

TRABAJO DE GRADO DE MAESTRÍA



MODELO GEOMECÁNICO 3D PARA EL ANÁLISIS DE LA PRESIÓN CRÍTICA DE ARENAMIENTO CON MÚLTIPLES ESCENARIOS PROBABLES EN EL YACIMIENTO MER MUC 2, ÁREA NORTE DEL CAMPO MULATA, SUBCUENCA MATURÍN. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

Trabajo de Postgrado presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Geól. Gelson J., Carpio.
para optar al título de
Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2018

TRABAJO DE GRADO DE MAESTRÍA



MODELO GEOMECÁNICO 3D PARA EL ANÁLISIS DE LA PRESIÓN CRÍTICA DE ARENAMIENTO CON MÚLTIPLES ESCENARIOS PROBABLES EN EL YACIMIENTO MER MUC 2, ÁREA NORTE DEL CAMPO MULATA, SUBCUENCA MATURÍN. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: M. Sc. Mauricio Hernández.

TUTOR INDUSTRIAL: M. Sc. Jesús Hernández

Trabajo de Postgrado presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Geól. Gelson J., Carpio.
para optar al título de
Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2018

© Gelson Carpio, 2018
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito Legal: AN2018000036

Carpio, Gelson J.

**MODELO GEOMECÁNICO 3D PARA EL ANÁLISIS DE LA
PRESIÓN CRÍTICA DE ARENAMIENTO CON MÚLTIPLES
ESCENARIOS PROBABLES EN EL YACIMIENTO MER MUC 2,
ÁREA NORTE DEL CAMPO MULATA, SUBCUENCA
MATURÍN. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Tutor Académico: M. Sc. Mauricio Hernández.

Tutor Industrial: M. Sc. Jesús Hernández.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ciencias Geológicas.

Año 2018, 167 páginas.

Palabras Claves: Geomodelado, tensores de esfuerzo, presión crítica de arenamiento, propiedades elásticas, realizaciones.

Resumen. El área de estudio corresponde al yacimiento MER MUC 2, con una extensión de 1.248 acres y 14 pozos, ubicados en el campo Mulata, específicamente al norte del estado Monagas. El modelo geomecánico 3D para el estudio del arenamiento con múltiples escenarios probables consta de una malla con resolución de 100x100x3 pies, para un total de 415 capas y 283.030 celdas que representa la heterogeneidad lateral y vertical del marco estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, geomecánico y geopresiones. En este trabajo se integran flujos de trabajo de modelaje estocástico de propiedades petrofísicas, geomecánicas y geopresiones realizando simulaciones para tres escenarios probables de litofacies, porosidad, resistencia compresiva no confinada, relación de Poisson, presión de poro, esfuerzos horizontales mínimo y máximo. Con base en estos escenarios de simulación se generaron mallas 3D caída de presión crítica, presión de fondo fluente crítica (CBHP_3D) y presión crítica de arenamiento (Pre.crit_3D).

El promedio global de Pre.crit_3D y CBHP_3D en el escenario 1 es 3.545 y 7.392 psi, para el escenario 2 es 3.287 y 7.105 psi; mientras que en el escenario 3, se estimó en 3.186 y 7.053 psi, respectivamente. Los valores de Pre.crit_3D oscilan entre 2.000 a 4.000 psi en la zona donde se encuentran los pozos MUC-B, MRC-A, MRC-C y MUC-D. En la zona sur, donde se ubican los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-G, MUC-M, MUC-I, MUC-J y MUC-K, se estimaron valores entre 4.000 a 6.000 psi. En depósitos de barras distales el promedio global de Pre.crit_3D es de 3.728 a 4.085 psi,

mientras que en las unidades estratigráficas asociadas a canales distributarios, islas de barrera y barras costeras ronda entre 3.097 a 3.681 psi. Las zonas con mayor probabilidad de que ocurra el fenómeno de arenamiento está asociada al sector donde se encuentran los pozos MUC-E, MUC-N, MUC-F y MUC-G.



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de
Estudios de
Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo Grado** presentado por el **GEOLOGO GELSON CARPIO**, portador de la Cédula de Identidad No CEDULA 12.600.174, bajo el título **"MODELO GEOMECANICO 3D PARA EL ANÁLISIS DE LA PRESIÓN CRÍTICA DE ARENAMIENTO CON MÚLTIPLES ESCENARIOS PROBABLES EN EL YACIMIENTO MIER MUC 2, ÁREA DEL NORTE DEL CAMPO MULATA, SUBCUENCA MATURÍN"**, a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister en Ciencias Geológicas; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 5 de octubre de 2018, a las 10:00 a.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que éste hizo en el salón 312, en el piso 2do la escuela de Geología, Minas y Geofísica, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado, los profesores estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso y el jurado por unanimidad le asigna la calificación de "APROBADO".

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los cinco (5) días del mes de octubre del año 2018, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el **M.Sc. Mauricio Hernández**.

Página 1 de 2

Dr. Redescal Uzcátegui

Dr. Redescal Uzcátegui
9.120.407
(JURADO)
(USB)

M.Sc. Luis Araya

M.Sc. Luis Araya
13.156.123
(JURADO)
(FI-UCV)

Mauricio Hernández

M.Sc. Mauricio Hernández
13.608.027
(TUTOR)
INTEVEP

Página 2 de 2

DEDICATORIA

A mi Dios y Salvador

A mi madre

A mi familia

A todos los que tengo en mi corazón.

AGRADECIMIENTOS

A Jehova Dios Todopoderoso, Jesucristo El Salvador y Espíritu Santo mi guía y protector, por su guía invisible pero tangible como el viento y la luz. Por enseñarme la naturaleza de la vida.

A mi madre Querida por siempre y para siempre. La razón de mi existencia y lo que soy. A mi hermanos con todo mi corazón que con su viva voz me hablan desde el pasado al presente.

A mis hijas e hijo, quienes son la energía que nutre mi ser y le dan propósito a este breve andar en esta parte minúscula del universo.

A todas las personas, compañeros y seres querido que de una u otra manera me apoyaron.

Al Estado venezolano, Universidad Central de Venezuela y especialmente Petróleos de Venezuela (Estudios Integrados Costa Afuera y Estudios Integrados Oriente), por haberme brindado las herramientas y facilidades para la consolidación de este trabajo.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1. INTRODUCCIÓN	2
2. OBJETIVOS	4
2.1 Objetivo general.....	4
2.2 Objetivos específicos.....	4
3. ÁREA GEOGRÁFICA Y ESTUDIOS PREVIOS.....	5
3.1 Área de estudio	5
3.2 Estudios previos	6
CAPÍTULO II.....	11
4. GEOLOGÍA REGIONAL Y LOCAL.....	11
4.1 Marco tectónico y estratigráfico regional.....	11
4.2 Geología del área en estudio	15
4.2.1 Modelo estructural.....	16
4.2.2 Modelo estratigráfico y sedimentológico	19
4.2.3 Modelo petrofísico.....	22
CAPÍTULO III.....	25
5. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	25
5.1 Fundamentos de producción de arena	25
5.2 Fundamentos de geomecánica	29
5.2.1 Relación de Poisson (ν)	30
5.2.3 Módulo de Young (E).....	31
5.2.4 Ángulo de fricción interna (grados)	31
5.2.5 Esfuerzo de cohesión (C).....	32
5.2.6 Resistencia compresiva no confinada (UCS).....	33
5.2.7 Esfuerzo de sobrecarga (σ_v , OB).....	36
5.2.8 Esfuerzos (horizontal máximo y horizontal mínimo).....	38

5.2.9 Presión de poro (Pp)	40
5.3 Tecnología Rock Strength Device (RSD) y Wombat Machine	41
5.4 Fundamentos del geomodelaje y geoestadística	43
5.4.1 Variogramas	43
5.4.2 Kriging	45
5.4.3 Geomodelaje	46
5.4.4 Simulación secuencial gaussiana (SSG)	47
5.4.5 Simulación secuencial de indicadores (SSI)	47
5.4.6 Modelos geológicos 3D	49
CAPÍTULO IV	52
6. METODOLOGIA DE TRABAJO	52
6.1 Inventario y carga de la información.....	53
6.2 Estudio geomecánico 1D	54
6.3 Carga de datos de geomecánica 1D y modelo geológico	57
6.4 Construcción del modelo geoestadístico 3D.....	58
6.4.1 Modelo de fallas 3D	59
6.4.2 Malla geológica 3D	61
6.4.3 Escalamiento de propiedades a la celda de la malla.....	64
6.4.5 Definición de escenarios de simulación 3D	64
6.4.6 Modelado de propiedades petrofísica 3D	69
6.4.7 Integración del modelo geoestadísticos 3D con geomecánica y geopresiones.....	70
CAPÍTULO V	76
7. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	76
7.1 Geomecánico 1D.....	76
7.2 Resultados del modelo geoestadístico 3D	79
7.2.1 Malla geológica 3D	80
7.2.2 Análisis de propiedades continuas y discretas	81
7.2.2.1 Escalamiento de propiedades continuas y discretas	81
7.2.2.2 Distribución estadística y relaciones entre propiedades	87

7.2.3 Análisis de variogramas.....	100
7.2.4 Simulación geoestadística.....	102
7.2.4.1 Simulación de litofacies 3D	102
7.2.4.2 Simulación de porosidad (PHIE_3D).....	107
7.2.4.3 Simulación de resistencia compresiva no confinada (UCS_3D)	114
7.2.4.4 Simulación de la relación de Poisson (Poisson_3D)	120
7.2.4.5 Constante poroelástica (A_3D)	122
7.2.4.6 Simulación de presión de Poro (Pp_3D).....	124
7.2.4.7 Simulación de esfuerzos (σ_h _3D y σ_H _3D)	126
7.2.4.8 Variables U_3D, γ_H _3D y m_3D	131
7.4.2.9 Caída de presión crítica (CDP_3D)	135
7.4.2.10 Presión crítica de arenamiento (Pre.crit_3D)y presión crítica de fondo fluyente(CBHP_3D).....	137
8. CONCLUSIONES.....	146
9. RECOMENDACIONES	149
10 REFERENCIAS.....	151
ANEXOS	161

LISTA DE CUADROS

Tabla N° 1. Información de registros disponibles	54
Tabla N° 2. Resumen de gradientes geomecánicos	78
Tabla N° 3. Definición de capas (<i>layering</i>) en la malla geológica.....	81
Tabla N° 4. Diferencia entre las medias de datos de propiedades petrofísicas y geomecánicas escaladas	85
Tabla N° 5. Resultados del análisis de variograma	101
Tabla N° 6. Proporciones de P_p _3D promedio en los escenarios 1, 2 y 3.....	126
Tabla N° 7. Proporciones de σ_h _3D promedio en los escenarios 1, 2 y 3.....	130
Tabla N° 8. Proporciones de σ_H _3D promedio en los escenarios 1, 2 y 3.....	130
Tabla N° 9. Proporciones de U _3D promedio en los escenarios 1, 2 y 3.....	133
Tabla N° 10. Caída de presión crítica promedio por parasecuencia.....	136
Tabla N° 11. Proporciones de litofacies del escenario 1 para las parasecuencias....	162
Tabla N° 12. Proporciones de litofacies del escenario 2 para las parasecuencias....	162
Tabla N° 13. Proporciones de litofacies del escenario 3 para las parasecuencias....	163
Tabla N° 14. Promedios de la Constante Poroelástica de los escenarios 1, 2 y 3	167

LISTA DE GRÁFICOS

Figura N° 1. Distribución de sedimentos en Separador.	2
Figura N° 2. Ubicación del área en estudio.....	5
Figura N° 3. Sección geológica Cuenca Oriental de Venezuela.	14
Figura N° 4. Marco tectónico regional.	14
Figura N° 5. Sección sísmica 1990 y mapa de traza de fallas del Campo Mulata	17
Figura N° 6. Sección parcial del mapa estructural del yacimiento MER MUC 2.....	18
Figura N° 7. Mapas paleoambientales de las parasecuencias T6-C1, T5-B y T3-B1..	21
Figura N° 8. Registro tipo del pozo MUC-E con propiedades petrofísicas y geomecánicas.....	23
Figura N° 9. Respuesta mecánica de la roca en función de la caída de presión crítica que dispara la producción de arena.....	27
Figura N° 10. Relación del ángulo de fricción interna con porosidad y sónico compresional.....	32
Figura N° 11. Relación entre UCS con tiempo de tránsito de la onda en areniscas y lutitas.....	34
Figura N° 12. Relación entre UCS con porosidad en areniscas y lutitas.	35
Figura N° 13. Relación esfuerzo con porosidad.	37
Figura N° 14. Relación esfuerzo σ_h con presión de poro.	40
Figura N° 15. Herramienta RSD y rayado en núcleo.	42
Figura N° 16. Variograma definido con sísmica y pozos.	45
Figura N° 17. Principio básico del proceso de simulación secuencial de indicadores	48
Figura N° 18. Flujo de trabajo modelo geoestadístico.....	50
Figura N° 19. Flujo de trabajo de integración geomecánica 1D y geoestadística.	52
Figura N° 20. Datos de utilizar.....	53
Figura N° 21. Sección parcial del pozo MRC-C	57

Figura N° 22. Modelo de fallas 3D.....	60
Figura N° 23. Definición orientación de la malla 3D	62
Figura N° 24. Definición Control de calidad de las superficies	63
Figura N° 25. Definición de facies discretas	66
Figura N° 26. Análisis de variogramas en la parasecuencia T5-B	67
Figura N° 27. Análisis de variogramas en la parasecuencia T4-B con mapas paleoambientales.....	68
Figura N° 28. Esquema de simulación de propiedades discretas	69
Figura N° 29. Esquema de simulación de propiedades petrofísicas	70
Figura N° 30. Esquema de simulación de propiedades geomecánicas y geopresiones	71
Figura N° 31. Histórico de presión de yacimiento	74
Figura N° 32. Calculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-E.	76
Figura N° 33. Calculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-F.	77
Figura N° 34. Calculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-K.....	77
Figura N° 35. Calculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-D.....	78
Figura N° 36. Características de la malla geológica 3D	80
Figura N° 37. Escalamiento de propiedades discretas	82
Figura N° 38. Escalamiento de propiedades continuas (petrofísicas y elásticas).....	84
Figura N° 39. Sección parcial del pozo MRC-C con litofacies, porosidad y propiedades geomecánicas escaladas.....	86
Figura N° 40. Escalamiento de propiedades continuas (geomecánicas).....	87
Figura N° 41. Relación entre porosidad, UCS y litofacies (escenario 1)	89
Figura N° 42. Relación entre propiedades continuas y ambientes sedimentarios (escenario 2)	92

Figura N° 43. Relación entre propiedades continuas y ambientes sedimentarios (escenario 3)	93
Figura N° 44. Tipos de distribuciones de las variables continuas (escenario 3)	94
Figura N° 45. Relación de Poisson en función de las litofacies y porosidad (escenario 1)	95
Figura N° 46. Constante poroelástica en función de las litofacies y porosidad (escenario 1)	95
Figura N° 47. Relación de módulo de Poisson, UCS con pruebas de producción (escenario 1)	97
Figura N° 48. Relación de porosidad con presión de poro (escenario 1).....	98
Figura N° 49. Relación de presión de poro y esfuerzos (escenarios 1, 2 y 3).....	99
Figura N° 50. Simulaciones y proporciones de litofacies del escenario 1 para las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B.	103
Figura N° 51. Simulaciones y proporciones de litofacies del escenario 2 para las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B.	105
Figura N° 52. Simulaciones y proporciones de litofacies del escenario 3 para las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B.	106
Figura N° 53. Simulaciones y proporciones de PHIE_3D del escenario 1.	110
Figura N° 54. Simulaciones y proporciones de PHIE_3D del escenario 2.	111
Figura N° 55. Simulaciones y proporciones de PHIE_3D del escenario 3.	113
Figura N° 56. Simulaciones y proporciones de UCS_3D del escenario 1.	115
Figura N° 57. Simulaciones y proporciones de UCS_3D del escenario 2.	118
Figura N° 58. Simulaciones y proporciones de UCS_3D del escenario 3.	119
Figura N° 59. Comparación de simulaciones de relación de Poisson_3D en los escenarios 1, 2 y 3.....	121
Figura N° 60. Comparación de A_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3	123
Figura N° 61. Comparación de Pp_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3.....	125
Figura N° 62. Comparación de σ_h_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3.....	128
Figura N° 63. Comparación de σ_H_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3	129
Figura N° 64. Comparación de U_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3	132

Figura N° 65. Comparación de γ_H _3D en los escenarios 1, 2 y 3	133
Figura N° 66. Comparación de m _3D en los escenarios 1, 2 y 3.....	134
Figura N° 67. Comparación de CDP_3D en los escenarios 1, 2 y 3	136
Figura N° 68. Comparación de Pre.crit_3D en los escenarios 1, 2 y 3.....	139
Figura N° 69. Comparación de CBHP_3D en los escenarios 1, 2 y 3.....	140
Figura N° 70. Gráfica de producción de arena, comparación de Pre.crit_3D y CBHP_3D en los escenarios 1, 2 y 3	142
Figura N° 71. Mapas de petróleo acumulado y presión de yacimiento.	143
Figura N° 72. Mapa esquemático de probabilidad de arenamiento en los pozos.....	144
Figura N° 73. Mapa esquemático de probabilidad de arenamiento en el yacimiento	145
Figura N° 74. Simulaciones y proporciones de relación de Poisson del escenario 1	164
Figura N° 75. Simulaciones y proporciones de relación de Poisson del escenario 2	165
Figura N° 76. Simulaciones y proporciones de relación de Poisson del escenario 3	166

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

En los documentos técnicos internos PDVSA se menciona múltiples casos de producción de arena que en conjunto con la precipitación de asfáltenos ha incidido negativamente en los niveles de producción y alta frecuencia de trabajos de mantenimiento y sustitución de equipos, tanto en pozo como en superficie (separadores). En el Campo Mulata se ha determinado la producción de arena en superficie, en los pozos MUC-E, MUC-N y MUC-D (zona de estudio MUC-2), así como es separadores. En la Figura N° 1, se muestra una vista interna del separador con una columna de sedimentos (arena) de aproximadamente 91.4 cm (40 %) en el interior del separador. Este fenómeno de arenamiento en los pozos y separadores se ha magnificado en los últimos años, impactando significativamente en los compromisos de producción, por tal razón, surge la necesidad del estudio de arenamiento en el ámbito de la geoestadística con modlos equiprobables.

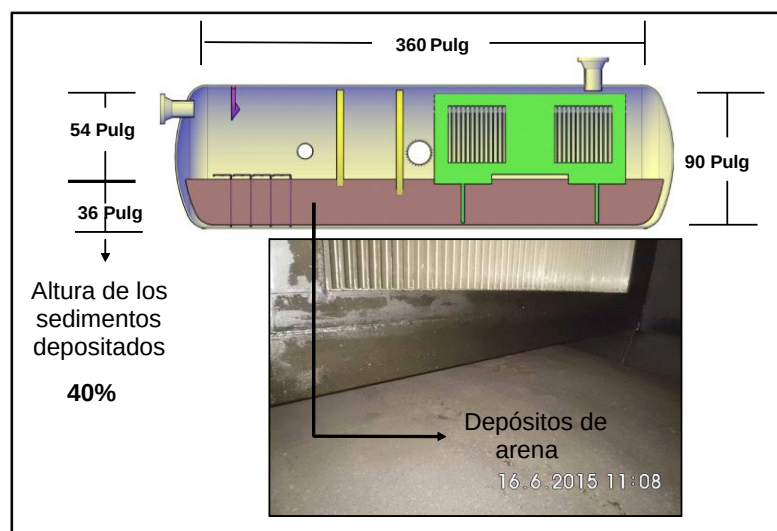


Figura N° 1. Distribución de sedimentos en Separador. Documento interno PDVSA.

Aun cuando en la literatura a nivel mundial están documentados muchos trabajos relacionados con modelos geológicos 3D y acoplamiento de propiedades mecánicas en los modelos de simulación numérica de yacimientos; en los yacimientos del Norte de Monagas no se conoce de un modelo integrado tridimensional que represente la relación entre el modelaje geoestadístico de facies sedimentarias, marco estructural, propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, litofacies) y propiedades geomecánicas. Esto deja un mundo de oportunidades para evaluar metodologías y procesos que permitan definir los mecanismos de integración entre modelos. Por lo tanto, en este trabajo de investigación se realiza un modelo geomecánico 3D para el análisis de la presión crítica de arenamiento con múltiples escenarios probables en el yacimiento MER MUC 2, área norte del Campo Mulata.

El flujo de trabajo se inicia con la fase I referida a la recopilación de información de los modelos geológicos conceptuales. La fase II orientada a la caracterización de parámetros geomecánicos y geopresiones 1D, mediante correlaciones empíricas y el uso del programa *Drillworks Predict*. Seguido de la fase III y IV en el *software* Petrel asociada a la construcción de la malla geológica, modelado de facies y propiedades petrofísicas. La fase V corresponde con la integración geoestadística de facies 3D, porosidad 3D con las propiedades geomecánicas y geopresiones para varios escenarios probables. Finalmente, obtener las mallas 3D probables de presión crítica de arenamiento para la presión inicial de yacimiento, caída de presión crítica y presión de fondo fluyente crítica de arenamiento.

En fin, con el modelo geomecánico estocástico 3D se dispondrá de insumo básico para evaluar alternativas y estrategias de gerencia del activo del fenómeno del arenamiento. Adicionalmente, se marca el camino para proyectos piloto que a futuro modelen los efectos de la producción de hidrocarburo sobre las propiedades geomecánicas a través de las diferentes fases de explotación de los yacimientos mediante el acoplamiento con los modelos de simulación numérica de yacimientos y superficie.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Generar un modelo geomecánico 3D para el análisis de la presión crítica de arenamiento con múltiples escenarios probables en el yacimiento MER MUC 2, área norte del Campo Mulata, Subcuenca Maturín. Cuenca Oriental de Venezuela.

2.2 Objetivos específicos

- ✓ Construir el modelo geoestadístico con simulaciones 3D de fallas, litofacies y porosidad.
- ✓ Determinar las propiedades elásticas y presión de poro del yacimiento MER MUC 2 del Campo Mulata, a partir de la integración petrofísica y geomecánica
- ✓ Definir relaciones entre propiedades mecánicas, presión de poro, producción y tendencias de presión crítica de arenamiento del campo Mulata.
- ✓ Construir modelos 3D de presión de poro, resistencia compresiva sin confinamiento (UCS), relación de Poisson y esfuerzos en sitio condicionado al modelo geológico y simulaciones de propiedades petrofísicas.
- ✓ Construir el modelo 3D de presión crítica de arenamiento partiendo de simulaciones geoestadísticas equiprobables de propiedades petrofísicas y geomecánicas.

3. ÁREA GEOGRÁFICA Y ESTUDIOS PREVIOS

3.1 Área de estudio

El yacimiento MER MUC 2 se ubica en el Campo Mulata, específicamente al norte del Estado Monagas en la localidad de Punta de Mata (municipio Ezequiel Zamora). Está delimitado al este por los campos Muri y El Furrial, al oeste y sur por el campo Santa Bárbara; y al norte con el campo Travi. El Campo Mulata pertenece al área operacional del Distrito Punta de Mata y se encuentra en la denominada provincia para autótona del flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela. El área de estudio esta representada por una extensión de 1.248 acres y 14 pozos (Figura N° 2).

