0}{V_{p1}} = \frac{\sin i_1}{V_{p1}} = \frac{\sin i'_1}{V_{s1}} = \frac{\sin i_2}{V_{p2}} = \frac{\sin i'_2}{V_{s2}} \quad (13)$$

**Figura 12. Conversión de una onda incidente P**

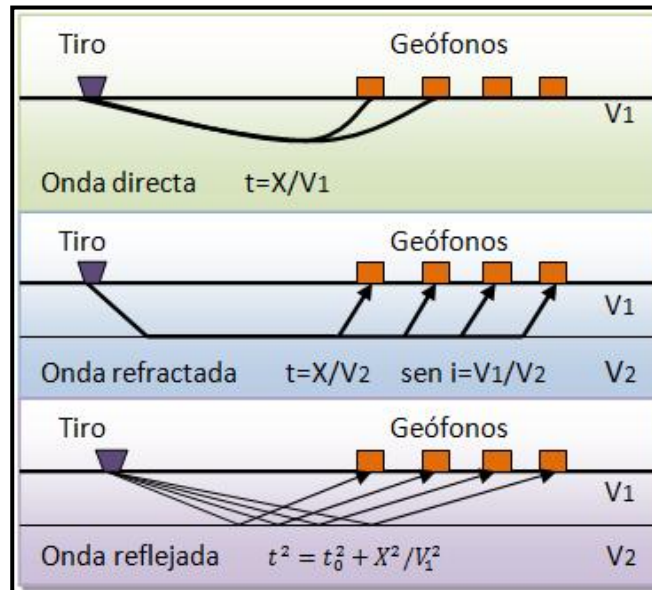


**Fuente:** Modificado. QUINTERO VALERO, Nelson. *Determinación de parámetros anisótropos en medios fracturados a escala de yacimiento con datos sísmicos de reflexión*, Tesis, 2008.

Los geófonos, situado a distancias conocidas ( $x_i$ ), registran los diferentes tiempos de llegada de cada tipo de onda ( $t_j$ ) que está caracterizada por una determinada

trayectoria. Con estos tiempos ( $t_j$ ), la geometría de los sensores ( $x_i$ ) y las ecuaciones de los rayos se calcula la distribución de las velocidades del subsuelo ( $V_1, V_2, \dots$ ). (Figura 13)

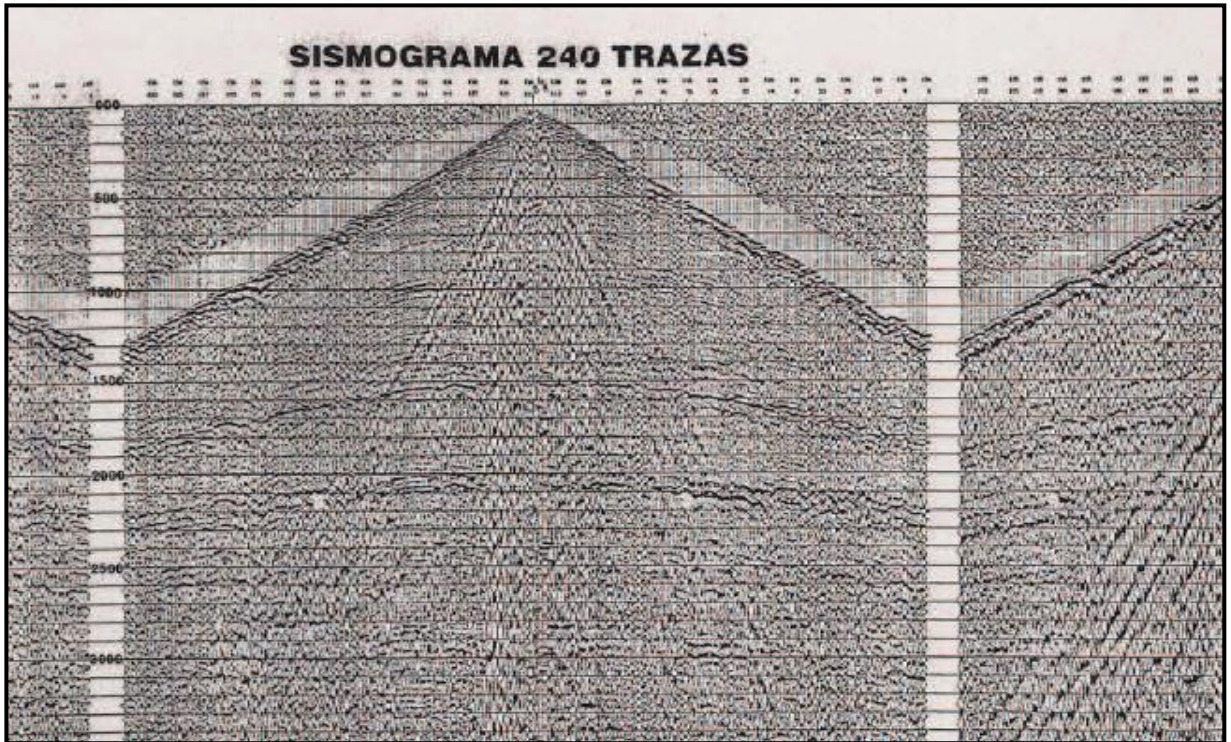
**Figura 13. Trayectoria de las ondas.**



**Fuente:** Modificado. QUINTERO VALERO, Nelson. *Determinación de parámetros anisótropos en medios fracturados a escala de yacimiento con datos sísmicos de reflexión*, Tesis, 2008.

En la Figura 14, los receptores ubicados en la superficie, las ondas reflejadas son transformadas en señales eléctricas que después de determinado tiempo, genera un registro continuo llamado traza sísmica. La representación en papel de la suma de las diferentes trazas sísmicas generada por cada punto de tiro a lo largo de una línea sísmica es denominada sección sísmica.

Figura 14. Sección Sísmica

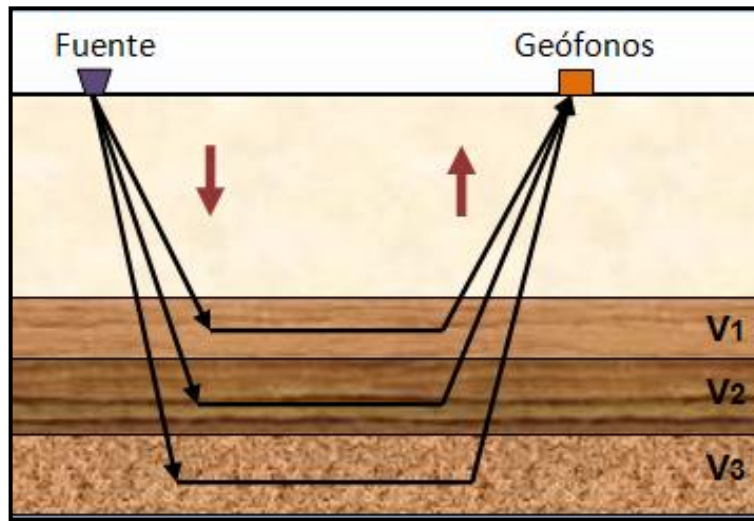


Fuente. <http://www.pdv.com>

### 3.3 SISMICA DE REFRACCION

Este método se basa en determinar los tiempos de recorrido de las ondas P refractadas críticamente en las interfaces entre las capas con diferentes propiedades físicas; fundamentalmente por contraste entre impedancias acústicas. La energía sísmica se genera mediante un impacto controlado en superficie a determinada profundidad, que se propaga en forma de onda elástica, de tal manera que una parte de la energía se refleja y permanece en el mismo medio que la energía incidente, y el resto se transmite al otro medio con un fuerte cambio en la propagación debido al efecto de la interface (refracción). De esta interacción, la sísmica de refracción solo considera las refracciones de ángulo crítico ya que son las ondas que llegan a superficie y pueden ser captadas por los geófonos.

**Figura 15. Refracción sísmica**



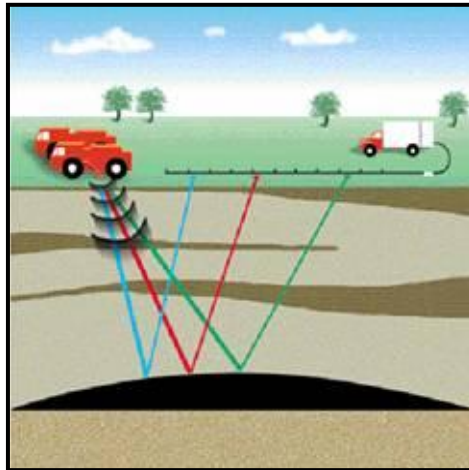
**Fuente:** Modificado. QUINTERO VALERO, Nelson. *Determinación de parámetros anisótropos en medios fracturados a escala de yacimiento con datos sísmicos de reflexión*, Tesis, 2008.

La sísmica de refracción es especialmente adecuada cuando se desean estudiar superficies de alta velocidad, ya que brinda información de velocidades y profundidades en las cuales se propagan las ondas. También es posible inspeccionar áreas más grandes más rápidamente y más económica que con reflexión.

### **3.4 SISMICA DE REFLEXION**

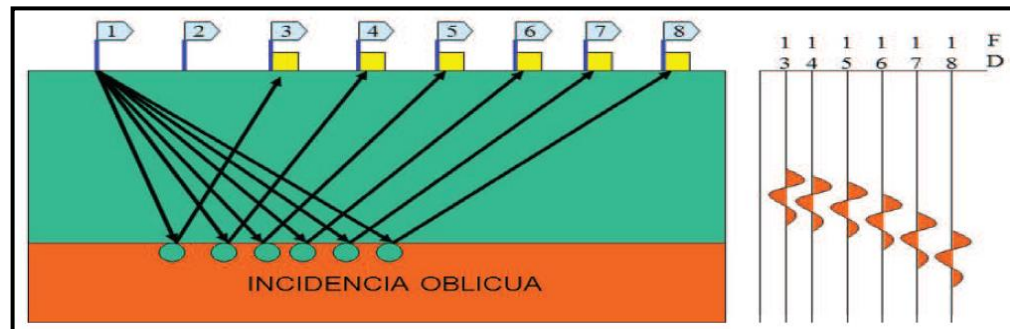
Se basa en las reflexiones del frente de ondas sísmico sobre las distintas interfaces del subsuelo. Estas interfaces (reflectores) responden, al igual que en la refracción, a contrastes de impedancia que posteriormente se relacionaran con las distintas capas geológicas. Las reflexiones son detectadas por los receptores (geófonos) que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente emisora.

Figura 16. Reflexión sísmica.



Fuente: <http://www.alipso.com>

Figura 17. Geometría del punto medio en común.



Fuente. ALZATE, John Henry y ALZATE Guillermo Arturo, *Generación de sismogramas sintéticos a partir de la ecuación de sustitución de fluidos Gassmann. Universidad Nacional de Medellín, Medellín, 2004.*

Debido a que las distancias entre la fuente y los geófonos son pequeñas respecto a la profundidad que se alcanza, se opera a ángulos cortos. El resultado es un grupo de trazas sísmicas procedentes de todos los tiros que se analizan, se procesan y luego se reordenan en conjuntos de “puntos reflectores comunes”, los cuales contienen la información de todas las reflexiones halladas. La suma de todas las trazas constituye la sección sísmica de reflexión.

### 3.5 SISMICA DE POZO

Se utiliza para conocer la velocidad de las diferentes capas y principalmente para conocer la velocidad en función de la profundidad y una de las tareas habituales que realiza un intérprete sísmico es la de volcar la información obtenida de la perforación de un pozo profundo sobre una sección sísmica de superficie. Su objetivo es obtener una relación clara entre los eventos sísmicos y geológicos. Esto le permite valerse de la sísmica de superficie para extrapolar lateralmente la información de pozo y elaborar mapas más confiables o ajustar los ya existentes.

### 3.6 AMPLITUDES SÍSMICAS

Las amplitudes sísmicas son una expresión de la impedancia acústica la cual se convolucionan con una señal en tiempo que genera la traza sísmica. La polaridad de la misma está vinculada según la convención que se desee utilizar. En general, si la impedancia es positiva, es decir, la onda viaja en un medio en donde la velocidad va en aumento, entonces la polaridad será positiva, mientras que si la impedancia es negativa (velocidad y densidad de mayor a menor) entonces la polaridad será negativa.

### 3.7 RELACIÓN ENTRE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS Y LAS VELOCIDADES

Las velocidades de onda P y S para un medio isotrópico, homogéneo y elástico en función de los módulos elásticos están dados por:

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

y

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

Dónde:

$V_p$  = Velocidad de la onda compresional. (km/s).

$V_s$  = Velocidad de la onda corte. (km/s).

$k$  = Módulo de Volumen o módulo de incompresibilidad. (GPa).

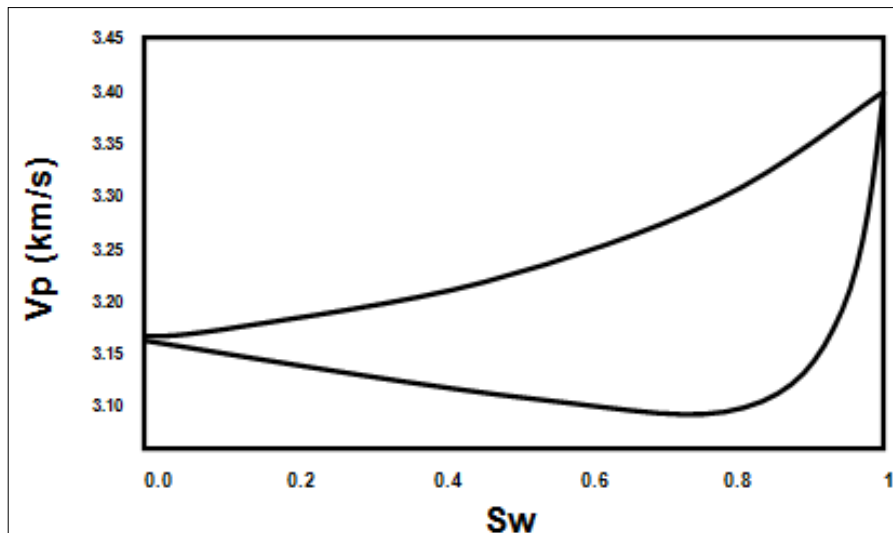
$\mu$  = Módulo de corte o rigidez de la roca. (GPa).

$\rho$  = Densidad bulk de la roca. (g/cc).

### 3.8 FACTORES QUE AFECTAN LAS VELOCIDADES SÍSMICAS

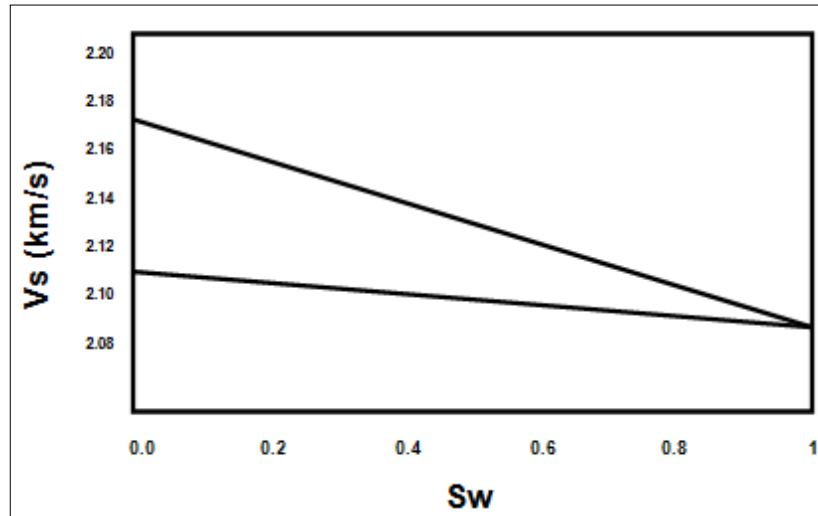
En las figuras 18 y 19 se aprecian las variaciones de velocidad en función de la saturación de agua, gas y petróleo. La disminución que sufre la velocidad de las ondas P cuando el rango de saturación de agua está entre 0% y 85% se debe a que el módulo volumétrico del fluido no varía apreciablemente, mientras que la densidad puede aumentar a medida que se incrementa la saturación de agua.

Figura 18. Velocidad de Onda P en función de la saturación.



**Fuente.** BAUTISTA, Oscar y MEJIA, Yuliana. Metodología para la identificación del efecto de las propiedades petrofísicas en la respuesta sísmica, apoyado en registros de pozo, muestras de campo y pruebas de laboratorio en un medio no ideal. Tesis, Bucaramanga, 2011.

**Figura 19. Velocidad de Cizalla en función de la saturación.**



**Fuente.** BAUTISTA, Oscar y MEJIA, Yuliana. *Metodología para la identificación del efecto de las propiedades petrofísicas en la respuesta sísmica, apoyado en registros de pozo, muestras de campo y pruebas de laboratorio en un medio no ideal. Tesis, Bucaramanga, 2011.*

Por encima del 85% de saturación de agua el módulo volumétrico cambia significativamente y por lo tanto se refleja como un aumento apreciable en la velocidad de las ondas P.

Como el módulo de cizalla no se ve afectado por la saturación de agua, la densidad de la roca es la variable que produce este comportamiento. Un factor importante que influye sobre la velocidad de las ondas P es la compresibilidad de fluido y de poro. Las rocas saturadas con fluidos menos compresibles muestran mayor impedancia y velocidad de las ondas P. En rocas con poros menos compresibles, el fluido tiene un efecto menor que en rocas con poros más compresibles.

Las velocidades sísmicas están estrechamente vinculadas a las propiedades de la roca. Diversos factores intrínsecos de las rocas afectan el fenómeno de propagación de ondas sísmicas tales como, la edad, consolidación, compactación,

cementación, textura, densidad, anisotropía, fracturas, porosidad, litología, forma del poro, viscosidad, composición y tipo de fluido, saturación, y condiciones de yacimiento tales como temperatura y presión. De todos los elementos anteriormente mencionados, principalmente existen dos variables, fluido y saturación, que afectan a las propiedades elásticas de la roca y en consecuencia las velocidades de transmisión de forma considerable.

### **3.9 SISMOGRAMA SINTETICO**

El sismograma es una de las muchas formas de modelar para predecir la respuesta sísmica de la tierra. Consiste de una traza sísmica artificial a lo largo del pozo, que se obtiene mediante la convolución de una ondícula, previamente seleccionada, con la serie de coeficientes de reflexión derivados del perfil sónico y densidad.

Otra definición utilizada por los intérpretes sísmicos es que el sintético, como comúnmente se denomina, es un modelo unidimensional de energía acústica que se propaga a través de los estratos de la tierra. Se pueden comparar estratos definidos o realizar la correlación de algún punto escogido en un registro de pozo con las reflexiones importantes de una sección sísmica. La calidad de la correspondencia en el sismograma sintético dependerá de cuan bueno es el registro de pozo, el procesamiento de los datos y la habilidad para extraer una ondícula representativa de la data sísmica, entre otros factores.

### **3.10 GENERACIÓN DE SISMOGRAMAS**

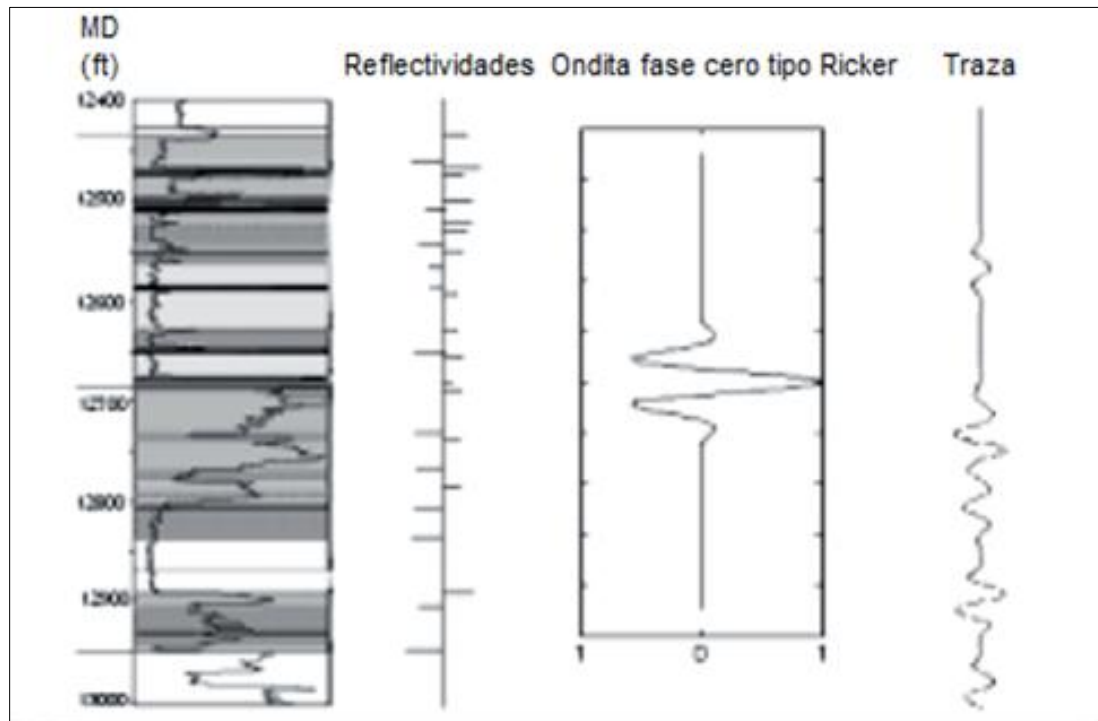
Para un medio poroso de propiedades conocidas de litología, saturación, presión y temperatura, es posible calcular la velocidad a la que se propagan las ondas sísmicas en dicho medio, y por ende también, se pueden calcular la impedancia acústica, definida como:

$$Z = \rho V \quad (16)$$

Al suponer rayos de incidencia perpendicular a la interface, el coeficiente de reflexión R, se puede calcular como:

$$R = \frac{(Z_2 - Z_1)}{(Z_2 + Z_1)} \quad (17)$$

**Figura 20. Efecto de la perturbación sísmica.**



**Fuente.** ALZATE, John Henry y ALZATE Guillermo Arturo, Generación de sismogramas sintéticos a partir de la ecuación de sustitución de fluidos Gassmann. Universidad Nacional de Medellín, Medellín, 2004.

Según la figura 20 para el cálculo del coeficiente de reflexión para cada una de las interfaces, el modelo físico, permite obtener el vector de reflectividades, el cual

representa el contraste acústico a lo largo de todas las unidades que conforman el modelo físico. La respuesta de esta serie de reflectividades al paso de una ondita sísmica se conoce como traza sísmica.

Si  $R(t)$  es la función que describe la serie de reflectividades y  $w(t)$  la función que representa la ondita; la convolución de  $R$  y  $w$  se define como:

$$R(t) * w(t) = \int_{-\infty}^{\infty} R(u)w(t - u)du \quad (18)$$

En el espacio discreto, el equivalente de la ecuación (19) es:

$$R(t) * w(t) = \sum_{u=-\infty}^{\infty} R_u w_{t-u} , \quad t = \dots, -1, 0, 1, \dots \quad (19)$$

## 4. MODELOS TEÓRICOS IMPLEMENTADOS

Los fundamentos teóricos en los que se basa esta investigación se pueden dividir y diferenciar en tres grandes ramas: La geomecánica acoplada con el flujo de fluidos, la física de las rocas y la sísmica todas sujetas a la simulación numérica. A continuación se muestra una breve revisión de los fundamentos utilizados en el desarrollo del trabajo.

### 4.1 TEORÍA DE POROELASTICIDAD LINEAL DE BIOT

Es la base teórica para la simulación de la compactación de yacimientos en el medio poro elástico, usada para describir el comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas en el yacimiento. Con las siguientes suposiciones:

- ✓ Se considera flujo de fluidos a través de un medio poroso.
- ✓ El medio es continuo.
- ✓ El sólido y el fluido están totalmente conectados.

#### ► Ecuaciones para el Medio Poroso.

Relación deformación - esfuerzo.

$$2G \left( \varepsilon_v - \frac{B}{3} \zeta \delta_v \right) = \sigma_v - \frac{V_u}{1+V_u} \sigma_{kk} \delta_v \quad (20)$$

Relación esfuerzo - deformación.

$$\sigma_v = 2G \varepsilon_v + \frac{2GV_u}{1-2V_u} \varepsilon \delta_v - \alpha M \zeta \delta_v \quad (21)$$

► **Ecuaciones para el fluido en el Medio Poroso.**

$$2G\zeta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1+\nu} \left( \sigma_{kk} + \frac{3}{B}p \right) \quad (22)$$

$$p = M(\zeta - \alpha\varepsilon) \quad (22.1)$$

Dónde:

$$B = \frac{3(V_u - V)}{\alpha(1-2\nu)(1+V_n)} \quad (22.2)$$

$$M = \frac{2G(V_n - V)}{\alpha^2(1-2\nu)(1-2V_u)} \quad (22.3)$$

$P$ : Presión de poro (término de acoplamiento)

$\xi$ : Deformación (término de acoplamiento)

$G$ : Módulo de corte de la roca seca

$\alpha$ : Coeficiente de Biot

$\nu$ : Relación de Poisson para drenaje

$\nu u$ : Relación de Poisson para no drenaje

## 4.2 MODELO DE BIOT – GASSMANN

La ecuación de Gassmann, desarrollada desde 1951, posibilita el cálculo del cambio en la velocidad de propagación de las ondas compresionales y de cizalla cuando cambian las propiedades del fluido saturante o las propiedades de la roca misma como resultado del cambio en estado de esfuerzos, por medio de la relación entre el módulo de volumen de una roca seca y el módulo de volumen de una roca saturada y viceversa.

En el modelado de la respuesta acústica de un yacimiento a través de la definición de un modelo petroelástico, existe la necesidad de estimar las velocidades sísmicas de las rocas con un fluido que no corresponde al volumen que inicialmente estaba en la roca.

Este es el problema de la sustitución de fluidos, el cual es el problema de la física de las rocas para entender y predecir como la velocidad sísmica y la impedancia dependen de los fluidos en los poros.

La relación de Gassman se centra en el estudio de la sustitución de los fluidos, que predice como los módulos de la roca puede variar con el cambio de los fluidos en la roca. Dos efectos del fluido deben ser considerados en este problema: la variación de la densidad del volumen de la roca y el cambio de la compresibilidad de la roca.

La compresibilidad de una roca seca puede ser considerada genéricamente como la suma de la compresibilidad del mineral y una compresibilidad extra, debido al espacio poroso.

$$\frac{1}{K_{\text{dry}}} = \frac{1}{K_m} + \frac{\phi}{K_\phi} \quad (23)$$

Donde:

$K_{\text{dry}}$ : módulo de volumen de la roca seca

$K_m$ : módulo de volumen del mineral

$K_\phi$ : rigidez del espacio poroso

$\phi$ : porosidad.

La rigidez del espacio poroso esta dado por:

$$\frac{1}{K_\phi} = \frac{1}{V_{\text{poro}}} * \frac{\partial V_{\text{poro}}}{\partial \sigma} \quad (24)$$

Donde  $V_{poro}$  es el volumen poroso y  $\sigma$  es el incremento de la presión hidrostática de confinamiento debido a la propagación en el medio poroso. Las rocas pseudo consolidadas, con micro fracturas y bajas presiones efectivas son, de forma general, compresivas y tienen un pequeño  $K\phi$ .

Las rocas rígidas que están bien cementadas, con pocas fracturas o altas presiones efectivas, tiene un grande  $K\phi$ . Debido a estos incrementos en la presión hidrostática, es generado un aumento en la presión en poro que resiste a la compresión y aumenta la rigidez de la roca.

La teoría de baja frecuencia de Gassmann (1951) – Biot (1956) predice el resultado en el módulo efectivo,  $K_{sat}$  de la roca saturada a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_0 - K_{fl})} \quad (25)$$

Dónde:

$K_{sat}$ : Módulo de volumen de la roca saturada en GPa

$K_{dry}$ : Módulo de volumen de la roca seca en GPa

$K_0$ : Módulo de volumen de los minerales que conforman la matriz en GPa

$K_{fl}$ : Módulo de volumen del fluido contenido en los poros en GPa

$\phi$ : Porosidad.

La ecuación de Gassmann predice con exactitud la velocidad de propagación de ondas en el rango de 0 – 100 Hz; y facilita por ende la generación de los sismogramas sintéticos.

Gassmann corresponde a un modelo matemático que busca analizar el comportamiento de la roca a partir de los diferentes escenarios de saturación fluidos, asumiendo que:

- ✓ La roca a analizar debe ser homogénea e isotrópica.
- ✓ La porosidad debe ser 100% efectiva
- ✓ Los módulos elásticos de los distintos constituyentes deben ser iguales o lo suficientemente cercanos para que generen un buen ajuste.
- ✓ La roca debe estar totalmente saturada.
- ✓ La presión debe ser constante en la extensión total de la muestra.

#### **4.2.1 Consideraciones de la ecuación de Gassmann.**

1) La ecuación de Gassmann es una aproximación de bajas frecuencias, lo que implica que los fluidos dentro del espacio poroso van a tener suficiente tiempo como para eliminar los gradientes de presión de poros inducido por la onda sísmica.

2) El espacio poroso es isotrópico y la roca que lo conforma es homogénea. Se asume que la longitud de onda es grande comparada con el tamaño de los granos y los poros.

3) Todos los poros están comunicados o interconectados, lo que implica una alta porosidad y permeabilidad. Esto asegura un completo equilibrio del flujo de fluido de poro; por consiguiente la interconectividad del poro es relativa a la longitud de onda o a la frecuencia.

4) Supone que los poros están llenos de fluidos sin fricción; esto implica que la viscosidad es cero.

5) El sistema roca-fluido bajo estudio es cerrado. Esta es la clave para calcular el efecto de los cambios del fluido de poro en las propiedades sísmicas, ya que si el sistema es abierto, los cambios en propiedades sísmicas debido a cambios en los fluidos de poro sólo serán debidos a los cambios de densidad del fluido.

6) El fluido poroso no interactúa con el sólido de modo que pueda suavizar o endurecer la estructura de la roca, eliminando así algún efecto de interacciones químicas/físicas entre la matriz de la roca y el fluido de poro.

**4.2.2 Restricciones de la ecuación de Gassmann.** El modelo de Gassmann resulta de los múltiples intentos por predecir la velocidad de propagación de las ondas en el medio poroso. Se han desarrollado modelos isótropos donde los que muestran mejores resultados son los que consideran, como este, las propiedades de la roca y los fluidos despreciando la forma y geometría de los poros.

Las ecuaciones de Gassmann son estrictamente validas a frecuencia cero pero funcionan bien para frecuencias bajas, como las presentes en la sísmica, de tal modo que las presiones de poro se vuelven iguales sobre una escala de longitud más grande que la dimensión de los poros y mucho más pequeño que la longitud de la onda sísmica que atraviesa la roca. El modelo considera poros totalmente conectados y fluidos móviles, por lo que puede presentar problemas y resultados poco confiables al aplicarse a rocas carbonatadas o con baja porosidad y arenas arcillosas.

La variación en los distintos minerales que constituyen un yacimiento, además de los cambios que estos sufren debido a diferentes condiciones de confinamiento hacen que los módulos elásticos de cada mineral no converjan en determinados valores, por lo contrario cada uno de estos presenta valores muy diferentes, lo que

quebrantaría de manera reiterada esta condición del modelo de Gassman. (Smith et al.).

En lo referente a esta condición enunciada, puede llegar a manejarse adecuadamente en sistemas saturados con un único fluido o en aquellos donde coexistan más de un fluido pero con una interface bien definida. En aquellos donde exista más de un fluido saturante y por sus características se produzca una zona de transición y no una interface bien definida, podría llegar a generar variaciones en la presión.

A altos niveles de compactación la roca se torna más rígida, por ende su deformación volumétrica ante esfuerzos compresivos va a ser menor, lo cual acarrea que el diferencial que se busca estudiar entre la roca saturada y la que no lo está, sea muy pequeño o quizás tienda a ser un valor nulo, por lo que ésta herramienta sería poco eficiente bajo estas condiciones.

Este modelo presenta deficiencias cuando los niveles de porosidad efectiva tiende a 0, lo cual impide el flujo de fluidos. Sin embargo, el modelo presenta situaciones para las cuales sería adecuado su uso, debido a que las condiciones podrían ser similares a algunas de las condiciones necesarias, dichas situaciones podrían ser amarradas a la profundidad donde se localice el objeto de estudio, ya que este parámetro incide de manera directa en los niveles de compactación, porosidad, permeabilidad, entre muchos otros.

## **5. METODOLOGIA IMPLEMENTADA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO**

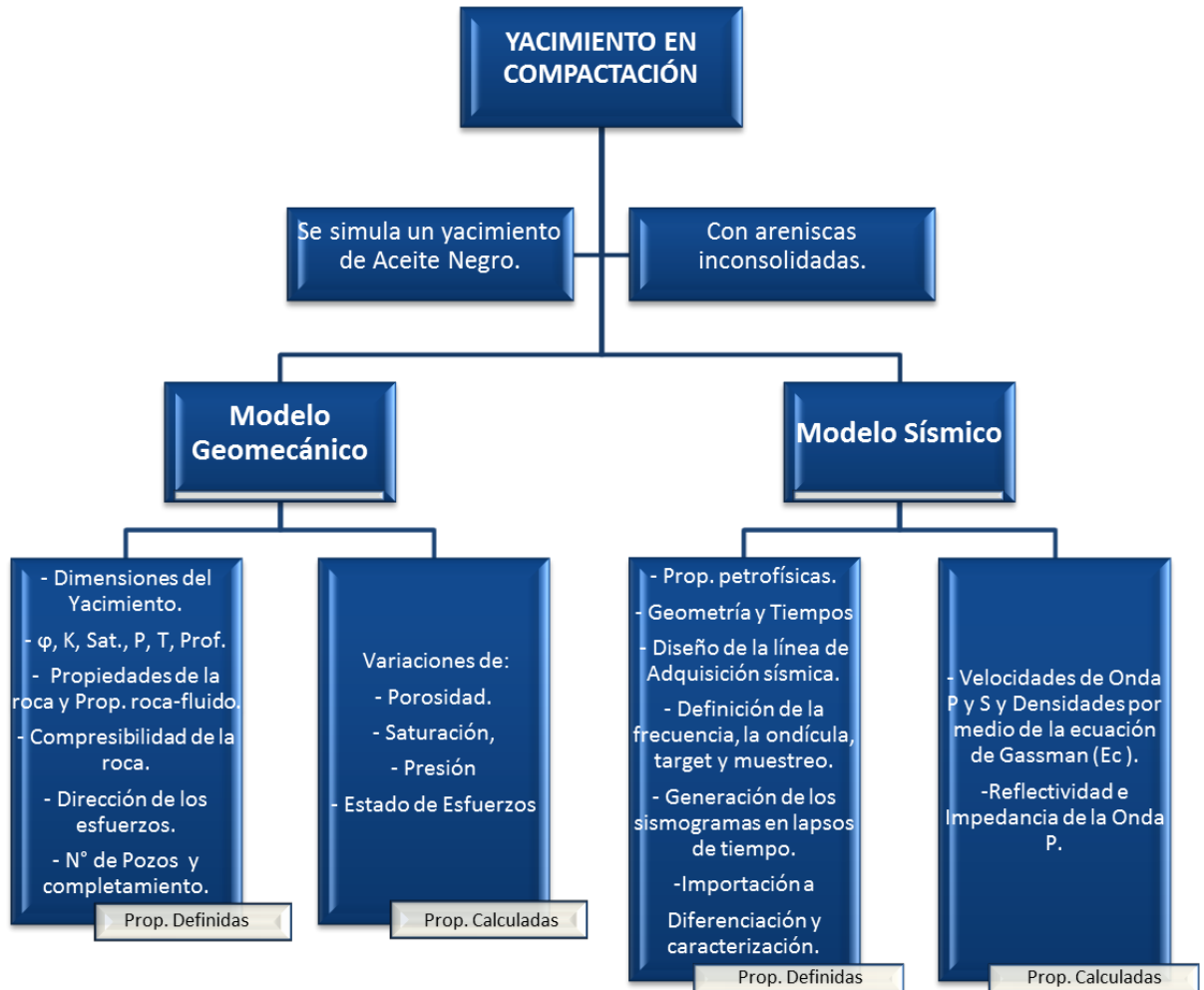
La producción del yacimiento involucra fenómenos como la compactación y cambios en las velocidades sísmicas. Sin embargo, la compactación de yacimientos y la sísmica se han venido tratando como áreas técnicas por separado, la conformada por la geomecánica y la conformada por la sísmica. Por tal razón se pretende desarrollar una metodología a través del acoplamiento sísmico y geomecánico para la predicción de la compactación, por medio de la cual serán detectados cambios tanto en saturación como en porosidad, lo cual constituye un gran avance en los estudios sobre la compactación de yacimientos.

Esta metodología pretende integrar la geomecánica y la sísmica aplicada a un modelo conceptual, teniendo en consideración las propiedades dinámicas y estáticas del yacimiento para explorar los efectos de la compactación, donde está hace referencia al efecto "estático", y la disminución de la velocidad al efecto "dinámico" en el yacimiento.

El estudio sísmico será útil para predecir los efectos en lapsos de tiempo de los cambios inducidos por los esfuerzos sobre las velocidades sísmicas.

Para el desarrollo de la metodología se tienen en cuenta las siguientes etapas:

Figura 21. Flujo de Trabajo implementado en la Metodología.



La primera etapa consiste en el diseño del modelo geomecánico a partir de la geología y las propiedades iniciales del yacimiento como la porosidad, permeabilidad, composición, y presión, en esta etapa se evalúan los cambios ocurridos en el yacimiento, el modelamiento geomecánico se elabora con la herramienta ECLIPSE 300.

*Nota: El diagrama es mostrado para el yacimiento en compactación, la diferencia entre los dos modelos es la asignación del Módulo de Young, relación de Poisson, constante de Biot y  $\rho(\text{roca})$ .*

La segunda etapa consiste en la generación de los sismogramas con ayuda del Software SeisRoX, el cual tiene en cuenta el efecto de la tensión media efectiva y el efecto de los cambios de las propiedades del yacimiento en las velocidades sísmicas, lo cual es considerado por la relación *Biot-Gassmann*. Las propiedades petro-elásticas del yacimiento son diferenciadas para los tiempos definidos, para identificar sobre los sismogramas la compactación, mediante la variación de las propiedades en el yacimiento.

El desarrollo de estas dos etapas se encuentran descritas en las siguientes dos capítulos (capítulo 6 y 7), donde se explicará paso a paso el procedimiento a realizar y las características y propiedades que debe tener un yacimiento para la aplicación de esta metodología para poder evidenciar en la respuesta sísmica los cambios que sufre el yacimiento. Simultáneamente se plasma un modelo base, y llegar a la evaluación cualitativa de los cambios que sufre el yacimiento y lo evidentes que son en los sismogramas.

## 6. MODELAMIENTO GEOMECÁNICO

El análisis del yacimiento mecánicamente dinámico donde las unidades de volumen se compactan, requiere técnicas de modelado apropiadas para reproducir el comportamiento del volumen poroso.

El modelamiento de la deformación y esfuerzos inducidos por la explotación del yacimiento se realiza por medio del simulador ECLIPSE 300, el cual implementa la teoría de la poroelasticidad presentada por Biot. Aquí se evalúa la contribución de la deformación de la roca al flujo de fluido, por lo tanto, cualquier variación de la presión de poro se debe o a la deformación de la roca o la masa del fluido. Esto permite modelar las distribuciones de tensiones y la presión a lo largo de la estructura geológica durante la producción.

### 6.1 DESCRIPCIÓN SOFTWARE DE MODELAMIENTO– ECLIPSE 300

Para simular el proceso reversible de la compactación de la formación debido a la caída de presión en la depleción primaria se modela el efecto de la compactación sobre el flujo de fluidos debido al cambio de la porosidad en el volumen poroso se utiliza ECLIPSE 300.

La sección Geomecánica de este simulador de procesos para yacimientos de aceite negro que emplea las ecuaciones de Peng Robinson, tiene la capacidad para simular procesos de compactación, además de modelar el flujo de fluidos teniendo en cuenta la relación existente entre los esfuerzos, la permeabilidad y la constante de Biot.

Consideraciones para el cálculo de esfuerzos acoplado al flujo de fluidos:

- ✓ El esfuerzo, la tracción y el desplazamiento de las condiciones limite pueden ser puestas sobre superficies tanto internas como externas.
- ✓ Usa el mismo grid tanto para el cálculo de esfuerzos como para el cálculo de flujo de fluidos.
- ✓ Los parámetros de la función plástica y la permeabilidad / constante de Biot vs las tablas de esfuerzo son asignados en las regiones del grid definidas por el usuario. El usuario controla el número de regiones y la definición de estas regiones dentro del grid.

**6.1.1 Ecuaciones Elásticas de Esfuerzos.** Las ecuaciones de balance de momentum para la roca en estado estable en las direcciones x, y y z usadas por el simulador pueden ser escritas así:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} = 0 \quad (26)$$

$$\frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} = 0 \quad (27)$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + rg = 0 \quad (28)$$

Donde r es la densidad de la roca o una combinación de la densidad de la roca y del yacimiento, y g es la constante gravitacional.

Los esfuerzos elásticos normales  $\sigma$  y los esfuerzos de corte  $\tau$  se pueden expresar en términos de tensión,  $\varepsilon$  y  $\gamma$ , así:

$$\sigma_x = 2G\varepsilon_x + \lambda(\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z) - \alpha P - (2G + 3\lambda)\alpha_T(T - T_r) \quad (29)$$

$$\sigma_y = 2G\varepsilon_y + \lambda(\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z) - \alpha P - (2G + 3\lambda)\alpha_T(T - T_r) \quad (30)$$

$$\sigma_z = 2G\varepsilon_z + \lambda(\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z) - \alpha P - (2G + 3\lambda)\alpha_T(T - T_r) \quad (31)$$

$$\tau_{xy} = G\gamma_{xy} \quad (32)$$

$$\tau_{yz} = G\gamma_{yz} \quad (33)$$

$$\tau_{zx} = G\gamma_{zx} \quad (34)$$

Nótese que los esfuerzos definidos en la ecuación de  $\sigma_z$  incluye la presión de poro y la constante de Biot  $y$ , por lo tanto, los esfuerzos totales. Las constantes  $G$  (Módulo de corte), y  $\lambda$  son las constantes de Lamé. Estas son funciones del módulo de Young,  $E$ , y la relación de Poisson,  $\nu$ . en particular:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (35)$$

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1 - 2\nu)(1 + \nu)} \quad (36)$$

Las deformaciones  $\epsilon_{x,y,z}$  están definidas en términos de los desplazamientos en las direcciones  $x, y, z$ , a saber  $u, v$  y  $w$  por lo tanto

$$\epsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x} \quad (37)$$

$$\epsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y} \quad (38)$$

$$\epsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (39)$$

$$\gamma_{xy} = \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \quad (40)$$

$$\gamma_{yz} = \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \quad (41)$$

$$\gamma_{zx} = \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \quad (42)$$

**6.1.2 Conservación del volumen de roca y ecuaciones de balance de volumen.** Por default, en la relación esfuerzo - porosidad se conserva el volumen de roca en el grid:

$$V^{n+1}(1 - \phi^{n+1}) = V^n(1 - \phi^n) \quad (43)$$

Dónde:

V = Volumen del Grid Block

$\Phi$  = Porosidad.

**6.1.3 Interacción Roca – Fluido.** El esfuerzo es calculado así:

$$\sigma_T = \sigma_{eff} - \alpha P \quad (44)$$

Dónde:

$\sigma_T$ : es el esfuerzo total.

$\sigma_{eff}$ : es el esfuerzo efectivo de la roca.

$\sigma$ : Constante de Biot

P: Presión de poro (fluido).

## **6.2 METODOLOGIA Y DESCRIPCION DEL MODELO DESARROLLADO.**

Para hacer una evaluación cualitativa de la respuesta de las simulaciones y los sismogramas, es necesario crear dos modelos, los cuales representen el mismo yacimiento, con las mismas propiedades y geometría, la única diferencia es el módulo geomecánico que representa la compactación contenida en una de las datas.

A continuación se muestra el paso a paso del diseño del modelo geomecánico donde se describen las características del yacimiento, finalmente se muestra un screening el cual resume el estudio realizado y plantea los parámetros necesarios

para un yacimiento donde es factible aplicar la metodología, que evidencie los cambios a causa de la compactación.

**6.2.1 Geometría del yacimiento.** Lo primero que se debe definir a la hora de crear el modelo son las dimensiones del yacimiento. Inicialmente se realizaron pruebas con espesores menores a 30 ft por estrato; al observar los cambios en los sismogramas, se notó que el yacimiento, el cual contaba con 5 estratos, en los sismogramas se veía como un solo estrato, además se obtenía una sola ondícula como respuesta a la reflexión. A partir de esto, se realizaron más pruebas y ajustes a los espesores de los estratos, encontrando que para espesores mayores a 50 ft por estrato, la respuesta sísmica mejoraba permitiendo la visualización completa y detallada del yacimiento.

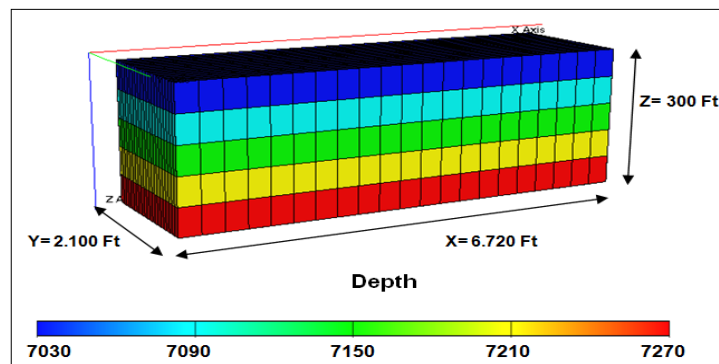
Basado en lo anterior, la malla del yacimiento modelado tiene las siguientes dimensiones:

320ft de longitud por celda en la dirección X, 21 bloques.

100ft de longitud por celda en la dirección Y, 21 bloques.

60 ft de longitud por celda en la dirección Z, 5 bloques.

**Figura 22. Malla Modelo de Compactación**



### 6.2.2 Presión y Temperatura.

La presión depende del yacimiento que se esté modelando, el requisito para que la metodología generada muestre los cambios deseados, es que el yacimiento presente reducción en la presión a causa de la producción.

En cuanto a la temperatura, este es un parámetro que no altera los resultados debido a que se busca evidenciar cambios en el yacimiento producto de la compactación, y no se está modelando el comportamiento térmico.

**Tabla 1. Presión y temperatura del yacimiento**

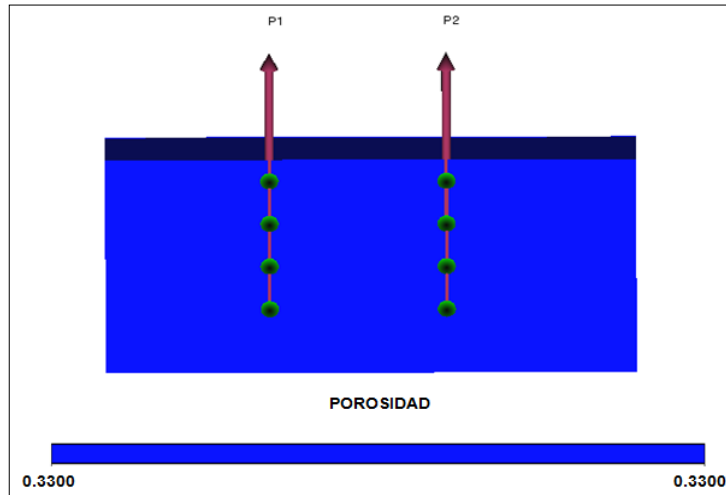
<b>Presión</b>	4536.988	Psia
<b>Temperatura</b>	160	°F
<b>Profundidad</b>	7000	ft

**6.2.3 Distribución de la Porosidad.** Al estar simulando la compactación de un yacimiento, la porosidad es uno de los parámetros que más influyen en la respuesta de este fenómeno geomecánico. El esfuerzo de la roca y su efecto sobre la porosidad y la permeabilidad son importantes en el proceso de la simulación donde la producción de fluidos causa un aumento significativo de los esfuerzos efectivos dentro del yacimiento.

Después de realizar análisis de sensibilidad y de evidenciar las respuestas sísmicas con distintos valores de porosidad, se define que para poder aplicar la metodología y obtener diferencias, el yacimiento debe tener una porosidad mayor al 25%.

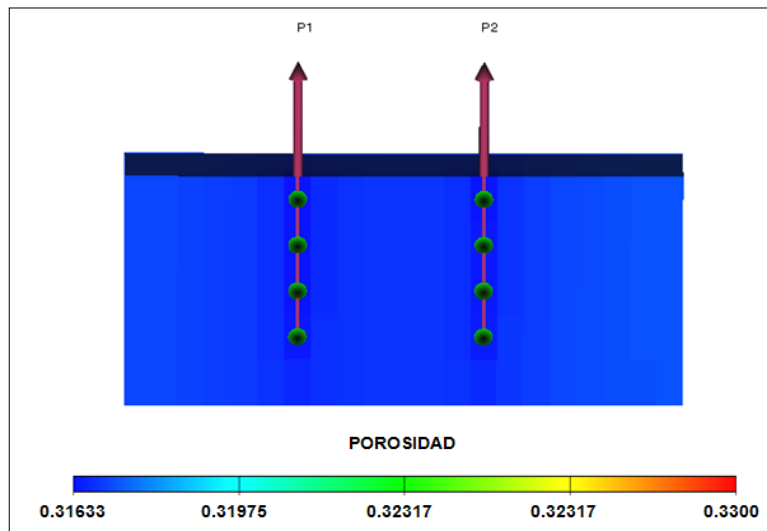
Para el modelo base que se está desarrollando, la simulación del modelo sin compactación, presenta una distribución de porosidad del 33%, la cual permanece constante durante todo el proceso.

**Figura 23. Porosidad modelo sin compactación transcurridos 8 años.**



El modelo simulado con el efecto de compactación, inicialmente tiene una porosidad de 33%, a medida que disminuye la presión, la porosidad varía en todo el yacimiento, alcanzando una porosidad mínima de 31,633% a los 8 años. A continuación se presentan los cortes transversales del yacimiento modelado con compactación a los 8 años. (Figura 24).

**Figura 24. Porosidad modelo con compactación transcurridos 8 años.**



**6.2.4 Permeabilidad.** El Yacimiento simulado es isotrópico, donde la permeabilidad en los ejes coordenados X y Y es de 75 mD y en Z es 7,5 mD, correspondiente al 10% de la permeabilidad horizontal. Se incluyó la keyword PERMSTAB la cual asigna los multiplicadores de permeabilidad para cada esfuerzo como función tabular de los esfuerzos de la roca.

**6.2.5 Compresibilidad.** A partir de las pruebas realizadas variando la compresibilidad, es necesario que la formación sea inconsolidada, ya que esta presenta menos resistencia a los esfuerzos compresivos que se aplican y por ende, en estas formaciones se ve más evidenciada la compactación. Por tal razón, la compresibilidad de la roca debe estar en un rango entre 1E-3 y 1E-5.

Para el modelo en desarrollo se definió una compresibilidad de  $1.2 \cdot 10^{-4}$  para una formación inconsolidada a una presión de referencia de 3600 psia.

**6.2.6 Propiedades de los Fluidos.** Los fluidos presentes en el yacimiento tienen una importante influencia en la respuesta sísmica, ya que la diferencia de densidades es uno de los parámetros que más se pueden evidenciar en los sismogramas. Además, las propiedades del fluido tienen fuerte influencia en los patrones de depleción dentro del yacimiento. Por lo general, las propiedades del fluido están en función de la composición, la temperatura, la saturación y la presión, variando espacialmente y temporalmente.

Realizando pruebas con diferentes propiedades para los fluidos y asumiendo que el modelo es para un yacimiento de aceite negro, se estipula que para encontrar respuesta sísmica respecto a los cambios de saturación, es necesario que exista un alto contraste en las densidades del material rocoso y de los fluidos presentes en el yacimiento. Por tal razón el aceite debe ser de un API mayor a 37, o en el

mejor de los casos que sea un yacimiento de gas. Además, también es necesario que la saturación del aceite o gas, sea mayor a 65%.

Por tal razón, las saturaciones de los fluidos presentes en los espacios porosos corresponden en un 78% a aceite y 22% de agua. Las densidades del agua, del aceite y del gas son las siguientes:

Agua: 62,4 lb/ft<sup>3</sup>

Aceite: 41 API

Gas: 0.06243 lb/ ft<sup>3</sup>

✓ **Aceite**

Para definir la composición del aceite, hay que tener en cuenta que es necesario que el fluido presente en el yacimiento sea liviano, para poder evidenciar el contraste de las densidades en los componentes del yacimiento (agua, aceite, gas y roca).

ECLIPSE modela y calcula las propiedades PVT del yacimiento empleando la ecuación de Peng Robinson. El fluido presente en el yacimiento se compone de:

**Tabla 2. Composición de los fluidos para el modelo.**

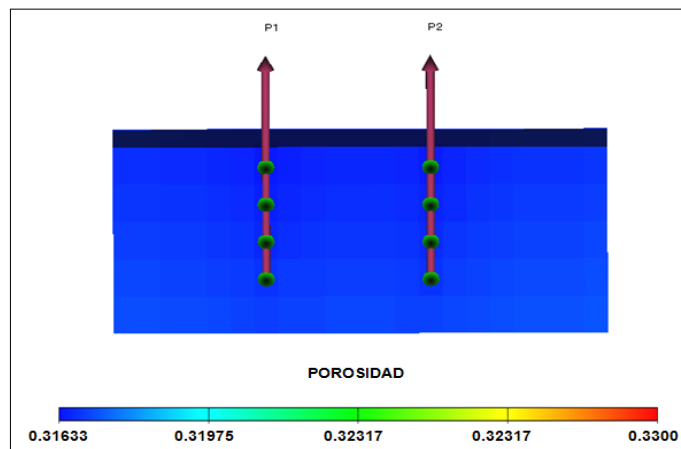
Comp.	Xi	Peso Molecular	T Crit.	P Crit.	Z Crit.	Factor Acéntrico
<b>C1</b>	0,2	16.04	343.0	667.8	0.290	0.013
<b>C3</b>	0,13	44.10	665.7	616.3	0.277	0.1524
<b>C6</b>	0,17	86.18	913.4	436.9	0.264	0.3007
<b>C10</b>	0,25	149.29	1111.8	304.0	0.257	0.4885
<b>C15</b>	0,2	206.00	1270.0	200.0	0.245	0.6500
<b>C20</b>	0,05	282.00	1380.0	162.0	0.235	0.8500

- ✓ **Agua.** El agua a una presión de referencia de 3.000 psia, tiene una compresibilidad de  $3 \cdot 10^{-6}$  1/psia, una viscosidad de 0,96 cP y un factor volumétrico de 1.00341 RB/STB.