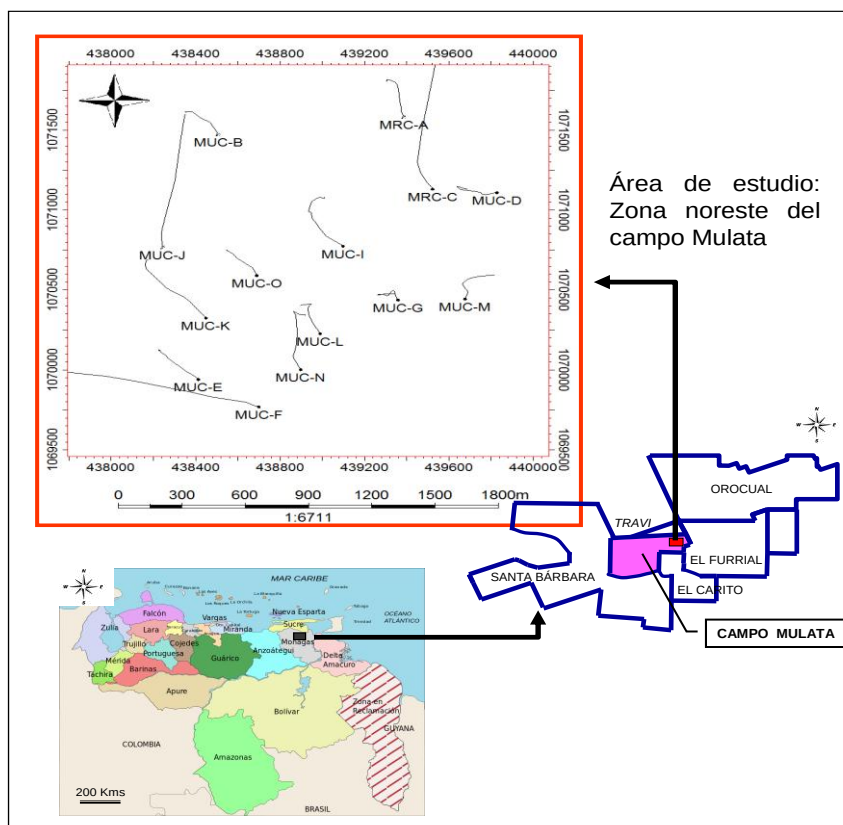


Figura N° 2. Ubicación del área en estudio.

3.2 Estudios previos

Los intentos por entender la dinámica entre parámetros geomecánico y modelaje estocástico 3D han sido planteados en diferentes publicaciones técnicas. Numerosos estudios en el ámbito minero y especialmente en la industria petrolera mundial han demostrado que el estado de esfuerzos, presión de poro y propiedades mecánicas controlan la estabilidad del hoyo, productividad y arenamiento.

Actualmente, en las empresas petroleras hay un creciente interés por entender la dinámica entre los parámetros petrofísicos y geomecánicos con el cambio de presión que se induce durante el drenaje en la roca. En la literatura se encuentran antecedentes que explican la relación roca-fluidos. La diversidad de trabajos es amplia y van desde estudios de estabilidad de hoyo hasta arenamiento en un contexto 1D y 2D.

Peña, Peñuela, Lobo, Belandria y Bongiorno (2013) realizaron un trabajo de investigación en donde caracterizan la resistencia mecánica de las arenas B y C de la Formación Misoa (Campo Ceuta) y establecen una relación entre la resistencia a la compresión efectiva, presión de poros del yacimiento y caída de presión crítica. Estos resultados sirvieron de insumo para ejecutar el modelo de estabilidad de hoyos, planificación de nuevas actividades de perforación, predicción y control de arenamiento.

Américo y Alvarelllos (2011) plantearon en su trabajo, que se puede construir un modelo tridimensional con base en los modelos geológicos, historia de esfuerzos del área y modelos geomecánicos a nivel de pozos (1D). Las aplicaciones son múltiples y resalta la versatilidad del modelo 3D para dar soluciones al análisis de estabilidad de hoyo, fracturamiento y producción de arena.

Ochóa (2011) realizó un modelo computacional de pozo 3D para establecer el estado de esfuerzos y deformaciones, mediante la técnica de elementos finitos aplicados a estudios de estabilidad de hoyo. El estudio compara el efecto de la porosidad y saturación de agua sobre el perfil de esfuerzos en las rocas, a partir de diferentes sensibilidades, permitiendo establecer una metodología general para modelar pozos en medios poroelásticos saturados. Pero también, es cierto que este trabajo considera modelos geométricos 3D teóricos que no reflejan la heterogeneidad de sistemas estructurales y estratigráficos complejos.

Galvan-García y Auvinet-Guichard (2010) recurrieron a la geoestadística y geotecnia para evaluar la variación espacial 2D y 3D de las características físicas y mecánicas en el fondo marino de la Sonda de Campeche, México. El modelo generado se basa en los principios de correlación espacial con la técnica del *Kriging* explicando la causa de la generación de emanaciones de hidrocarburo y definiendo zonas de riesgo para la instalación de infraestructura petrolera.

Guzmán (2009) realizó un estudio a partir del cual se estima el diferencial de presión crítico de arenamiento para el mejoramiento de los escenarios de producción del yacimiento K FUC 01, Campo El Furrial. Salcedo (2011) también incursiona en este tema y determinó los diferenciales de presión crítica de arenamiento mediante análisis geomecánicos a los yacimientos del Campo Dragón. En el estudio se utiliza la metodología de Shell y BP Wilson, así como la información de resistencia compresiva no confinada (UCS), módulo de Poisson (ν), presión de poro y tensores de esfuerzo (sobrecarga, horizontal mínimo y máximo) para determinar la presión de fondo fluyente crítica de arenamiento en 5 pozos (DR-4A, DR-5A, DR-6, DR-7 y DR-8) en un contexto 1D, a fin de proponer escenarios óptimos de desarrollo.

Geotechnology (2009) realizó una caracterización geomecánica 1D y 2D en los pozos de los Campos Mulata y Santa Bárbara para estudios de arenamiento y productividad. La metodología aplicada durante la caracterización está fundamentada en la tecnología no destructivas *Rock Strength Device (RSD)* y *Wombat Machine* para estimar propiedades mecánicas integrado con facies sedimentarias, facies litológicas, ripios, *masterlog*, propiedades petrofísicas y redes neuronales. Se realizaron registros sintéticos continuos de propiedades mecánicas y elásticas a lo largo de toda columna estratigráfica. Adicionalmente se generaron mapas de resistencia a la compresión sin confinar (UCS) y esfuerzos horizontales mínimos y máximos en las unidades estratigráficas operacionales (NAR), a fin de determinar la presión de fondo fluvente crítica de arenamiento en un área piloto.

Otro trabajo que aborda la caracterización geomecánica y modelado 3D es propuesto por Chacón (2008) quien realizó un estudio de los macizos rocosos correspondientes a las obras subterráneas del tramo sub-urbano del sistema Caracas-Guatire, con base en la información geológica de superficie y subsuelo. Sin embargo, no se hace énfasis en los conceptos de modelado estocástico con diferentes realizaciones geoestadísticas; pero hicieron énfasis en la importancia de un modelo 3D para definir nuevas alternativas de vías de comunicación que permitan mejorar la red de transporte.

Rodríguez, Ramírez y Elberg (2006) evaluarón mediante simulación geomecánica con modelos teóricos 2D y 3D, la incidencia de la compactación en el proceso de extracción de hidrocarburos en función de las variaciones de diferentes parámetros geomecánicos en rocas poco consolidadas. El estudio demostró la relación de parámetros geomecánicos y elásticos con la extracción de hidrocarburo y hace énfasis en la importancia que tiene para estudiar el comportamiento de los pozos y optimizar las estrategias de perforación.

García (2006) realizó un aporte sustancial en los flujos de trabajo de integración geomecánica y simulación. El autor en su tesis de maestría de la Universidad del Zulia, propuso la implementación de un modelo matemático de acoplamiento geomecánico en la simulación de yacimientos BOAST98 (geomecánica y flujos de fluidos) mediante códigos de programación en *Matlab*. El esquema de acoplamiento toma en consideración los efectos geomecánicos sobre la porosidad, permeabilidad y saturaciones, así como la influencia de las condiciones de borde sobre la distribución de esfuerzo.

CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO

CAPÍTULO II

4. GEOLOGÍA REGIONAL Y LOCAL

4.1 Marco tectónico y estratigráfico regional

El campo en estudio está ubicado al norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín y forma parte del sistema estructural El Tejero-Furrial-Boquerón, en la denominada provincia parautoctona, al sur del Corrimiento de Pirital. La evolución tectonoestratigráfica del flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, se caracteriza por cuatro eventos principales que se resumen a continuación (Eva, Burke, Mann y Wadge, 1989):

1. Preapertura de la corteza durante el Paleozoico.
2. Apertura del Tethis-Caribe a partir del Triásico – Jurásico.
3. Desarrollo de margen pasivo en el límite norte de placa de América del Sur, durante el Cretácico y el Paleógeno.
4. Período de cuenca antepaís que se desarrolla progresivamente a partir del Oligoceno tardío – Mioceno temprano con el desplazamiento hacia el este de la placa Caribe (a partir del Paleoceno) y la colisión oblicua con la placa América del Sur.

El intervalo estratigráfico objeto de estudio en este trabajo de investigación esta enmarcado en el cuarto evento, asociado al período de cuenca antepaís (margen activo). A continuación se hace un breve resumen de las etapas de desarrollo de la cuenca margen pasivo (3) y cuenca antepaís (4).

La historia geológica durante el Cretácico en el Oriente venezolano esta impresa por la gran transgresión marina originada producto de la separación de Pangea y en Venezuela se produce desde el norte del Cratón de Guayana invadiendo el oriente (González de Juana, Iturralde y Picar, 1980). En el marco de una cuenca de margen pasivo con un régimen de subsidencia termal que se mantuvo hasta el Eoceno. La

transgresión comienza en el Barremiense con la sedimentación de rocas clásticas, específicamente areniscas cuarzosas y lutitas estériles de la Formación Barranquín. El máximo avance transgresivo de la línea de costa está representado por los sedimentos carbonáticos de plataforma de las formaciones Querecual y San Antonio. Dando lugar a la formación de la principal roca madre del oriente de venezolano en un ambiente batial entre el Cenomaniense y Campaniense. Parnaud *et al.* (2013) consideran que la sedimentación Cretácica-Paleoceno corresponde con una gran secuencia desarrollada sobre un margen pasivo, reconocida claramente en perfiles sísmicos, aunque la base de esta secuencia aún no haya sido identificada ni en pozos ni en afloramientos.

En el Maestrichtiense la sedimentación está marcada por la depositación de las arenas de la Formación San Juan. Las areniscas de San Juan se caracterizan por el desarrollo de gruesos y potentes espesores, y el predominio de granulometría fina. La Formación San Juan es un gran lente arenoso limitado al sur por el biselamiento del Grupo Temblador y al norte por la aparición de los ambientes marinos profundos, interdigitado con las lutitas oscuras y glauconíticas de la Formación Vidoño (González de Juana y cols. 1980).

La secuencia de margen pasivo desarrollada en el Cretácico finalizó durante el Oligoceno como resultado de la colisión oblicua de la placa del Caribe contra la Placa Suramericana, transformándose en una cuenca antepaís (*foreland*).

En el Oligoceno temprano continúa la transpresión oblicua entre la placa Caribe y Suramérica; la colisión en Venezuela se sitúa al este de la ciudad de Maturín. Al noroeste del Caribe, una porción del prisma caribeño había sido cabalgado sobre la Serranía del Interior, conllevando al plegamiento y cabalgamiento al sur, produciendo carga para la sub-cuenca de Maturín. En este tiempo geológico comienza la última etapa transgresiva de la subcuenca de Maturín, con la depositación de las areniscas basales de la Formación Merecure, en ambientes continentales, en la parte sur de la

cuenca y en un ambiente de plataforma interna hacia el norte. La Formación Merecure se caracteriza principalmente por la abundancia de areniscas de grano fino a grueso en potentes capas masivas y mal estratificadas. La Formación Oficina, en términos generales consiste en lutitas y areniscas alternantes que grada transicionalmente a las lutitas de la Formación Carapita al norte (González de Juana y cols. 1980).

La colisión oblicua migró progresivamente hacia el este durante el Oligoceno tardío al Mioceno temprano, dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas principales: (1) un área al sur (desde Cerro Negro hasta los campos de Oritupano) correspondiente a la zona de plataforma (*forebulge*); (2) una zona central (desde Acema-Casma hasta Pirital) correspondiente al depocentro principal (*foredeep*); y (3) un área septentrional, al norte de la falla de Pirital, correspondiente al cinturón de corrimientos (Parnaud *et al.* 1995).

En el Mioceno tardío en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela ocurrió un levantamiento y posterior erosión de parte de las lutitas de la Formación Carapita. Pasado este proceso erosivo, sobre la Formación Carapita se acumuló en forma discordante un nuevo intervalo marino somero denominado Formación La Pica. Hacia el centro de la cuenca, donde no alcanzó la erosión, la parte inferior de la Formación La Pica, pasa por transición lateral a las lutitas de la parte superior de la Formación Freites (Figura N° 3).

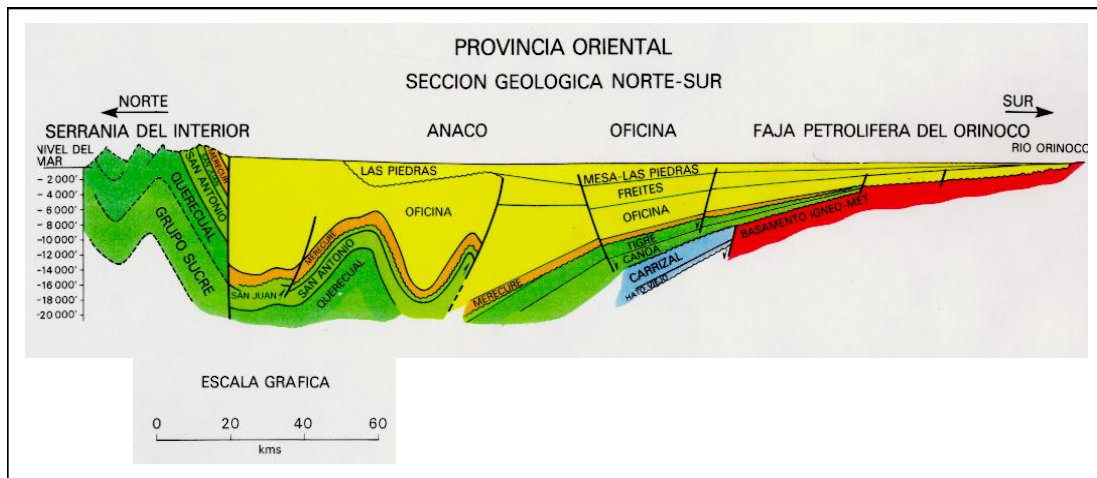


Figura N° 3. Sección geológica Cuenca Oriental de Venezuela.

En cuanto al sistema de fallas, la cinemática de fallamiento esta controlada por la transcolisión entre la placa Caribe y Sur Americana. Se producen tres familias de fallas principales en la Cuenca Oriental de Venezuela: fallas transcurrente dextral de rumbo este-oeste, representada por la falla de El Pilar; fallas transcurrente dextral de rumbo N60°O y N80°O, asociadas a las fallas de Úrica, San Francisco y corrimientos de rumbo N60°E y N90°E (corrimientos El Furrial y Piritál) (Figura N° 4).

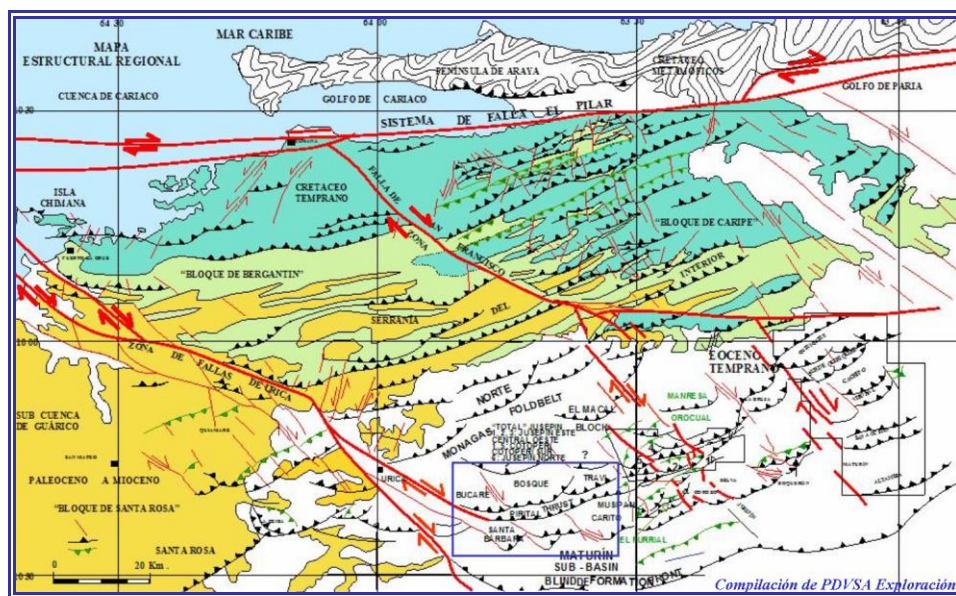


Figura N° 4. Marco tectónico regional. Tomado Documento Interno PDVSA (2013).

Las fallas transcurrente de dirección subparalelas al esfuerzo principal, constituyen los rieles y rampas laterales de los corrimientos que tienen direcciones subperpendiculares al esfuerzo principal. El estilo estructural del margen norte de la Cuenca Oriental (parte alóctona), está caracterizado por pliegues concéntricos, corrimientos o cabalgamientos y fallas transcurrente. En el Norte de Monagas, los campos petroleros ubicados en el frente de deformación constituido por un anticlinal de rampa asimétrica tienen un rumbo de N60°E y N70°E y están separados por sistemas de fallas transcurrente de rumbo N60°O y N80°O. Generalmente, los pliegues están asociados a los corrimientos.

4.2 Geología del área en estudio

El estudio está enmarcado en un área piloto de 1.248 acres donde se han perforado 14 pozos (12 productores de crudo mediano y 2 pozos inyectores de agua) completados en el yacimiento MER MUC 2; y en fase de desarrollo. La estructura del yacimiento se fundamenta en la interpretación sísmica 3D (cubo migrado en tiempo) y corresponde al flanco norte del anticlinal del Campo Mulata.

La columna estratigráfica de interés está representada por areniscas y lutitas de la Formación Merecure con espesor promedio de 950 pies. El marco estratigráfico y sedimentológico esta soportado con la información de 1.447 pies de núcleos (MUC-I, MUC-E, MUC-N, MUC-D, MUC-C y MRC-A) en el contexto de estratigrafía secuencial con la definición de 22 parasecuencias.

La descripción geológica del yacimiento MER MUC 2 está soportada por la actualización del Estudio Integrado de Yacimientos. El estudio considera información estática y dinámica que permitió describir la estructura, estratigrafía, sedimentología y petrofísica de los yacimientos. A continuación, se describe con más detalle las

características más resaltantes del modelo estático (estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico) para el yacimiento MER MUC 2 realizado por el equipo de profesionales de la Gerencia de Estudios de Yacimientos División Punta de Mata.

4.2.1 Modelo estructural

El marco estructural definido en el Campo Mulata, fue producto de la interpretación sísmica multivolumen realizado a partir de los datos sísmicos 3D disponibles para el área (utilizando volúmenes migrados post-apilamiento y pre-apilamiento en tiempo). El patrón de fallas es bastante complejo, ya que combina varias direcciones de fallas, generando una mayor compartimentalización de los yacimientos. El estilo estructural característico del campo es compresivo caracterizado por corrimientos, retrocorrimientos, fallas inversas y fallas normales. A continuación se realiza una breve descripción de los patrones estructurales principales:

1) Corrimientos y retrocorrimientos profundos, los cuales forman parte de un sistema principal de fallas inversas de bajo ángulo o corrimientos de rumbo E-O y NE-SO con buzamiento al norte. Los principales corrimientos dividen el Campo Mulata en la zona central, oeste, sur y norte (área de estudio) (Figura N° 5). Por otro lado, también se presentan importantes retrocorrimientos asociados en las zonas sur y oeste.

2) Fallas normales e inversas secundarias, un sistema secundario de fallas normales e inversas de alto ángulo, de rumbo aproximado NE-SO y NO-SE con desplazamiento vertical entre 100 a 400 pies.

En la Figura N° 6, se muestra una vista parcial del mapa estructural al tope del yacimiento MER MUC 2 con énfasis en el área de estudio. La estructura corresponde al flanco norte del anticlinal del Campo Mulata. El patrón de fallas interpretado es de tipo normal (3), inversas (6) y también está presente un (1) corrimiento de aproximadamente 500 a 800 pies de salto vertical que delimita el yacimiento hacia el sur. En el área de estudio las profundidades del oscilan entre 13.800 y 16.500 pies TVDss (acrónimo en inglés de profundidad vertical verdadera submarina).

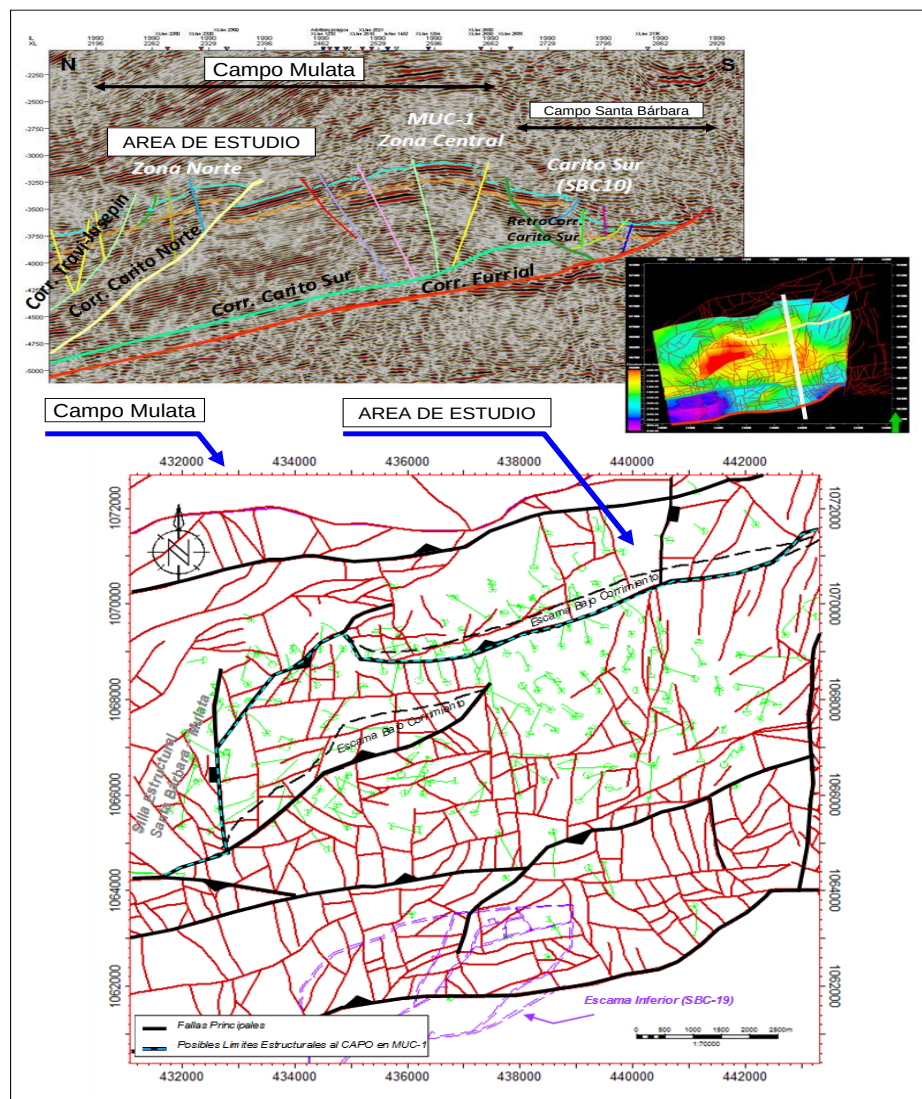


Figura N° 5. Sección sísmica 1990 y mapa de traza de fallas del Campo Mulata

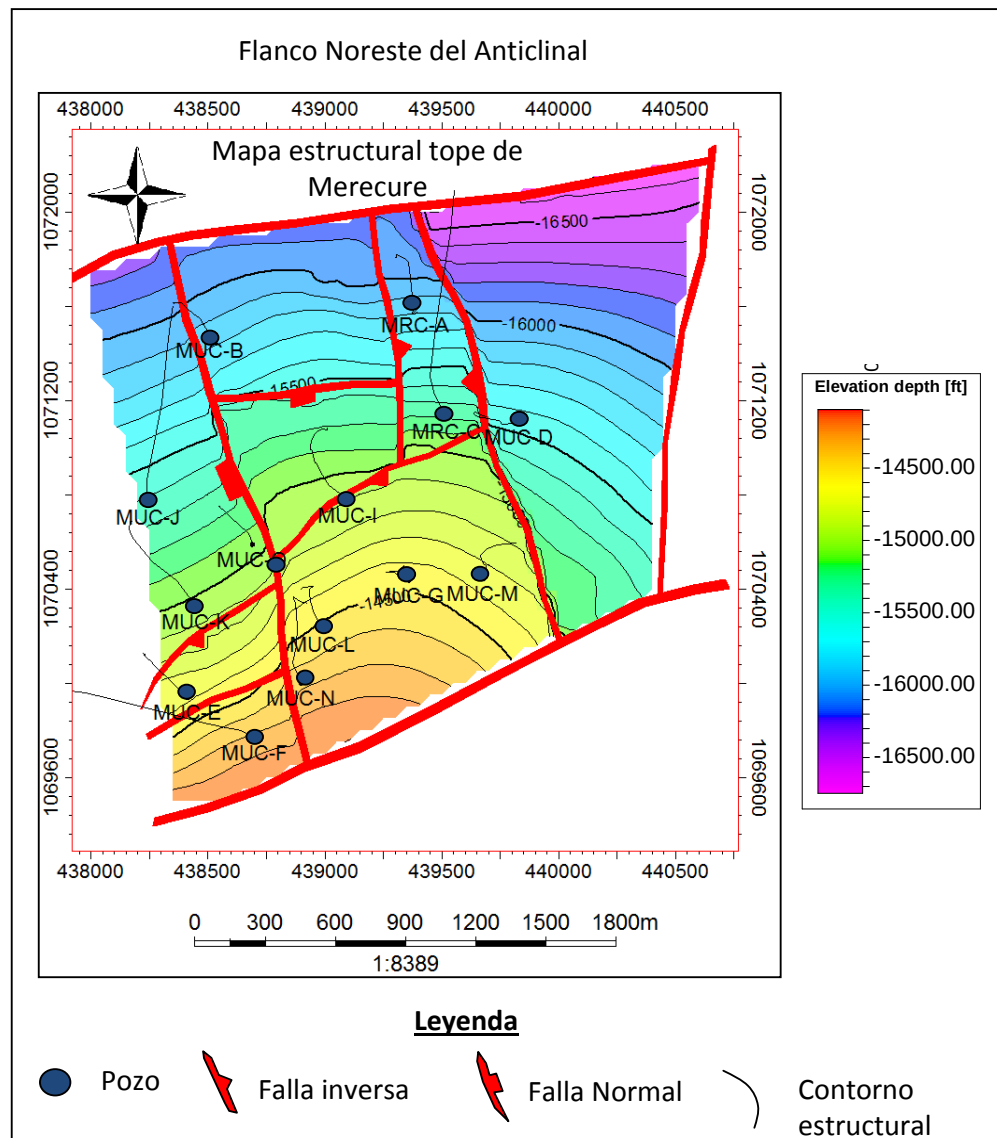


Figura N° 6. Sección parcial del mapa estructural del yacimiento MER MUC 2

4.2.2 Modelo estratigráfico y sedimentológico

El marco estratigráfico y sedimentológico está enmarcado en la definición de parasecuencias con base en la información de registros (convencionales y especiales) de 210 pozos, análisis bioestratigráficos de foraminíferos, palinomorfos, nannoplánton calcáreo en los distintos pozos disponibles y análisis sedimentológico de muestras de núcleos. La columna estratigráfica estudiada está enmarcada en la Formación Merecure y comprende parasecuencias depositadas durante el Oligoceno y Mioceno (T1-A, T1-B, T2-A, T2-B, T3-A, T3-B2, T3-B1, T3-B, T3-C2, T3-C1, T3-C, T4-A, T4-B, T5-A, T5-B, T5-C, T6-A, T6-B, T6-C1, T6-C2, T6-C, T6-D2, T6-D1 y T6-D), así como mapas paleoambientales y de tendencias. Cada parasecuencia está delimitada por superficies estratigráficas (máxima inundación marina, límites de secuencia y superficies de inundación marina) para un total de seis (6) secuencias (T1, T2, T3, T4, T5 y T6). La letra T, se asocia a rocas depositadas en el Terciario, mientras que el número identifica la secuencia y la letra el orden alfabético de las unidades estratigráficas detalladas (Vásquez y Maideu, 2013).

La secuencia T1 constituye la base del Terciario y se depositó en el Paleoceno tardío a Eoceno medio. Esta secuencia está dividida en dos parasecuencias T1-A-B. Esta representada por un conjunto de canales estuarinos con alta influencia de mareas. En los pozos ubicados en el área de estudio (noreste del Campo Mulata) se encuentra un intervalo lutítico glauconítico importante que marca la zona distal del sistema estuarino. La secuencia T2 está conformada por las parasecuencias T2-A, T2-B, asociadas a la progradación de ambientes fluvio-estuarino con tendencia de sedimentación en dirección SO-NE, con llanuras interdistributarias de poca extensión.

En la secuencia T3 se interpretan las parasecuencias T3-A, T3-B2, T3-B1, T3-B, T3-C2, T3-C1 y T3-C. Las parasecuencias están representadas por sistemas progradantes de canales distributarios, barras costeras (anteplaya proximal y distal) y

canales de marea. La dirección de aporte de sedimentos es N-S y SO-NE en el marco de un sistema deltaico.

La secuencia T4 se divide en dos parasecuencias T4-A y T4-B. La parasecuencia T4-A representa el sistema transgresivo con el desarrollo de laguna y deltas de relleno que varía hacia el norte a un sistema de anteplaya proximal con desarrollo de islas de barrera. Mientras que la parasecuencia T4-B esta asociada a un sistema progradante en dirección N-S y SO-NE con el desarrollo de sistemas de barras de anteplaya proximal, barras costeras y hacia el norte anteplaya distal.

La parte media de la Formación Merecure esta representada por la secuencia T5. Esta secuencia se divide en tres parasecuencias T5-A, T5-B, T5-C. Estas unidades estratigráficas corresponden a la progradación fluvial de un sistema de alto nivel (HST). Los sistemas sedimentarios involucrados son canales distributarios y llanuras de inundación. La sedimentación tiene dirección preferencial SO-NE y N-S.

Finalmente, la secuencia T6 representada por las parasecuencias T6-A, T6-B, T6-C1, T6-C2, T6-C, T6-D2, T6-D1 y T6-D. Esta secuencia contiene el mayor número de parasecuencias. La parte inferior de la secuencia esta representada por sistemas sedimentarios (canales distributarios) en fase de progradación. Durante la depositación de la parasecuencia T6-C2 hay un cambio del patrón de apilamiento con un sistema agradacional y finaliza con la retrogradación del sistema en la parasecuencia T6-E. Los sistemas sedimentarios presentes corresponden a canales distributarios, islas de barrera, sistemas de anteplaya proximal y distal. La dirección preferencial de aporte de sedimentos es SO-NE.

La Figura N° 7, muestra verticalmente de base a tope los mapas paleoambientales de las parasecuencia T6-C1, T5-B y T3-B1 con la distribución de las facies sedimentarias, patrones de sedimentación y ubicación vertical en un pozo tipo.

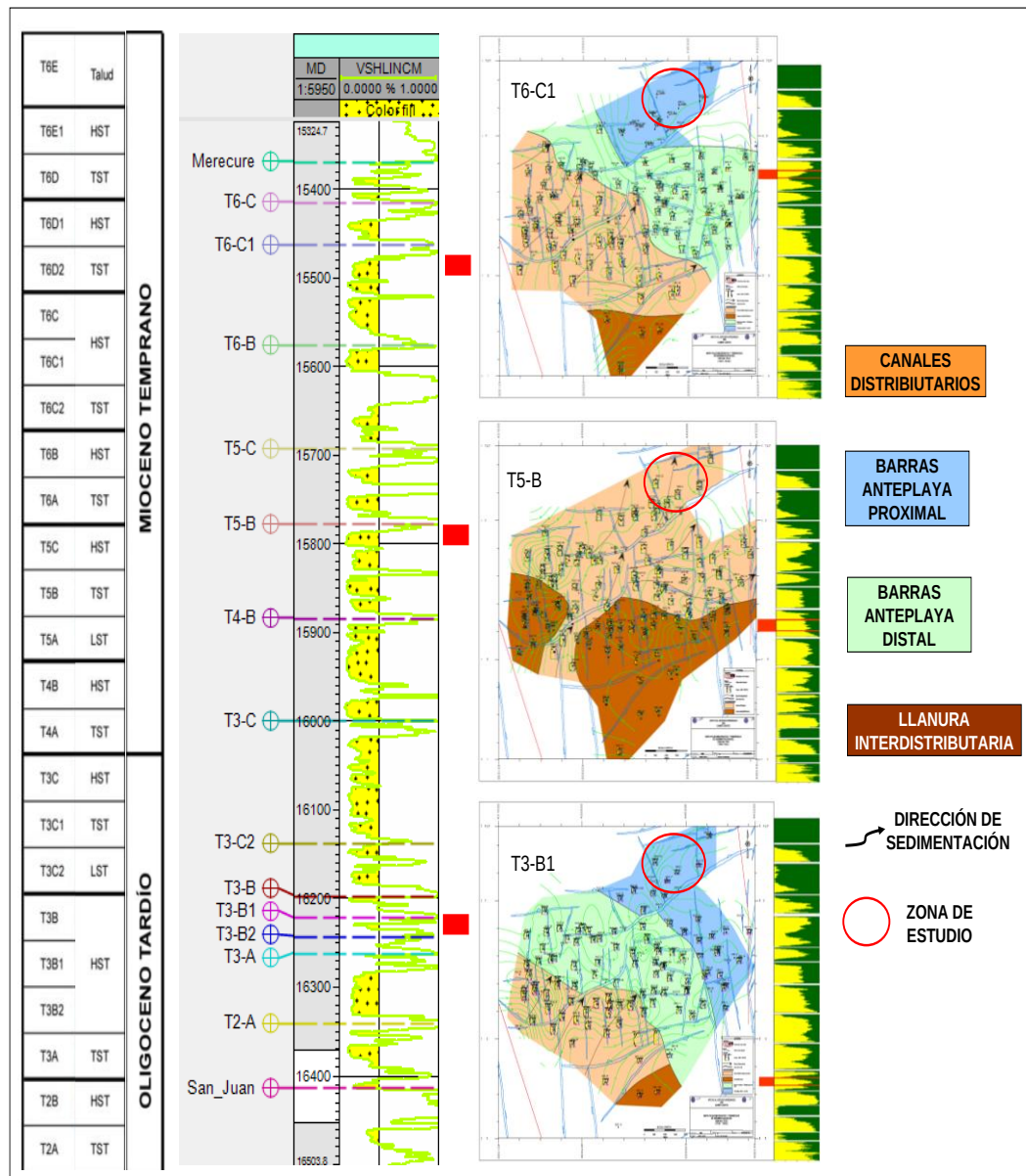


Figura N° 7. Mapas paleoambientales de las parasecuencias T6-C1, T5-B y T3-B1. Modificado de Vásquez y Maideu, 2013.

4.2.3 Modelo petrofísico

El Campo Mulata cuenta con la caracterización de las propiedades petrofísica y petroelástica. Esta caracterización se realizó de manera determinista cotejada con los datos de 23 pozos con núcleos, de los cuales en el área de estudio están presentes seis pozos (MUC-B, MRC-A, MUC-D, MUC-I, MUC-N y MUC-E). Los pozos con núcleos cuentan con análisis convencionales, análisis fisicoquímico, muestras de presión capilar, estudio sedimentológico, propiedades mecánicas de la roca continuas, así como, registros de evaluación (rayos gamma, resistividad, sónico, densidad, neutrón, caliper, resonancia magnética, rayos gamma espectral, mineralógico) (Lira y Vásquez, 2013, Geotechnology, 2009).

La petrofísica convencional considera la definición del modelo petrofísico con base en la estimación del volumen de arcilla (VCL), porosidad (PHIE), permeabilidad (K), saturación de agua (SW), tipos de roca y parámetros de corte (Lira y Vásquez, 2013). Mientras que, la petroelástica está enmarcada en la caracterización no convencional de propiedades mecánicas como resistencia a la compresión sin confinar (UCS), ángulo de fricción interna, módulo de Young (E), relación de Poisson (ν), cohesión (C) y módulo de cizalla (G).

La caracterización no convencional de las propiedades mecánicas se sustenta en la implementación de tecnología no destructivas *Rock Strength Device (RSD)* y *Wombat Machine* para estimar propiedades mecánicas. Mediante el análisis con redes neuronales e integración de facies sedimentarias, facies litológicas, ripios, masterlog, propiedades petrofísicas con las propiedades mecánicas se generaron registros sintéticos continuos de propiedades mecánicas y elásticas en los pozos MUC-B, MRC-A, MRC-C, MUC-D, MUC-M, MUC-I, MUC-O, MUC-L, MUC-N, MUC-95 y MUC-F (todos ubicados en el área de estudio).

En la Figura N° 8, se muestra el pozo MUC-E con los marcadores estratigráficos en el yacimiento MER MUC 2. Adicionalmente, se visualiza las curvas de la evaluación petrofísica y propiedades mecánicas de forma continua a lo largo de las diferentes unidades estratigráficas. Las propiedades petrofísicas están representadas por las curvas de volumen de arcilla (VSHLINCM), porosidad (PHIEDEN-CM), saturación de agua (SW_SIMAN) y permeabilidad (KTIM). Las propiedades mecánicas están representadas por el registros sónico de onda compresional (DTC) y cizalla (DTS), ángulo de fricción interna (ANGULO_PRED), resistencia a la compresión de la roca (CUCS_PRED), módulo de Poisson (MPPR) y módulo de Young (MPYM).

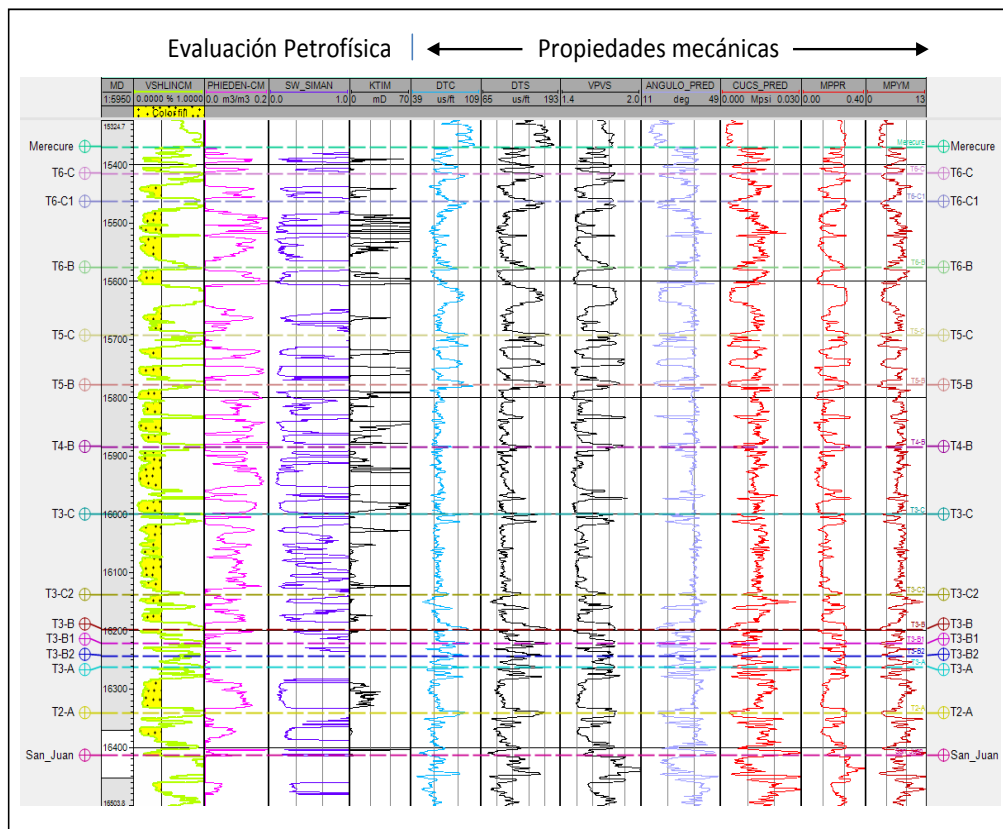


Figura N° 8. Registro tipo del pozo MUC-E con propiedades petrofísicas y geomecánicas.

CAPÍTULO III:

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

CAPÍTULO 1II

5. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Para la construcción de un modelo geomecánico 3D se requiere de la caracterización de algunas variables, tales como: esfuerzo vertical o sobrecarga, presión de poro, esfuerzo horizontal mínimo, magnitud y orientación del esfuerzo horizontal máximo, propiedades mecánicas de la roca (entendidas como propiedades elásticas y de resistencia al corte) y geoestadística. A continuación se hace un breve resumen de estas variables.

5.1 Fundamentos de producción de arena

La producción de arena es un fenómeno que ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación o yacimiento en el nivel cañoneado viaja al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos (gas, petróleo o agua). El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por una interacción física entre los fluidos y sólidos de la formación debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión sobre el esqueleto mineral. Aun cuando en la literatura se menciona comúnmente arena, dentro de este están presente las partículas con un tamaño de grano entre 2 mm y 0,063 mm de diámetro (Guzmán, 2009). En este rango de diámetro pueden estar presente tamaños de partículas de arenas gruesas, arenas medias o arenas finas.

Normalmente, la producción de arena es característica de formaciones no consolidadas o poco consolidadas debido principalmente a que las arenas no poseen ningún o poco material cementante. Solo las fuerzas que actúan por cohesión y compactación mantienen los granos suspendidos en el hidrocarburo. Sin embargo, el arenamiento, también está presente en rocas consolidadas. En donde la resistencia al

arenamiento viene dada por el grado de estabilidad de las cavidades producidas durante la producción excesiva de arenas en la formación detrás del revestidor.

La estabilidad de las cavidades en la formación está controlada por el estado de esfuerzos alrededor de ellas, es decir por el valor de la diferencia de presión y la tasa al flujo, así como, la resistencia de la roca. Por lo tanto, si se aumenta la tasa de flujo y el diferencial de presión, se produce en el sistema poroso una perturbación con expulsión de arena, crecimiento de la cavidad y eventual inestabilidad hasta que llega a un valor crítico de arenamiento del pozo. En los pozos donde se producen variaciones bruscas no controladas de las tasas en cortos períodos de tiempo, debido a las aperturas y cierres de los mismo por cambios injustificados de reductores, o donde ocurra una baja de presión de fondo fluyente que generan aumentos del gradiente de presión en la cara de la arena, generalmente tienden a convertirse en pozos productores de arenas. Aun cuando, los granos están muy bien consolidados pero no son lo suficientemente competentes como para soportar las fuerzas aplicadas cuando los fluidos son producidos.

El principio físico de la producción de arena se fundamenta en el escenario en donde se tiene un pozo productor en condiciones de flujo a estado constante, un aumento en la tasa de producción causará una disminución en la presión de fondo fluyente. Debido a que la presión de yacimiento se mantiene constante, la reducción de la presión de fondo fluyente se traduce en un aumento del diferencial de presión *drawdown* (Δp), que a su vez causa cambios en los esfuerzos efectivos, aumentando los esfuerzos de corte. Cuando los esfuerzos de corte inducidos por el incremento del *drawdown* son mayores que la resistencia al corte de la formación, puede ocurrir la falla del material, desprendiéndose partículas (separándose de la matriz o triturándose) de la formación que son transportadas por los fluidos de producción, generando el fenómeno de arenamiento (Figura N° 9). En tal sentido, la presión de fondo fluyente crítica (P_{wfc}) corresponde al valor mínimo de la presión de fondo

necesaria para causar la falla en la formación y producción de partículas de arena (Abass, Habbtar y Shebatalhamd, 2003; Parry, 2005).

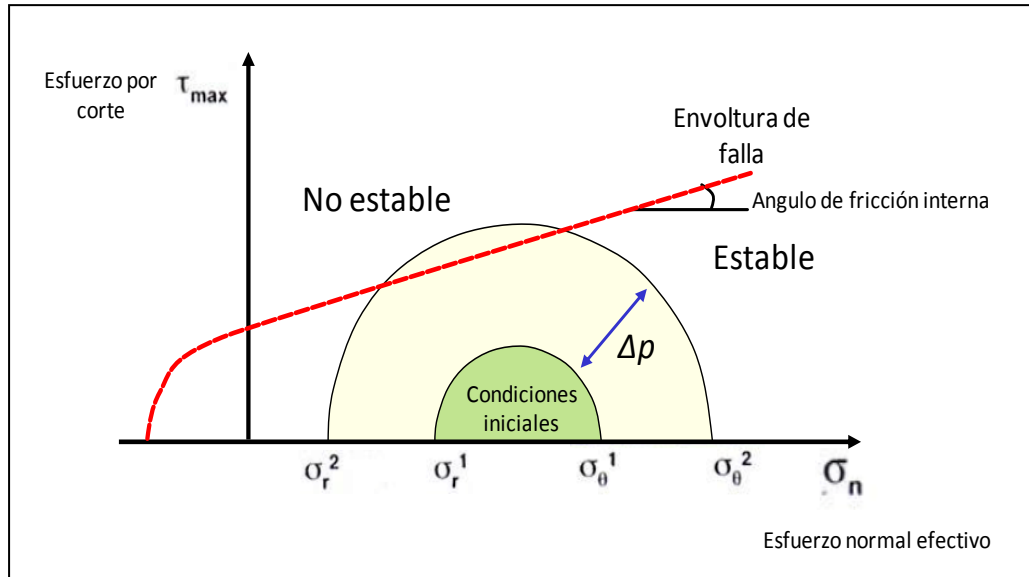


Figura N° 9. Respuesta mecánica de la roca en función de la caída de presión crítica que dispara la producción de arena. Modificado de Parry (2005).