**6.2.7 Asignación de los Pozos.** Lo importante a la hora de seleccionar el número de pozos es la producción y con ello la disminución de la presión y de la saturación in situ, ya que esas reducciones conducen a la compactación del yacimiento al cual se le aplican esfuerzos. Inicialmente se había modelado con un solo pozo, pero la disminución de la presión no era tan notoria y debido a esto la compactación no era muy pronunciada; luego trabajamos con 4 pozos, pero ya los cambios de las propiedades fueron muy bruscos. Por tal razón se decidió el uso de dos pozos, pues con ellos, los cambios de las propiedades producto de la producción se evidencia de una forma razonable y se genera la compactación.

El yacimiento cuenta con dos pozos productores de aceite, localizados en las celda (7, 11) y (14,11), coordenadas (x,y). Los dos pozos están completados en los 4 primeros intervalos como se muestra en la figura 25. La producción está controlada por el caudal de producción, el cual no debe ser menor de 5000 BI/día.

**Figura 25. Completamiento del pozo productor.**



**6.2.8 Compactación.** Respecto a las variables que definen la geomecánica y como tal el proceso de compactación, los valores dependen de que tanto se desea compactar el yacimiento. Para incluir el atributo geomecánico se activó la subkeyword GEOMECH en RUNSPEC, donde se define el análisis para el flujo de fluidos y la conservación de energía, además del cambio de esfuerzos de la roca en cada dirección del grid. La masa de la roca se conserva y los esfuerzos son calculados por diferencias finitas.

Los parámetros definidos en la keyword GRID requeridos para modelar la compactación en el yacimiento, son:

**Tabla 3. Parámetros Iniciales Compactación.**

Para el balance del esfuerzo		Para la interacción roca/fluido	
Módulo de Young	1.45*10 <sup>3</sup> Psi	Constante de Biot	0.88
Relación de Poisson	0.5		
Densidad de la roca	128 lb/ft <sup>3</sup>		

Mediante la subkeyword STRESBC perteneciente a SOLUTION se definen las condiciones del esfuerzo límite de tensión y los esfuerzos del flujo de fluidos. El esfuerzo es compresivo y es aplicado verticalmente debido a la sobrecarga, por tal razón, la coordenada hacia donde se aplica el esfuerzo es K donde el valor es negativo, indicando la compresión que sufre la roca.

---

*Nota: Referirse al apéndice para acceder a las tablas y graficas donde se muestran los valores normales para cualquiera de los parámetros que definen la compactación.*

A partir de la información ingresada al modelo, este calcula propiedades respecto a volumen poroso, volumen de la roca y volumen ocupado por cada fluido saturante, mostradas a continuación:

**Tabla 4. Otras propiedades del yacimiento.**

<b>Área</b>	14.11*10 <sup>6</sup>	Ft <sup>2</sup>
<b>Espesor</b>	300	Ft
<b>Volumen bruto</b>	753.98	MM Bls
<b>Volumen poroso</b>	248.81	MM Bls
<b>Agua original in situ</b>	54.73	MM Bls
<b>Aceite original in situ</b>	194.07	MM Bls

En resumen a la primera etapa de la metodología, para aplicar este proceso y puedan ser identificadas las variaciones en los sismogramas, las propiedades deben estar dentro del siguiente screening:

**Tabla 5. Screening del modelo geomecánico.**

<b>SCREENING DEL MODELO GEOMECANICO</b>	
<b>Espesor por estrato</b>	Mayor a 50 ft
<b>Porosidad</b>	Mayor al 25%
<b>Fluido Saturante</b>	Aceite liviano o gas
<b>Saturación de aceite o gas</b>	Mayor al 65%
<b>Gravedad API</b>	Mayor a 37°
<b>Compresibilidad de la roca</b>	Entre 1E-3 y 1E-5

## 7. MODELAMIENTO SÍSMICO

Después de la elaboración del modelo geomecánico en ECLIPSE 300, se llega a la etapa final que consiste en la generación de los sismogramas en lapsos de tiempo, donde se verán reflejadas las variables petrofísicas que revelan la compactación del yacimiento.

El seguimiento sísmico del yacimiento en proceso de compactación, requiere la formulación de un modelo petrofísico del yacimiento que permita correlacionar, de forma inequívoca, los cambios de las propiedades del yacimiento que reflejan la compactación con los cambios en los atributos sísmicos.

El efecto de la saturación en las velocidades sísmicas es considerado por la relación Biot-Gassmann y los cambios de velocidad de la sísmica son interpretados como efectos combinados de los cambios de presión y saturación<sup>4</sup>.

### 7.1 DESCRIPCIÓN SOFTWARE DE MODELAMIENTO SÍSMICO – SEISROX

Para el desarrollo del proyecto se analizan los cambios físicos (presión y fluidos) que se espera ocurran durante la explotación del yacimiento, se estudian los parámetros elásticos, las velocidades ( $V_p$  y  $V_s$ ), las impedancias y amplitudes, por medio de SeisRox.

Al modelar la respuesta del yacimiento, se incluyen todos los factores que influyen en el modelo, (propiedades del yacimiento, geometría y la sobrecarga).

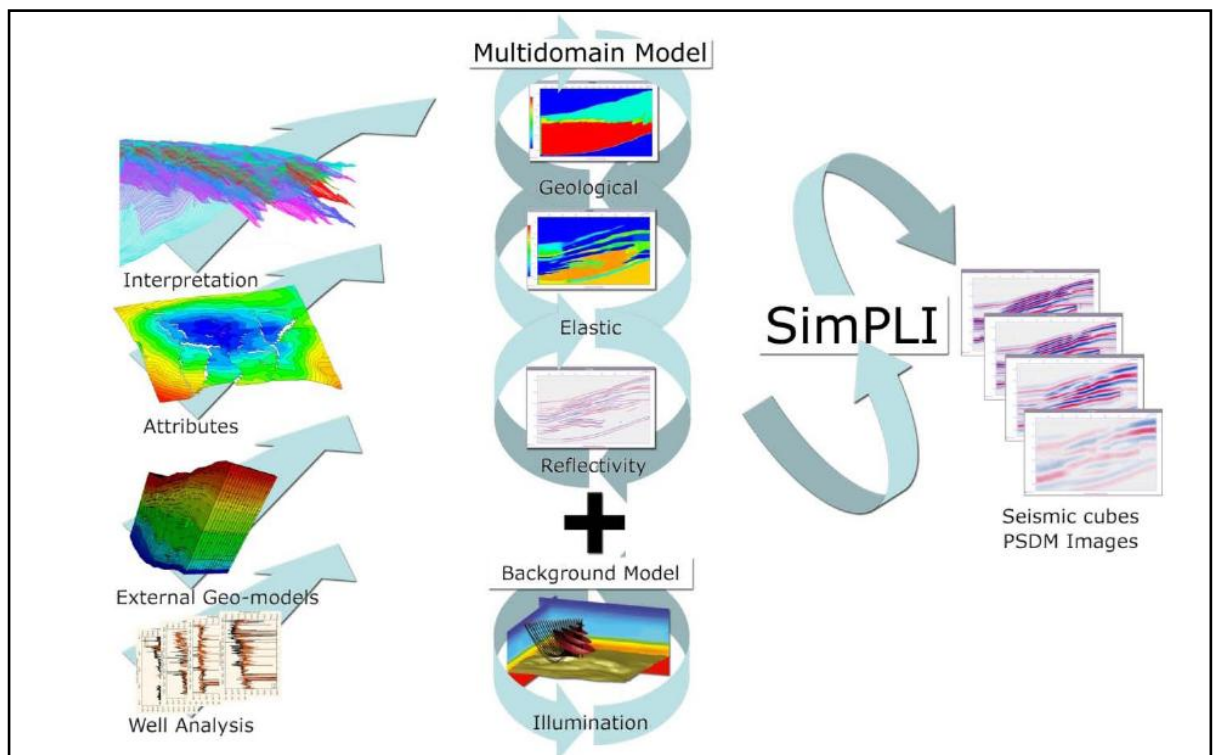
---

<sup>4</sup>S. Vidal, P. Longuemare, F Huguet y P, Mechler. Reservoir Parameters Quantification from Seismic Monitoring Integrating Geomechanics, Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP, Vol. 57. 2002. p. 555-568.

Esto permite generar los sismogramas sintéticos, para luego procesarlos y obtener una imagen PSMD.

Su respuesta es útil para estudiar la sensibilidad de la respuesta sísmica de las propiedades geológicas, sísmicas y de sobrecarga y la geometría del yacimiento. Los principales elementos de SeisRoX son:

**Figura 26. Principales elementos del modelamiento en SeisRoX.**



**Fuente.** NORSAR, Innovation AS. Seismic Modelling SeisRoX package. SeisRoX Manuals - Version 2.0 rev. 2.

- ✓ **Modelo Multi-dominio.** Describe la estructura geométrica y las propiedades físicas de la roca del modelo. Las propiedades se clasifican en tres ámbitos diferentes: el geológico, el elástico y el dominio de la reflectividad.

- ✓ **Modelo Base.** Es reportado por los efectos de la propagación de las ondas sísmicas por debajo y por encima de los reflectores, incluyendo el estudio de la geometría, la fuente y la sobrecarga.
- ✓ **Transformación de la Física de las rocas.** Predice las propiedades elásticas desde el punto de vista geológico.
- ✓ **SimPLI (Imagen antes del apilamiento local simulado).** Simula las amplitudes sísmicas limitadas por la sobrecarga y el estudio de las características del modelo base.

Las unidades con las que modela SeisRox se especifican en la siguiente tabla:

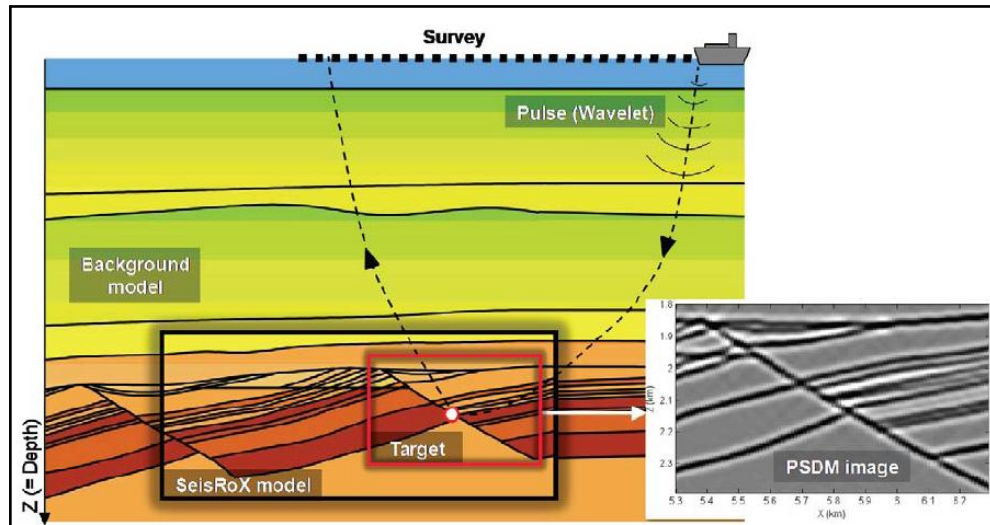
**Tabla 6. Unidades de SeisRoX**

PARAMETRO	VARIABLE	SIMBOLO	UNIDADES
Velocidad P	VP	Vp	Km/s
Velocidad S	VS	Vs	Km/s
Densidad	RHO	$\rho$	Tons/m <sup>3</sup>
Impedancia P	PIMP		Km/s* Tons/m <sup>3</sup>
Impedancia S	SIMP		Km/s* Tons/m <sup>3</sup>
Impedancia E	EIMP		Km/s* Tons/m <sup>3</sup>
Módulo de compresión	PMOD		GPa
Módulo de volumen	BULK	K	GPa
Módulo de cizalla	SHEAR	$\mu$	GPa
Porosidad	PORO	$\emptyset$	--
Relación de Poisson	PR	$\sigma$	--

**Fuente.** NORSAR, Innovation AS. Seismic Modelling SeisRoX package. SeisRoX Manuals - Version 2.0 rev. 2..

### 7.1.1 Modelos Multi-escala.

Figura 27. Modelo Multi-escala de SeisRoX.



**Fuente.** NORSAR, Innovation AS. *Seismic Modelling SeisRoX package. SeisRoX Manuals - Version 2.0 rev. 2.*

SeisRoX simula la sobrecarga y su respuesta sísmica, modelando las propiedades físicas de las rocas y el análisis de los volúmenes sísmicos. Además puede definir o importar el modelo físico de las rocas y predecir los parámetros elásticos del yacimiento.

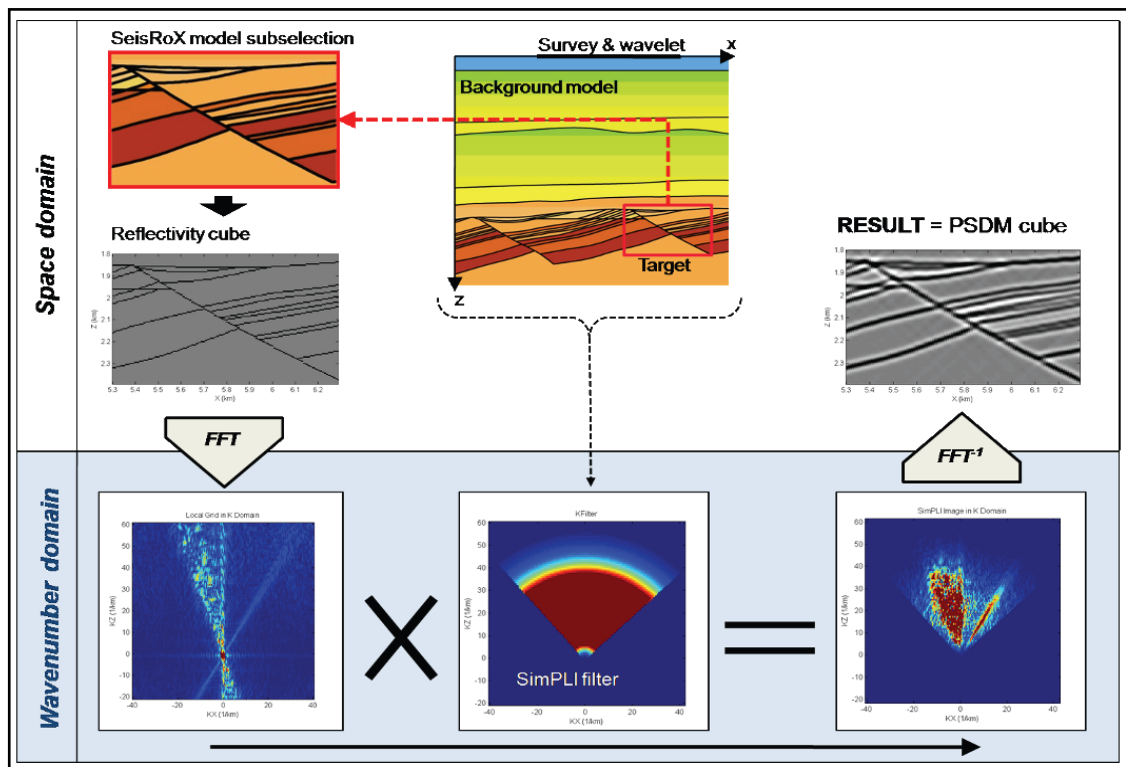
Los modelos de SeisRoX presentan tres escalas diferentes.

- ✓ **Modelo Base.** Simula la propagación de ondas desde la superficie hasta el objetivo en el subsuelo. Este se utiliza junto con el estudio sísmico para cuantificar las propiedades de iluminación del modelo.
- ✓ **Modelo SeisRox.** Modelo multi-dominio que contiene una combinación de las propiedades geológicas, elásticas y de reflectividad.

- ✓ **PSDM Target:** Es el subconjunto local del modelo SeisRox donde se van aplicar las simulaciones sísmicas.

**7.1.2 SimPLI, Simulador de la amplitud sísmica PSDM.** El método SimPLI (Imagen antes del apilamiento local simulado) es también denominado simulador PSDM. El concepto básico de SimPLI consiste en la generación del ángulo de dependencia de la reflectividad desde un modelo, el cual es filtrado en el dominio de un número de ondas por el filtro SimPLI y secuencialmente transformado al dominio de la profundidad para predecir las amplitudes PSDM del modelo.

**Figura 28. Representación esquemática del método SimPLI.**



**Fuente.** NORSAR, Innovation AS. Seismic Modelling SeisRoX package. SeisRoX Manuals - Version 2.0 rev. 2.

El filtro tiene información acerca de las ondas, el objetivo de iluminación considera el tipo de onda y los efectos de resolución 2D/3D. El grid filtrado, transformado al dominio del espacio por la transformación de Fourier y apilado por varios ángulos, proporciona la respuesta simulada PSDM.

**7.1.3 Transformación de física de las rocas.** La teoría de la física de las rocas describe la relación entre las propiedades físicas y las propiedades elásticas y sísmicas. Muchas rocas sedimentarias están compuestas de diferentes minerales y fluidos organizados de diferentes formas. Un modelo físico de las rocas contiene las propiedades de los constituyentes de cada roca (minerales, fluidos) y un modelo físico para predecir cómo sus interacciones influyen en las propiedades elásticas.

## 7.2 TEORIA DE GASSMANN USADA EN SEISROX

Para el cálculo de las propiedades elásticas de una roca, SeisRoX modela teniendo en cuenta las ecuaciones de Gassmann.

Estas ecuaciones calculan los módulos de volumen y de corte de una roca porosa con un fluido presente en el espacio poroso a partir de los módulos de volumen y de corte de la misma roca sin ningún fluido en el espacio poroso (roca seca).

$$K = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_s}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1 - \phi}{K_s} - \frac{K_{dry}}{K_s^2}}, \quad \mu = \mu_{dry} \quad (45)$$

Dónde:

$K_{dry}$ : Módulo de volumen de la roca seca.

$K_s$ : Módulo de volumen del mineral que conforma la matriz.

$\phi$ : Porosidad.

$K_f$ : Módulo de volumen del fluido contenido en los poros.

$\mu$ : Módulo de corte de la roca saturada.

$\mu_{dry}$ : Módulo de corte de la roca seca.

El módulo de volumen y el módulo de cizalla son constantes para cada mineral. En la tabla se presentan los módulos para varios minerales.

**Tabla 7. Modulo de Volumen y de Cizalla para varios minerales**

NOMBRE	PROPIEDAD SeisRoX	MODULO DE VOLUMEN (GPa)	MODULO DE CORTE (GPa)	DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )
Arena	VSAND	37	44	2
Arcilla	VSHALE	21	7	2.6
Cuarzo	VQTZ	37	44	2.65
Calcita	VCALC	76.8	32	2.71
Dolomita	VDOLO	69.4	51.6	2.88
Feldespato	VFELD	37.5	15	2.62
Caolinita	CKAOL	47.7	19.9	2.444
Ilita	VILLI	62.2	25.7	2.706
Clorita	VCHLO	127.5	84.2	2.681
Esmectita	VSMEC	9.3	6.9	2.394
Halita	VHALI	24.8	14.9	2.16
Magnetita	VMAHN	161.4	91.4	5.2

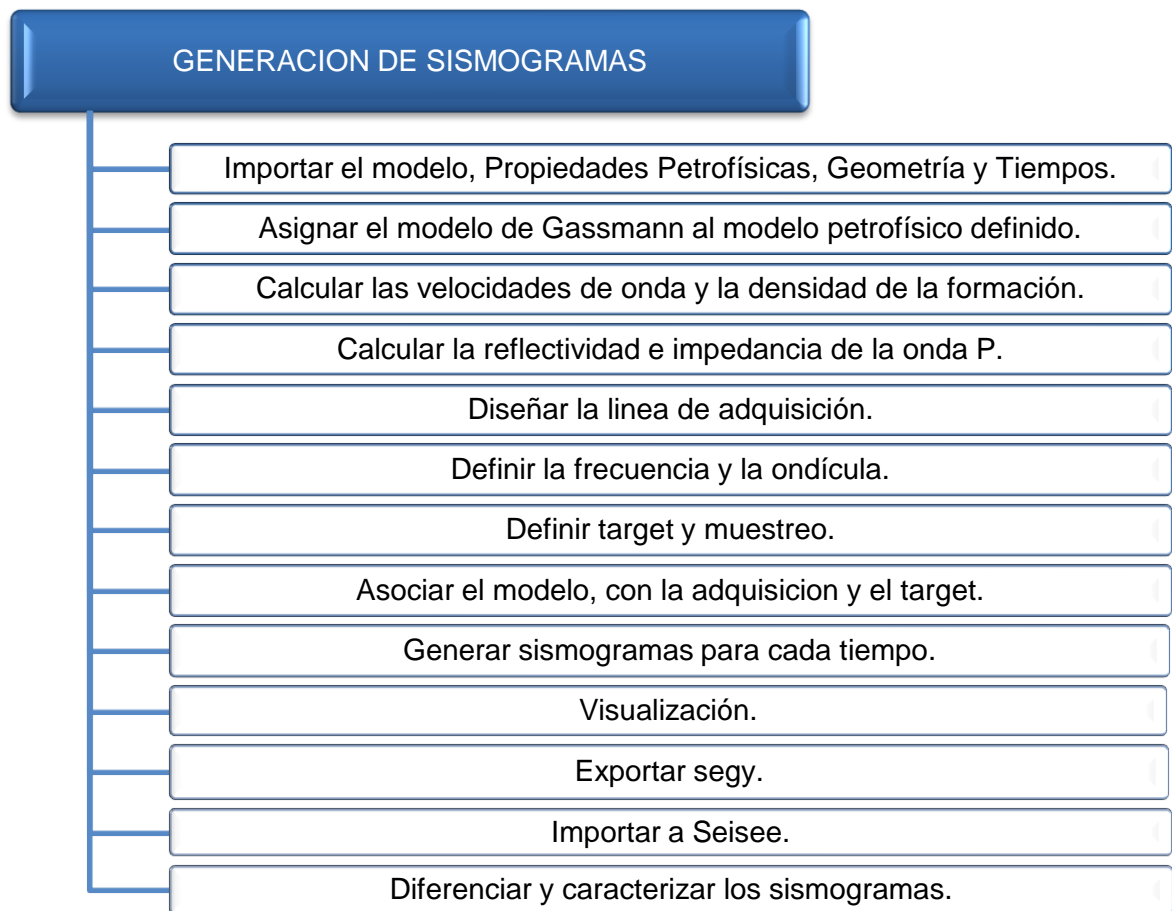
**Fuente.** NORSAR, Innovation AS. Seismic Modelling SeisRoX package. SeisRoX Manuals - Version 2.0 rev. 2.

### 7.3 GENERACIÓN DE LOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS EN LAPSOS DE TIEMPO.

La última etapa consiste en la elaboración del modelamiento sísmico en lapsos de tiempo, sobre el que se buscan obtener los cambios que afectan internamente al comportamiento mecánico de las rocas del yacimiento como la porosidad y contenido de fluidos.

A continuación se presenta la metodología desarrollada para la generación de los sismogramas y la respectiva descripción de cada una de las etapas. Al final se mostrará un screening de los parámetros a tener en cuenta al momento de generar los sismogramas.

**Figura29. Etapas en la generación de los sismogramas.**



Este proceso se realizó varias veces analizando el efecto de cada una de las propiedades del yacimiento sobre los sismogramas, hasta alcanzar el modelo que mayor resultados reflejara.

Los perfiles de saturación, presión, cambios de esfuerzo y porosidad obtenidos en ECLIPSE son cargados al software generador de registros sísmicos, SeisRoX, el cual calcula las propiedades elásticas dinámicas como la densidad y las velocidades de onda P y S correspondientes, usando el modelo petroelástico, con el objeto de evidenciar los cambios en las propiedades del yacimiento en proceso de compactación. Para generar los sismogramas y diferenciarlos entre ellos en dos tiempos distintos donde cambian alguna de las propiedades del yacimiento es necesario aplicar la ecuación de Gassman, la cual es ampliamente usada en la industria del petróleo para modelar los efectos del tipo de fluido y de la roca sobre la respuesta sísmica.

**7.3.1 Modelo geomecánico.** El primer paso en el desarrollo de la metodología consiste en definir las propiedades petrofísicas del yacimiento, la geometría y los tiempos a los cuales se van a generar los sismogramas. Estos datos son importados de los modelos geomecánicos realizados en Eclipse. Los tiempos a los cuales se van a crear los sismogramas dependen de las variaciones que presenten las propiedades del yacimiento. Los tiempos se definen en tres fechas diferentes, el 1° de Enero de 2001, el 1° de Enero de 2005 y el 1° de Enero de 2009.

En cuanto a las propiedades, se define el Net to Gross como una propiedad estática la cual hace referencia a la fracción de arena de la formación, así, su valor será 1, si la formación es 100% arena y si presenta contenido arcilloso, este valor disminuye. El valor de Net to Gross asignado al modelo es de 1.

Para las propiedades dinámicas como presión, saturación de aceite y saturación de agua, se asignan los valores máximos y mínimos de cada parámetro asignado. Con respecto a la porosidad, para el modelo sin compactación, la propiedad es definida como una variable estática, a diferencia del modelo con compactación.

**Tabla 8. Valores máximo y mínimo de las propiedades dinámicas.**

	SOIL	SWAT	PORO	PRESION
<b>Mínimo</b>	0.745	0.22	0.3172	24.9
<b>Máximo</b>	0.78	0.255	0.33	31.06

**7.3.2 Modelo de Gassmann.** Para calcular las velocidades de onda se usan los módulos de corte y de volumen hallados con la ecuación de Gassmann, los cuales son calculados con base en las propiedades de los elementos que componen la formación (aceite, agua, gas y la roca).

**Tabla 9. Propiedades de los componentes de la formación.**

VARIABLE	PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
<b>Agua</b>	Salinidad	0.01	%
<b>Aceite</b>	API	41	API
	GOR	0.1	SCF/STB
<b>Gas</b>	Gravedad Especifica	0.6	-
<b>Arena</b>	Volumen de arena	1	-

Con las propiedades de cada elemento componente de la formación y empleando la ecuación de Gassmann, se calculan las densidades y los módulos de corte y de

volúmen de cada uno de los fluidos, para una porosidad crítica dada (0.35 en este caso); para la arena, los valores se toman de la tabla, ya que estos son propios de cada mineral.

$$K_{dry} = K_{solid} \left(1 - \frac{PORO}{PORO_c}\right), \quad \mu_{dry} = \mu_{solid} \left(1 - \frac{PORO}{PORO_c}\right) \quad (46)$$

La porosidad crítica  $\Phi_c$  es asumida cuando el módulo de volumen de la roca seca ( $K_{dry}$ ) es cero, en este caso 0.35; el simulador deja el término constante y la tendencia de la porosidad se relaciona linealmente con las propiedades a  $\Phi_c$ .

$$\Phi < \Phi_c \Rightarrow \begin{cases} K_{dry} = K_s \left(1 - \frac{\Phi}{\Phi_c}\right) \\ \mu_{dry} = \mu_s \left(1 - \frac{\Phi}{\Phi_c}\right) \end{cases} \quad (47)$$

$$\Phi \geq \Phi_c \Rightarrow \begin{cases} K_{dry} = 0 \\ \mu_{dry} = 0 \end{cases} \quad (48)$$

**7.3.3 Cálculo de velocidades de onda y la densidad de la formación.** El modelo petrofísico se asocia a la ecuación de Gassmann para calcular los módulos de volumen y de corte a cada una de las celdas del Grid, Después de tener definidos los módulos de corte y de volumen, se calculan las velocidades de onda P y S para cada celda, con las ecuaciones (14) y (15).