La producción de arena muestra sus consecuencias en etapas progresivas que dependen de las cantidades de arena que se estén produciendo. Inicialmente se produce una disminución de producción del pozo, que implica una producción diferida con impacto económico sustancial. Si en esta etapa no están presente medidas correctivas, el problema de arenamiento puede agravarse al producir desgaste de equipos, disminución de eficiencia de equipos de separación o peor aún taponamiento de tuberías, cierre del pozo y trabajos de reacondicionamiento. Para mitigar el problema de arenamiento, existen diferentes metodologías de predicción. Métodos basados en pruebas de campo, análisis de metodología Shell, Coates y Denoo y BP-Wilson.

La predicción del arenamiento se puede calcular mediante la ecuación de presión crítica de arenamiento en el yacimiento y presión crítica de fondo fluyente. La presión crítica de arenamiento representa el punto donde la presión de yacimiento no tolera ninguna caída de presión. En la Ecuación 1, Ecuación 2, Ecuación 3, Ecuación 4, Ecuación 5, Ecuación 6, Ecuación 7 y Ecuación 8, se muestra las diferentes ecuaciones empíricas utilizadas en la estimación de la presión crítica de arenamiento y fondo fluyente. Donde: CDP representa la caída de presión crítica para la presión de yacimiento inicial; Pre.crit es la presión crítica de arenamiento en el yacimiento; CBHP representa la presión crítica de fondo fluyente para la presión de yacimiento inicial; σ_H el esfuerzo horizontal máximo; σ_h , esfuerzo horizontal mínimo; P_y , la presión inicial del yacimiento; U , resistencia efectiva de la roca; α es el factor Biot; A es la constante poroelástica como función de la relación de Poisson y constante poroelástica; Y_H es la relación del esfuerzo horizontal máximo con presión de yacimiento inicial y m representa el radio de cambio de la caída de presión crítica con el desprendimiento del yacimiento (Veeken, Davie, Kenter y Kooijman, 1991; Addis, Choi y Gunning, 1998; Cole y Ross, 1998; Willson, Moschovidis, Cameron y Palmer, 2002; Vaziri, Xiao y Palmer, 2002; Palmer *et al.* 2003; Yi, 2003; Tronvoll y Papamichos, 1997; Falconi, 2010).

$$CDP = \frac{2*P_y - (3*\sigma_H - \sigma_h - U)}{2 - A}$$

Ecuación 1

$$Pre.crit = P_y - \frac{CDP}{m}$$

Ecuación 2

$$CBHP = \frac{(3*\sigma_H - \sigma_h - U) - A*P_y}{2 - A}$$

Ecuación 3

$$U = 2*6.0841*(UCS)^{0.6346}$$

Ecuación 4

$$\gamma = 0.6097 + 0.9299 * PHIE$$

Ecuación 5

$$A = \frac{(1 - 2 * \text{Poisson}) * \gamma}{(1 - \text{Poisson})}$$

Ecuación 6

$$\gamma_H = \frac{\sigma_H}{P_y}$$

Ecuación 7

$$m = \frac{2 - 2 * \gamma_H}{2 - A}$$

Ecuación 8

Si m es menor que 1, implica que el desprendimiento en el yacimiento es menos importante que la caída de presión en la producción de arena. Por el contrario, si m es mayor que 1, se interpreta que el desprendimiento en el yacimiento es más importante que la producción de arena.

Es importante mencionar que la expresión matemática de la presión crítica de arenamiento esta definida en el contexto 1D (pozo), mientras que en el trabajo de investigación objeto de la tesis de grado, se estima la presión crítica de arenamiento en 3D, es decir se representa en una malla geológica en las dimensiones X, Y y Z.

5.2 Fundamentos de geomecánica

Como ya se ha mencionado, geomecánica se relaciona con los estudios de arenamiento, puesto que este fenómeno relaciona los esfuerzos que actúan sobre la roca y la resistencia mecánica de la formación. Desde el punto de vista geomecánico las rocas están caracterizadas por la respuesta a cargas y deformación. Por lo tanto, en esta sección se hace un breve resumen de las variables que intervienen en la predicción de la presión crítica de arenamiento.

En la fase de análisis geomecánico es necesario tener conocimiento de las propiedades mecánicas de la roca. Las pruebas de campo y laboratorio son los medios que se utilizan para caracterizar y medir ciertos parámetros, tales como: relación de Poisson, módulo de Young, coeficiente de fricción, resistencia a la tensión y compresión y el comportamiento esfuerzo-deformación. Sin embargo, debido a la dificultad y elevado costo para obtener muestras de rocas (núcleos) en las formaciones, en la mayoría de los casos se utilizan una serie de relaciones empíricas definidas con base en el tiempo de tránsito de la onda (registros sísmico) y porosidad (densidad y neutrón) que permiten tener una aceptable estimación de las diferentes propiedades mecánicas de interés para el modelo geomecánico. Cuando existen ensayos de laboratorio, estos valores puntuales se pueden utilizar para calibrar las relaciones empíricas. A continuación se explica cada variable:

5.2.1 Relación de Poisson (ν)

Es un parámetro que expresa el grado de deformación lateral y longitudinal al aplicar a un material un esfuerzo compresivo. Para rocas consolidadas, la relación de Poisson presenta valores teóricos entre 0,14 a 0,30, sin embargo, pueden presentarse valores de hasta 0,05, lo cual va depender de cuán compacta es la roca. En rocas con alto contenido de arcilla, la respuesta de la relación de Poisson tiende a estar en la banda de los valores altos de 0,30. La relación de Poisson puede aumentar o disminuir dependiendo del comportamiento de la porosidad y se expresa en unidades adimensionales y es fácilmente determinada con base en la relación entre el tiempo de tránsito de la onda compresional y cizalla definida en los registros sísmico (Onyia, 1988).

5.2.3 Módulo de Young (E)

Es una variable que define la rigidez, es una medida de elasticidad y mide el grado de deformación de los estratos de la roca como consecuencia de la aplicación de un esfuerzo. Este módulo también se conoce como módulo de elasticidad y se obtiene mediante la curva de tensión o puede ser derivada con datos de registros a partir de la relación de Poisson y módulo de corte (G). El rango de valores teóricos del módulo de Young en rocas consolidadas oscila entre 5 - 12 MMlpc y es una propiedad que es afectada por la heterogeneidad del yacimiento. Un valor bajo de módulo de Young, indica un material con alta deformabilidad, mientras que si este valor es alto, es señal de baja deformabilidad, o de un material duro, lo que implica que un alto esfuerzo (alta presión) es necesario para deformar la roca.

5.2.4 Ángulo de fricción interna (grados)

Es una medida de la resistencia al cizallamiento del material. Es el ángulo entre el esfuerzo normal y el esfuerzo resultante en un plano. Se puede obtener mediante correlaciones empíricas con base en los registros de pozo sísmico de onda compresional, porosidad, rayos gamma o como una función de la resistencia compresiva no confinada y relación de Poisson. También se puede obtener mediante pruebas en laboratorio de forma indirecta con la técnica *Rock Strength Device* y *Wombat Machine* y pruebas triaxiales. En la Figura N° 10, se muestra la relación empírica de la porosidad y sísmico de onda compresional con el ángulo de fricción interna. Se deduce que el ángulo de fricción interna disminuye a medida que aumenta la porosidad o disminuye la velocidad de onda compresional.

5.2.5 Esfuerzo de cohesión (C)

Se refiere a las fuerzas que mantienen los granos de la formación y que impiden su flujo libre. La roca adquiere el grado de cohesión a través de procesos diagenéticos. Por consiguiente, mientras mayor sea el grado de diagénesis, mayor será el grado de cohesión de la roca. Otro factor que contribuye a la cohesión de las rocas son las fuerzas capilares que se producen entre los granos originando una resistencia a la compresión y a la tracción. Por tanto, la producción de arena ocurre cuando las fuerzas de arrastre causados por los fluidos durante en agotamiento, exceden el esfuerzo de cohesión del material.

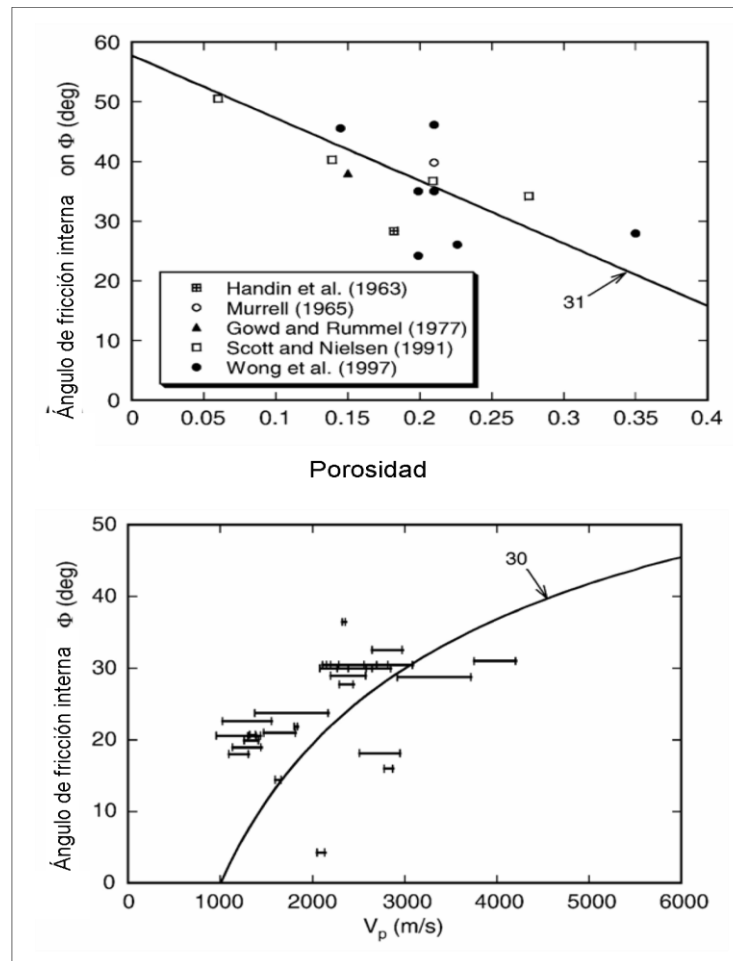


Figura N° 10. Relación del ángulo de fricción interna con porosidad y sónico compresional.
Tomado de Chang, Zoback y Khaksar (2006).

5.2.6 Resistencia compresiva no confinada (UCS)

Es la máxima carga compresiva que la roca tomará antes de la falla cuando no esté apoyada, en los planos perpendiculares. La resistencia compresiva no confinada se expresa en unidades psi o Mpa. De acuerdo al valor de UCS la roca puede ser clasificada en resistencia muy baja (0-4.000), resistencia baja (4.000-8.000), resistencia media (8.000-14.000), resistencia alta (14.000-32.000) y resistencia muy alta (mayor de 32.000 lpc).

El calculo del UCS puede ser con base en ensayos destructivos y no destructivos (*Rock Strength Device* y *Wombat Machine*) de laboratorio en muestras de núcleos, así como por correlaciones matemáticas que relaciona la UCS con la porosidad (correlación de Knudsen), ó variables como volumen de arcilla, relación de Poisson y tiempo de tránsito de la onda compresional de un registro sínico

En la Figura N° 11 y Figura N° 12, se muestra la comparación entre las diferentes correlaciones empíricas con el esfuerzo compresivo sin confinar UCS, tiempo de tránsito de la onda compresiva y porosidad. Estas correlaciones empíricas y resultados son obtenidos en 260 muestras de areniscas y lutitas (consolidadas y no consolidadas) de diferentes tamaños de grano (fino y grueso) y rangos de porosidad (0,02 a 0,33). La respuesta del UCS depende del tiempo tránsito de la onda compresional (a) y porosidad (b), es decir a mayor diferencia en tiempo de tránsito de la onda y mayores valores de porosidad definida en el registro sínico, se espera valores bajos de UCS (Mpa) y viceversa. Adicionalmente, en las lutitas los valores bajos del UCS son menores que en las areniscas para valores bajos de tiempo de tránsito de la onda y porosidad.

Tomando en cuenta la relación entre UCS y porosidad es posible tener un mayor espectro de discriminación y representatividad del UCS en una misma arenisca

(reservorio). Esto obedece al nivel de escala de trabajo (micro). Estas consideraciones sustentan la idea de generar un cubo de UCS mediante simulación secuencial gaussiana condicionada a la tendencia de porosidad y tipo de roca (reservorio y no reservorio) mediante *co-kriging* colocado.

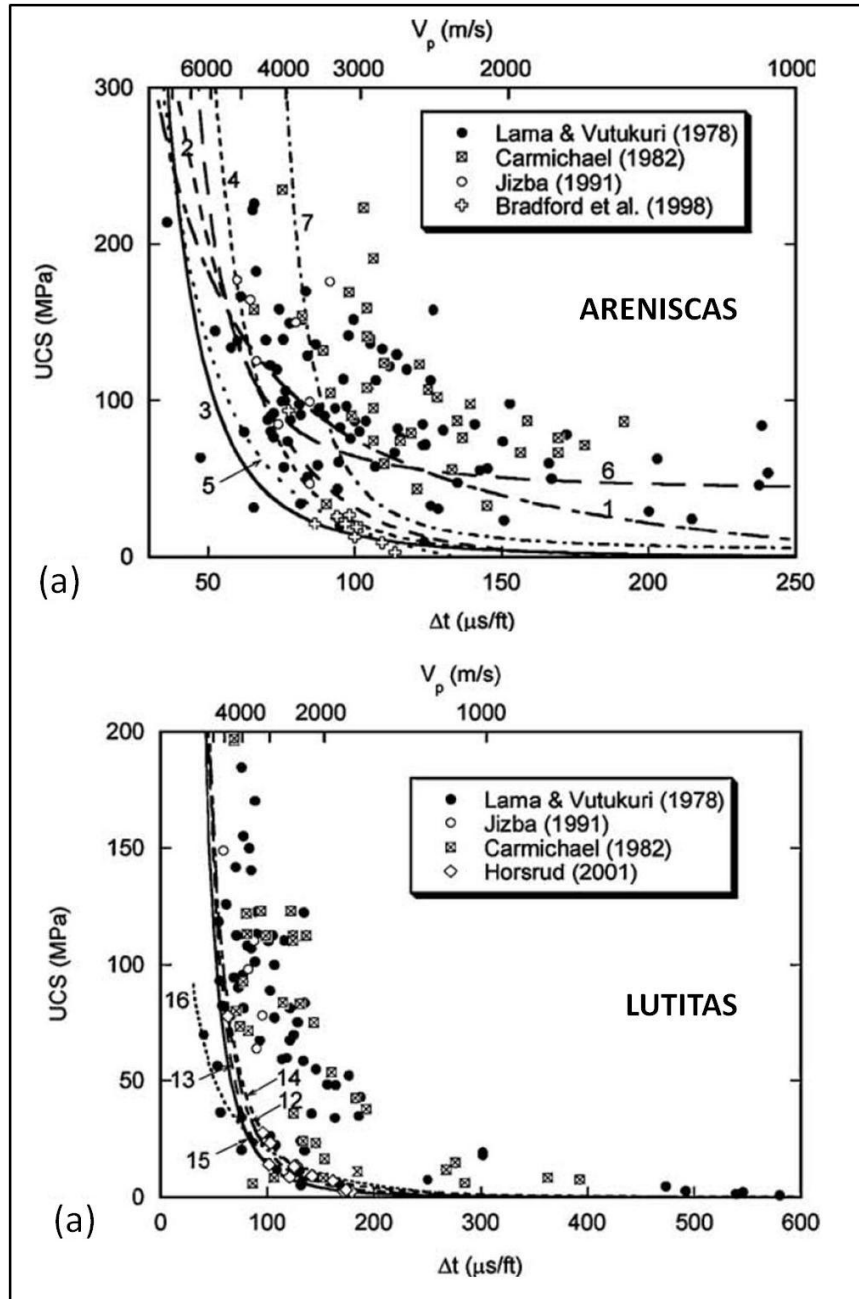


Figura N° 11. Relación entre UCS con tiempo de tránsito de la onda en areniscas y lutitas.
Tomado de Chang *et al.* (2006).

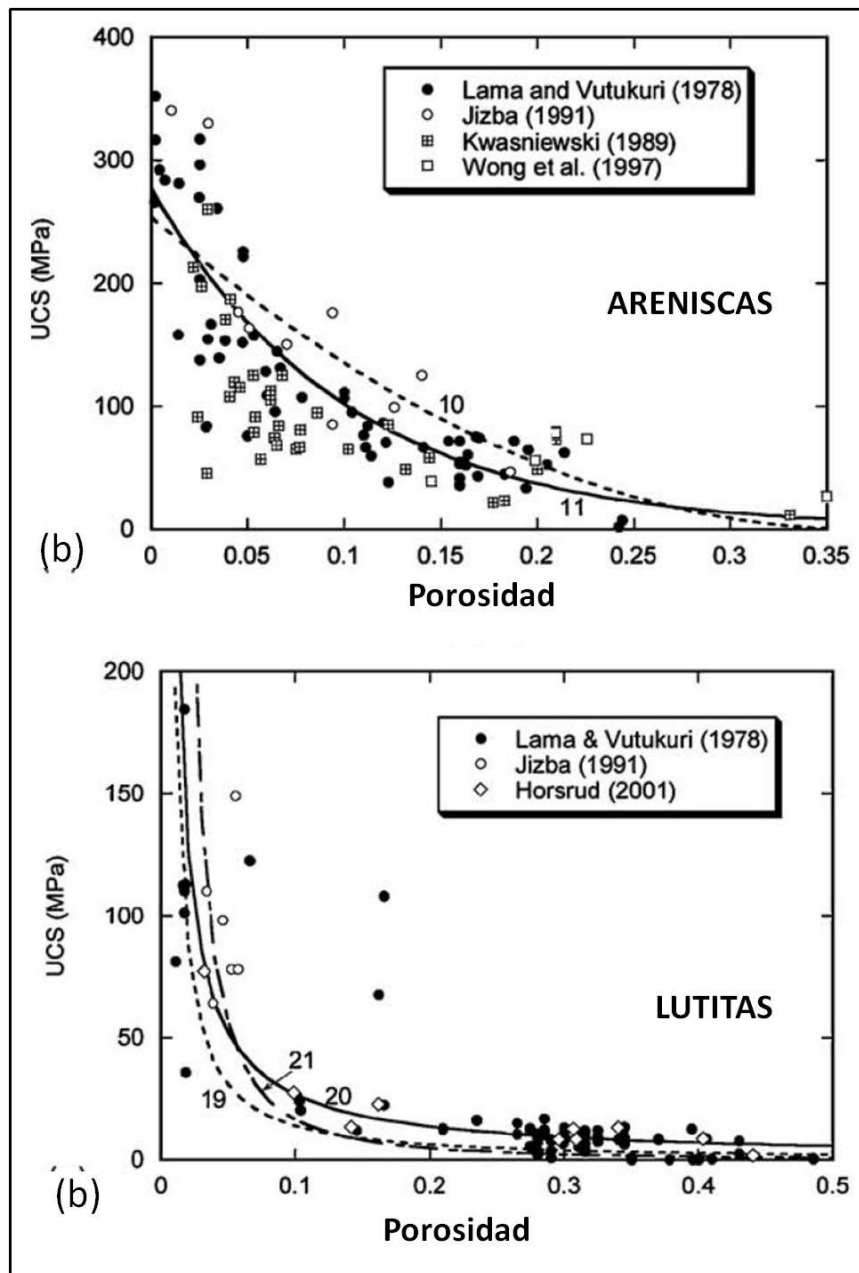


Figura N° 12. Relación entre UCS con porosidad en areniscas y lutitas.
Tomado de Chang *et al.* (2006).

5.2.7 Esfuerzo de sobrecarga (σ_v , OB)

La estimación del perfil de sobrecarga es especialmente crítico en ambientes de muy alta presión y en regiones donde hay evidencias de que el esfuerzo mínimo puede estar muy próximo al esfuerzo vertical. La magnitud del esfuerzo vertical para una profundidad dada puede ser estimada integrando la distribución de densidades en profundidad. El esfuerzo vertical en cualquier punto del subsuelo puede definirse simplemente como el peso de la columna de sedimentos a dicha profundidad, de manera que la densidad es una variable vital para el cálculo del esfuerzo vertical (Fjaer, Holt, Horsrud, Raaen y Risnes, 2008). La magnitud del esfuerzo vertical es igual a la presión de sobrecarga estimada a partir del registro de densidad (Ecuación 9).

$$OB = \int_0^z \rho * g * dz \rightarrow OB = Prof * 0.433 * \rho$$

Ecuación 9

Donde:

OB= Esfuerzo de sobrecarga (psi)

Prof= Profundidad (ft)

Constante= 0,433

ρ = Densidad de registro

Es importante mencionar que el esfuerzo de sobrecarga es un parámetro que tiene relación con el cambio de porosidad con profundidad. Es decir a mayor esfuerzo efectivo por efecto de sobrecarga de la columna de sedimentos, se esperan valores bajos de porosidad. En la Figura N° 13, se observa el cambio del esfuerzo de sobrecarga con relación a la porosidad para el modelo de curvas de compresibilidad, modelo Athy y modelo Schneider, así como, el comportamiento de la curva para rocas tipo lutitas, limolitas y areniscas. Por lo tanto, es posible simular con un método

de *kriging* colocado la variable esfuerzo vertical condicionado a la propiedad simulada porosidad.

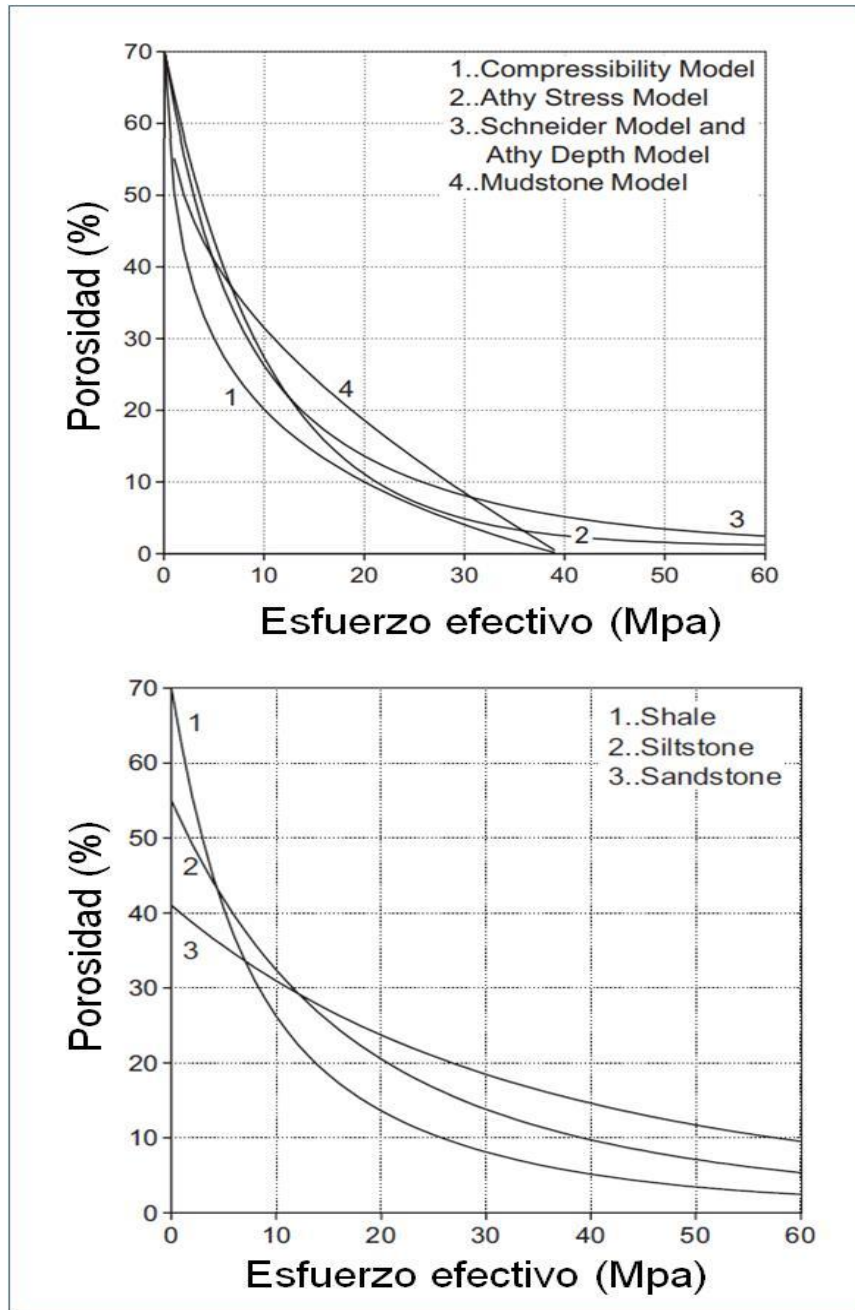


Figura N° 13. Relación esfuerzo con porosidad. Tomado de Hantschel y Kauerauf (2009)

5.2.8 Esfuerzos (horizontal máximo y horizontal mínimo)

Los esfuerzos horizontales máximo (σ_H) y mínimos (σ_h) son el resultado de la compresión vertical del suelo causada por el peso de la columna de los sedimentos y las cargas o esfuerzos que este haya tenido que soportar en el transcurrir del tiempo. El esfuerzo horizontal puede o no ser igual en todas las direcciones del plano horizontal, esto dependerá del grado de la anisotropía y de los esfuerzos actuantes en la formación.

En la naturaleza prevalece el caso, en donde está presente un esfuerzo horizontal mínimo y perpendicular a este, un esfuerzo horizontal máximo actuando sobre el plano horizontal (Fjaer *et al.* 2008). La magnitud del esfuerzo horizontal máximo se expresa en regímenes extensivo, compresivo y transcurrente; y es la componente del tensor de esfuerzos más difícil de determinar. Dado que la magnitud de este esfuerzo no se puede medir directamente, por lo tanto, hay que inferir su magnitud a partir de modelos matemáticos (Ecuación 10) expresados como una función del esfuerzo horizontal mínimo, esfuerzo vertical y factor tectónico o relación de esfuerzos (K). El factor tectónico se toma de acuerdo al grado de fallamiento presente en la zona en estudio (0,6 a 1,6) (Bikash *et al.* 2008).

$$\sigma_H = FG + K * (OBG - FG) \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo (psi/ft o lb/gal)

FG= Gradiente de fractura (psi/ft o lb/gal)

OBG= Gradiente de sobrecarga o esfuerzo vertical (psi/ft o lb/gal)

K= Factor tectónico (dimensional)

La orientación del esfuerzo horizontal máximo puede obtenerse tomando en cuenta la información de registros caliper 4 brazos (Plumb y Hickman, 1985) y registros de imágenes de pozos resistivos o acústicas (Brudy, 1998). En un pozo vertical, alineado con uno de los ejes principales de esfuerzos, el mínimo esfuerzo tangencial se concentra en la orientación del esfuerzo horizontal máximo, mientras que el esfuerzo tangencial máximo ocurre en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Cuando el esfuerzo tangencial excede la resistencia a la compresión de la roca (UCS) la parte del pozo en compresión se deforma por cizalla y se generan derrumbes a 90° grados de la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Si el esfuerzo tangencial pasa al dominio de tensión y excede la resistencia a la tensión de la roca, se generan fracturas de tensión inducidas. Estas fracturas inducidas se orientan paralelas a la dirección del esfuerzo horizontal máximo (Zoback *et al.*, 2003).

La magnitud del esfuerzo horizontal mínimo o gradiente de fractura (FG) se determina a través de pruebas de campo, tales como *Minifrac* (Tan, McGowen y Soliman, 1990) o pruebas de integridad de presión extendida *Leak off test*. En dichas pruebas se rompe la roca por inyección de algún fluido y se determina la presión con la que se cierra la fractura, este valor es el equivalente a la magnitud del esfuerzo. También, se puede estimar a partir de la correlación de Matthews y Kelly (1967) (Ecuación 11) en donde se relaciona el tensor de esfuerzo con ciertas propiedades elásticas de la roca, tales como: presión de poro, esfuerzo vertical y coeficiente de esfuerzo obtenido de pruebas de campo o experiencia operacional.

$$FG = PP + (OBG - PP)K$$

K: 0.9

Ecuación 11

Donde:

FG= Gradiente de fractura (psi/ft o lb/gal)

PP= Presión de poro (psi/ft o lb/gal)

OBG= Gradiente de sobrecarga o esfuerzo vertical (psi/ft o lb/gal)

K= Coeficiente de esfuerzo de la matriz (dimensional)

Addis (1997) sostiene que el esfuerzo horizontal mínimo es una variable que guarda relación con la presión de poro. En la Figura N° 14, se muestra el cambio del esfuerzo con la presión de poro en datos de diferentes zonas del campo Ekofisk, parte central de Mar del Norte. A medida que disminuye la presión de poro por efecto de agotamiento, también disminuye el esfuerzo horizontal mínimo.

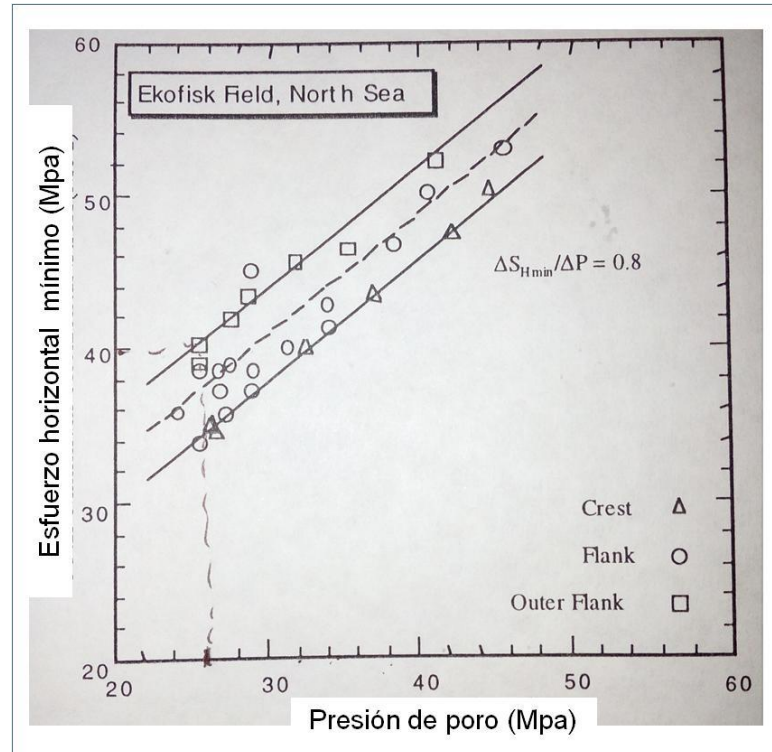


Figura N° 14. Relación esfuerzo σ_h con presión de poro. Tomado de Addis (1997).

5.2.9 Presión de poro (P_p)

Es la presión natural originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentra sometido los fluidos contenidos en el espacio poral. El gradiente de presión de poro depende de la porosidad de la roca, la densidad del fluido presente en el espacio poral y la evolución geológica de las formaciones. En un ambiente de presión de poro normal, los sedimentos se compactan a medida que los fluidos son drenados por efecto de la carga que ejercen los sedimentos

suprayacentes y es conocido como el modelo de compactación normal. Sin embargo, cuando se interrumpe el drenaje, se detiene el cambio de volumen y la porosidad permanece constante con la profundidad, generando una zona de sobrepresión. Este proceso se conoce como sub-compactación.

La presión de poro es una expresión matemática que depende del esfuerzo vertical o sobrecarga, volumen de arcilla y tiempo de tránsito en función de la profundidad. Se puede estimar con el método de Eaton y se calibra con datos de presión de formación (RFT), (Eaton, 1969; Yoshida, Ikeda y Eaton, 1996). Es importante mencionar que en la literatura también están presentes otros métodos de estimación, tales como: Hottman y Johnson, Foster y Whalen o profundidad equivalente y el método del exponente dc, sin embargo, el método de Eaton (Ecuación 12) es usado con mayor frecuencia en los yacimientos del Norte de Monagas.

$$PP = OBG - (OBG - PP_N) \left(\frac{V_O}{V_N} \right)^3$$

Ecuación 12

Donde:

Pp= Gradiente de presión de poro (psi/ft o lb/gal)

OBG= Gradiente de sobrecarga (psi/ft o lb/gal)

Ppn= Gradiente normal de presión de poro (psi/ft o lb/gal)

Vo = Intervalo de velocidad observado

Vn = Intervalo de velocidad normal

5.3 Tecnología Rock Strength Device (RSD) y Wombat Machine

El dispositivo *Rock Strength Device* (RSD) y *Wombat Machine* es un dispositivo para determinar los esfuerzos en núcleos, desarrollado en la Universidad de Minnesota en el año 1990 y está fundamentado en los estudios que demuestran que existe una dependencia entre las fuerzas necesarias para cortar o rayar el núcleo y sus

parámetros mecánicos. La tecnología consiste en un sistema de medida continua, directa y no destructiva del esfuerzo a la compresión sin confinar (UCS), ángulo de fricción interna, energía específica y resistencia a la perforación. Para obtener un registro continuo en escala de milímetros de dichos parámetros, se evalúan las fuerzas normales y tangenciales requeridas para rayar superficialmente el núcleo con dos tipos de cortadores de diamante policristalino (PDC) a una profundidad de corte determinada (Dagrain, Richard y Germa, 2006).

En la Figura N° 15, se observa el corte superficial realizado por el equipo de RSD sobre el núcleo originando mínima perturbación o daño a la muestra, así como el resultado final expresado en la curva continua de UCS calibrado con el dato de núcleo (punto rojo) en dos (2) pozos de los campos Santa Bárbara y Mulata.

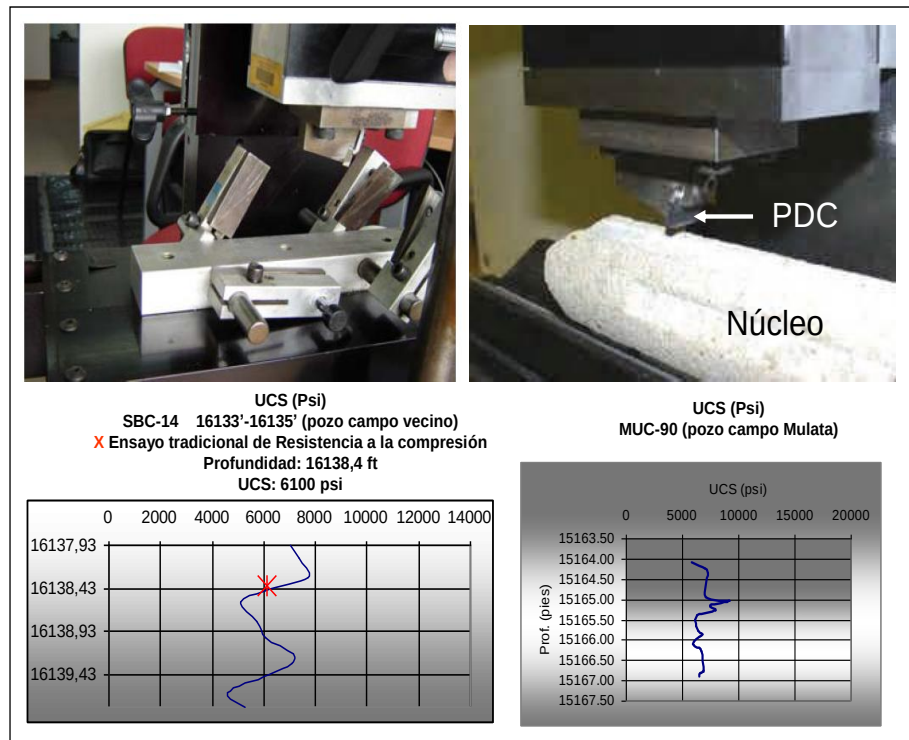


Figura N° 15. Herramienta RSD y rayado en núcleo.

5.4 Fundamentos del geomodelaje y geoestadística

La geoestadística y el modelamiento de heterogeneidades del yacimiento, es considerado cada vez más por analistas e ingenieros como una herramienta robusta que provee métodos cuantitativos para caracterizar la continuidad y variabilidad espacial de las propiedades de las rocas y yacimientos. Proporciona metodologías con principios estadísticos para cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos y modelar la variabilidad espacial de la heterogeneidad, expresada en propiedades continuas (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y propiedades geomecánicas) o discretas (facies, litofacies, tipos de roca), además de facilitar la integración multidisciplinaria con diferentes escenarios de solución o serie de realizaciones probables.

En la literatura hay muchos trabajos que mencionan las múltiples aplicaciones de la estadística, tanto en el ámbito petrolero como en la minería, ambiental, economía, etc. Es un mundo amplio y extenso de conocimiento y el objeto de este estudio es presentar un extracto de los principales conceptos de la estadística aplicada a la construcción de modelos geológicos 3D o geoestadística. Por consiguiente, la caracterización e interpretación del comportamiento de una propiedad o variable distribuida espacialmente esta enmarcada principalmente en el análisis de los datos, variogramas y estimaciones (*kriging* o simulaciones).

5.4.1 Variogramas

Es un estimador de la varianza poblacional de propiedades, tales como: porosidad, permeabilidad, facies, atributos sísmicos, etc. Por lo tanto, la población debe tener una correlación espacial o tendencia. El variograma esta relacionado con una dirección y distancia (h) y es el elemento básico de variabilidad espacial, que da soporte a las técnicas de interpolación tipo *kriging*, permitiendo representar

cuantitativamente la geometría y variación de una propiedad o fenómeno regionalizado en el espacio.

La construcción del variograma se puede realizar tomando en cuenta principios teóricos que se ajustan al comportamiento real de los datos, que son capaces de explicar diferentes comportamientos de una propiedad. Los principales modelos experimentales de variogramas son: esférico, exponencial y gaussiano (Matheron, 1970) y su uso depende de la cantidad y distribución de los pozos o inclusive información sísmica.

Los variogramas pueden ser generados con base en la información de los pozos y en ausencia o poca disponibilidad de éstos, se usan atributos sísmicos, tales como impedancia acústica o amplitud RMS (Figura N° 16). También es factible utilizar variogramas teóricos con base en la geometría y tendencia de los sistemas sedimentarios definidos en el modelo sedimentológico e incluso análogos recientes.

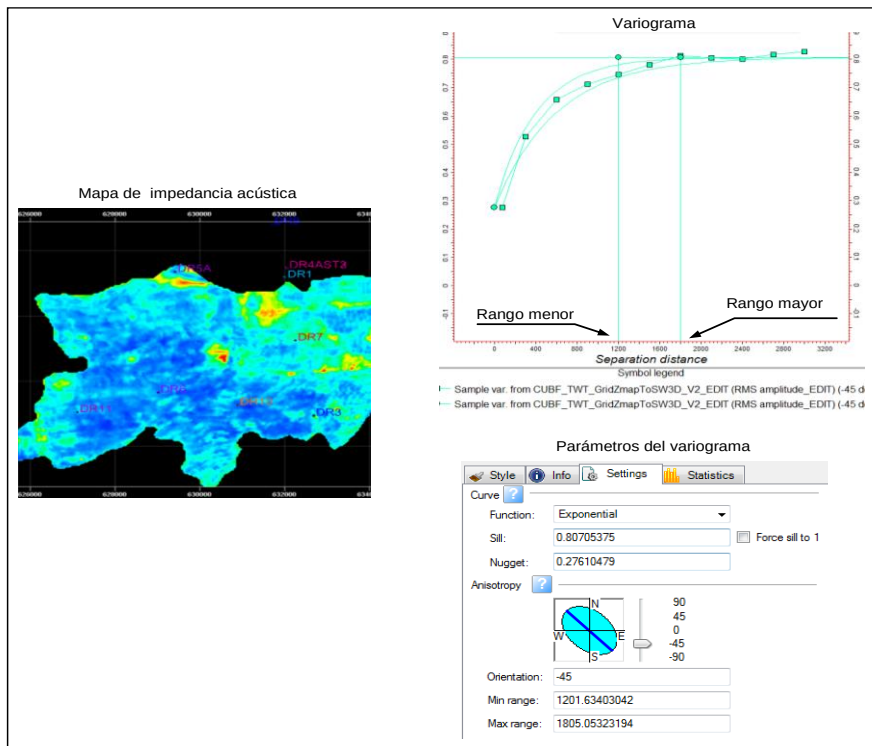


Figura N° 16. Variograma definido con sísmica y pozos.

5.4.2 Kriging

Representa un método de interpolación lineal insesgado de varianza mínima que funciona por el modelado del variograma para estimar pesos de una propiedad específica. Tiene como objetivo estimar el valor de la variable (Z), para un punto X_0 que no ha sido considerado anteriormente y realiza una suma ponderada sobre todos los sectores que conforman la zona de estudio de interés, tomando los vecinos más cercanos al punto de interés X_0 . El proceso del *kriging* asigna pesos a los vecinos más cercanos, considerados para la estimación. Los pesos son asignados a partir de un análisis espacial, basado en el semivariograma experimental o teórico. Para realizar estimaciones, el *kriging* puede ser ordinario o simple.

El *kriging* ordinario asume que las medias locales, no están necesariamente relacionadas a la media poblacional de una propiedad específica, por ejemplo porosidad, por lo cual solo usa las muestras en la vecindad local para la estimación. Mientras que el *kriging* simple, mayormente usado, asume que las medias locales son relativamente constantes e iguales a la media poblacional, la cual es conocida. La media poblacional es usada como un factor en cada estimación local, manteniendo la media de la variable porosidad, permeabilidad, arcillosidad o propiedades mecánicas en la malla geológica.

5.4.3 Geomodelaje

En la industria petrolera la construcción de modelos geológicos 3D se ha convertido en una práctica frecuente, ya que permite estudiar el efecto de cambios internos y externos o posibles variaciones de una propiedad en el yacimiento. La esencia del geomodelaje se centra en representar la geometría y arquitectura de los yacimientos con base en modelos matemáticos lógicos. Recientes avances en las metodologías de simulación y la gran disponibilidad de software que actualmente existe en el mercado, han hecho que la técnica de geomodelaje sea una de las herramientas más ampliamente usadas en el análisis de los yacimientos.

Los métodos de simulación son técnicas para poblar una variable (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, tipos de roca, facies etc) de manera probabilística y apropiadas para visualizar tendencias donde los valores extremos son importantes. Esta técnica respeta la información suministrada por los variogramas, histogramas y honra la información de los pozos o sísmica. La simulación estocástica permite construir cantidades de modelos o realizaciones igualmente probables para capturar la incertidumbre en los datos, mediante las técnicas de simulación secuencial gaussiana y secuencial de indicadores.

5.4.4 Simulación secuencial gaussiana (SSG)

Es un procedimiento estocástico y condicional debido a que el resultado o realizaciones generadas hacen honor a las variables analizadas (propiedades petrofísicas o mecánicas) de los pozos. La técnica se basa en la transformación de los datos conocidos en una distribución normal, utilizando una transformación no lineal. Se toman en cuenta los variogramas para caracterizar los patrones de la distribución espacial de la propiedad a modelar, es decir rango mayor, rango menor rango vertical y orientación. Finalmente, se realiza en cada localización o punto aleatorio, un *kriging* simple en combinación con el semivariograma para determinar la distribución gaussiana o una variable secundaria como tendencia; y transforman nuevamente todos los valores de datos y valores simulados cuando el modelo está poblado. Se crean múltiples realizaciones con una número de semilla aleatorio. Cada realización tiene la misma probabilidad y es equiprobable (Deutsch y Journel, 1998; Pyrcz y Deutsch, 2014).

5.4.5 Simulación secuencial de indicadores (SSI)

Esta técnica de simulación se usa para funciones aleatorias discretas, tales como facies, tipos de roca o litofacies. Es un algoritmo de modelamiento estocástico basado en píxeles que usa las celdas escaladas de datos reales como base para la fracción de los tipos de facies a ser modeladas. Usa como estimador el *kriging* y el variograma restringiendo la distribución y la conexión de cada tipo de facies. Este algoritmo es usado con frecuencia para modelar facies con formas definidas o cuando se tienen pocos datos de entrada.

El principio se basa en usar los datos de litología de los pozos que se encuentra dispersa (arena y lutita) para predecir la probabilidad de litologías lejos de los pozos. El procedimiento del método es que cada celda de la malla es visitada

secuencialmente siguiendo un orden aleatorio, definido por una semilla. Para cada nueva celda la distribución de probabilidad (PDF) de arena/lutita local es calculada usando datos escalados y las celdas ya simuladas como puntos de control. Una estimación de la probabilidad condicional arena/lutita es estimada usando *kriging* simple. La estimación está dada por el variograma y combinación lineal de los pesos de datos desde las celdas escaladas. Un valor simulado (arena o lutita representa un código 0 o 1, el cual es representado aleatoriamente desde la curva PDF (Figura N° 17). Finalmente, el valor de la celda simulada será usado para la celda próxima para actualizar la curva PDF como un punto de control adicional en conjunto con la data escalada a las celdas. Múltiples realizaciones son generadas repitiendo el procedimiento con diferentes números aleatorios de las semillas.

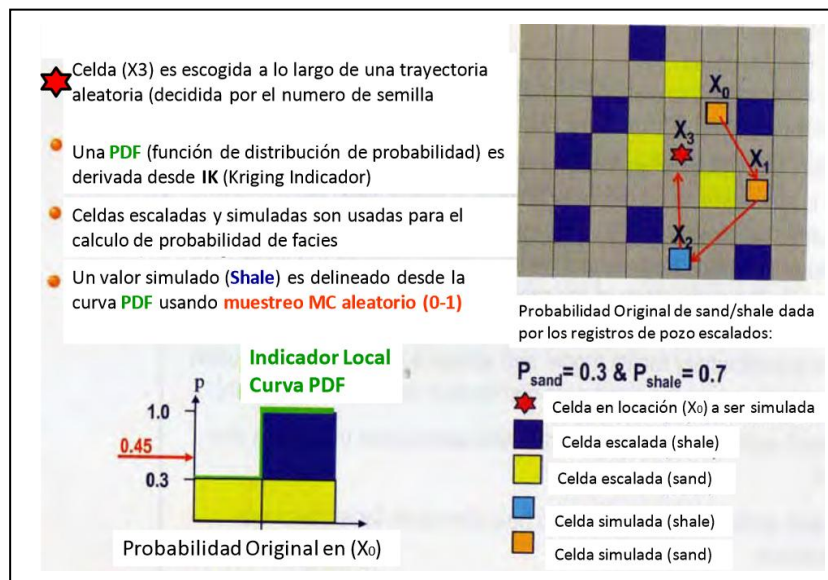


Figura N° 17. Principio básico del proceso de simulación secuencial de indicadores

5.4.6 Modelos geológicos 3D

La construcción del modelo de yacimientos o modelo geológico 3D considera la integración de los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico (modelos conceptuales) en una plataforma tecnológica. Se define la arquitectura y geometría del yacimiento y formaciones adyacentes importantes. El volumen del yacimiento está representado por una serie de red de celdas y malla (*grid*) que simplifica y representa el modelo geológico conceptual. Las etapas de generación del modelo geológico 3D contempla fundamentalmente, la construcción del modelo de fallas 3D (*grid*), escalamiento de propiedades petrofísicas y facies, definición de las capas, modelado de facies y modelado de propiedades. Los datos involucrados en la caracterización geológica 3D están asociados con superficies (horizontes), fallas, topes estratigráficos, curvas o registros de pozo, mapas de espesor, mapas paleambientales, atributos e información sísmica.