La densidad Bulk de la roca se define para cada una de las celdas del Grid, teniendo en cuenta la densidad de la roca y la densidad de los fluidos presentes en la formación con las fracciones correspondientes.

$$\rho = \frac{Vt * (1 - \Phi) * \rho_{roca} + Vt * \Phi * S_o * \rho_o + Vt * \Phi * S_w * \rho_w}{Vt} \quad (49)$$

Dónde:

$\rho$ : Densidad equivalente.

$\rho_{Roca}$ : Densidad de la roca.

$\rho_w$ : Densidad del Agua

Vt: Volumen total de cada celda: X\*Y\*Z

So: Saturación de Aceite.

Sw: Saturación de Agua.

$\Phi$ : Porosidad.

**7.3.4 Cálculo de reflectividad e impedancia de la onda P.** El coeficiente de reflexión, representa la cantidad de energía reflejada, es el ratio de amplitud de la onda reflejada y la onda incidente, en otras palabras. Si la incidencia de onda es normal, entonces, el coeficiente de reflexión se expresa como:

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (50)$$

Donde R es el coeficiente de reflexión, cuyo valor va de -1 a 1,  $\rho_1$  y  $\rho_2$  son las densidades de los medios adyacentes y  $V_1$  y  $V_2$ , son las velocidades asociadas a los mismos medios. Si el valor de R es -1 significa que cerca del 100% de la energía es reflejada y si es 1, la energía es totalmente transmitida. Aproximadamente los valores de R para la arena y la arcilla están en un orden de 0.2.

El coeficiente de reflexión es una medida puntual en una interface. Al extender este concepto a una serie de interfaces en profundidad, se habla de una serie de reflectividad, con la cual se calculan los sismogramas sintéticos. La impedancia es

definida como la multiplicación entre la velocidad de onda P y la densidad de la formación, la cual varía en cada capa del subsuelo, comúnmente se simboliza Z.

**7.3.5 Diseño de la línea de adquisición sísmica.** Se genera una línea sísmica compuesta de 101 fuentes y 201 receptores, su ubicación y demás características se muestran en las tablas a continuación.

**Tabla 10. Características de las fuentes.**

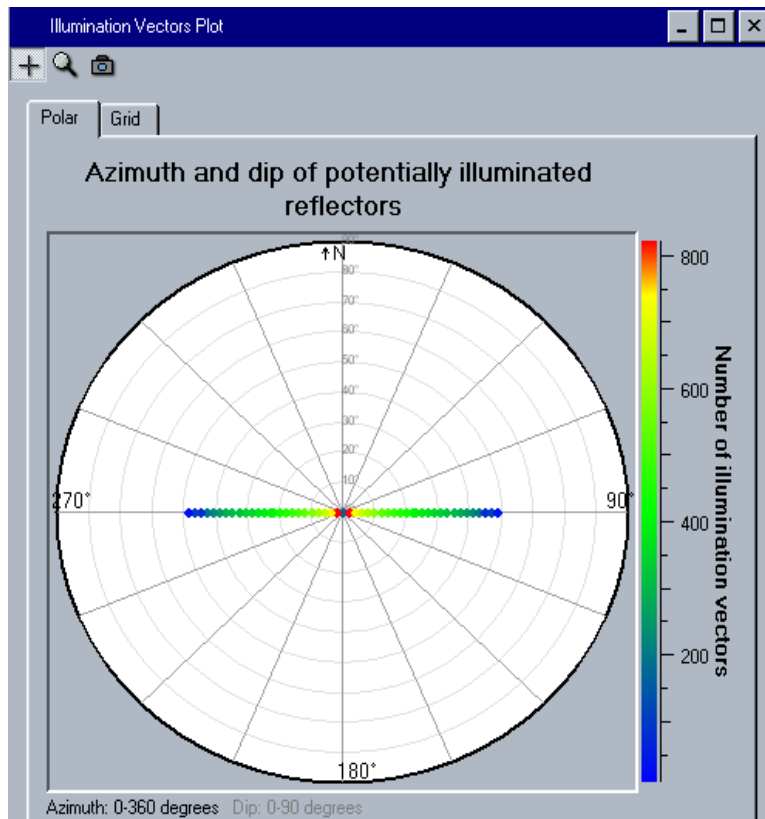
FUENTE		
Ubicación centrada de la línea (km)	X	Y
	1.024	0.32
Profundidad (km)	0.0	
Rotación (grados)	0.0	
N° de líneas	1	
Longitud de la línea (km)	5	
Espacio entre fuentes (km)	0.05	
N° de fuentes	101	

**Tabla 11. Características de los receptores**

RECEPTOR		
Ubicación entrada de la línea (km)	X	Y
	1.024	0.32
Profundidad (km)	0.0	
Rotación (grados)	0.0	
N° de líneas	1	
Longitud de la línea (km)	5	
Espacio entre receptores (km)	0.025	
N° de receptores	201	

En cuanto a la iluminación, el mayor número de vectores de iluminación inciden en el centro de la zona de estudio, región donde está ubicado el yacimiento.

**Figura 30. Iluminación en el yacimiento.**



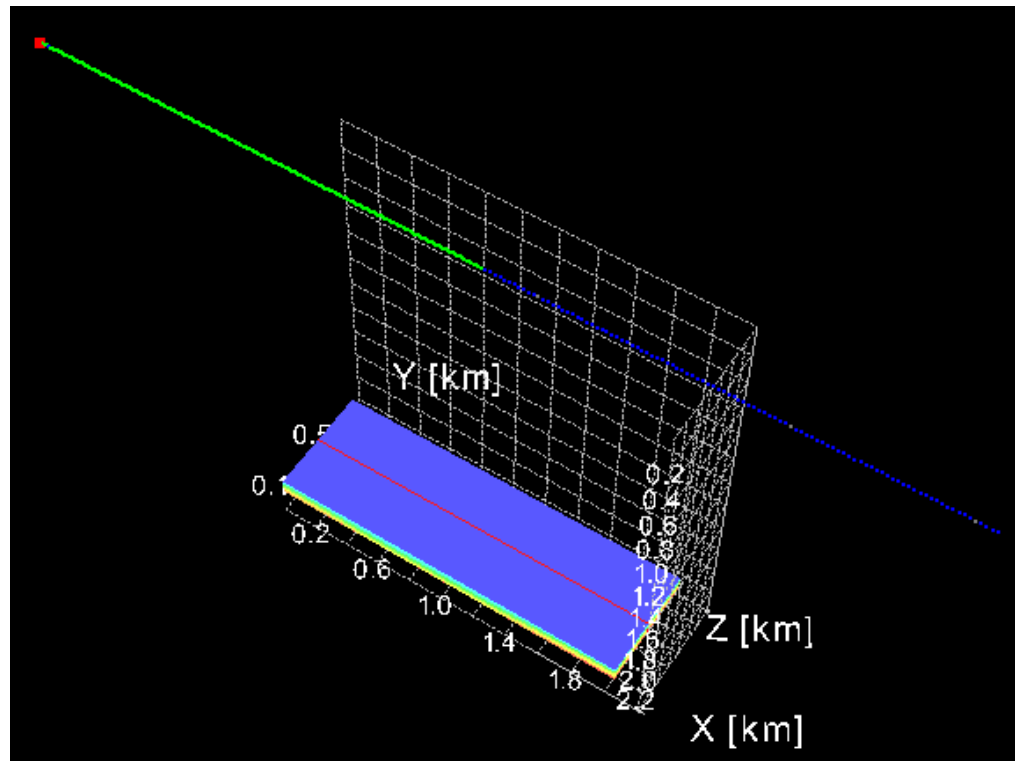
**Fuente.** NORSAR, Innovation AS. Seismic Modelling SeisRoX package. SeisRoX.

**7.3.6 Asignación de la frecuencia y la ondícula.** Una ondícula es un pulso unidimensional, usualmente es una respuesta básica de un reflector. Sus atributos claves son la amplitud, la frecuencia y la fase. La ondícula se genera como un paquete de energía de una fuente, tiene un origen específico en tiempo y es tomada por los receptores como una serie de eventos distribuidos en tiempo y energía.

Para definir la frecuencia adecuada, se realizaron pruebas con frecuencias entre 10 y 50 Hz, encontrando la más óptima a 30 Hz, debido a la claridad de la imagen. Con frecuencias bajas se observó el sismograma como una sola ondícula y altas frecuencias se presentaba alto ruido en la señal.

**7.3.7 Asignación del target y muestreo.** El centro de la línea de adquisición, pasa por la mitad del yacimiento en el eje Y a lo largo del eje X.

**Figura 31. Línea de Adquisición Sísmica.**



El target es la región de estudio y es visualizado en 2D en las coordenadas X y Z, sus características se presentan en la tabla. El muestreo hace referencia a que distancia a las cuales se hace la lectura de las respuestas sísmicas.

**Tabla 12. Características del target**

OBJETIVO PSDM		
Ubicación del centro de la línea (km)	X	Y
	1.024	0.32
Profundidad (km)	2.1793	
Sistema de coordenadas	LOCAL	
Tipo de grid	2D-XZ	
Tamaño (km)	X	Z
	2.05	0.0994
Muestreo (km)	0.01	0.002

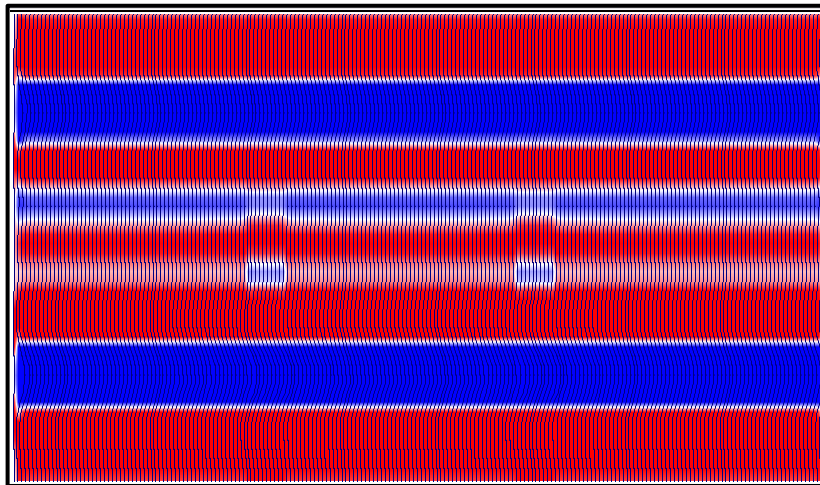
**7.3.8 Asociación del modelo, la adquisición y el target.** Consiste en cargar los modelos del yacimiento para los dos casos de estudio, en los tiempos ya definidos (1° Enero de 2001, 1° de Enero de 2005 y 1° de Enero de 2009), y asociar la línea de adquisición sísmica y el target.

**7.3.9 Generación de sismogramas para cada tiempo.** Con los datos obtenidos se generan en cada tiempo los sismogramas, para los dos modelos en estudio, además se visualizan las densidades de la formación, las velocidades de onda P y S entre otras propiedades.

**7.3.10 Exportación Seg- Y.** Es el formato de sísmica donde se obtienen los sismogramas, los cuales se exportan a Seisee.

**7.3.11 Importación a Seisee.** Los sismogramas y graficas generadas son importadas a Seisee para observar las respuestas sísmicas con mayor resolución y calcular las diferencias entre los sismogramas en los intervalos de tiempo. A continuación se presenta uno de los sismogramas generados en SeisRoX y visualizado en Seisee.

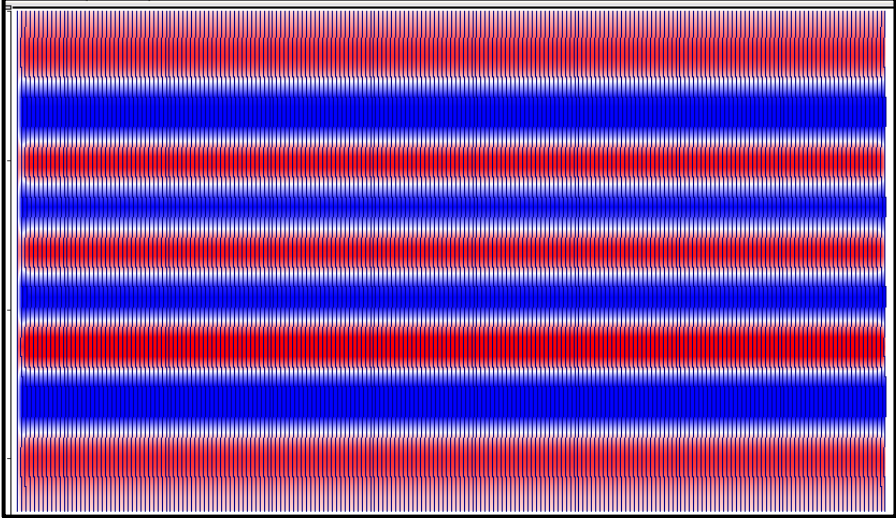
**Figura 32. Sísmica con compactación al 1 de Enero del 2009**



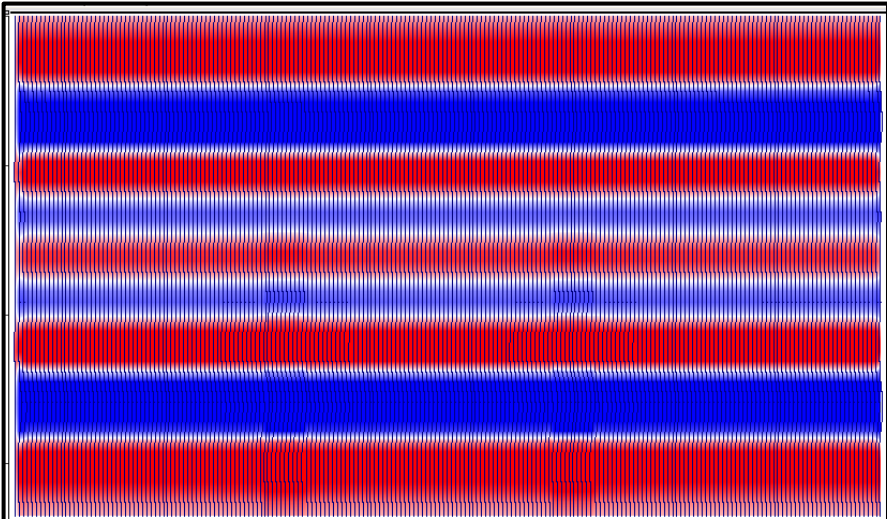
**7.3.12 Diferenciación de las propiedades.** A partir de los sismogramas visualizados en Seisee, se utiliza la calculadora para obtener las diferencias de las propiedades. Cuando se comparan las variaciones de estas propiedades en el tiempo, los sismogramas sin geomecánica, para el 1 de Enero del 2002, son tomados como caso base y a este, se le resta el sismograma a un tiempo diferente (1 de Enero de 2005 ó 1 de Enero de 2009).

Para observar las variaciones de la simulación para cada tiempo debido a la geomecánica, se tomó como modelo base la simulación sin compactación, y se les resta el modelo con geomecánica en el mismo tiempo.

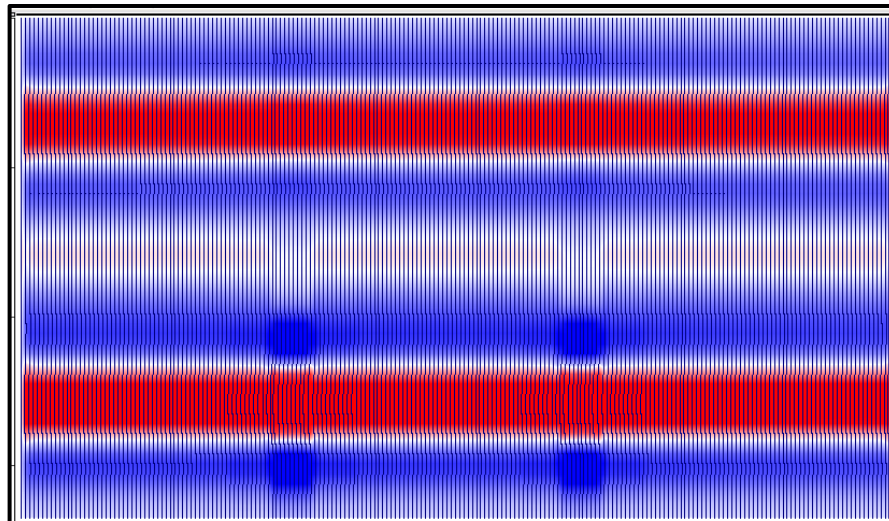
**Figura 33. Sismograma del modelo con compactación, 1 de Enero de 2001**



**Figura 34. Sismograma del modelo con compactación, 1 de Enero de 2005**



**Figura 35. Diferencias entre Sismograma del modelo con compactación, 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005.**



Como resultado a las distintas pruebas realizadas, se presenta un screening, donde se especifican los parámetros a tener en cuenta para la generación de los sismogramas, con el fin de obtener la mejor visualización posible.

**Tabla 13. Screening sísmico**

<b>SCREENING SISMICO</b>	
<b>Ondícula</b>	Entre 20 y 40 Hz
<b>Iluminación</b>	Mayor a 300
<b>Offset máximo</b>	Mayor a 1,5 veces la profundidad
<b>Muestreo</b>	X < 100m Z < 2m

## 8. RESULTADOS

En los resultados obtenidos se mostrará el efecto que produce la compactación sobre la producción y propiedades como presión, porosidad, esfuerzo efectivo y saturación dentro del yacimiento, presentando las variaciones de dichas propiedades sobre cortes transversales del yacimiento en la capa donde se ubican los pozos. El análisis de estos cambios se presentan al inicio de la producción, transcurridos 4 años y al final de la simulación.

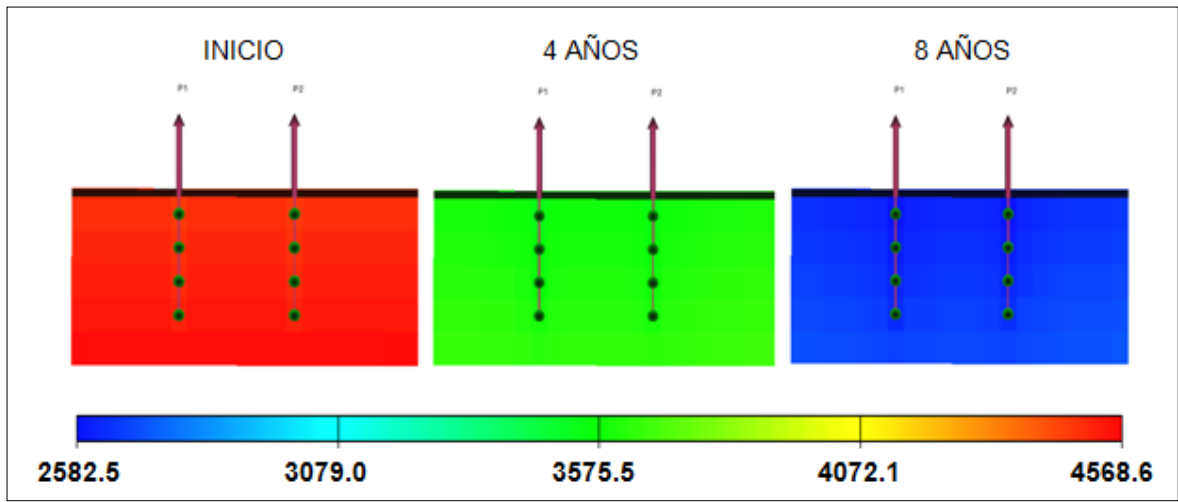
Posteriormente se efectuará un análisis cualitativo en los sismogramas, comparando la respuesta obtenida en la simulación geomecánica con la respuesta sísmica generada en los sismogramas, analizando los perfiles sísmicos en dos tiempos diferentes y lograr detectar estos cambios que afectan el yacimiento y evidencian la compactación.

### 8.1 RESULTADOS DE LA SIMULACION GEOMECANICA

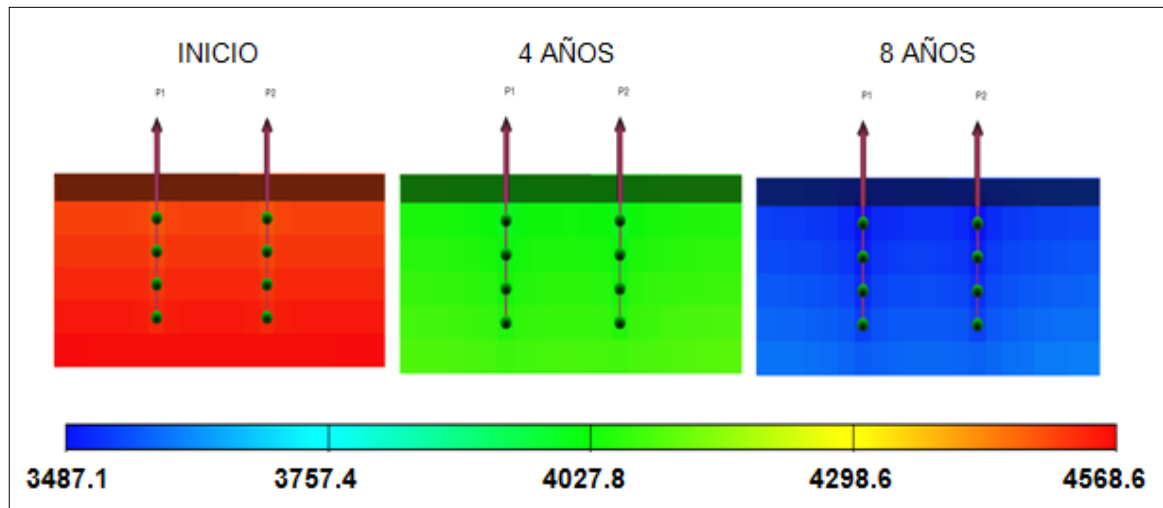
**8.1.1 Variación de la presión en el yacimiento.** En el transcurso de los 8 años, se presenta una caída de presión influenciada por la producción. Al comparar los dos casos en las figuras, la caída de presión no es la misma en los dos modelos, evidenciándose una leve reducción en la energía del yacimiento en el modelo con compactación, donde se alcanza una presión mínima de 3487,1 psi. Para el modelo sin compactación hay una mayor disminución de la presión, llegando a un valor mínimo de 2582,5 psi.

La compactación constituye una nueva fuente de energía para el yacimiento, contribuyendo al mantenimiento de la presión y al depletamiento lento del yacimiento.

**Figura 36. Variación de la Presión sin Compactación.**



**Figura 37. Variación de la Presión con Compactación.**



### 8.1.2 Variación de la saturación de aceite.

Figura 38. Cambio de Saturación de aceite sin Compactación.

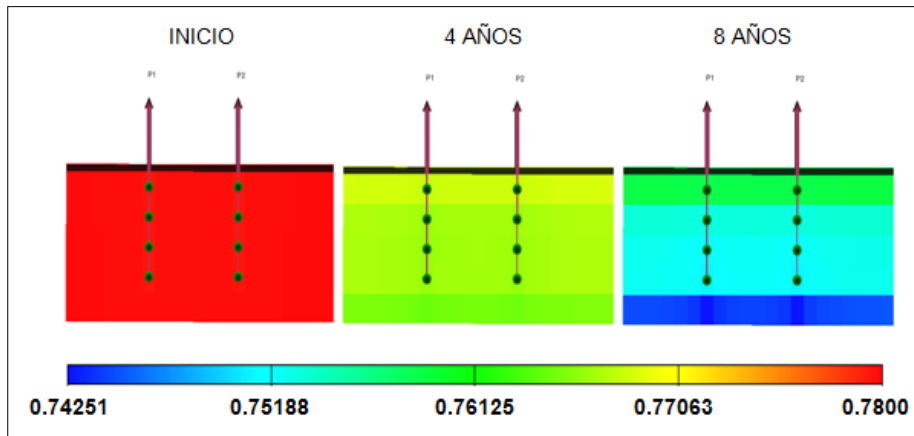
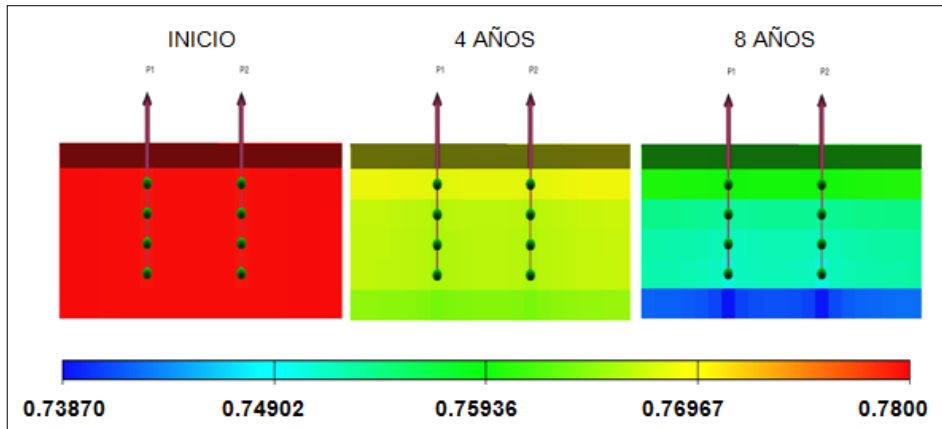


Figura 39. Cambio de Saturación de aceite con Compactación.

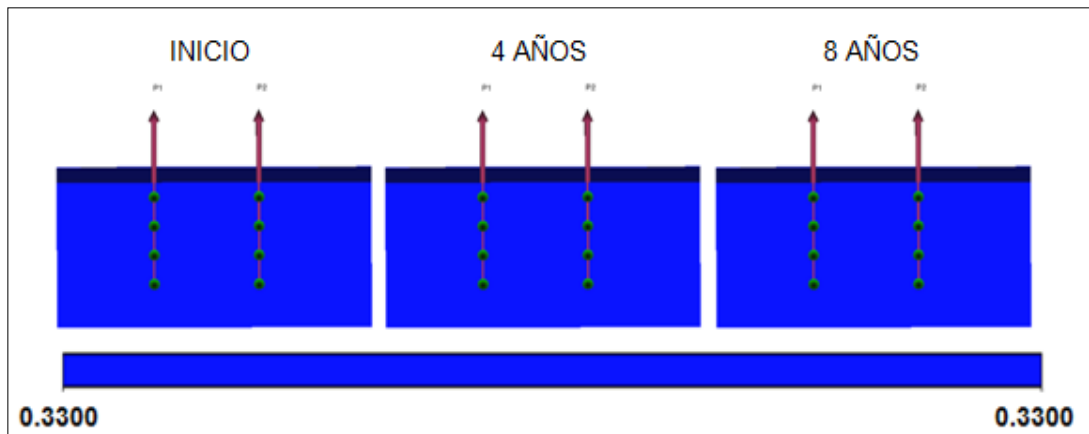


La saturación de aceite in situ normalmente disminuye durante la producción; al comparar los resultados en los dos modelos, se evidencia una menor saturación en el modelo geomecánico después de los 8 años, lo cual es razonable ya que la compactación aumenta la tasa de producción, por ende se obtienen mayores factores de recuperación de aceite y menor saturación in situ.

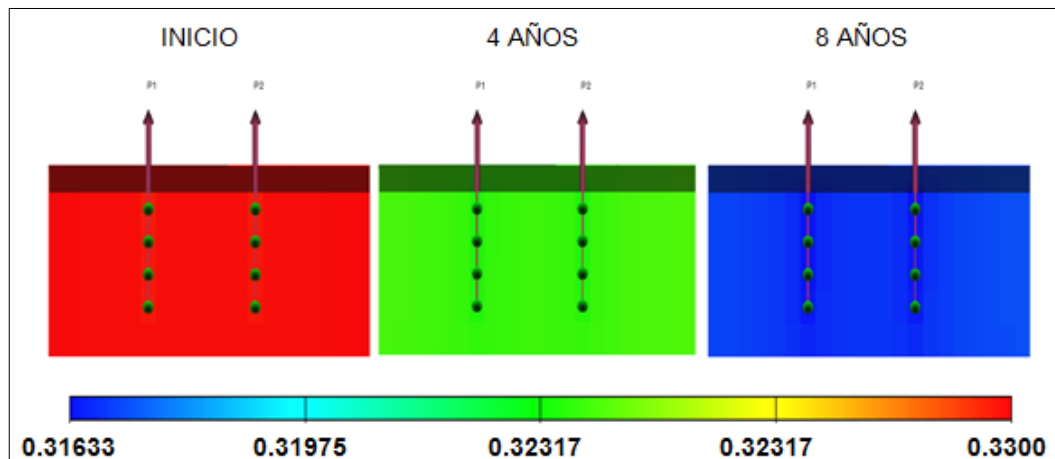
**8.1.3 Variación de la Porosidad.** En las figuras se muestra el corte transversal de la variación de la porosidad para los dos yacimientos modelados a tres tiempos diferentes ( $t = 0, 4$  y  $8$  años).

En la simulación sin compactación, como es de esperarse, la porosidad permanece constante ( $\phi = 33\%$ ) durante el tiempo de producción, ya que no hay ningún esfuerzo o factor que altere esta propiedad dentro del yacimiento.

**Figura 40. Variación de la porosidad sin Compactación.**



**Figura 41. Variación de la porosidad con Compactación.**

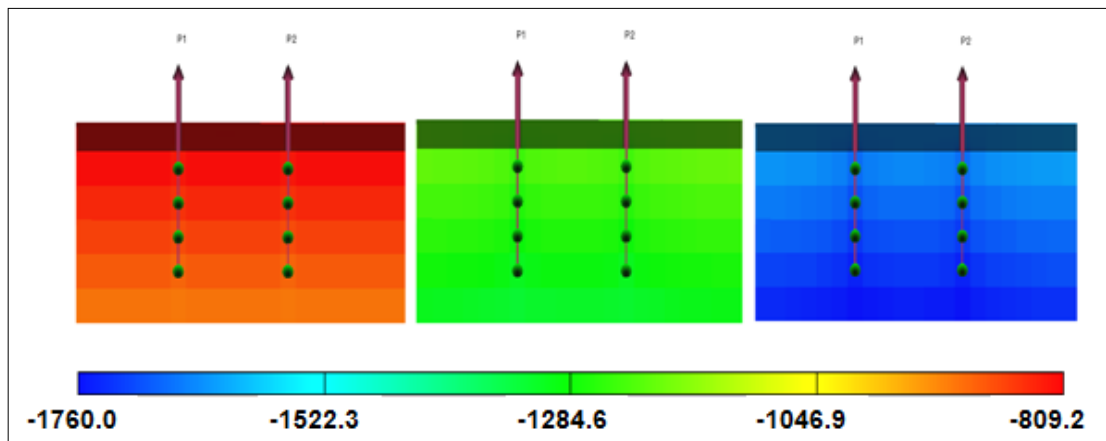


En el modelo compactado, se observa una variación de la porosidad en todo el yacimiento a medida que transcurre el tiempo, alcanzándose un valor mínimo de porosidad de 31.633%, a causa de la compresión que sufre el yacimiento.

Al estar produciendo el yacimiento, la saturación de los fluidos en el medio poroso va disminuyendo al igual que la presión de poro, por lo tanto la roca tendrá que soportar la sobrecarga de los estratos suprayacentes. Al ser una roca no consolidada, no hay la suficiente resistencia para soportar los estratos superiores lo que ocasiona que el yacimiento se empieza a compactar, generando una reducción en el espacio poroso.

**8.1.4 Variación del Estado de Esfuerzos.** El estado de esfuerzos solo se muestra para el yacimiento compactado. En el modelo sin compactación no se tienen en cuenta tales esfuerzos, esta variable no está definida en la simulación.

**Figura 42. Estado de esfuerzos durante la producción.**



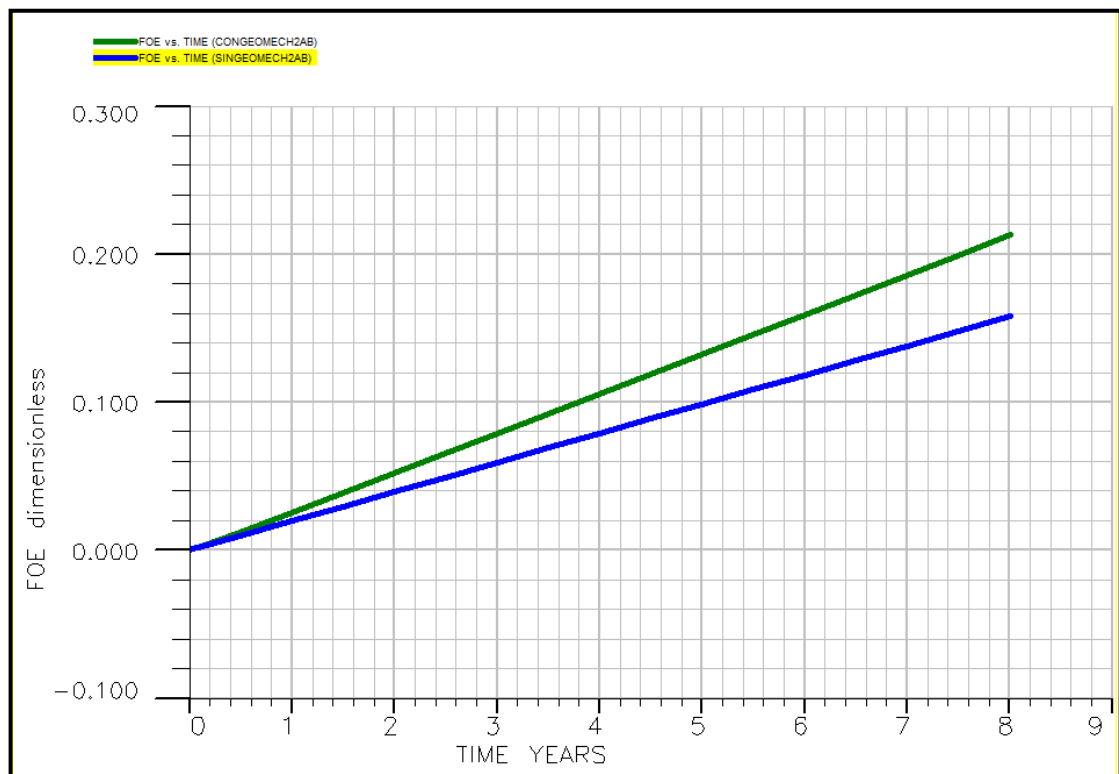
En el modelo con geomecánica, el esfuerzo es una de las variables con mayor influencia en el estudio de la compactación, ya que con la extracción de los fluidos,

la presión de poro decae, aumentando el peso que la roca debe soportar, sin embargo, la formación no tiene la resistencia necesaria al ser una roca no consolidada y por ende sufre los procesos de la compactación.

El signo negativo indica que el esfuerzo que se le aplica a la formación es compresivo; inicialmente el yacimiento soporta esfuerzos de compresión alrededor de -809.2 psia, siendo mayor en el tope del yacimiento por ser una zona cercana a las capas suprayacentes; al iniciar la producción, la compresión aumenta, a causa de la caída de presión, alcanzando un esfuerzo máximo de - 1760 psia. Al final de la simulación, el mayor esfuerzo compresivo lo soporta la capa inferior del yacimiento.

### 8.1.5 Comportamiento Eficiencia de Recobro.

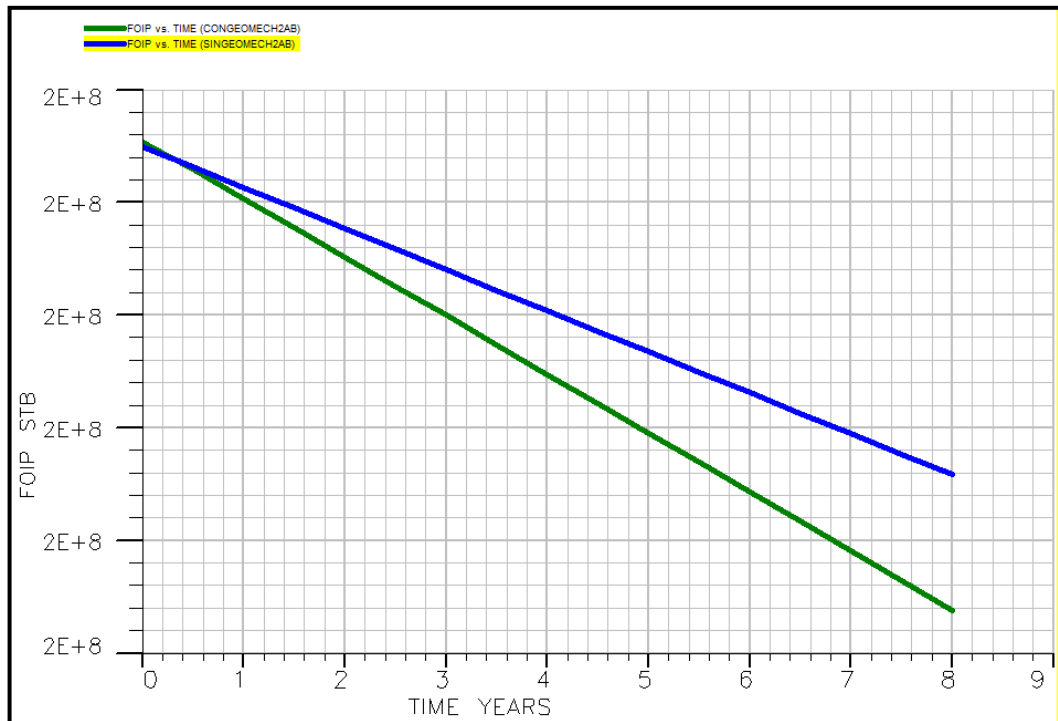
Figura 43. Eficiencias de Recobro



La compactación genera una especie de empuje, permitiendo mayor recuperación del volumen de fluidos en superficie. La figura 43 muestra la eficiencia de recobro de aceite; la línea azul representa el recobro generado por el yacimiento no compactado y la línea verde el yacimiento con el módulo de compactación. Como se observa, es más eficiente la recuperación de aceite cuando el yacimiento presenta fenómenos de compactación, alcanzando una mayor producción.

### 8.1.6 Comportamiento Aceite in Situ.

Figura 44. Aceite in Situ

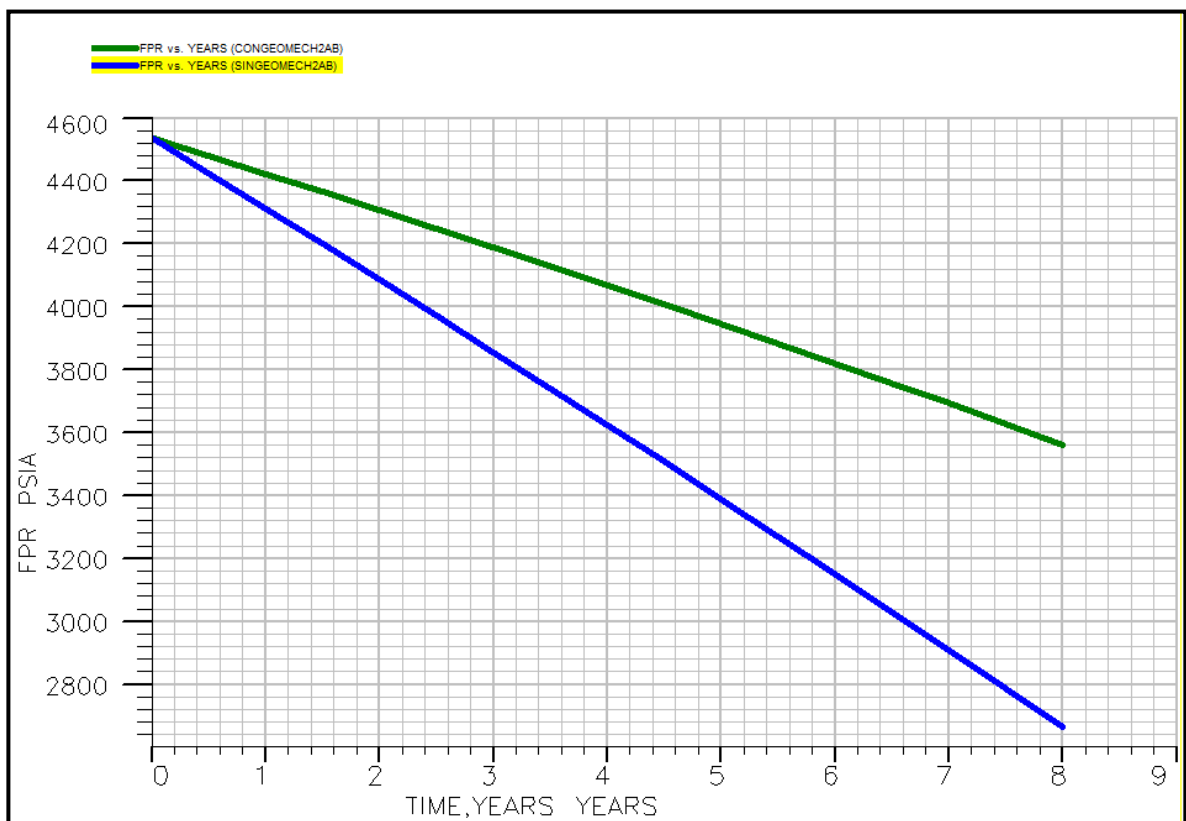


Al incrementar la producción de aceite en el modelo con compactación, la saturación de aceite in situ disminuye, como se observa en la figura 44, donde la saturación de aceite representado por la línea verde es menor con respecto a la

azul. Mayor cantidad de fluido es extraído por efecto del aumento de presión que genera la compactación.

**8.1.7 Presión promedio del campo.** La presión en el yacimiento con compactación es menor después de los 8 años de producción alcanzado los 2650 psia comparada con el modelo sin geomecánica donde solo alcanza alrededor de 3550 psia, esto se debe a la energía adicional que el fenómeno de compactación aporta al yacimiento.

**Figura 45. Presión Promedio del campo**



## **8.2 RESULTADOS DEL MODELAMIENTO SISMICO**

Para analizar la respuesta sísmica simulada ante el cambio de propiedades petrofísicas en el yacimiento, se fijan unas variables las cuales son comparadas en el tiempo y se hace un paralelo entre los dos modelos para establecer las variaciones que se presentan producidas por la compactación.

Las diferencias de los atributos sísmicos (principalmente velocidades P y las densidades) se deben a los cambios físicos y químicos ocurridos en la formación durante la explotación, los cuales son principalmente cambios de las saturaciones y de las propiedades de los fluidos y cambios de la presión efectiva y/o grado de compactación de las rocas.

La propagación de las ondas en las rocas compactadas, está influenciada por las variaciones de esfuerzo, lo que da lugar a las diferencias tanto en las velocidades sísmicas como en los tiempos de viaje.

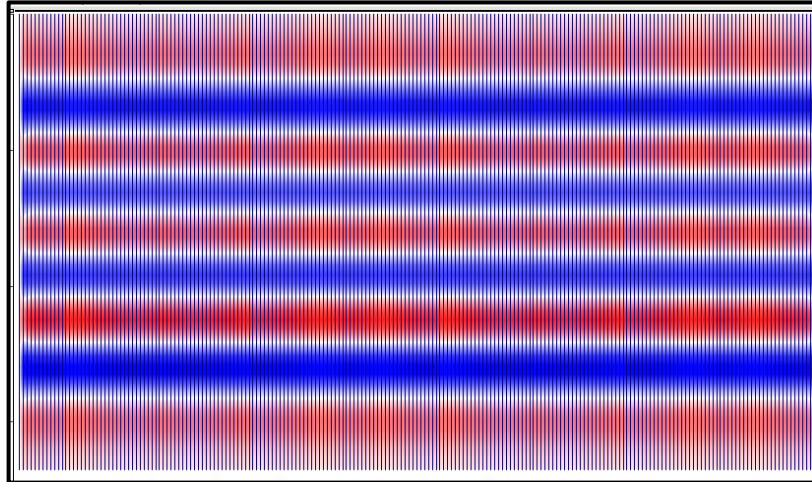
Teniendo en cuenta que los coeficientes de reflexión constituyen el nexo de unión entre los atributos puramente geológicos (como litologías, estratigrafía, porosidad) y parámetros geofísicos, tales como reflexiones sísmicas, amplitudes, frecuencias, etc., en el proceso de la compactación se obtienen magnitudes diferentes para una misma litología donde las propiedades varían a lo largo de la columna.

Se establecieron tres tiempos diferentes para analizar las variaciones en las propiedades del yacimiento: 1 de Enero de 2001, 1 de Enero de 2005 y 1 de Enero de 2009.

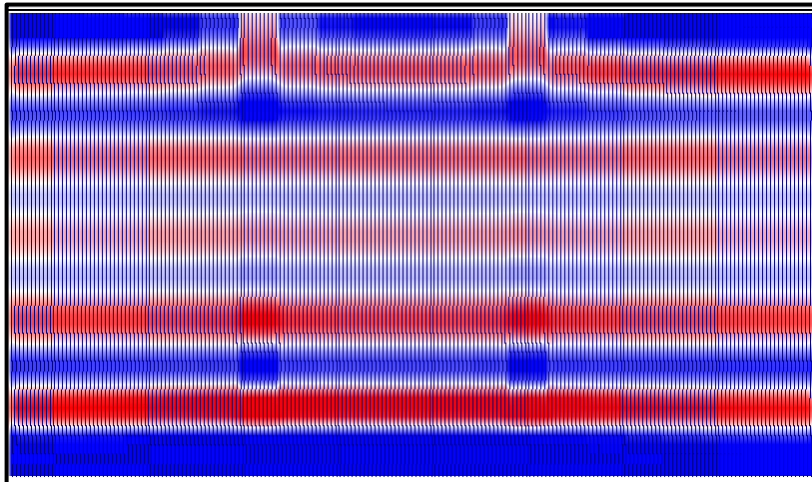
**8.2.1 Sismogramas del modelo sin compactación.** A continuación se presentarán los sismogramas del modelo sin compactación en los 3 tiempos establecidos.

Posterior a esto, se encuentran las diferencias entre los sismogramas a tiempos diferentes y la variación que se genera en la velocidad de onda P, la densidad de la formación, la presión y la saturación, al paso del tiempo.

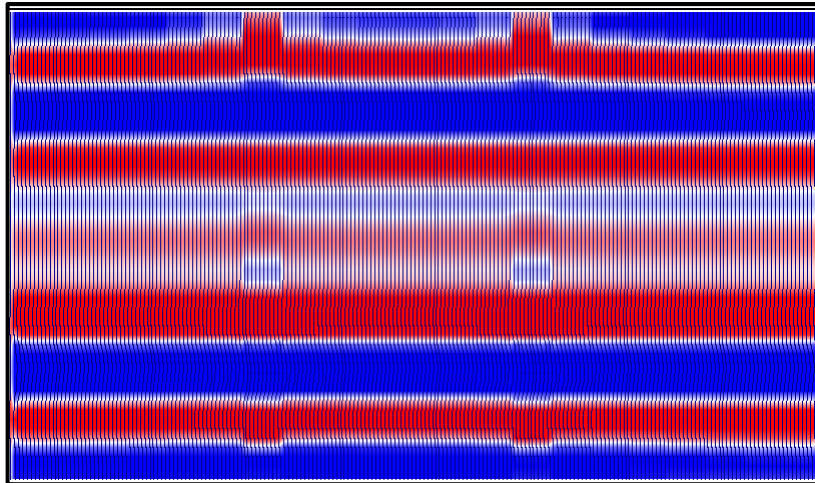
**Figura 46. Sismogramas del modelo sin compactación 1 de Enero de 2001**



**Figura 47. Sismogramas del modelo sin compactación 1 de Enero de 2005**



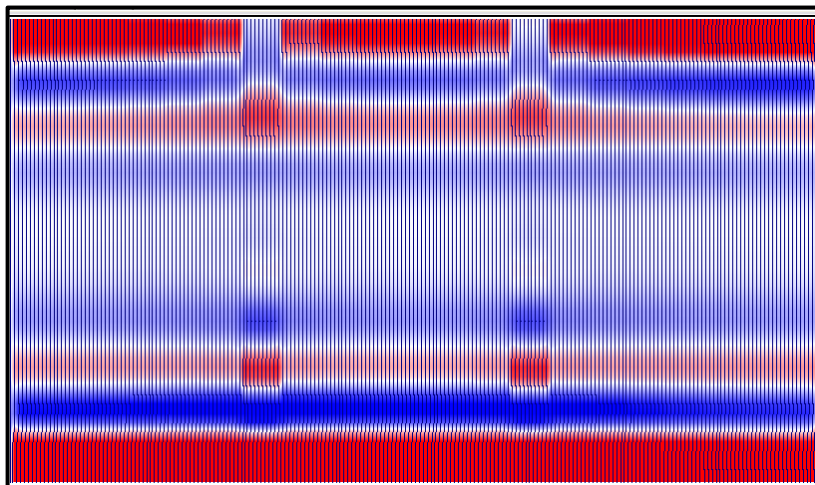
**Figura 48. Sismogramas del modelo sin compactación1 de Enero de 2009**



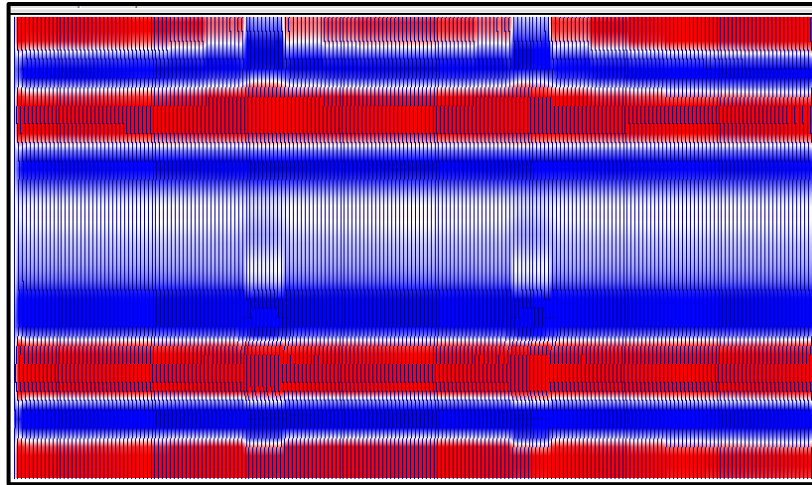
**8.2.1.1 Diferencia entre los sismogramas del modelo sin compactación.**

Para este resultado se tomó como base el modelo sin geomecánica del 1 de Enero del 2001 y se le restó el sismograma del 1 de Enero del 2005 y del 1 de Enero del 2009.

**Figura 49. Diferencia sismogramas modelo sin geomecánica  
Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2005**



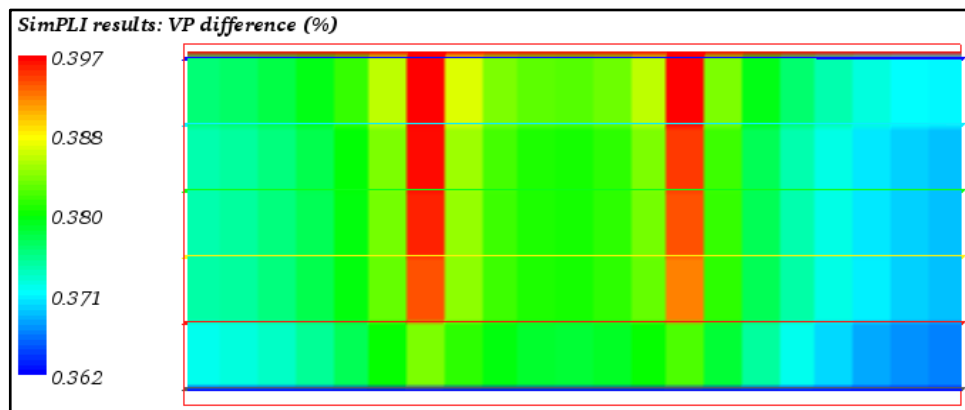
**Figura 50. Diferencia sismogramas modelo sin geomecánica**  
**Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2009**



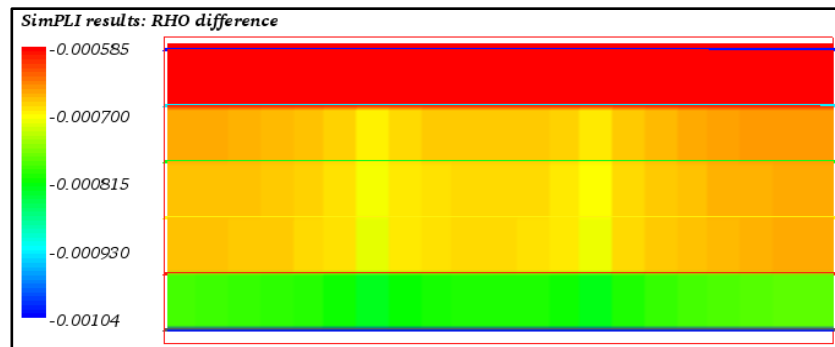
**8.2.1.2 Diferencia entre variables.** Se diferenciaron la velocidad de onda P, la densidad, la saturación de aceite, la saturación de agua y la presión de poro, tomando como referencia los datos del 1 de Enero de 2001, a los cuales le resta la respuesta de estas propiedades del 1 de enero de 2005 y 1 de Enero de 2009.