En la definición del *grid* se representa la geometría del reservorio incorporando fallas provenientes de la interpretación sísmica y respetando la arquitectura y heterogeneidad estratigráfica del yacimiento. En conjunto con el tamaño, forma, orientación de las celdas de la malla, horizontes y topes, se construye el mallado (*grid*) geológico. Los datos de los registros de pozos son escalados a la celda mediante diferentes algoritmos de escalamiento, realizando un análisis exhaustivo de los datos; a fin de observar patrones, relaciones o valores anómalos de los datos. La fase final está representada con la simulación de las variables discretas de litofacies o tipos de roca (arenisca, arenas, lutitas, reservorio, no reservorio, etc) y propiedades continuas (arcillosidad, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y propiedades mecánicas) con base en las técnicas de simulación secuencial de indicadores (SSI) y simulación secuencial gaussiana (SSG), respectivamente. Por consiguiente, se obtienen cubos o mallas 3D de propiedades discretas y continuas (Figura N° 18).

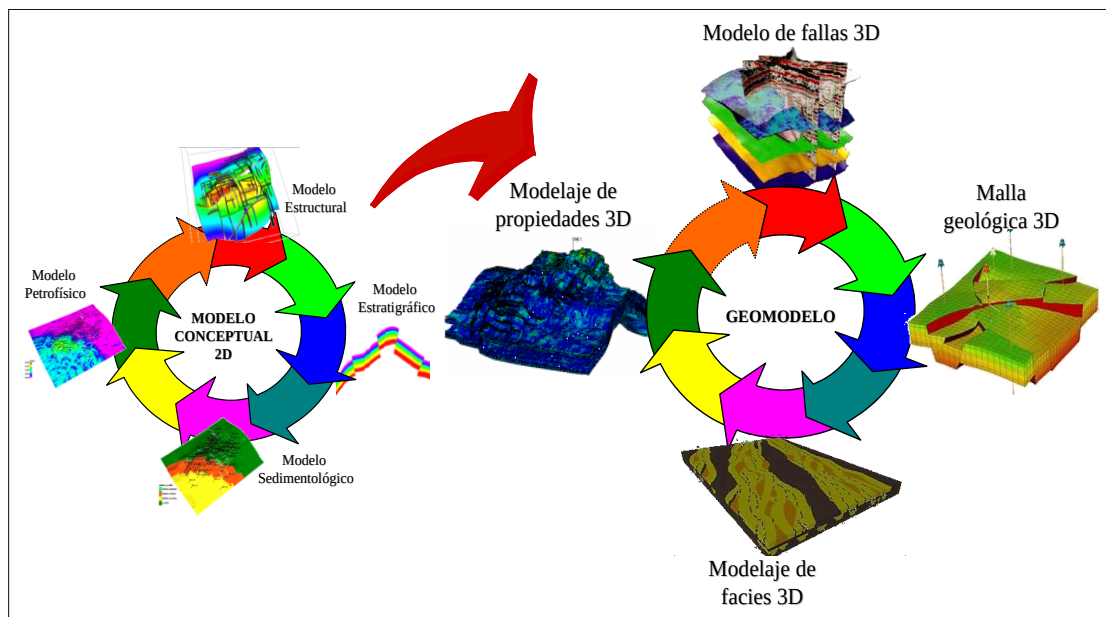


Figura N° 18. Flujo de trabajo modelo geoestadístico

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

CAPÍTULO IV

6. METODOLOGIA DE TRABAJO

La secuencia de trabajo aplicada en este estudio se refleja en la Figura N° 19, en donde se ilustra los pasos específicos en la integración geomecánica y geoestadística aplicada al estudio de arenamiento. La discusión detallada de los procedimientos metodológicos utilizados se presenta a continuación en cinco (5) fases de trabajo:

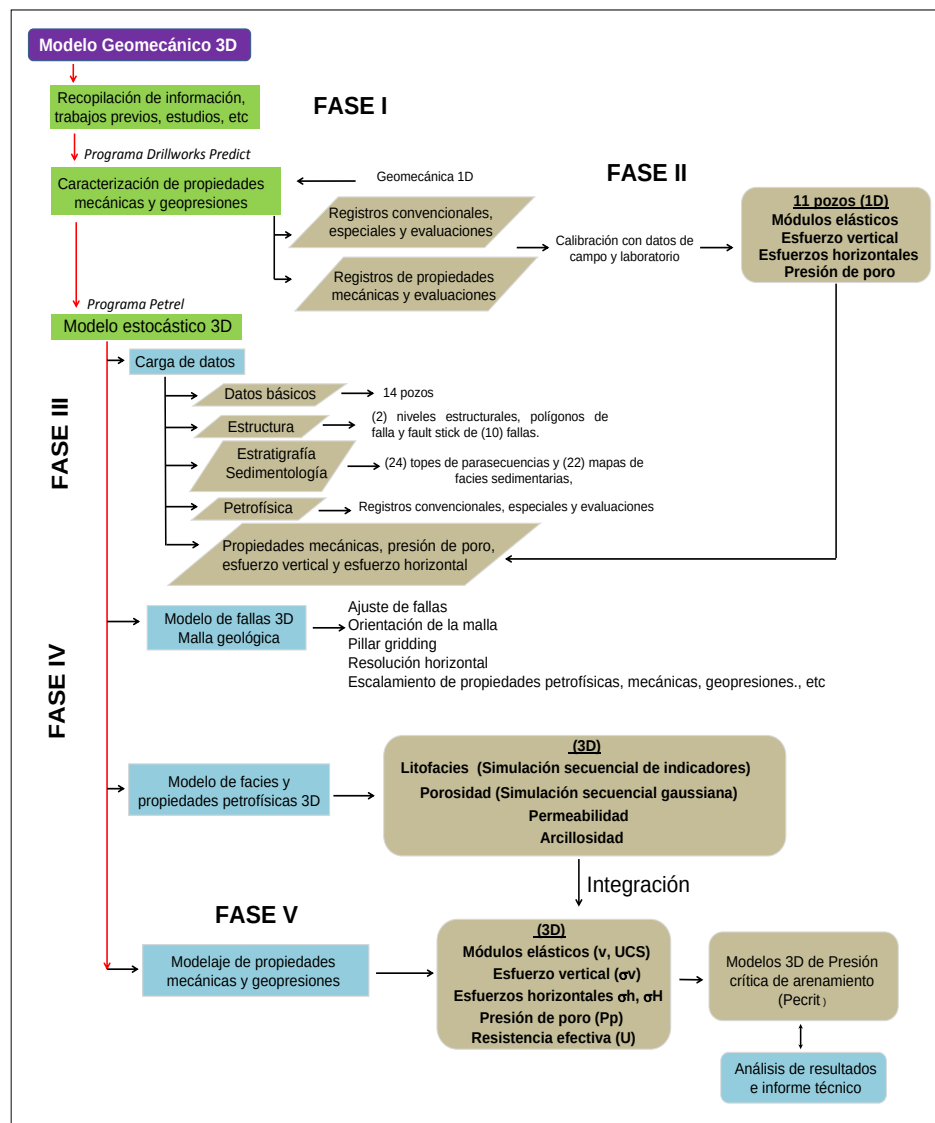


Figura N° 19. Flujo de trabajo de integración geomecánica 1D y geoestadística.

6.1 Inventario y carga de la información

La estructura de trabajo está representada por una fase I de recopilación de información en físico y digital contenida en las bases de datos de la empresa y páginas *Web* en internet, relacionadas con el tema de investigación. Entre los cuales se menciona: trabajos previos, análisis geomecánico de núcleos, pruebas de fracturamiento hidráulico, pruebas de presión (RFT), densidad de lodo, registros convencionales, evaluaciones petrofísicas y curvas de propiedades geomecánicas, niveles estructurales, polígonos de falla, pozos, datos de desviación de los pozos, topes estratigráficos, lista de pozos fallados, mapas paleoambientales, mapas de propiedades mecánicas y esfuerzos. La información se organizó en tablas y esquemas, de acuerdo a la naturaleza de las fases de trabajo (Fase I, Fase II, Fase III, Fase IV y Fase V) para facilitar y optimizar el uso práctico del dato (Figura N° 20 y Tabla N° 1).

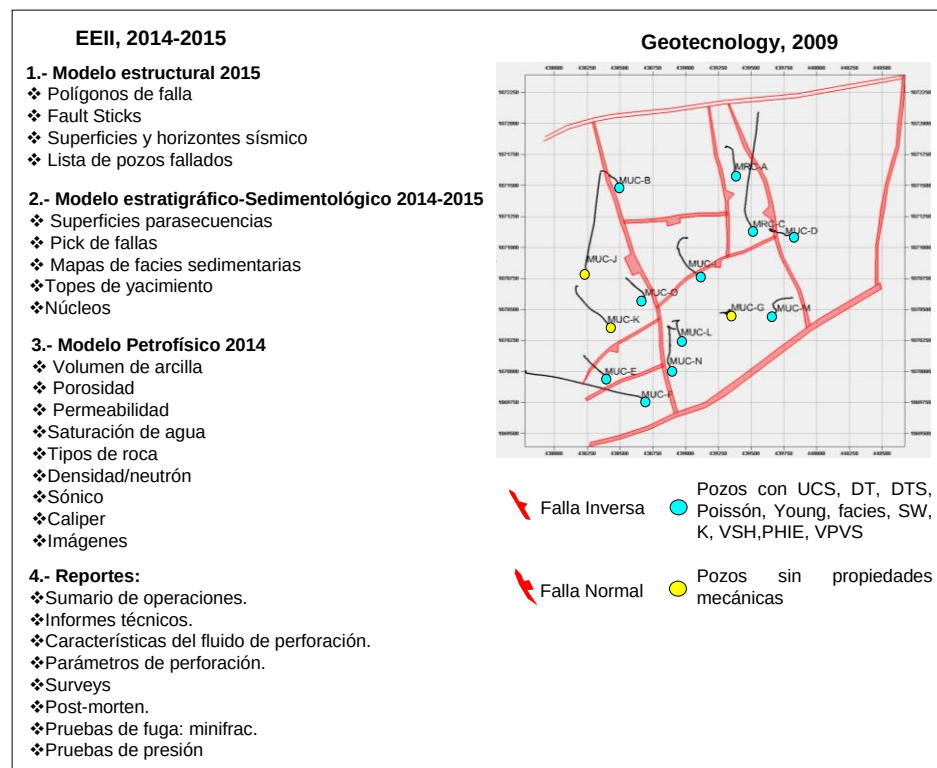


Figura N° 20. Datos de utilizar.

Tabla N° 1. Información de registros disponibles

POZO	Escenario de análisis 1 y 2										
	Geotechnology, 2009										
	REGISTROS										
	Ucs_G	Ang_G	Coh_G	Vsh_G	Por_G	Poisson_G	Young_G	Dtc_G	Dts_G	Vp/Vs_G	Facies arenosas
MRC-C											
MRC-A											
MUC-I											
MUC-G											
MUC-K											
MUC-B											
MUC-J											
MUC-H											
MUC-L											
MUC-F											
MUC-O											
MUC-E											
MUC-N											
MUC-D											

POZO	Escenario de análisis 3													
	PDVSA 2016													
	REGISTROS										PUNTOS			
	Topes	GR_P	ILD_P	NPHI_P	RHOB_P	VSH_P	PHIE_P	Caliper	FACIES SED	DTC_P	DTS_P	Peso de lodo	Presión	Esfuerzo Hor_min (Fracturamiento hidráulico)
MRC-C														
MRC-A														
MUC-I														
MUC-G														
MUC-K														
MUC-B														
MUC-J														
MUC-H														
MUC-L														
MUC-F														
MUC-O														
MUC-E														
MUC-N														
MUC-D														

DISPONIBLE

NO DISPONIBLE

6.2 Estudio geomecánico 1D

La segunda fase contempla la caracterización 1D de las propiedades geomecánicas y geopresiones, específicamente presión de poro (P_p), esfuerzo vertical o sobrecarga (σ_v), esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) y máximo (σ_H). El análisis se llevó a cabo en 14 pozos utilizando los datos de registros convencionales, específicamente rayos gamma, densidad, resistividad, sísmico y caliper, así como datos de pruebas de presión de yacimiento (RFT) y datos de esfuerzo horizontal mínimo (gradiente de fractura) determinado en las pruebas de fracturamiento hidráulico. Esta información fue importada al programa *Drillworks Predict* y se procedió a realizar los flujos de

trabajo en el programa, a fin de generar curvas de esfuerzos (σ_v , σ_h y σ_H) y presión de poro en formato ASCII o LAS.

A partir del registro de densidad (RHOB_P) se calculó el esfuerzo vertical (σ_v). La curva de presión de poros se calculó usando como registros de entrada: el perfil de rayos gamma (Gr_P), tiempo de tránsito de la onda de compresión (DT_P o DTC_P), resistividad (ILD_P) y expresión matemática definida en la metodología de Eatón (1969) calibrado con pruebas de presión de yacimiento de los pozos. El flujo de trabajo se menciona a continuación:

- Discriminación de los intervalos de lutita a partir de registros de rayos gamma.
- Transferencia de los puntos de lutita del registro de rayos gamma a un registro sísmico o resistividad, dependiendo de la información disponible en los pozos.
- Estimación de la tendencia de compactación normal en el registro sísmico.
- Aplicación de la correlación de Eatón sísmico.
- Calibración de la curva de presión de poro obtenida con pruebas de presión de formación mediante sensibilidades del exponente en un rango de 2 a 3.

El esfuerzo horizontal mínimo se definió mediante los principios matemáticos de Matthews y Kelly (1967) calibrado con las pruebas de fracturamiento hidráulico obtenidas en pruebas de campo realizadas en los pozos MUC-K, MUC-M, MUC-F, MUC-E, MUC-N y MUC-D. El valor del coeficiente k, utilizado en la ecuación de Matthews y Kelly está en el orden de 0,5 a 0,8 y es variable, dependiendo de los pozos. Para los pozos que no disponen de pruebas de fracturamiento hidráulico se utilizó el valor de k en función del pozo calibrado más cercano.

La magnitud del esfuerzo horizontal máximo se determinó a partir de la relación matemática entre el esfuerzo horizontal mínimo, esfuerzo vertical y factor tectónico que depende del nivel de fallamiento de las zonas aledañas a los pozos.

Con la finalidad de tener un escenario de análisis diferente al esfuerzo compresivo no confinado UCS_G y Poisson_G, se realizó la estimación de la resistencia compresiva no confinada y relación de Poisson en los pozos MRC-C, MRC-A, MUC-C, MUC-B, MUC-M, MUC-L, MUC-F, MUC-O, MUC-E, MUC-N y MUC-D con base en la información de los registros sísmico de onda compresional (DTC_UNIF_F) y porosidad (PHIE_P).

Para el cálculo del UCS_P se utilizó la expresión matemática representada en la Ecuación 13, mientras que para la relación de Poisson_P, se utilizó la Ecuación 14. En la Figura N° 21, se muestra una sección parcial del pozo MRC-C con la comparación de las curvas de UCS_G (Geotechnology, 2009) y la curva de UCS_P generada en este estudio (a). Las diferencias entre curvas de UCS se refleja en la columna (b).

$$UCS_P \text{ (psi): } 145.0377 * 258 * Exp^{-9 \text{ (PHIE_P)}}$$

Ecuación 13

$$Poisson_P = \frac{\frac{1}{2} (DTS_UNIF/DTC_UNIF)^2 - 1}{(DTS_UNIF/DTC_UNIF)^2 - 1}$$

Ecuación 14

Donde:

DTC_UNIF: Sísmico de onda compresional

DTS_UNIF: Sísmico de onda cizalla

v: Relación de Poisson

PHIE_P: Curva de porosidad

UCS_P: Resistencia compresiva no confinada

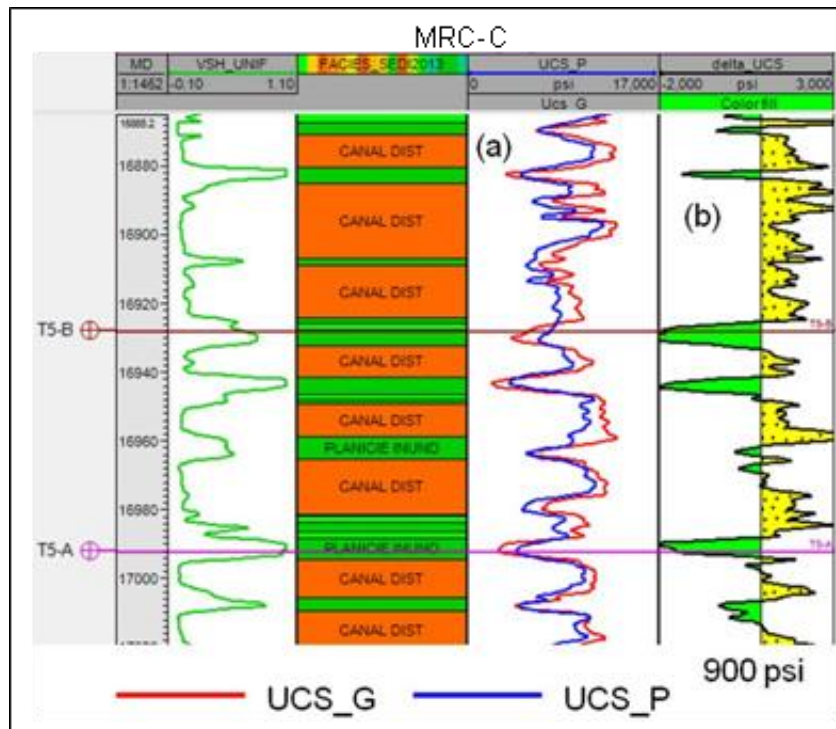


Figura N° 21. Sección parcial del pozo MRC-C

6.3 Carga de datos de geomecánica 1D y modelo geológico

El producto de la caracterización geomecánica realizada en el programa *Drillworks Predict* corresponde con curvas en formato ASCII o LAS de presión de sobrecarga, presión de poro, esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo. Mientras que, la información de los modelos geológicos conceptuales (estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico realizados previamente) fue entregada por el equipo de trabajo multidisciplinario de Estudios de Yacimientos y adecuada a los formatos requeridos por el *software* Petrel. Estos datos se exportaron al modelo geológico 3D como parte de la Fase III de la metodología de trabajo.

Adicionalmente, se importó al proyecto los datos básicos de 14 pozos (coordenadas, desviación e intervalos cañoneados), dos (2) superficies estructurales, polígonos de falla del tope y base del yacimiento, *faut stick* de 10 fallas a modelar, 24 topes

estratigráficos, cinco (5) pick de pozos fallados, facies sedimentarias, 22 mapas paleambientales de las unidades estratigráficas, registros de pozo convencionales y evaluaciones petrofísicas, tales como: rayos gamma, resistividad, sónico, caliper, arcillosidad y porosidad. Adicionalmente, la información de resistencia compresiva no confinada (UCS_G y UCS_P), relación de Poisson (Poisson_G y Poisson_P), relación de Young (Youn_G), Cohesión (Coh_G), sónico compresional (Dtc_G), sónico cizalla (Dts_G), relación de onda compresional y cizalla (Pp/Vs_G) y ángulo de fricción interna (Friction Angle).

Los datos fueron revisados, realizando un control de calidad en los sistemas de referencia de coordenadas, comparando los datos básicos de los pozos según las interpretaciones de PDVSA y Geotechnology, así como, topes estratigráficos, pozos fallados, registros y evaluaciones de pozos reflejadas en los informes técnicos con relación a las bases de datos. Los datos que no pasaron en control de calidad fueron corregidos con el respectivo equipo de trabajo que suministró dicha información.

6.4 Construcción del modelo geoestadístico 3D

El modelo geomecánico 3D se construyó en dos etapas de trabajo. La primera contempla la generación de los modelos de fallas 3D, malla geológica, escalamiento de propiedades, modelado de facies 3D y modelado de propiedades petrofísicas. La segunda etapa está asociada a la integración del modelo geoestadístico 3D con las variables mecánicas y geopresiones.

A continuación se realiza una breve descripción de los procesos asociados a la construcción del modelo geoestadístico 3D:

6.4.1 Modelo de fallas 3D

La construcción del modelo de fallas 3D se realizó con base en los polígonos de fallas al tope y base del yacimiento MER MUC 2, así como con las líneas de interpretación de fallas (*fault stick*) identificadas en el modelo con los nombres FC1, FI2, FC3, FI4, FI5, FI6, F7, F8 y F9. La nomenclatura FI se asocia al nombre de la falla (tipo inversa), FC (corrimiento) y F (falla normal), mientras que el número corresponde a la secuencia numérica.

Las superficies de las fallas se crearon a partir de los *fault stick*, mediante un sistema pilares alineados a la geometría de la falla (rumbos y buzamientos) predefinidos en la interpretación sísmica, así como, la conexión entre fallas que se interceptaban unas con otras. Posteriormente, fueron ajustadas a los marcadores de fallas presentes en los pozos MUC-E, MUC-F y MUC-M (Figura N° 22).

También, se generaron las superficies de los horizontes a partir de los mapas estructurales del tope y base del yacimiento MER MUC 2. Luego se suavizaron y ajustaron estas superficies a los marcadores estratigráficos de los pozos. Adicionalmente, se generaron superficies intermedias asociadas a cada parasecuencia con base en la geometría estructural del tope del yacimiento y espesor de cada parasecuencia.