- **Diferencias entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**

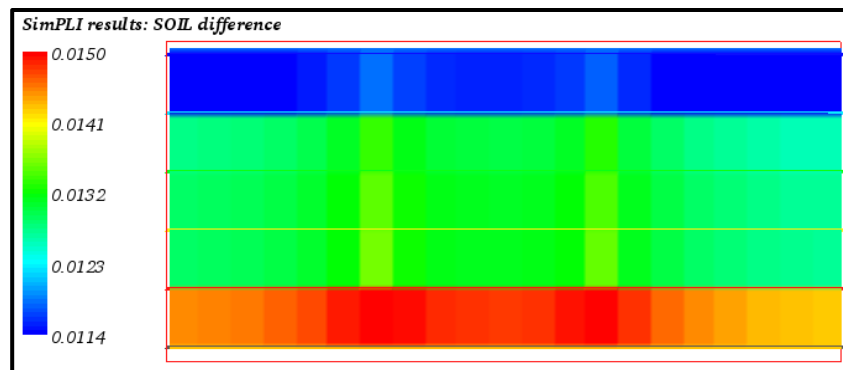
**Figura 51. Diferencias de la velocidad de onda P del modelo sin compactación**  
**Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**



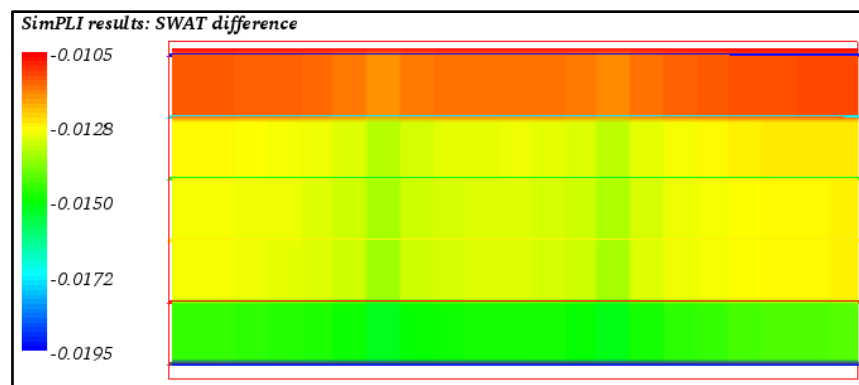
**Figura 52. Diferencias de la densidad del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**



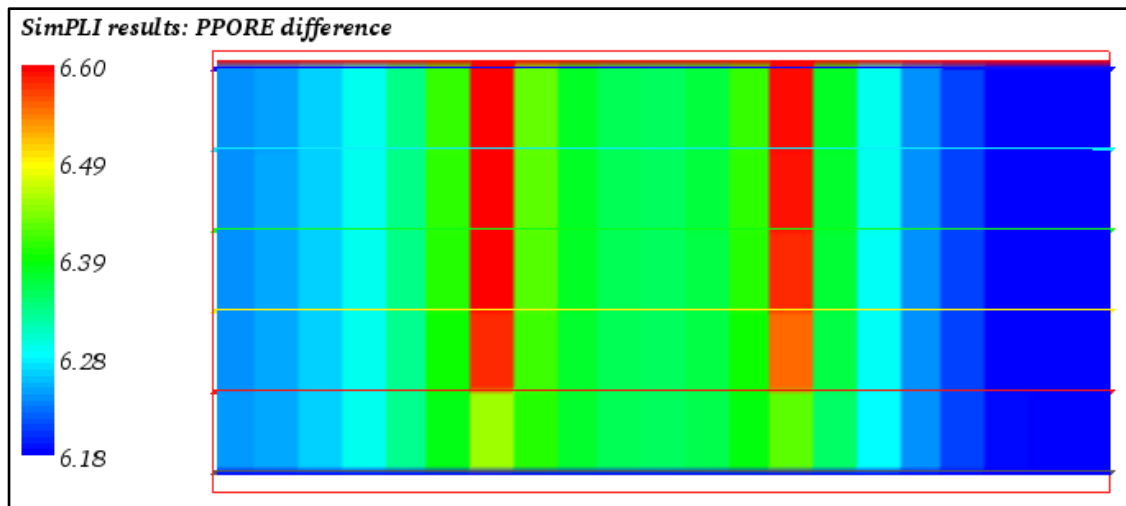
**Figura 53. Diferencias de la Saturación de aceite del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**



**Figura 54. Diferencias de la Saturación de agua del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**

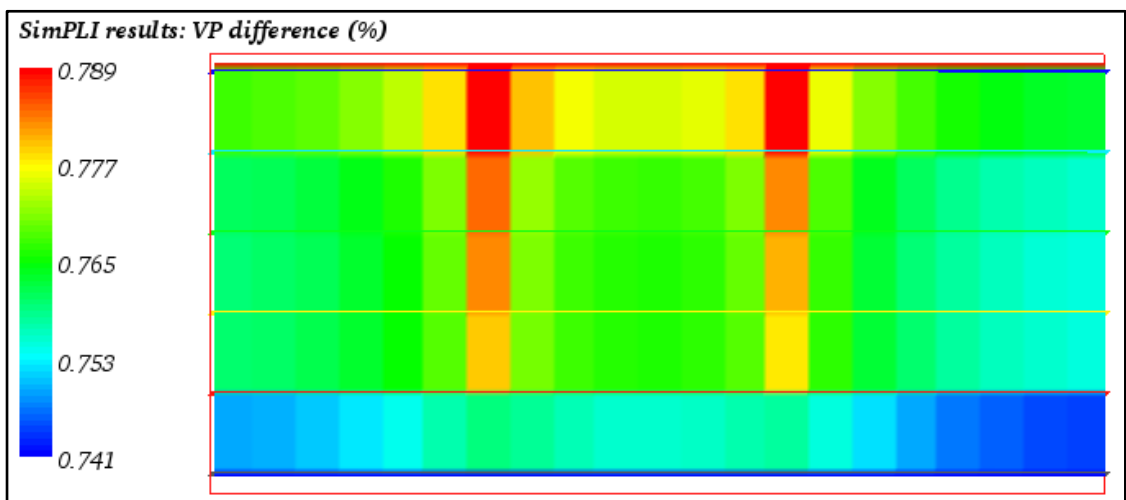


**Figura 55. Diferencias de la presión de poro del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**

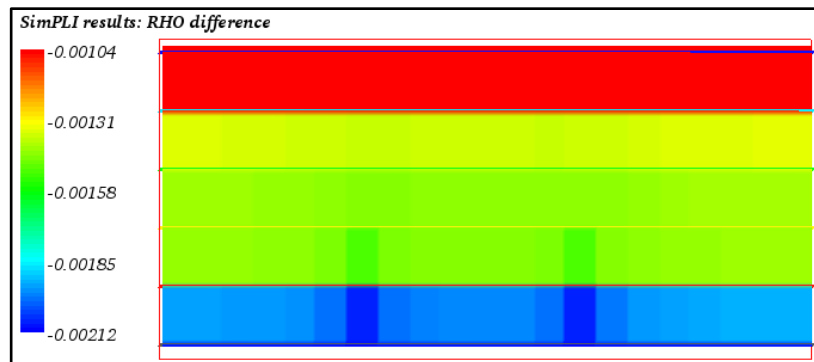


- **Diferencias entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**

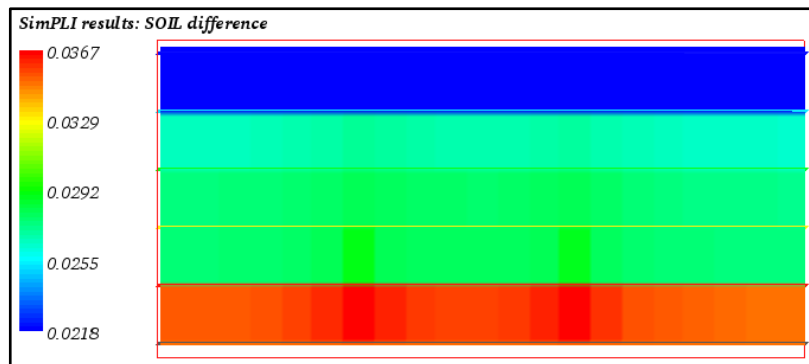
**Figura 56. Diferencias de la velocidad de onda P del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



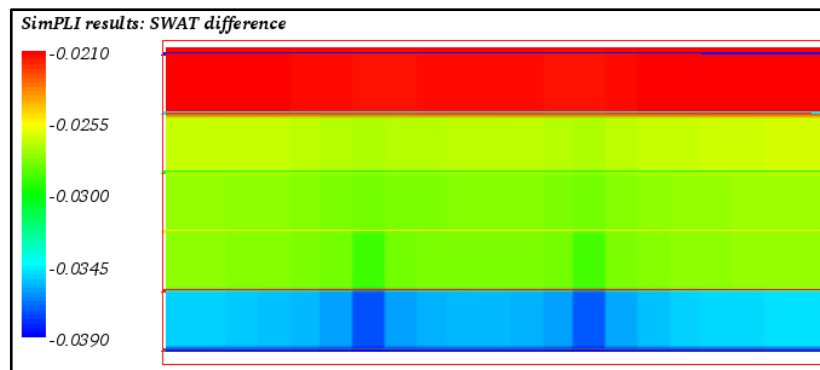
**Figura 57. Diferencias de la densidad del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



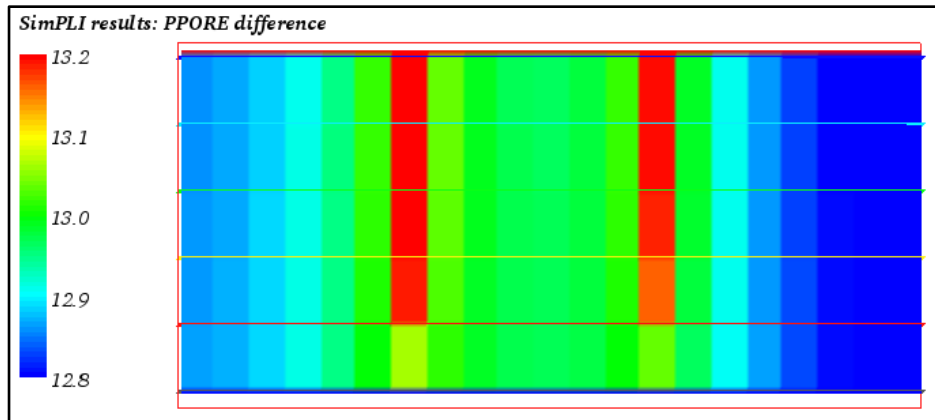
**Figura 58. Diferencias de la Saturación de aceite del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



**Figura 59. Diferencias de la saturación de agua del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



**Figura 60. Diferencias de la presión de poro del modelo sin compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009.**

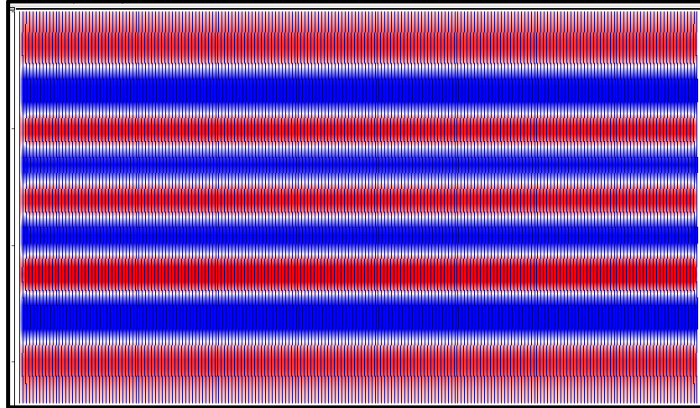


En las pruebas realizadas previamente para la selección de las variables del modelo se evidenció que el espesor de las capas, densidades del hidrocarburo y la porosidad tenían unos valores críticos donde la respuesta sísmica no se evidenciaba. Se tomaron espesores de formación del orden de los 10 ft y 20 ft por capa, donde fue obtenido como resultado una sola ondícula para todo el yacimiento. Algo parecido ocurrió en la evaluación de la densidad del hidrocarburo, el cual inicialmente tenía una composición mayor en las fracciones pesadas. Esto evidencia que no son significativas las perturbaciones en las velocidades sísmicas cuando las capas son muy delgadas y el hidrocarburo tiene altas densidades (Hidrocarburo con bajo grado API).

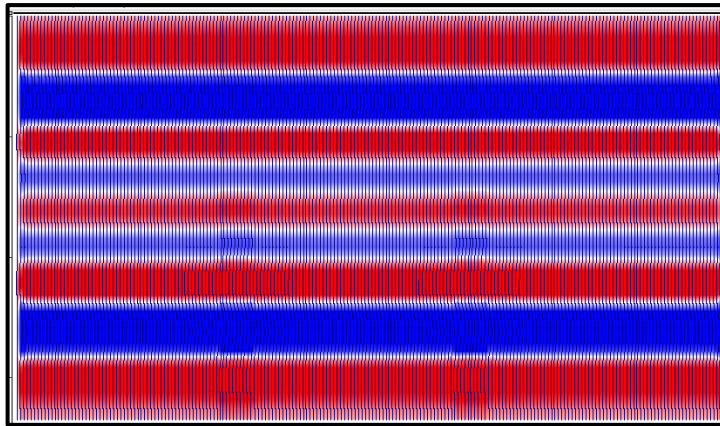
Por otra parte las diferencias evidenciadas debido a los cambios de saturación de los fluidos y la presión son pequeñas y estos pueden llegar a ser enmascarados por el ruido cuando se trabaja con registros sísmicos reales.

**8.2.2 Sismogramas del modelo con compactación.** Igualmente, se generaron los sismogramas para los 3 tiempos, 1 de Enero de 2001, 1 de Enero de 2005 y 1 de Enero de 2009, para hacer la respectiva comparación entre ellos.

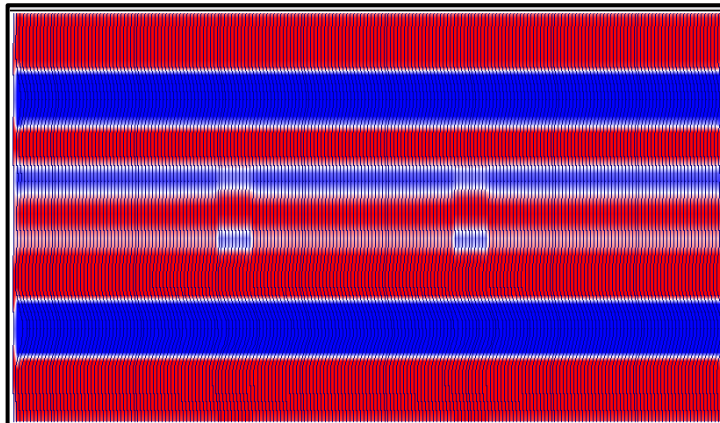
**Figura 61. Sismograma modelo con compactación 1 de Enero de 2001**



**Figura 62. Sismograma modelo con compactación 1 de Enero de 2005**



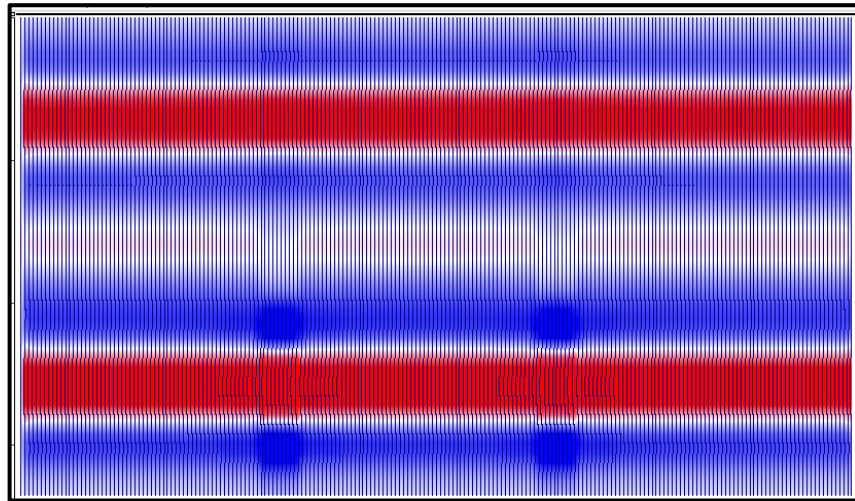
**Figura 63. Sismograma modelo con compactación 1 de Enero de 2009**



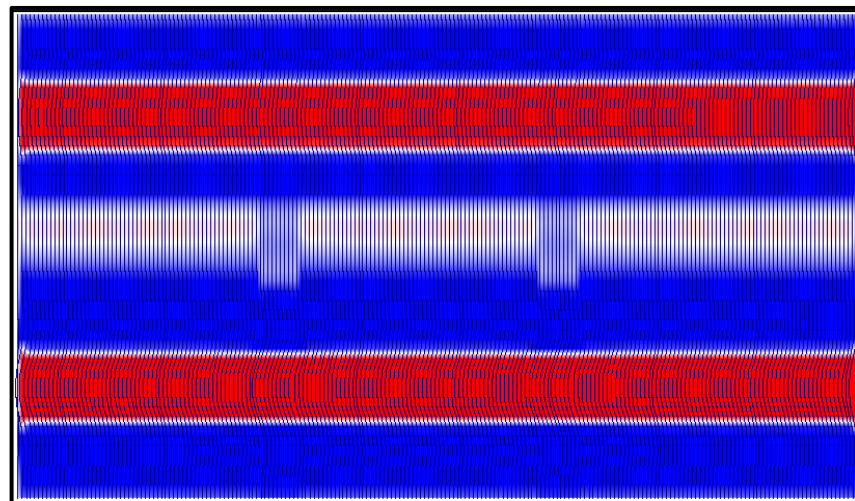
### 8.2.2.1 Diferencia entre los sismogramas del modelo con compactación.

Para este resultado se tomó como base el modelo con geomecánica del 1 de Enero del 2001 y se le restaron el sismograma del 1 de Enero del 2005 y del 1 de Enero del 2009.

**Figura 64. Diferencia sismogramas modelo con geomecánica  
Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2005**



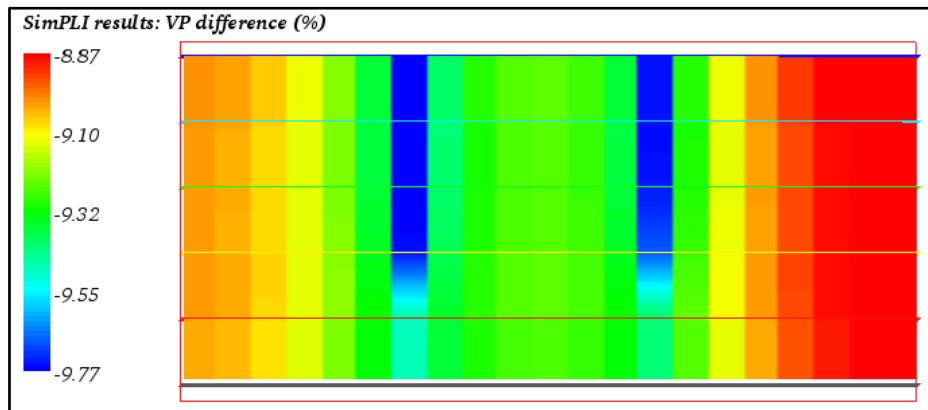
**Figura 65. Diferencia sismogramas modelo con geomecánica  
Entre 1 de enero de 2001 – 1 de enero de 2009**



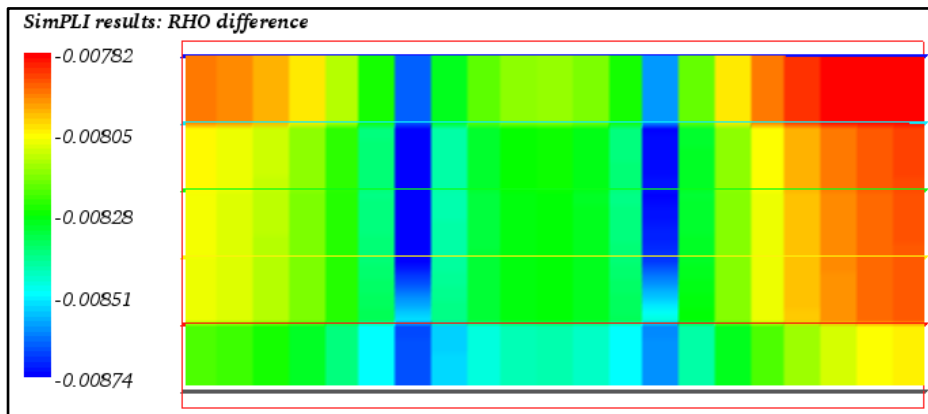
**8.2.2.2 Diferencia de variables.** A continuación se presentan las variaciones de la velocidad de onda P, la densidad, la presión de poro y las saturaciones de agua y aceite. Estas variables en el tiempo de 1 de Enero de 2001 fueron las tomadas como base y se les resto las graficas del 1 de Enero de 2005 y del 1 de Enero de 2009.

- **Diferencias entre 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2005**

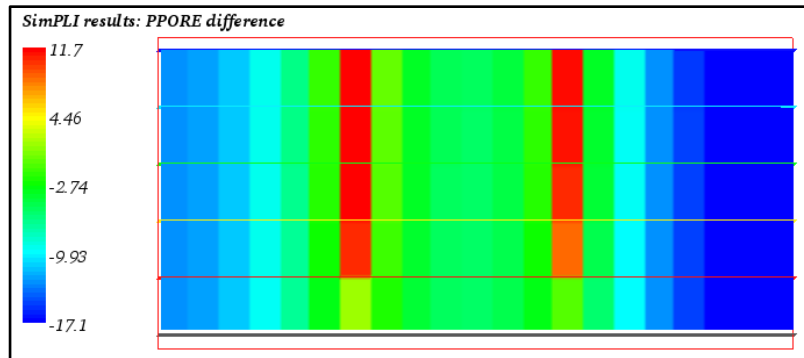
**Figura 66. Diferencias de la Velocidad de onda P del modelo con compactación Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**



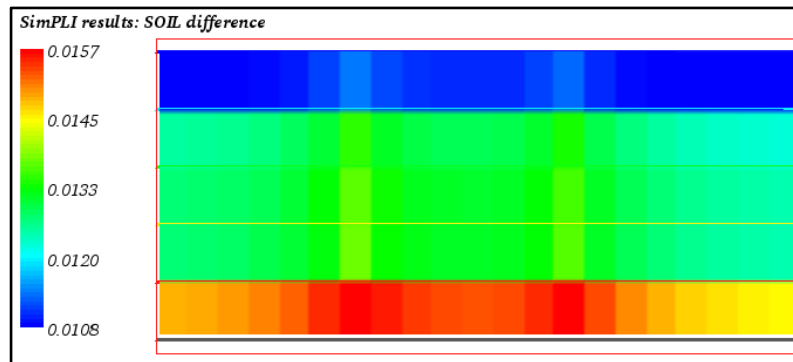
**Figura 67. Diferencias de la densidad del modelo con compactación Entre el 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**



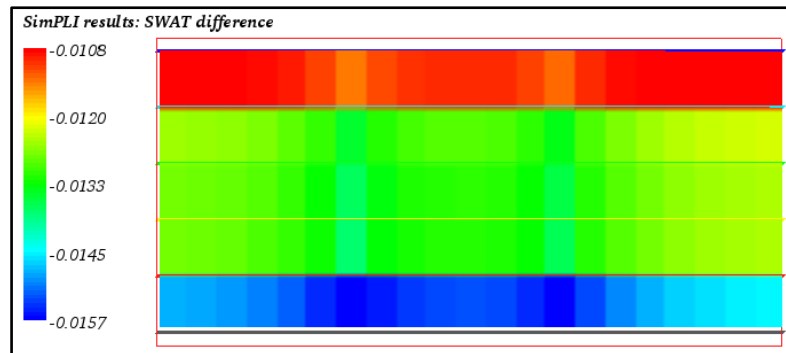
**Figura 68. Diferencias de la Presión de Poro del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**



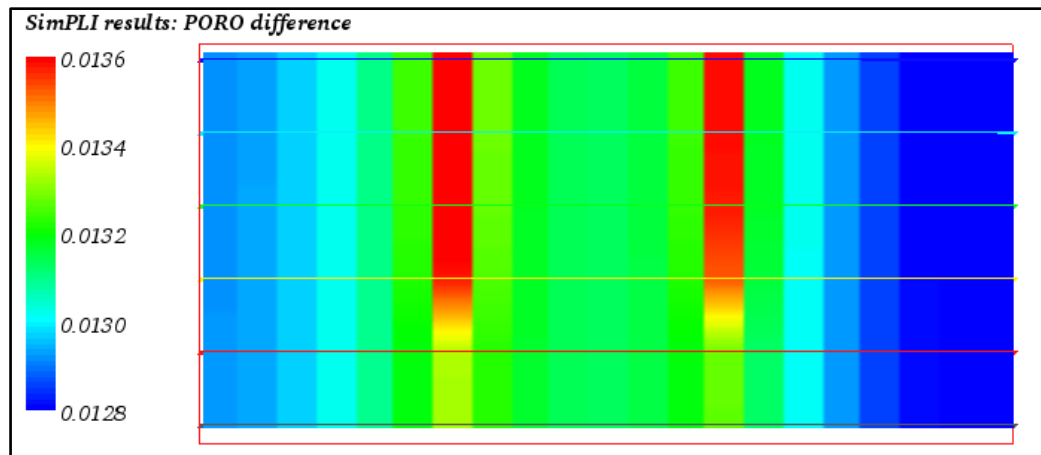
**Figura 69. Diferencias de la Saturación de aceite del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**



**Figura 70. Diferencias de la saturación de agua del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**

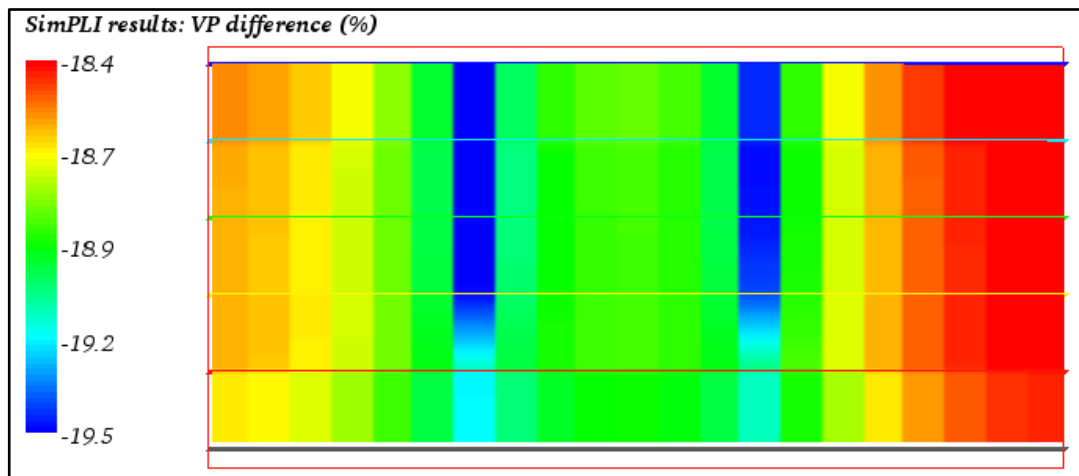


**Figura 71. Diferencias de la porosidad del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2005**

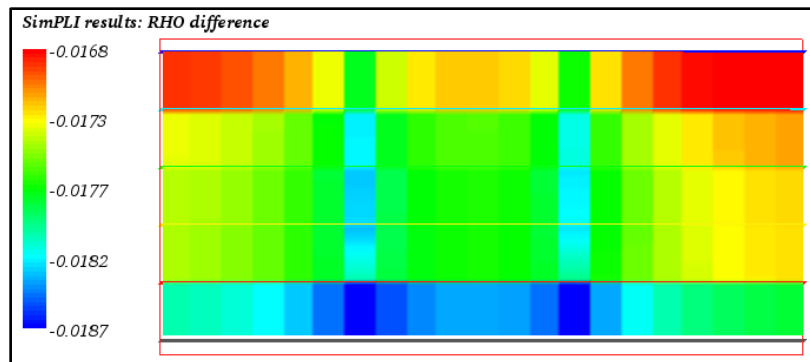


- **Diferencias entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**

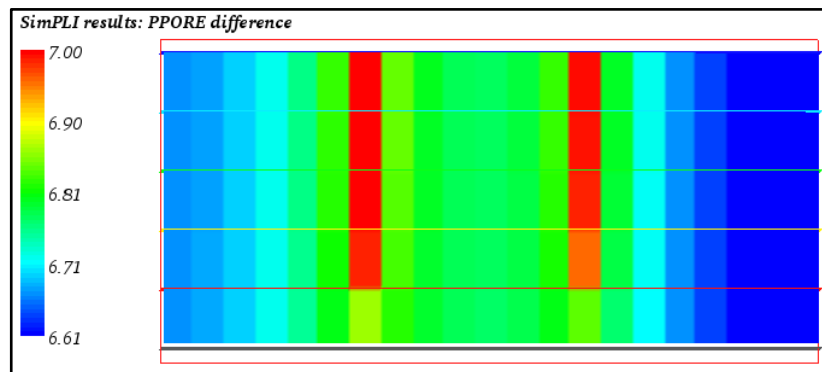
**Figura 72. Diferencias de la velocidad de onda P del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