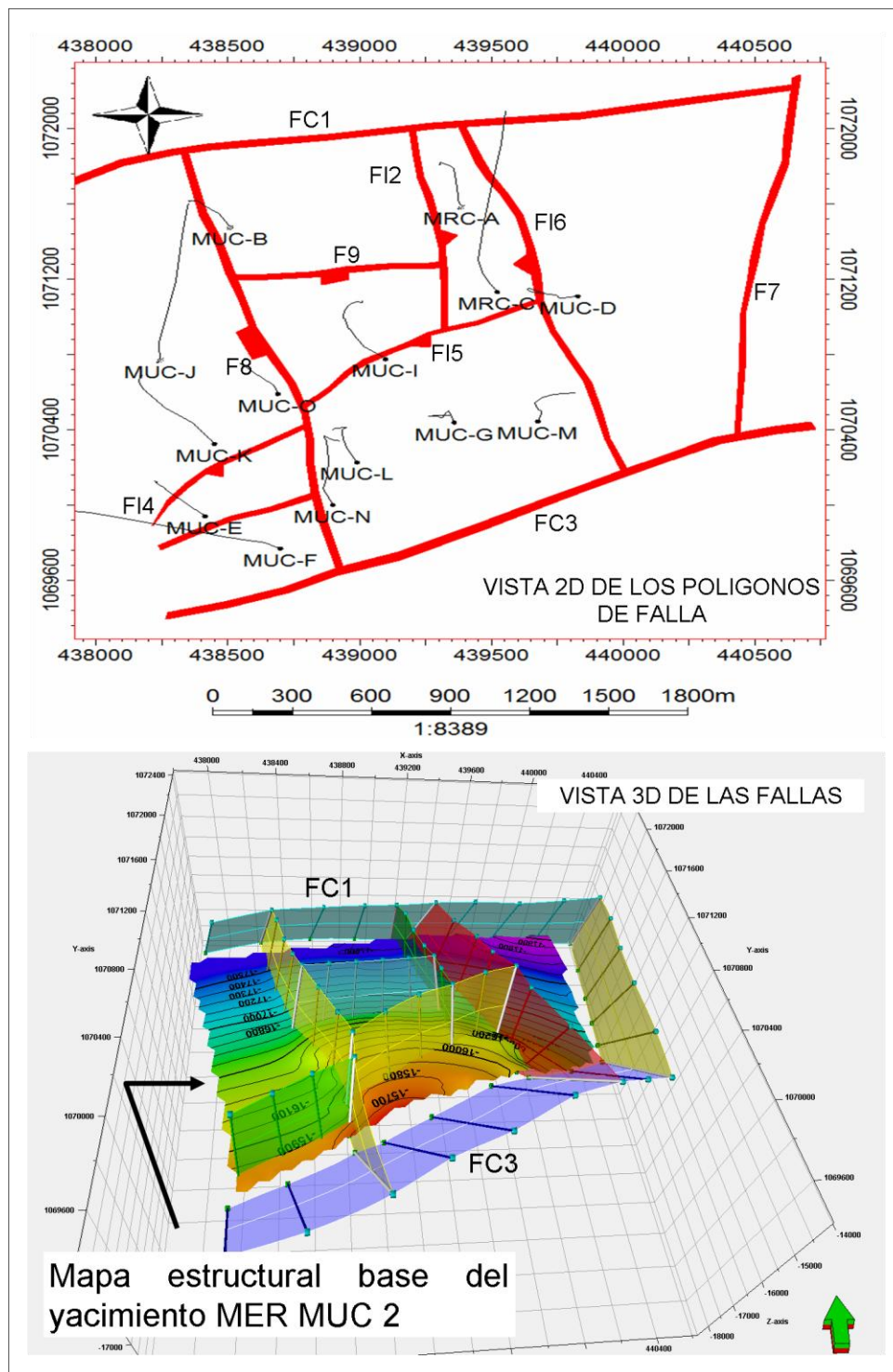


Figura N° 22. Modelo de fallas 3D

6.4.2 Malla geológica 3D

La construcción de la malla geológica se realizó con la técnica de pilares con la opción de *pillar gridding y make horizons* en el *software* Petrel. Es importante mencionar que el método de pilares tiene una desventaja y es que en estructuras complejas, específicamente, sistemas compresivos con reducción de volumen en profundidad por efecto del truncamiento entre fallas ocurre distorsión de las celdas de la malla en profundidad por el cruce de los pilares. Por consiguiente, se procede a simplificar la red de fallas. Es un proceso que puede disminuir la representación estructural, pero necesario para construir la malla geológica 3D; y su aplicación se realizó tratando de no afectar la geometría estructural como dato de entrada.

La secuencia de trabajo se inició con la definición de las características principales de la malla geológica, específicamente, la resolución horizontal en los ejes I y J, orientación de la malla, geometría de los pilares y fallas en zig-zag. La resolución horizontal de la celda se definió en 100 x 100 metros, con base en los proyectos futuros de estudio de espaciamiento entre pozos y para tener mejor control en la distribución lateral de los fluidos en la fase de recuperación secundaria y mejorada. Mientras que, la orientación de la malla se realizó tomando en cuenta la orientación preferencial del patrón de fallas principales (corrimientos) y dirección de aporte de sedimentos en dirección N40°E. La geometría de los pilares es de tipo lineal y vertical dependiendo del cambio de la geometría de la falla con profundidad (Figura N° 23).

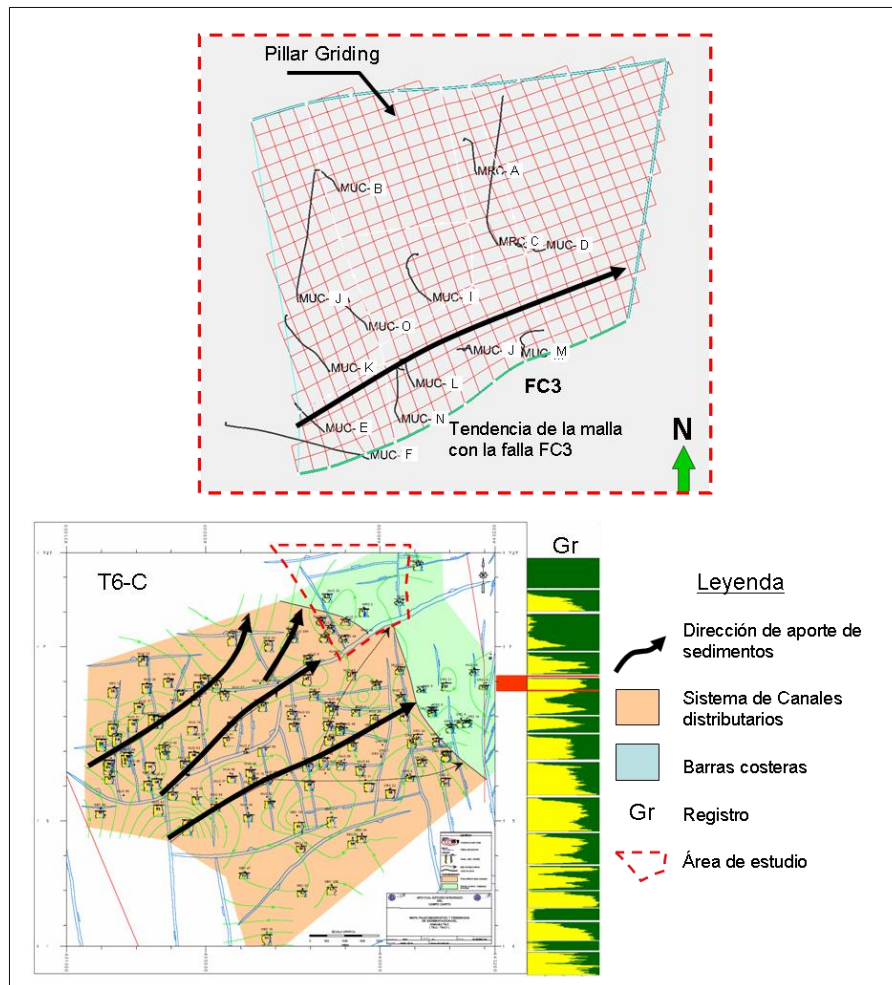


Figura N° 23. Definición orientación de la malla 3D

Seguidamente, se generaron los horizontes a partir de la red de fallas y superficies estructurales del tope del yacimiento y superficies intermedias. Las superficies intermedias se generaron a partir de las superficies de control (tope y base del yacimiento), topes estratigráficos y mapas de espesor; configurando la opción de interpolación, tomando en cuenta la tendencia estructural de las superficies de referencia o control. Adicionalmente, se realizó un control de calidad mediante secciones estructurales, superposición de superficies estructurales y diferencia de topes del pozo con el tope de la superficie (igual a cero) con la finalidad de verificar cruces anómalos entre superficies (Figura N° 24).

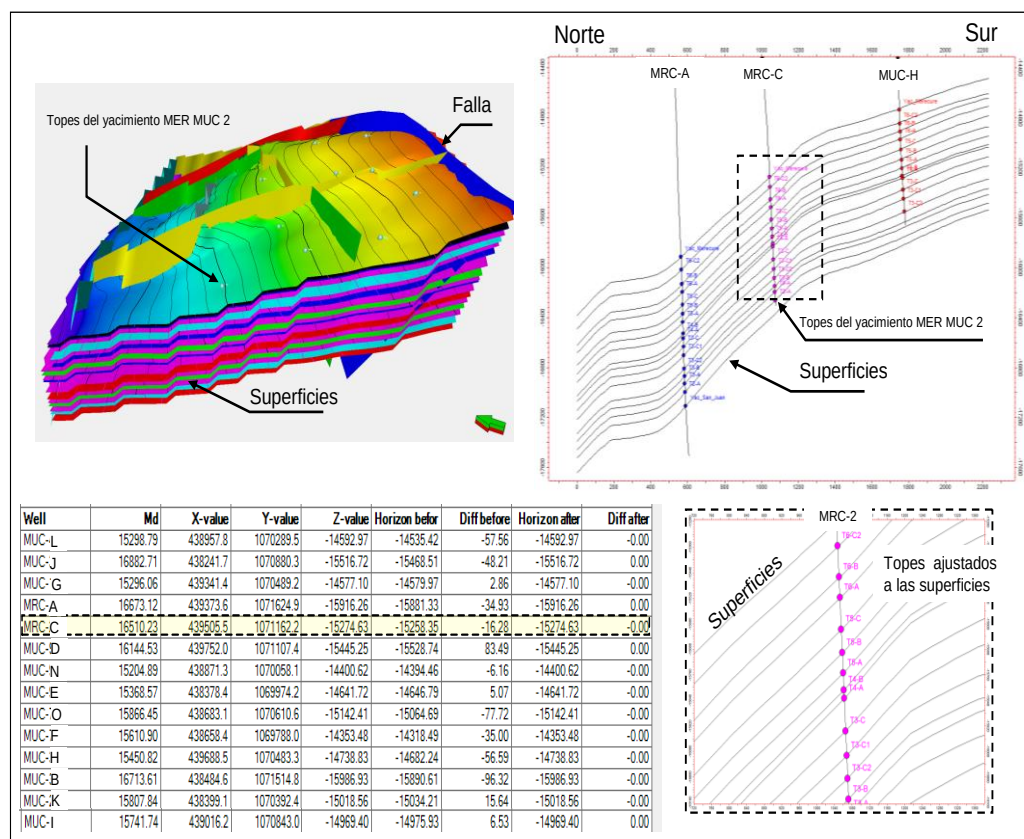


Figura N° 24. Definición Control de calidad de las superficies

Se configuró el flujo de trabajo de *make horizons* con superficies conformables controlado por los topes de cada parasecuencia y un radio de influencia en el suavizado. Se utiliza una distancia de búsqueda variable 10 a 200 mts para las fallas. Finalmente, se procedió a realizar un control de calidad a la malla geológica con la finalidad de identificar celdas con alto ángulo, volumen anómalos (negativos) en las celdas, así como celdas colapsadas.

6.4.3 Escalamiento de propiedades a la celda de la malla

Se escalaron las propiedades discretas y continuas de los registros de pozos a la malla geológica con un espesor vertical promedio de 3 pies (según el *layering* con capas proporcionales y paralelas al tope). Las propiedades discretas corresponden a las facies sedimentarias y litofacies (reservorio y no reservorio, areniscas buena, arenisca regular-mala, arenisca mala-regular, limolita-mala y lutita), mientras que las propiedades continuas están representadas por las curvas de porosidad, volumen de arcilla, resistencia compresiva sin confinar, relación de Poisson, módulo de Young, ángulo de fricción interna, cohesión, esfuerzos y presión de poro.

Las facies sedimentarias y litofacies se escalaron por el método de mayor proporción en la celda interceptada y más cercana al centro de la celda interceptada (*most of*). Mientras que las propiedades continuas se escalaron por varios métodos. Una vez escalados los datos, se verificó la proporción de propiedades escaladas a las celdas de la malla geológica con relación a los datos de pozos (datos de entrada). Para esto se utilizaron histogramas de frecuencias global y por unidades estratigráficas.

6.4.5 Definición de escenarios de simulación 3D

La simulación de facies y propiedades se realizó teniendo en cuenta tres (3) escenarios probables. El primer y segundo escenario esta soportado en los datos de porosidad, volumen de arcilla, litofacies arenosas, reservorio y no reservorio, resistencia compresiva no confinada "UCS_G", relación de Poisson "Poisson_G" y cohesión generados en el estudio de física de roca realizado por Geotecnology (2009).

El tercer escenario está representado por la caracterización petrofísica (porosidad, volumen de arcilla, litofacies reservorio y no reservorio) y sedimentológica realizada

por el equipo de trabajo de Estudios Integrados de Yacimientos de la División Punta de Mata (Lira y Vásquez, 2013). Para este escenario, la definición de propiedades geomecánicas (UCS_P y Poisson_P) son calculadas por métodos empíricos como parte del objetivo de la tesis de grado.

Adicionalmente, se asocia a cada escenario (1, 2 y 3) el análisis de geopresiones 1D realizado en *Drillworks Predict*, es decir cada pozo dispone de curvas continuas de presión de poro, esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal mínimo y máximo.

Como el nombre lo indica, la simulación o modelado de facies 3D está intrínsecamente asociado al entendimiento del marco sedimentológico. Por consiguiente, el modelado se realizó para cada parasecuencia tomando en cuenta la geometría de los sistemas sedimentarios representado en el análisis de los variogramas, así como en las proporciones de facies sedimentarias o litofacies escaladas.

Las litofacies definidas en cada parasecuencia fueron simuladas mediante el algoritmo de simulación secuencial de indicadores (SSI). Con esta técnica de simulación de facies se estiman valores de litofacies propagadas en zonas sin información de pozos, con base en la simulación de una variable que esta codificada con un indicador de depende de la clasificación de los litotipos. Los litotipos fueron definidos en función a la clasificación de facies arenosas_G, litofacies_G y litofacies_P. Esto implica la disponibilidad de tres escenarios de simulación de indicadores.

Las facies arenosas se definieron agrupando las facies sedimentarias potencialmente reservorio y no reservorio con un código que representa una subdivisión en la calidad de la roca (0, 1, 2, 3 y 4). En la Figura N° 25, se muestra una sección parcial del pozo

MUC-I con la comparación de facies sedimentarias, facies arenosa_P, litofacies_P, así como, el agrupamiento de las facies en códigos

Mientras que la variable litofacies se definió con base en el corte de volumen de arcilla (≤ 0.47) para obtener las variables reservorio con código uno (1) para la litofacies No reservorio y cero (0) al Reservorio (Lira y Vásquez, 2013).

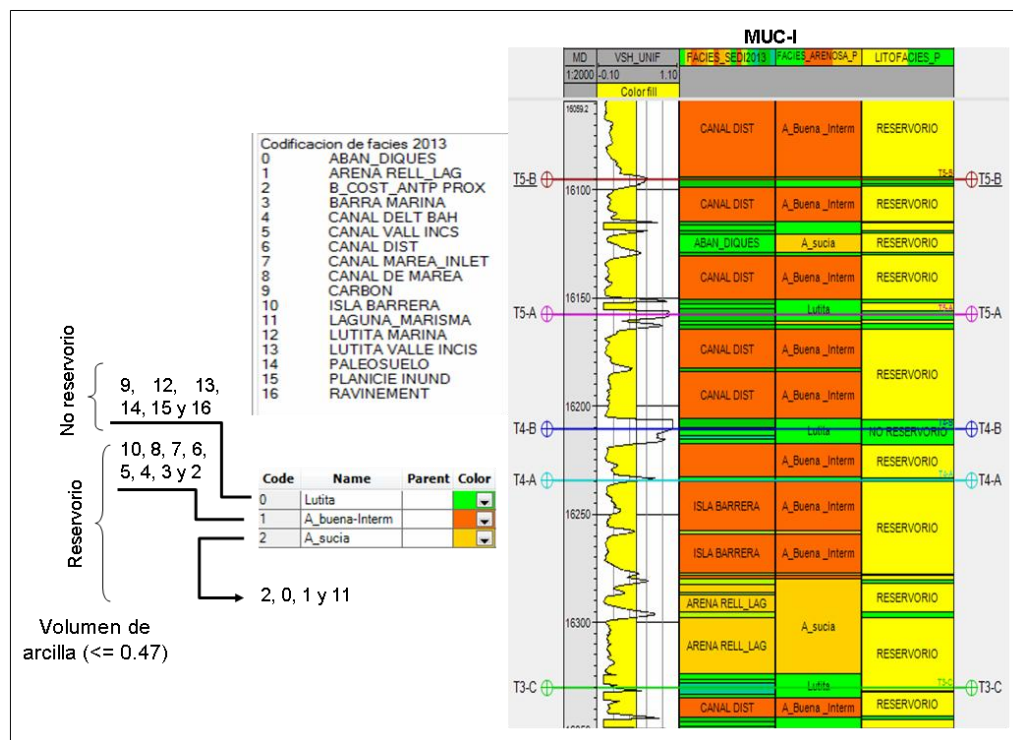


Figura N° 25. Definición de facies discretas

Para el análisis de anisotropía en cada parasecuencia se utilizó la metodología de variogramas. El análisis de variograma experimental se realizó en el módulo de análisis de datos con base en las propiedades continuas y discretas de los pozos, a fin de entender el comportamiento espacial de la propiedad continua o discreta en varias direcciones y obtener los valores de rango vertical, rango mayor y rango menor para en una parasecuencia específica. Se realizaron diferentes sensibilidades de análisis

tomando en cuenta diferentes ángulos de sedimentación (10 a 180 grados) y modelos de variograma exponencial, gaussiano y esférico. En la Figura N° 26, se resume el proceso de análisis con la selección de la litofacies, configurando los parámetros de análisis según la variable de estudio (rango vertical, rango mayor o rango menor). Es importante mencionar que esta metodología es efectiva cuando se dispone de una significativa distribución lateral de pozos, pero también es cierto que en muchos casos no se logra observar una buena correlación espacial horizontal (rango mayor y menor) en la propiedad discreta y continua debido a la heterogeneidad sedimentológica.

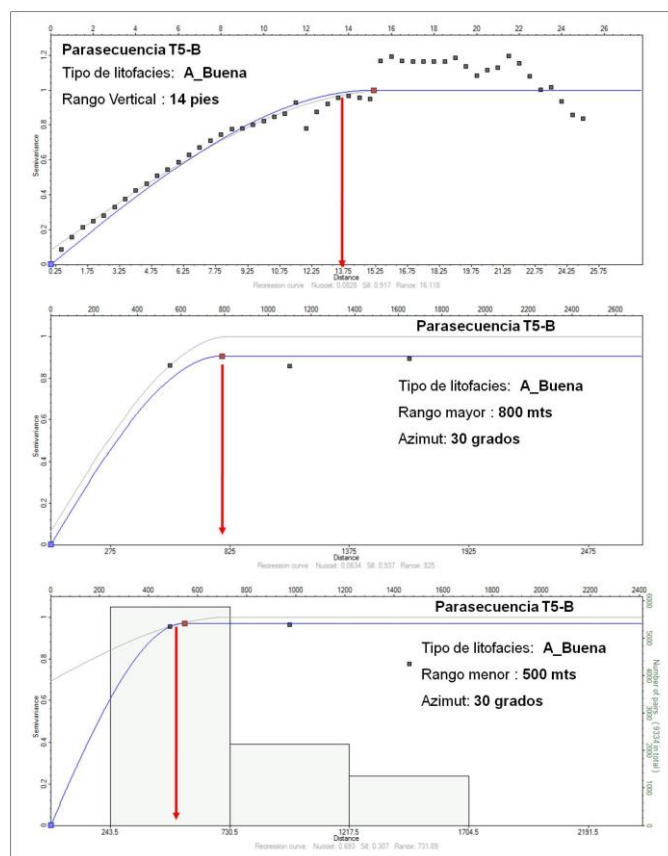


Figura N° 26. Análisis de variogramas en la parasecuencia T5-B

Los variogramas teóricos, fueron generados a partir de la información sedimentológica para cada parasecuencia. En la Figura N° 27, se muestra la definición de los datos del análisis de variograma con base en los mapas paleoambientales. La metodología considera la evaluación de la orientación, rango mayor y menor de la correlación espacial de una propiedad (reservorio: Areniscas deltáicas/marinas) según la distribución lateral o geometría de los sistemas sedimentarios en la parasecuencia T4-B.

Finalmente, los resultados se evaluaron y por criterio de experto se tomó la decisión de modelar las litofacies partiendo del análisis de variografía con datos de pozos (rango vertical) o derivada de los mapas paleoambientales (rango mayor y menor).

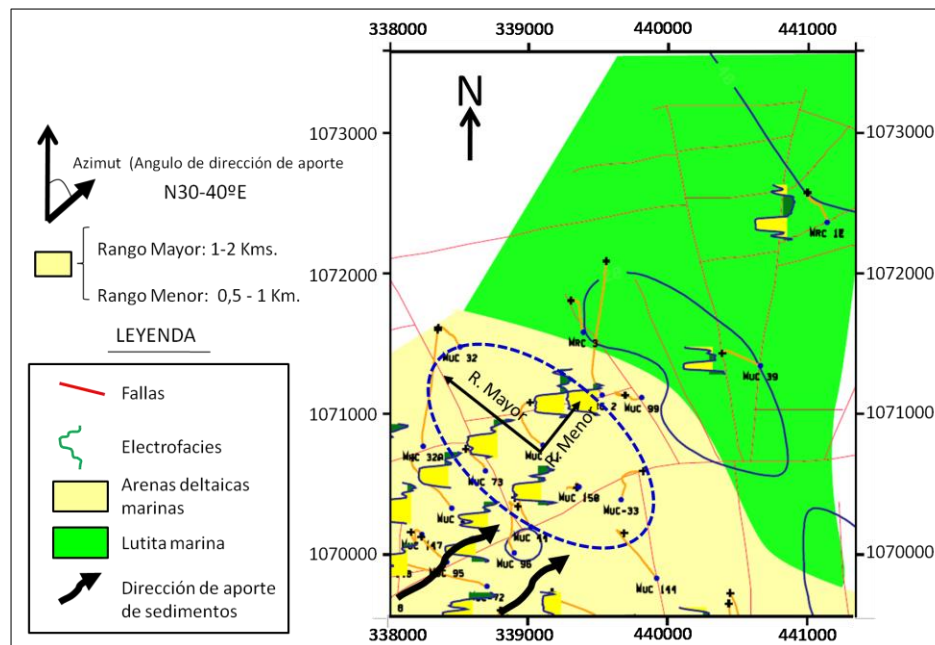


Figura N° 27. Análisis de variogramas en la parasecuencia T4-B con mapas paleoambientales.

La secuencia de trabajo en la etapa de simulación de facies 3D se resume en la Figura N° 28. En primer lugar, se seleccionó la variable discreta de la propiedad escalada a la celda de la malla (litofacies y facies arenosas), así como la unidad

estratigráfica y técnica de simulación secuencial de indicadores (SSI). Seguidamente, se asignan los parámetros o proporciones de las litofacies o facies arenosas, según los datos escalados o de pozo y variogramas. Este proceso es característico del comportamiento de los datos de cada unidad estratigráfica. Finalmente, se aplicó una técnica de *kriging* simple para iniciar la simulación de facies y se realizó el control de calidad de la malla de facies, tomando en cuenta los datos de entrada y geometría de los sistemas sedimentarios.