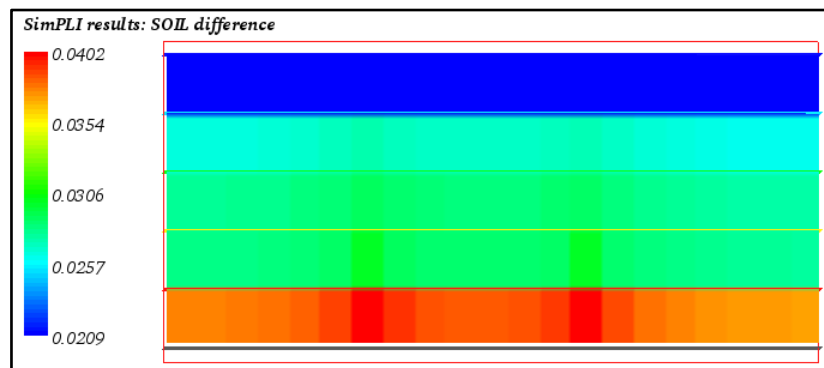
**Figura 73. Diferencias de la Densidad del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



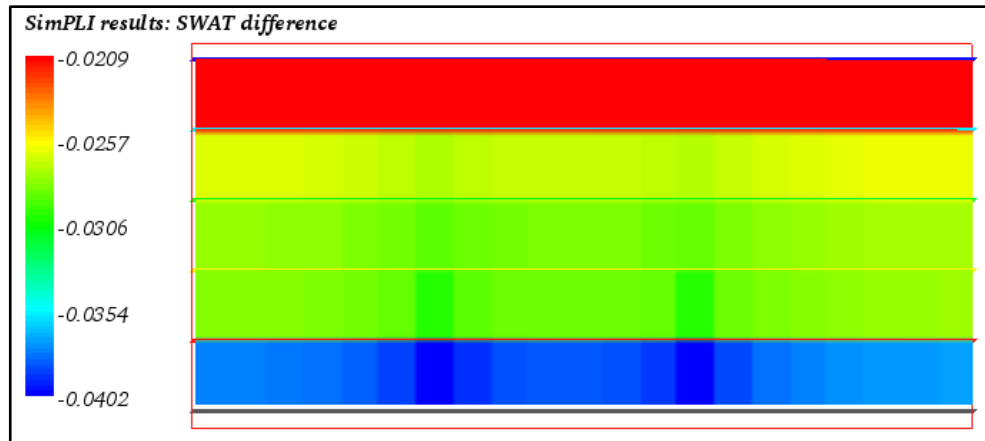
**Figura 74. Diferencias de la Presión de Poro del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



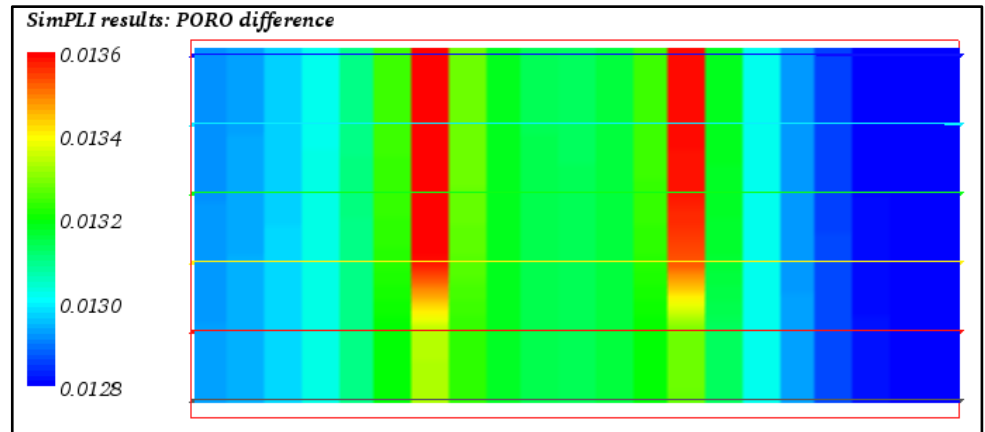
**Figura 75. Diferencias de la Saturación de aceite del modelo con compactación  
entre el 1 de Enero de 2001 y 1 de Enero de 2009**



**Figura 76. Diferencias de la Saturación de agua del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



**Figura 77. Diferencias de la porosidad del modelo con compactación  
Entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**



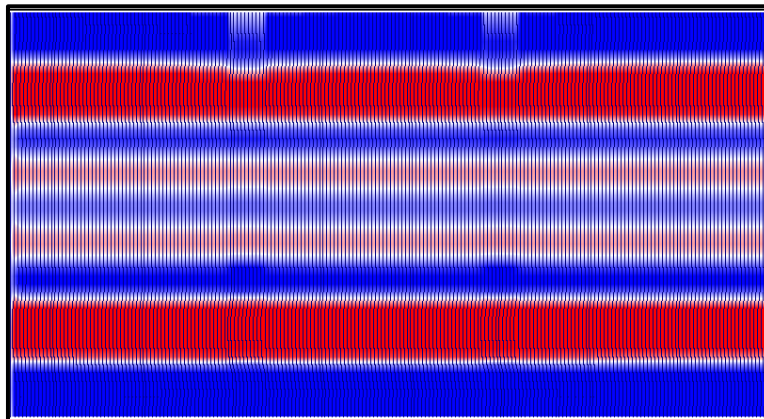
Con respecto a las pruebas realizadas al modelo con compactación se observó que los efectos en el cambio de la porosidad fueron más evidentes en las velocidades de onda S, pero muy pequeños en la onda P. Los sismogramas generados fueron para onda P por ende esta respuesta no fue muy perceptible. Pero a su vez el cambio de porosidad produjo un efecto en la saturación debido a que la producción en parte se presentaba por efecto de la compactación (cambio

del tamaño del poro), por ende los cambios de presión y saturación eran menores al caso sin geomecánica en forma general. En cuanto a la sismica como la porosidad disminuía aumenta la cantidad de material mineral (roca) y el cambio debido a la variación de la saturación se disminuye (poca variación de la densidad equivalente del medio).

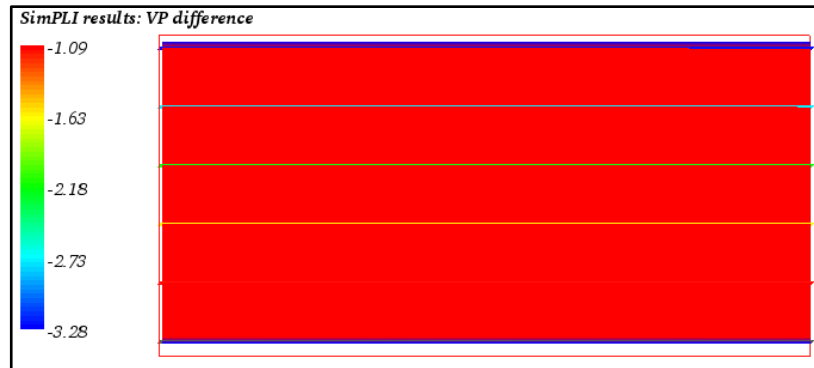
**8.2.3 Diferencias de los sismogramas a tiempos iguales, entre los modelos con y sin compactación.** Se comparan los sismogramas de los modelos con y sin geomecánica a tiempos iguales, para estudiar los cambios en la sismica como resultado del efecto geomecánico. Se asignan los sismogramas de los modelos sin compactación como los casos base y a estos se les resta los sismogramas de los sismogramas del modelo con compactación. AL 1 DE Enero de 2001, no se realizaron diferencias, puesto que al inicia las simulaciones, las dos datas tienen las mismas propiedades

- **Diferencias entre modelo con y sin geomecánica**

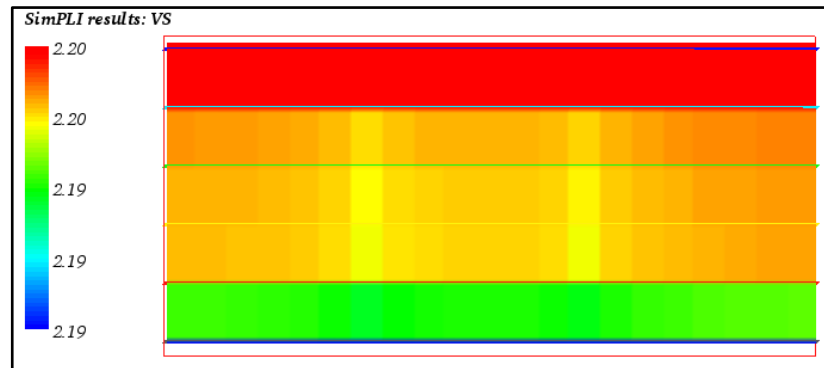
**Figura 78. Diferencia sismogramas para los dos casos 1 de enero de 2005**



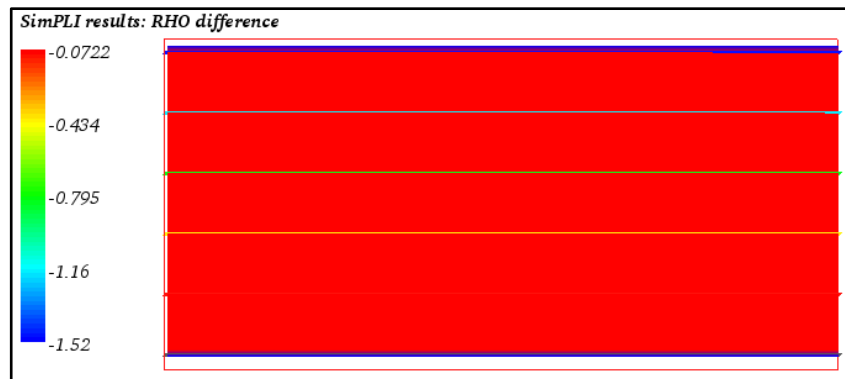
**Figura 79. Diferencias de la velocidad de onda P entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2005**



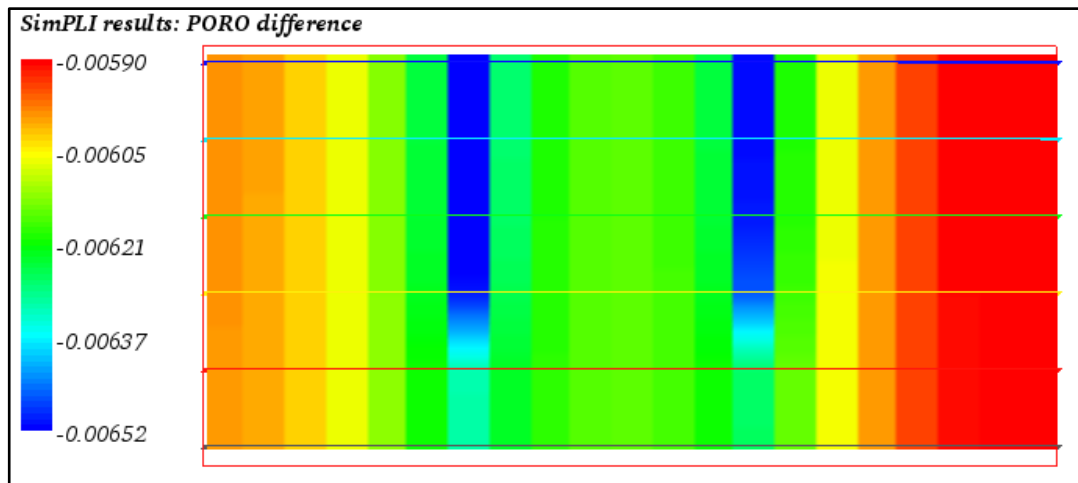
**Figura 80. Diferencias de la velocidad de onda S entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2005**



**Figura 81. Diferencias de la densidad entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2005**

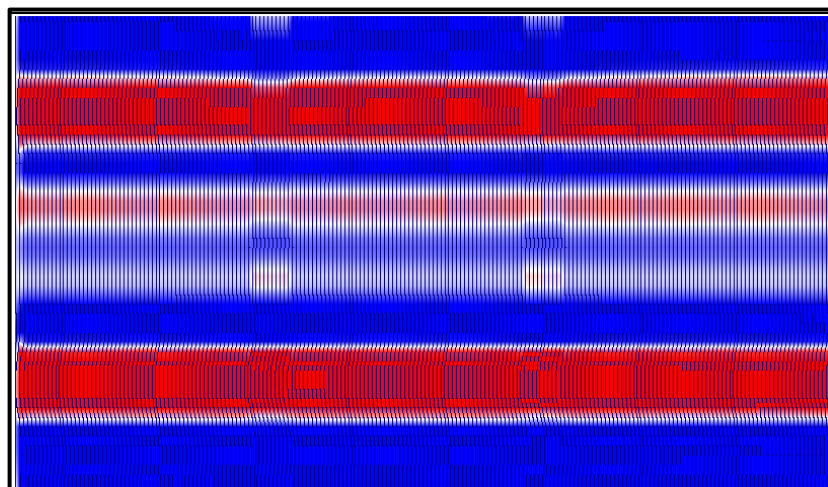


**Figura 82. Diferencias de la porosidad entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2005**

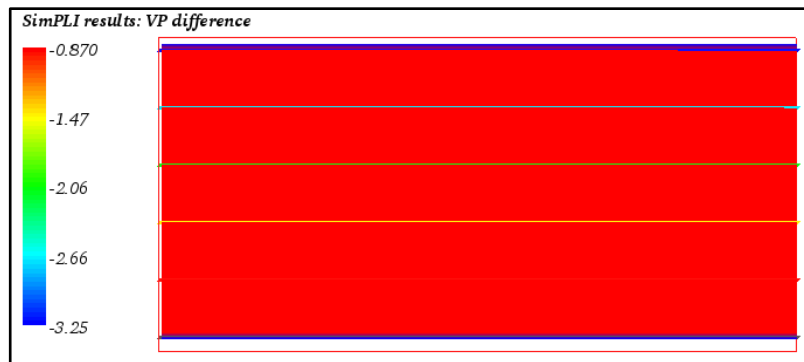


- **Diferencias entre 1 de Enero de 2001 - 1 de Enero de 2009**

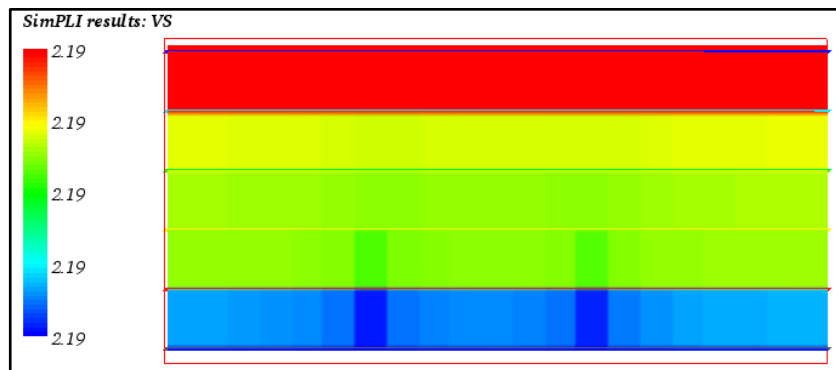
**Figura 83. Diferencia sismogramas para los dos casos 1 de enero de 2009**



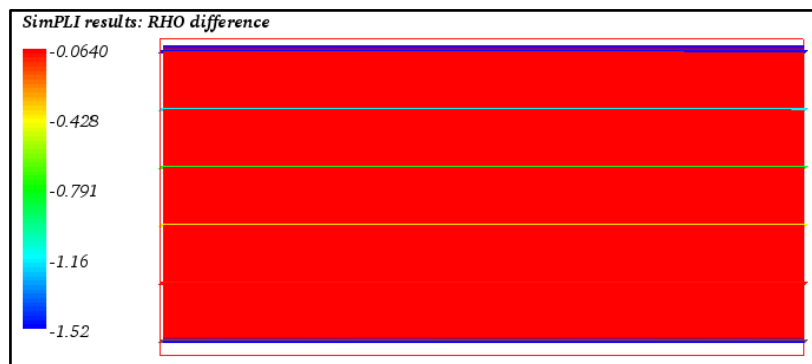
**Figura 84. Diferencias de la velocidad de onda P entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2009**



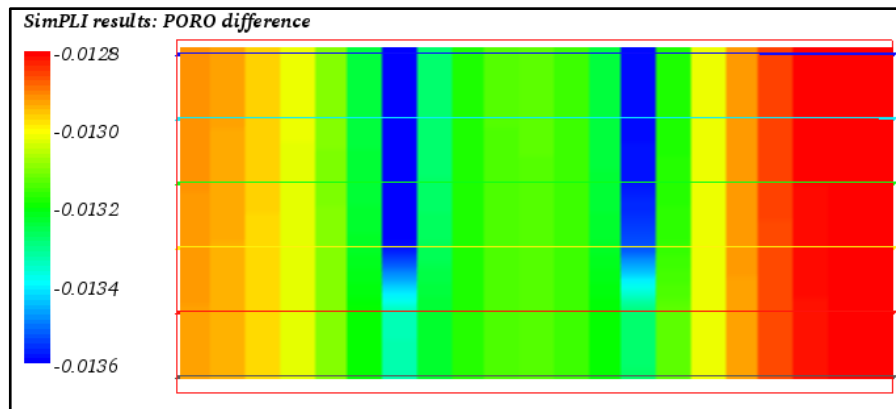
**Figura 85. Diferencias de la velocidad de onda S entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2009**



**Figura 86. Diferencias de la densidad entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2009**



**Figura 87. Diferencias de la porosidad entre el modelo con compactación y sin compactación para la fecha 1 de Enero de 2009**



Al analizar la sensibilidad de las velocidades de onda con la variación de las propiedades del yacimiento, se observa que la velocidad de onda P se encuentra relacionada con la densidad efectiva de la formación y por ende con la saturación de fluidos. Al incrementar la saturación de agua, aumenta la velocidad de onda P, pues a mayor densidad de la formación mayor velocidad de propagación.

La variación entre las velocidades de onda S, son debidas a los cambios de la porosidad del yacimiento; como el modelo geomecánico presenta una reducción en la porosidad y el modelo sin compactación esta propiedad permanece constante, al restar la respuesta de los modelos, se observa una variación de velocidad de onda, debido a la disminución del espacio poroso como consecuencia de la compactación.

## CONCLUSIONES

- ✓ Mediante la simulación geomecánica se lograron percibir los cambios de presión, saturación, porosidad y estado de esfuerzos como consecuencia de la compactación, además del aumento del factor de recobro producido por este fenómeno, influenciando la producción de los fluidos.
- ✓ En la respuesta sísmica diferenciada entre la primera y última fecha fueron detectados cambios en saturaciones y densidad provocada por la compactación.
- ✓ Para poder observar diferencias en los sismogramas, el yacimiento debe tener una porosidad mayor al 25% y los fluidos que saturan la roca deben ser livianos, preferiblemente gas, dado que por debajo de estas condiciones, las reflexiones sísmicas de onda P son poco perceptibles en la sísmica.
- ✓ El espesor de cada estrato del yacimiento debe ser mayor a 50 ft para que estos sean identificados por las reflexiones sísmicas, de lo contrario solo se evidenciara como un solo estrato.
- ✓ En los sismogramas de onda P no es muy evidente el cambio de porosidad debido a combinación de las variaciones de presión y saturación originadas por la compactación.
- ✓ Los resultados demuestran que la integración de dos áreas tan distintas como la sísmica y la geomecánica, constituye un buen mecanismo para la evaluación de yacimientos con altos cambios de presión y saturación, con

acuíferos y/o capa de gas. En general, donde haya un fuerte contraste en las densidades del medio equivalente.

- ✓ Como se evidencia en la diferenciación de las velocidades con y sin geomecánica al cabo de 8 años de producción, la variación de porosidad es más evidente en el mapa de diferencias de velocidad de onda S que en el de ondas P, dado que en este se reflejan las zonas con mayor y menor compactación, mientras que en los mapas de onda P se observa cambios uniformes a lo largo de estas zonas.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Se propone la realización de un estudio sísmico más profundo y detallado como herramienta para la evaluación y caracterización de yacimientos.
- ✓ Se plantea retomar esta investigación como punto de partida para otros estudios, como guía en la predicción del comportamiento dinámico de los estratos en la formación, reduciendo incertidumbres asociadas con la compactación, donde se generen sismogramas como los obtenidos en campo y se les aplique procesamiento de las señales.
- ✓ Se propone la realización de este estudio con ondas S, siendo un área poco explorada pero muy prometedora según varios estudios elaborados recientemente para la geomecánica.
- ✓ Sería importante indagar y hacer un estudio detallado acerca de la metodología en yacimientos estratificados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ALZATE, John Henry y ALZATE Guillermo Arturo, Generación de sismogramas sintéticos a partir de la ecuación de sustitución de fluidos Gassmann. Universidad Nacional de Medellín, Medellín, 2004.
- BAUTISTA, Oscar y MEJIA, Yuliana. Metodología para la identificación del efecto de las propiedades petrofísicas en la respuesta sísmica, apoyado en registros de pozo, muestras de campo y pruebas de laboratorio en un medio no ideal. Tesis, Bucaramanga, 2011.
- C. Jhon, F. Rene, G. Sydney, J. Arnis, J. Wesley, LEE Don, Morten G. Stage, Las Rocas Importan: Realidades de la Geomecánica, OilField Review, 2007/2008.
- CARVAJAL, Jenny, Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011.
- DIRK, Doornhof, Tron Golder Kristiansen, Neal B. Nagel y Phillip D. Patillo. Compactación y Subsistencia, Oilfield Review, 2006/2007.
- DUSSEAULT, Maurice B., YIN, Shunde, ROTHENBURG, Leo, y HAN, Hongxue. Seismic Monitoring and Geomechanics Simulation, University of Waterloo, Canada, 2007.
- HAIBIN, Xu. Production induced reservoir compaction and surface subsidence, with applications to 4D seismic. 2002.
- I. Ruddy, MARK A. P.D. Patillo y Bishlawl, Rock Compresibility, compaction and subsidence in a high porosity Chalk Reservoir: A case study Valhall Field, SPE 18278, 1988.
- JARAMILLO, N. NADYA, A. y PALACIOS, Br. Evaluación crítica de la simulación numérica de la compactación de yacimientos. Tesis. Caracas, Junio de 2004.

- KUMAR, Dhananjay. A Tutorial on Gassmann Fluid Substitution: Formulation, Algorithm and Matlab Code, Chevron Energy Technology Company, California, USA, 2005.
- LIMA FALCÃO, Flávia de Oliveira. Efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios de petróleo, Tesis, Rio de Janeiro, 2002.
- MARTINEZ CABANAS, W.I. Geological interpretation of synthetic seismograms. An applied example to the Rio Segura G-1 well, Geogaceta 20, pp. 153 – 156, Madrid, 1996.
- M. Bacon, R. Simm y T. Redshaw. 3D Seismic Interpretation, United Kingdom, editorial Cambridge, 2003.
- NORSAR. SeisRoX – Rapid Simulation of PSDM data aids seismic reservoir characterization and monitoring [Online]. Disponible en Internet: <http://www.ngoilgasma.com/article/SeisRoX--rapid-simulation-of-PSDM-data-aids-seismic-reservoir-characterization-and-monitoring/>
- NORSAR, Innovation AS. Seismic Modelling SeisRoX package. SeisRoX Manuals - Version 2.0 rev. 2.
- QUINTERO VALERO, Nelson Enrique. Determinación de parámetros anisótropos en medios fracturados a escala de yacimiento con datos sísmicos de reflexión, Tesis, 2008.
- RODRIGUEZ, Adriana, RAMIREZ, Gledys y ELBERG, Maria. Simulación geomecánica aplicada a la extracción de crudo a partir de un modelo elastoplástico. Artículo de investigación – Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 27, No 3, pp. 137 – 143, Agosto – Noviembre, 2006.
- S. Vidal-Gilbert y E. Tisseau, IFP. Sensitivity Analysis of Geomechanical Behavior on Time-Lapse Seismic Velocity Modeling, SPE 100142, 2006.
- S. Vidal, P. Longuemare, F Huguet y P, Mechler. Reservoir Parameters Quantification from Seismic Monitoring Integrating Geomechanics, Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP, Vol. 57, pp. 555-568, 2002.

## ANEXOS

### ANEXO 1. DATA GEOMECANICA APLICADA AL MODELO

RUNSPEC

-- Solución Implícita.

AIM

--Unidades (campo).

FIELD

--Fluidos presentes en el yacimiento.

OIL

WATER

GAS

--GEOMECH Definir modelo geomecánico

--T Hacer los cálculos geomecánicos al final de cada time step

--FE Cálculos de las tensiones por elementos finitos.

--RMBAL Requiere que el volumen de la roca sea conservado.

GEOMECH

1\* T FE RMBAL INIT /

--GEODIMS Dimensiones de la data geomecánica

--N° de regiones N° de filas en N° de columnas N° de filas en

N° de columnas

-- geomecánicas PERMSTAB en PERMSTAB BIOTCTAB

BIOTCTAB

GEODIMS

1\* 3 4 3 4 /

--Número de componentes.

COMPS

6 /

--Dimensiones de las tablas.

TABDIMS

1 1 40 40 10 /

--X Y Z

DIMENS

21 21 5 /

-- Número de pozos

WELLDIMS

2 /

TITLE

MODELO GEOMECÁNICO - COMPACTACIÓN

--Fecha de inicio de la simulación.

START

1 Jan 2001 /

FMTOUT

FMTIN

GRID

=====

GRIDFILE

0 1 /

INIT

EQUALS

DX 320 /

DY 100 /

DZ 60 /

NTG 1.0 /

PERMX 75 /

PERMY 75 /

PERMZ 7.5 /

PORO 0.33 /

TOPS 7000 1 21 1 21 1 1 /

/

EQUALS

YOUNGMOD 1.45E3 /

POISSONR 0.5 /

ROCKDEN 128 /

BIOTC 0.88 /

/

RPTGRID  
LIMITS /

PROPS

=====

SWFN

0.22	0	0
0.7	0.22	0
0.85	0.36	0
1	1	0

/

SGFN

0	0	0
0.04	0	0.2
0.1	0.022	0.5
0.2	0.1	1
0.3	0.24	1.5
0.4	0.34	2
0.5	0.42	2.5
0.6	0.5	3
0.7	0.8125	3.5
0.78	1	3.9

/

SOF3

0	0	0
0.15	0	0
0.38	0.00432	0
0.4	0.0048	0.004
0.48	0.05288	0.02
0.5	0.0649	0.036
0.58	0.11298	0.1
0.6	0.125	0.146
0.68	0.345	0.33
0.7	0.4	0.42
0.74	0.7	0.6
0.78	1	1

/

-- Propiedades PVT del agua  
-- presión ref. BW compresibilidad viscosidad  
viscosibilidad  
PVTW

3000 1.00341 3.0D-6 0.96 0 /

--Propiedades de la roca

--Presión de ref. Compresibilidad de la roca  
ROCK

3600 1.2D-4 /

--Densidad Densidad Densidad

-- aceite Agua Gas

DENSITY

53.6 62.400 0.06243/

--Ecuación de estado

--Peng Robinson

EOS

PR /

--Corrección de Peng Robinson

PRCORR

--Temperatura del yacimiento

RTEMP

160 /

--Condiciones Estándar

STCOND

60 14.7 /

--nombre de los componentes

CNAMES

C1

C3

C6

C10

C15

C20

/

TCRIT

343.0

665.7

913.4  
1111.8  
1270.0  
1380.0  
/

PCRIT  
667.8  
616.3  
436.9  
304.0  
200.0  
162.0  
/

ZCRIT  
0.290  
0.277  
0.264  
0.257  
0.245  
0.235  
/

--Peso Molecular

MW  
16.04  
44.10  
86.18  
149.29  
206.00  
282.00  
/

--Factor Acéntrico

ACF  
0.013  
0.1524  
0.3007  
0.4885  
0.6500  
0.8500  
/

--Coeficiente de interacción binaria.

BIC

0.0  
0.0 0.0  
0.0 0.0 0.0  
0.05 0.005 0.0 0.0  
0.05 0.005 0.0 0.0 0.0 /

--composición total respecto a la tabla de profundidad.

-- profundidad fracción molar

ZMFVD

1000.0 0.2 0.13 0.17 0.25 0.2 0.05  
10000.0 0.2 0.13 0.17 0.25 0.2 0.05 /

--multiplicador geomecánico de la permeabilidad

--como una tabulación en función de la tensión de la roca

PERMSTAB

--máximos de los esfuerzos principales

-3000 -2000 -1000 1000 /

-- mínimo de los multiplicadores de

--esfuerzos princ. permeabilidad

-4000 2\*1 1.1 1.3 /  
-3000 1\*1 1.1 1.2 1.4 /  
1000 1.1 1.3 1.6 1.9 /

/

RPTPROPS

'DENSITY' 'PVTO' 'ROCKTAB' /

SOLUTION

=====

--Especificación del equilibrio de la data

--Prof. de P. a Prof. Prof. Pc Prof. Pc

-- ref. de ref. W-0 W-0 G\_0 G-0

EQUIL

7010 4500 9000 0.0 6010 0 1 1 0 /

--Condiciones limite de esfuerzo para esfuerzo acoplado y flujo de fluidos.

STRESBC

'K-' 1 -4786 /

/

RPTSOL  
PRESSURE SOIL SWAT /

RPTRST  
BASIC=2 PRESSURE DROCKDISP ROCKDISP POROSITY PRSTRESS EFFSTRES  
SOIL SWAT PERM\_MOD PGOSTRES PLASDISP STRAIN/

SUMMARY

=====

ALL  
FOE  
PERFORMA

RPTONLY  
RUNSUM

-- FIELD OIL PRODUCTION  
FOPR

-- FACTOR DE RECOBRO  
FPR

-- PRODUCCION DE ACEITE TOTAL  
FOPT

-- PRODUCCION DE AGUA  
FWPR

-- PRODUCCION DE AGUA TOTAL  
FWPT

-- CORTE DE AGUA  
WWCT  
'P1'  
/

WOPR  
/  
WGPR

```
/
WWPR
/
WGOR
/
WWCT
/
WOPT
/
WGPT
/
WWPT
/
WBHP
/
WBP9
/
```

SCHEDULE

=====

```
--Avance del simulador para reportes de tiempo
TSTEP
0.01 /
```

```
--convergencia critica
CVCRT
8* 2 20* 0.5 /
```

```
--control de la impresión de la simulación
RTPRINT
/ --default
```

```
--especificaciones de pozo
--nombre grupo I J
WELSPECS
P1 1* 7 11 1* OIL /
P2 1* 14 11 1* OIL /
/
```

```
--Especificación del completamiento de pozo
-- WELL -LOCATION- OPEN/ SAT CONN BORE
-- NAME I J K1-K2 SHUT TAB FACT DIAM
```

```

COMPDAT
  P1      2* 1  4  OPEN 1*  5.0 /
  P2      2* 1  4  OPEN 1*  5.0 /
/

--control de producción
--nombre OPEN controlado oil
-- well SHUT      por      rate
WCONPROD
  P1      OPEN      LRAT 3*  5000 1* 1000 /
  P2      OPEN      LRAT 3*  5000 1* 1000 /
/

--condiciones limite de esfuerzo
STRESBC
  'K-' 1 -4786 /
/

TSTEP
1  10  20  150  184  181  184  181  184  182  184  181
   184  181  184  181  184  182  184/

END

```

## ANEXO 2. DATA MODELO SIN GEOMECANICA

RUNSPEC

-- Solución Implícita.

AIM

--Unidades (campo).

FIELD

--Fluidos presentes en el yacimiento.

OIL

WATER

GAS

--Número de componentes.

COMPS

6 /

--Dimensiones de las tablas.

TABDIMS

1 1 40 40 10 /

--X Y Z

DIMENS

21 21 5 /

-- Número de pozos

WELLDIMS

2 /

TITLE

MODELO SIN COMPACTACION

--Fecha de inicio de la simulación

START

1 Jan 2001 /

FMTOUT

FMTIN

GRID

=====

GRIDFILE

0 1 /

INIT

EQUALS

DX 320 /  
DY 100 /  
DZ 60 /  
NTG 1.0 /  
PERMX 75 /  
PERMY 75 /  
PERMZ 7.5 /  
PORO 0.33 /  
TOPS 7000 1 21 1 21 1 1 /  
/

RPTGRID

LIMITS /

PROPS

=====

SWFN

0.22 0 0  
0.7 0.22 0  
0.85 0.36 0  
1 1 0  
/

SGFN

0 0 0  
0.04 0 0.2  
0.1 0.022 0.5  
0.2 0.1 1  
0.3 0.24 1.5  
0.4 0.34 2  
0.5 0.42 2.5  
0.6 0.5 3  
0.7 0.8125 3.5

0.78 1 3.9 /

SOF3

0	0	0	
0.15	0	0	
0.38	0.00432	0	
0.4	0.0048	0.004	
0.48	0.05288	0.02	
0.5	0.0649	0.036	
0.58	0.11298	0.1	
0.6	0.125	0.146	
0.68	0.345	0.33	
0.7	0.4	0.42	
0.74	0.7	0.6	
0.78	1	1	/

-- Propiedades PVT del agua

-- presión ref. BW compresibilidad viscosidad  
viscosibilidad

PVTW

3000	1.00341	3.0D-6	0.96	0 /
------	---------	--------	------	-----

--Propiedades de la roca

--Presión de ref. Compresibilidad de la roca

ROCK

3600	1.2D-4	/
------	--------	---

--Densidad Densidad Densidad

-- aceite Agua Gas

DENSITY

53.6	62.400	0.06243/
------	--------	----------

--Ecuación de estado

--Peng Robinson

EOS

PR /

--Corrección de Peng Robinson

PRCORR

--Temperatura del yacimiento

RTEMP

160 /

--Condiciones Estándar

STCOND

60 14.7 /

--nombre de los componentes

CNAMES

C1

C3

C6

C10

C15

C20

/

TCRIT

343.0

665.7

913.4

1111.8

1270.0

1380.0

/

PCRIT

667.8

616.3

436.9

304.0

200.0

162.0

/

ZCRIT

0.290

0.277

0.264

0.257

0.245

0.235

/

--Peso Molecular

MW

16.04

44.10  
86.18  
149.29  
206.00  
282.00  
/

--Factor Acéntrico

ACF  
0.013  
0.1524  
0.3007  
0.4885  
0.6500  
0.8500  
/

--Coeficiente de interacción binaria.

BIC  
0.0  
0.0 0.0  
0.0 0.0 0.0  
0.05 0.005 0.0 0.0  
0.05 0.005 0.0 0.0 0.0 /

--composición total respecto a la tabla de profundidad.

-- profundidad fracción molar  
ZMFVD  
1000.0 0.2 0.13 0.17 0.25 0.2 0.05  
10000.0 0.2 0.13 0.17 0.25 0.2 0.05 /

RPTPROPS

'DENSITY' 'PVTO' 'ROCKTAB' /

SOLUTION

=====

--Especificación del equilibrio de la data

--Prof. de P. a Prof. Prof. Pc Prof. Pc  
-- ref. de ref. W-O W-O G\_0 G-O

EQUIL

7010 4500 9000 0.0 6010 0 1 1 0 /  
-- SWITCH ON OUTPUT OF INITIAL CONDITIONS

RPTSOL  
PRESSURE SOIL SWAT /

RPTRST  
BASIC=2 PRESSURE DROCKDISP ROCKDISP POROSITY PRSTRESS EFFSTRES  
SOIL SWAT PERM\_MOD PGOSTRES PLASDISP STRAIN/

SUMMARY

=====

ALL

FOE  
PERFORMA

RPTONLY  
RUNSUM

-- FIELD OIL PRODUCTION  
FOPR

-- FACTOR DE RECOBRO  
FPR

-- PRODUCCION DE ACEITE TOTAL  
FOPT

-- PRODUCCION DE AGUA  
FWPR

-- PRODUCCION DE AGUA TOTAL  
FWPT

-- CORTE DE AGUA  
WWCT  
'P1'  
/

WOPR  
/  
WGPR  
/

WWPR  
/  
WGOR  
/  
WWCT  
/  
WOPT  
/  
WGPT  
/  
WWPT  
/  
WBHP  
/  
WBP9  
/

SCHEDULE

=====

--Avance del simulador para reportes de tiempo  
TSTEP  
0.01 /

--convergencia critica  
CVCRT  
8\* 2 20\* 0.5 /

--control de la impresión de la simulación  
RTPRINT  
/ --default

--especificaciones de pozo  
--nombre grupo I J  
WELSPECS  
P1 1\* 7 11 1\* OIL /  
P2 1\* 14 11 1\* OIL /

/

--especificación del completamiento de pozo  
-- WELL -LOCATION- OPEN/ SAT CONN BORE  
-- NAME I J K1-K2 SHUT TAB FACT DIAM  
COMPDAT

```
      P1      2*   1 4   OPEN   1* 5.0 /  
      P2      2*   1 4   OPEN   1* 5.0 /
```

/

--control de producción

--nombre OPEN controlado oil

-- well SHUT por rate

WCONPROD

```
      P1      OPEN      LRAT 3*   5000 1* 1000 /
```

```
      P2      OPEN      LRAT 3*   5000 1* 1000 /
```

/

TSTEP

```
1  10  20  150  184  181  184  181  184  182  184  181  
    184  181  184  181  184  182  184/
```

END

### ANEXO 3. GRAFICAS DE SENSIBILIDAD

Figura 88. Velocidad de Onda P vs Porosidad

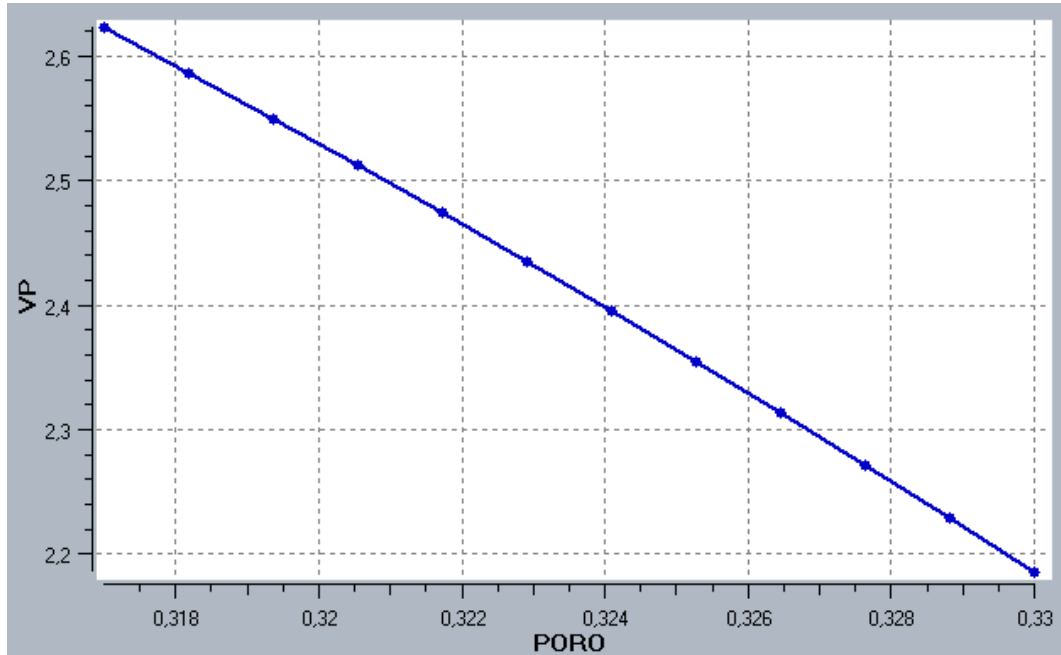
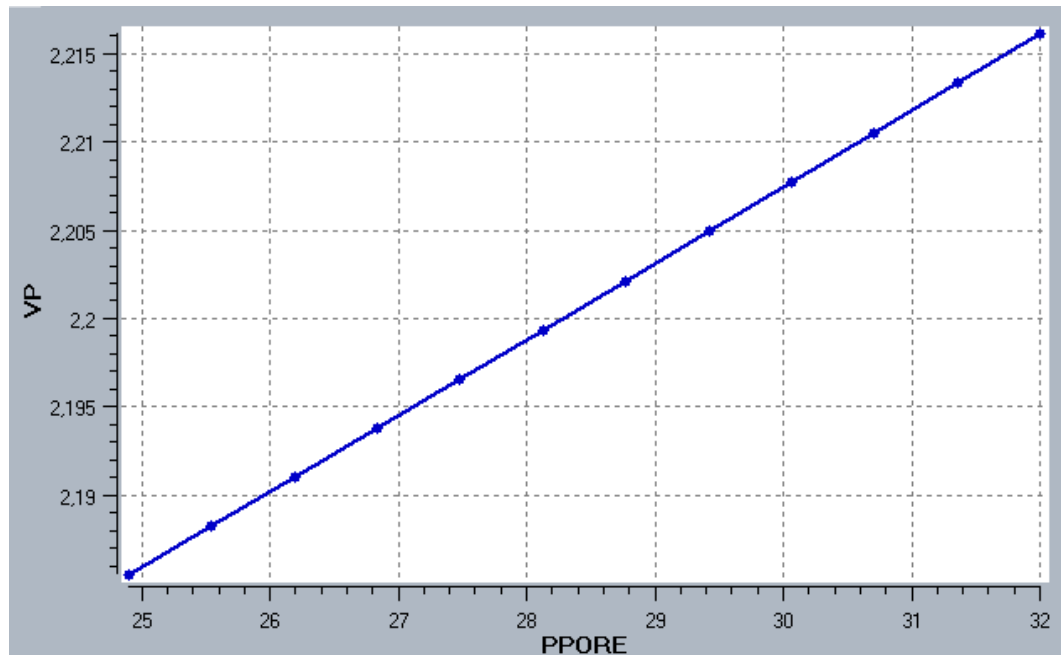
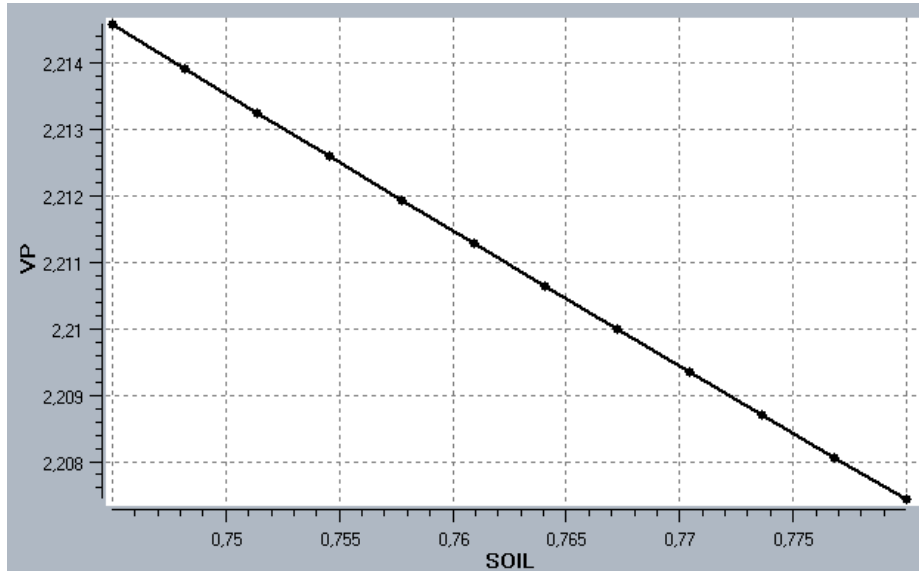


Figura 89. Velocidad de Onda P vs Presión de poro



**Figura 90. Velocidad de Onda P vs Saturación de aceite**



**Figura 91. Velocidad de onda P Vs Saturación de agua**

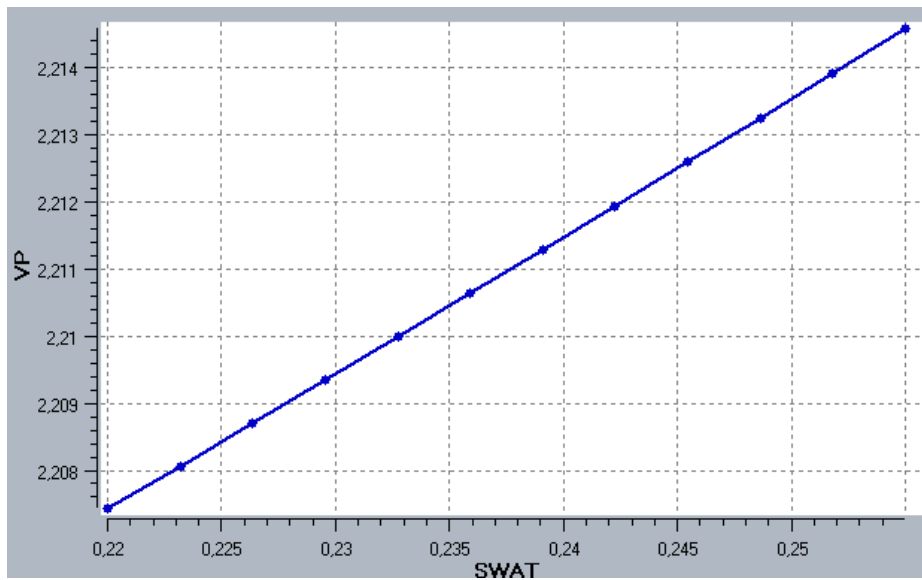
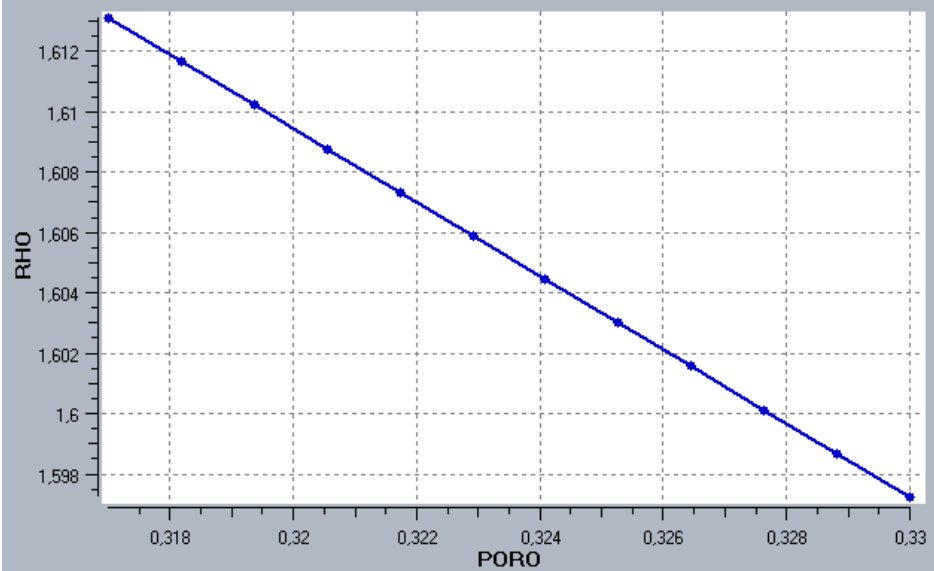
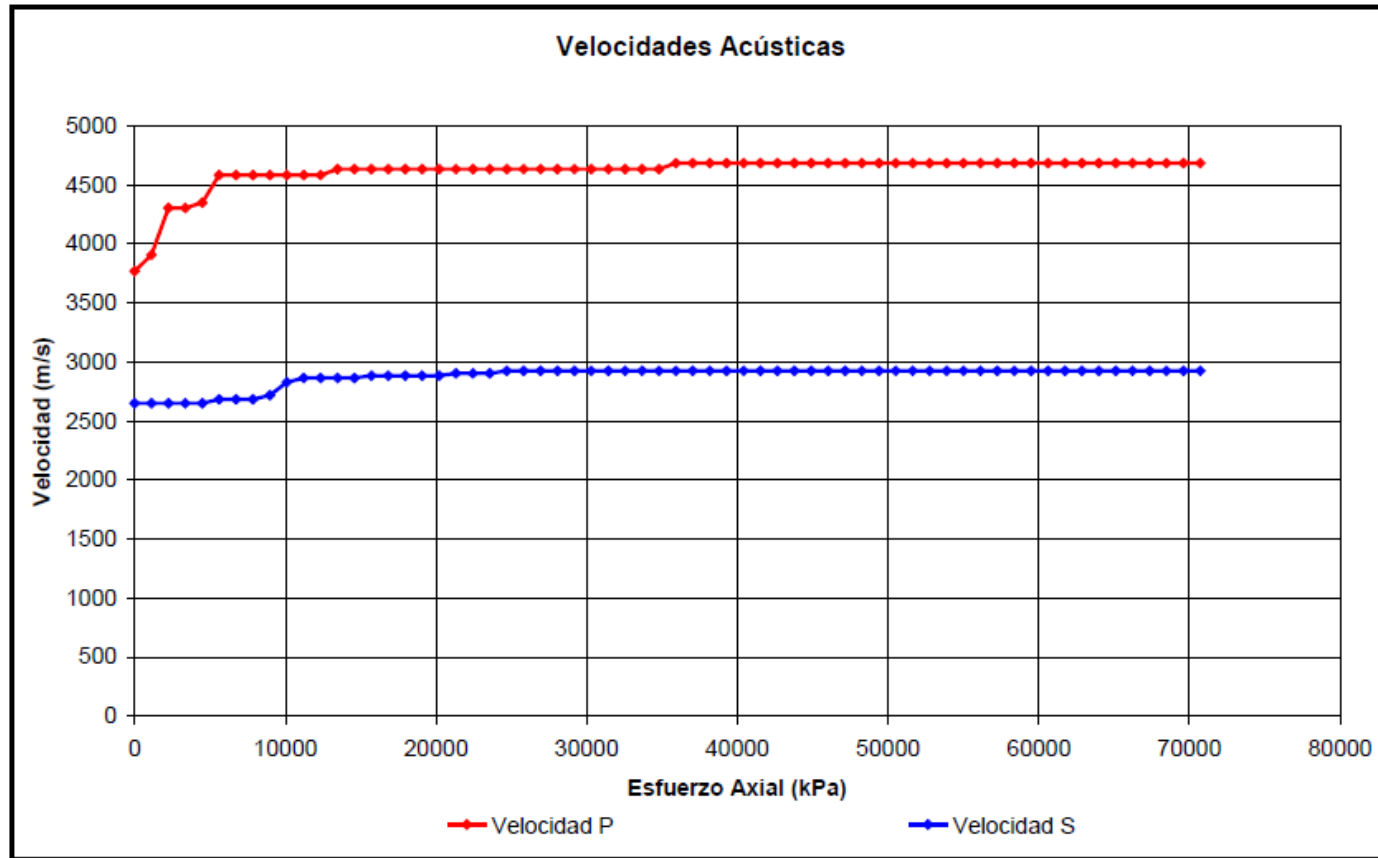


Figura 92. Densidad Vs Porosidad



## APÉNDICE

Figura 93. Velocidades Acústicas en las rocas



**Fuente:** CARVAJAL, Jenny, *Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011.*

**Velocidades de onda para diferentes tipos de roca.**

***Para Arenas y Areniscas saturadas en Agua***

$$V_s = 0.8042 * V_p - 0.8559 \quad (52)$$

***Para Shale saturado en Agua***

$$V_s = 0.8621 * V_p - 1.1724 \quad (53)$$

***Para Dolomita saturada en Agua***

$$V_s = 0.5832 * V_p - 0.7776 \quad (54)$$

***Para Arena Arcillosa saturada en Agua. VShale < 25%***

$$V_s = 0.754 * V_p - 0.657 \quad (55)$$

***Para Arena Arcillosa saturada en Agua. VShale > 25%***

$$V_s = 0.842 * V_p - 1.099 \quad (56)$$

***Para Caliza saturada en Agua.***

$$V_s = -0.5508 * V_p^2 + 1.0168 * V_p - 1.0305 \quad (57)$$

***Fuente:*** CARVAJAL, Jenny, *Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011*

**Tabla 14. Relación de Poisson para diferentes tipos de roca.**

MATERIAL	MODULO DE YOUNG (10 <sup>6</sup> PSI)
Pizarra	1.4 - 5
Gneiss	1.4 - 5.7
Arenisca Esquistosa	0.6 - 2.8
Arenisca Calcárea	0.4 - 0.9
Caliza	0.4 - 11
Mármol	11.4
Dolomita	1.4 - 12
Granito	1.4 - 8.5
Cuarcita	3.5 - 6.5
Arenisca	0.3 - 11.5
Esquisto	0.9 - 2.7

**Fuente:** CARVAJAL, Jenny, *Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011*

**Tabla 15. Velocidades en diferentes tipos de roca.**

MATERIAL	VELOCIDAD DEL SONIDO (m/s)
Areniscas	1400 - 4500
Conglomerados	2500 - 5000
Calizas	4000 - 6000
Dolomías	5000 - 6000
Sal	4500 - 6500
Yeso	3000 - 4000
Anhidrita	3000 - 6000
Gneises	3100 - 5400
Cuarcitas	5100 - 6100
Granitos	4000 - 6000
Gabros	6700 - 7300
Dunitas	7900 - 8400
Diabasas	5800 - 7100

**Fuente:** CARVAJAL, Jenny, *Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica, Bucaramanga, Febrero de 2011*

**Tabla 16. Compresibilidades para diferentes tipos de roca.**

MATERIAL	MODULO DE YOUNG (10 <sup>6</sup> PSI <sup>-1</sup> )	MODULO VOLUMETRICO (10 <sup>6</sup> PSI)
Cuarzo	0.2	3.9
Granito	0.1	1.8 - 6.5
Caliza	0.18 - 6	5.5
Mármol	0.01	102
Dolomita	0.01 - 0.02	49.3 - 120
Basalto	0.15	4.9
Anhidrita	4.00E-08	89
Limestone	1.90E-09	33.4 - 100
Arenisca	0.1 - 5	2.4 - 46.4
Areniscas no consolidadas	20 - 100	0.05 - 0.1

**Fuente:** CARVAJAL, Jenny, *Propiedades Mecánicas de las rocas. Curso Básico de Geomecánica*, Bucaramanga, Febrero de 2011