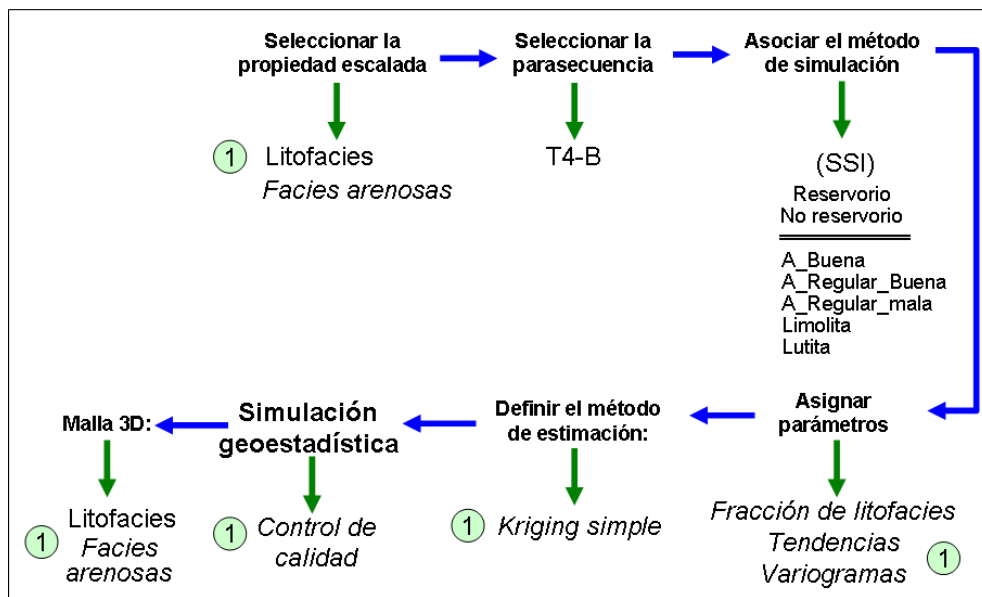


Figura N° 28. Esquema de simulación de propiedades discretas

6.4.6 Modelado de propiedades petrofísica 3D

La simulación de propiedades petrofísicas, específicamente porosidad (PHIE_G y PHIE_P) escalada, se realizó mediante simulación secuencial gaussiana (SSG). El modelaje se llevó a cabo para cada parasecuencia condicionado a la unidad estratigráfica, malla de facies 3D previamente generada (facies arenosas y litofacies), curvas de distribución de propiedades petrofísicas con rangos de salida que están enmarcado en la distribución de la propiedad escalada del registro del pozo,

tendencias y variogramas. Para las litofacies no reservorio o lutita se utiliza un método de asignación del valor de la propiedad igual a cero (0), mientras que para las litofacies reservorio, se define la distribución según los datos de los pozos y el variograma (Figura N° 29).

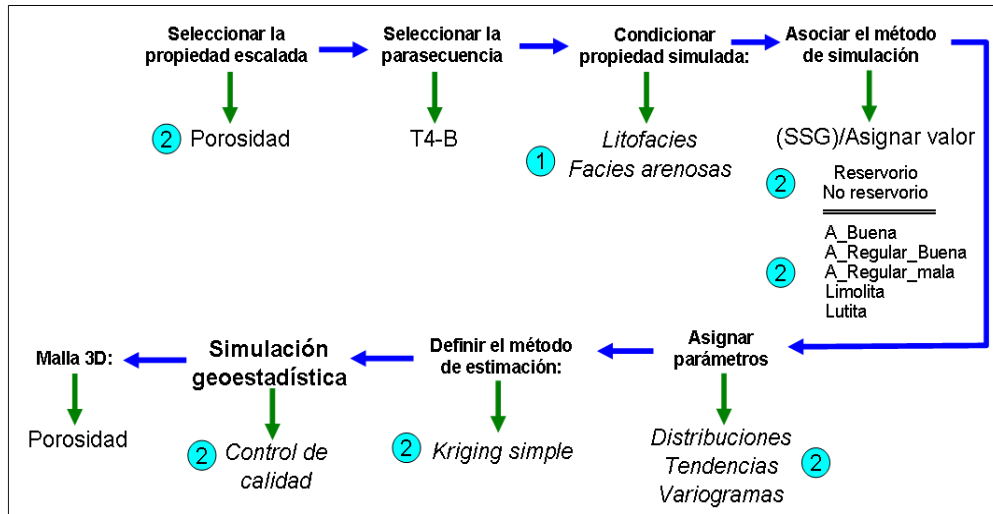


Figura N° 29. Esquema de simulación de propiedades petrofísicas

6.4.7 Integración del modelo geoestadísticos 3D con geomecánica y geopresiones.

Durante esta segunda etapa se generaron los modelos 3D de propiedades geomecánicas y geopresiones por el método de SSG condicionado a las simulaciones de facies 3D y porosidad 3D con *kriging* colocado, es decir, siguiendo la tendencia de la propiedad porosidad previamente propagada. En la simulación del esfuerzo compresivo no confinado 3D, relación de Poisson 3D y presión de poro 3D, se utilizó como tendencia la malla de porosidad 3D. Posteriormente se realizó la simulación del esfuerzo horizontal mínimo 3D y esfuerzo horizontal máximo 3D condicionado a la malla de presión de poro o porosidad. Con base en estos criterios se honra la correlación proporcional que existe entre las variables.

Previo a la simulación de las propiedades geomecánicas y geopresiones, se realizaron gráficos cruzados entre las propiedades mecánicas con las propiedades discretas y continuas simuladas por cada litofacies y parasecuencia, a fin de identificar relaciones entre las propiedades. Estas relaciones o dependencias se presentaron como funciones que fueron utilizadas como una variable secundaria de tendencia vertical o lateral en el *co-kriging* colocado.

Finalmente se obtienen, los volúmenes 3D de resistencia compresiva no confinada (UCS_3D), relación de Poisson (Poisson_3D), presión de poro (Pp_3D), esfuerzos horizontal máximo y mínimo (σ_{H_3D} y σ_{h_3D}) en un contexto 3D que representa la geometría estructural y variabilidad de la distribución de propiedades continuas y discretas en las diferentes unidades estratigráficas del yacimiento MER MUC 2 (Figura N° 30).

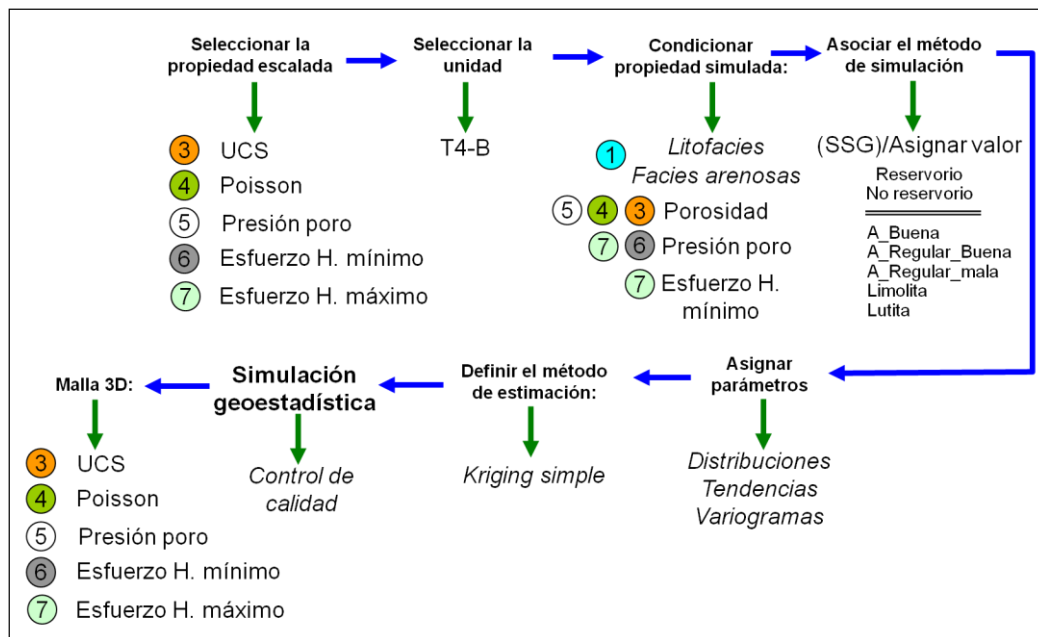


Figura N° 30. Esquema de simulación de propiedades geomecánicas y geopresiones

Otras propiedades son calculadas en la opción de calculadora de Petrel a partir de los resultados de las mallas simuladas de Poisson_3D, PHIE_3D y σ_{H_3D} . Por ejemplo, la constante poroelástica (A_{3D}), factor Biot (γ_{3D}), resistencia efectiva de la roca (U_{3D}), radio de cambio de la caída de presión crítica con el desprendimiento " m_{3D} " y relación del esfuerzo horizontal máximo con presión de yacimiento inicial (YH_{3D}). Estas propiedades se obtuvieron con base en las expresiones matemáticas representadas en la Ecuación 15, Ecuación 16, Ecuación 17, Ecuación 18 y Ecuación 19. Se utilizan las mallas de porosidad 3D, Poisson 3D y σ_{h_3D} y σ_{H_3D} con la finalidad de obtener resultados que representen la heterogeneidad lateral y vertical definidas en las mallas de porosidad, relación de Poisson, resistencia compresiva no confinada y esfuerzos.

$$U_{3D} = 2 * 6.0841 * (UCS_{3D})^{0.6346} \quad \text{Ecuación 15}$$

$$\gamma_{3D} = 0.6097 + 0.9299 * PHIE_{3D} \quad \text{Ecuación 16}$$

$$A_{3D} = \frac{(1 - 2 * Poisson_{3D}) * \gamma_{3D}}{(1 - Poisson_D)} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$YH_{3D} = \frac{\sigma_{H_3D}}{P_{y_3D}} \quad \text{Ecuación 18}$$

$$m_{3D} = \frac{2 - 2 * YH_{3D}}{2 - A_{3D}} \quad \text{Ecuación 19}$$

Retomando, lo mencionado en el capítulo de Fundamentos Teóricos, en la Ecuación 20, Ecuación 21 y Ecuación 22, se resumen las ecuaciones matemáticas utilizadas para generar la presión crítica de arenamiento (Pre_{crit_3D}) con diferentes escenarios probables a partir de la secuencia mencionada a continuación:

$$CDP_3D = \frac{2*Py_3D - (3*\sigma H_3D - \sigma h_3D - U_3D)}{2 - A_3D}$$

Ecuación 20

$$Pre.crit_3D = Py_3D - \frac{CDP_3D}{m_3D}$$

Ecuación 21

$$CBHP_3D = \frac{(3*\sigma H_3D - \sigma h_3D - U_3D) - A_3D*Py_3D}{2 - A_3D}$$

Ecuación 22

- Malla geológica 3D con diferentes escenarios de simulaciones de propiedades petrofísicas, litofacies, geomecánicas y geopresiones.
- Malla de presión promedio inicial de yacimiento (Py_3D), la cual se realizó con base en la información promedio de puntos de presión inicial tomados en los pozos en la fase inicial de perforación y desarrollo del yacimiento MER MUC 2. En la Figura N° 31, se muestra el histórico de presión (puntos verdes) de los pozos perforados en el yacimiento MER MUC 2 y en circulo en color azul, los puntos de presión utilizados para calcular la presión promedio del yacimiento, definida en 11.862 psi.
- Malla 3D de resistencia efectiva de la roca (U_3D)
- Malla 3D de factor Biot (γ_3D)
- Malla 3D de constante poroelástica (A_3D)

- Malla 3D de caída de presión crítica para la presión de yacimiento inicial (CDP_3D)
- Malla 3D de constante "m_3D" y relación del esfuerzo horizontal máximo con presión de yacimiento inicial (YH_3D)
- Malla 3D de presión crítica de arenamiento en el yacimiento (Pre.crit_3D) y presión crítica de fondo fluyente para la presión de yacimiento inicial (CBHP_3D).

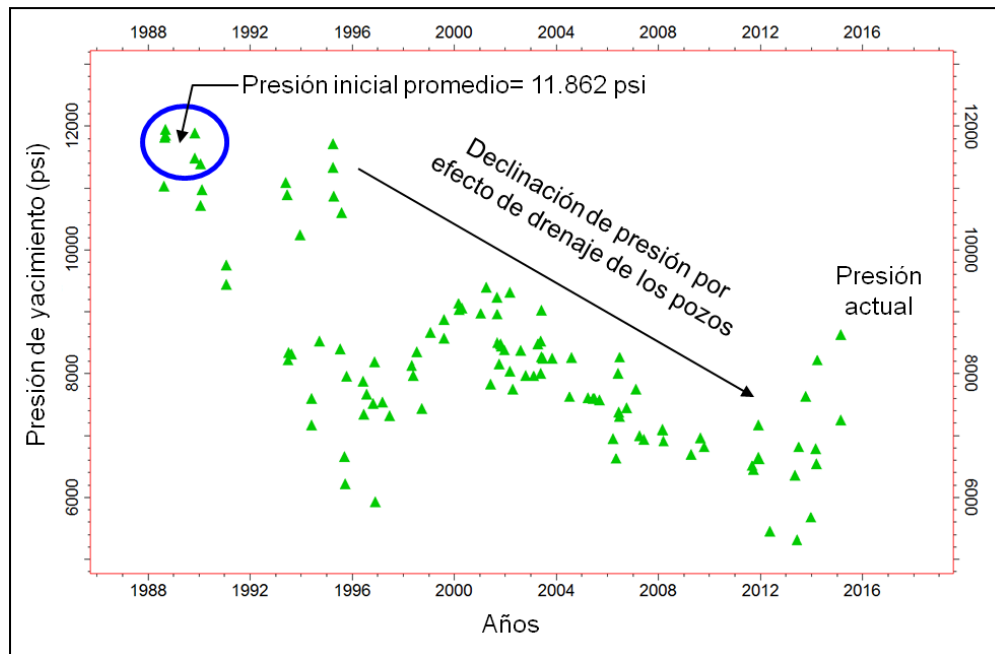


Figura N° 31. Histórico de presión de yacimiento

CAPÍTULO V:

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAPÍTULO V

7. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 Geomecánico 1D

En la Figura N° 32, Figura N° 33, Figura N° 34 y Figura N° 35, se muestra un ejemplo de los resultados obtenidos en los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-K y MUC-D con la información de curvas básicas (GR, ILD, DT y RHOB), línea de tendencia de compactación normal, curvas de presión de poro (P_p), esfuerzo horizontal mínimo (σ_h), esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y esfuerzo de sobrecarga (σ_v). También se observa los puntos de control utilizados en la calibración, tales como presión de yacimiento (RFT) y fracturamiento hidráulico (*microfrac*). En la Tabla N° 2, se muestra un resumen de los gradientes promedios de P_p , σ_h , σ_H y σ_v , obtenidos en los 14 pozos analizados.

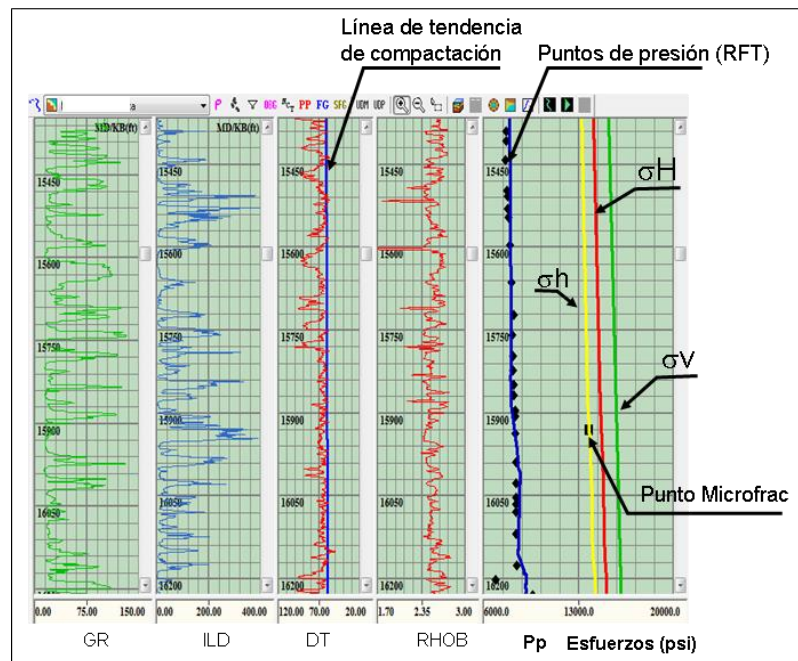


Figura N° 32. Cálculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-E.

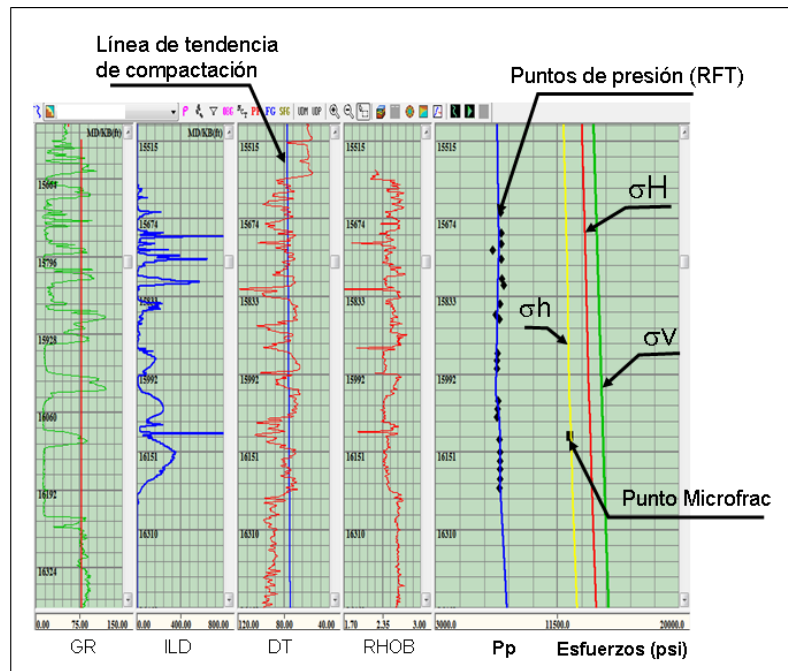


Figura N° 33. Calculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-F.

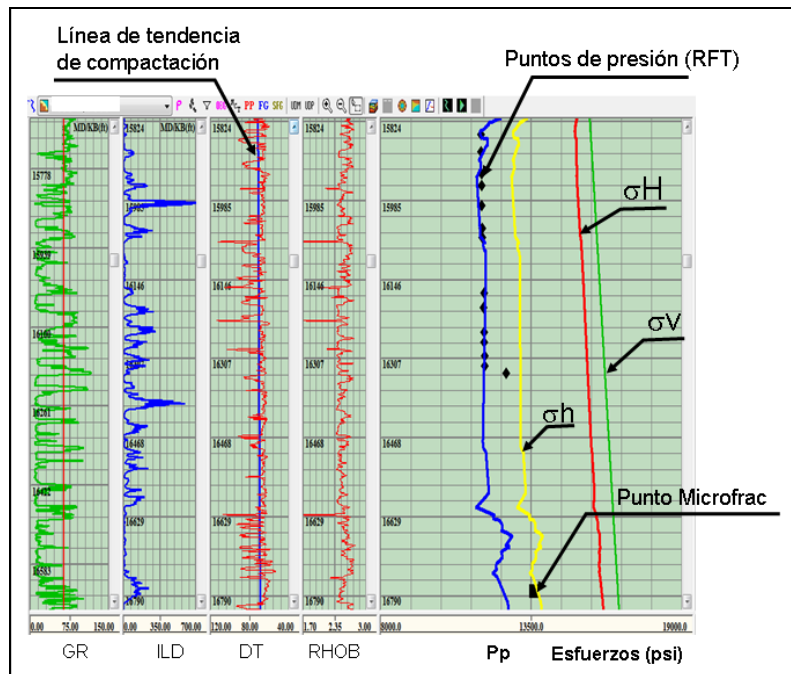


Figura N° 34. Calculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-K.

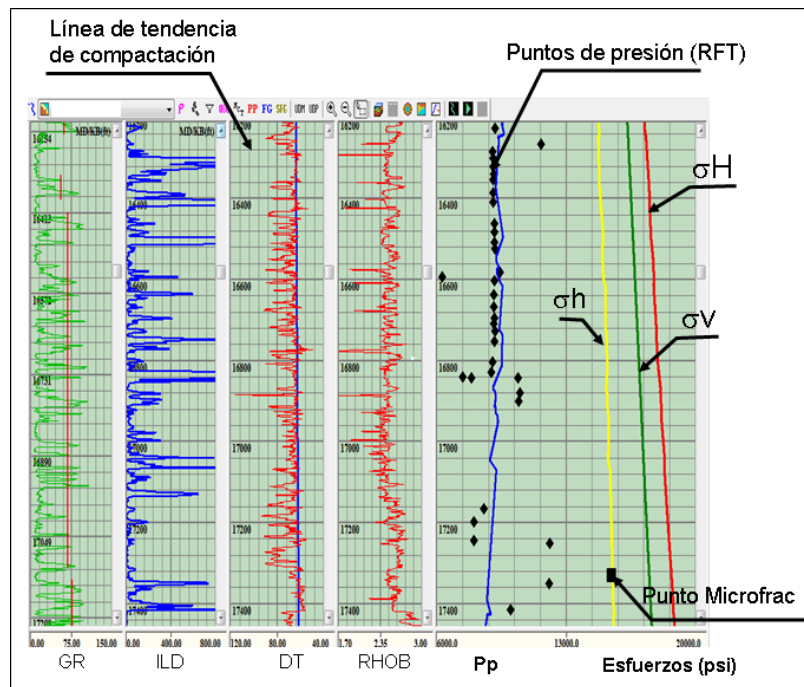


Figura N° 35. Calculo de la presión de poro (azul), esfuerzo horizontal mínimo (amarillo), máximo (rojo) y vertical (verde) en el pozo MUC-D.

Tabla N° 2. Resumen de gradientes geomecánicos

POZO	Gradiente (psi/ft)			
	Presión de poro	Esfuerzo horizontal mínimo	Esfuerzo horizontal máximo	Esfuerzo vertical
MRC-C	0,52	0,88	1,03	0,95
MRC-A	0,59	0,90	1,05	1,00
MUC-I	0,69	0,88	0,97	0,95
MUC-G	0,54	0,80	0,92	0,94
MUC-K	0,73	0,81	0,96	0,99
MUC-B	0,71	0,92	1,02	0,98
MUC-J	0,52	0,80	0,91	0,95
MUC-H	0,56	0,88	0,97	0,98
MUC-L	0,49	0,74	0,96	0,98
MUC-F	0,47	0,80	0,89	0,91
MUC-O	0,53	0,81	0,92	0,98
MUC-E	0,53	0,87	0,92	0,99
MUC-N	0,52	0,73	1,12	1,00
MUC-D	0,55	0,90	1,07	1,01

7.2 Resultados del modelo geoestadístico 3D

Esta fase de trabajo gira en torno a la evaluación de tres (3) escenarios, los cuales dependen de las diferentes fuentes de información. Cada escenario tiene asociado parámetros petrofísicos, geomecánicos y geopresiones.

El primer y segundo escenario se sustenta en el estudio de la roca desde el punto de vista petrofísico (porosidad, volumen de arcilla, litofacies arenosas, reservorio y no reservorio) y geomecánico (resistencia compresiva no confinada "UCS_G", relación de Poisson "Poisson_G", ángulo de fricción interna y cohesión) con base en el estudio de física de roca calibrado con datos de núcleos (Geotechnology, 2009).

El tercer escenario está representado por la caracterización petrofísica (porosidad, volumen de arcilla, litofacies reservorio y no reservorio) y sedimentológica realizada por el equipo de trabajo de Estudios Integrados de Yacimientos de la División Punta de Mata (Lira y Vásquez, 2013), así como, la definición de propiedades geomecánicas (UCS_P y Poisson_P) calculadas como parte del objetivo de la tesis de grado. Como se mencionó en la metodología de trabajo, se utilizaron correlaciones matemáticas teóricas aplicadas según criterios de experto.

Finalmente, las variables y escenarios se evalúan a nivel de simulaciones estocásticas. A continuación se mencionan brevemente los procesos asociados a la construcción del modelo geológico 3D y resultados estocásticos obtenidos de los diferentes escenarios:

7.2.1 Malla geológica 3D

La malla geológica se realizó a partir del modelo de fallas (9 fallas) y horizontes (18 superficies) con una configuración de celdas de 100 x 100 metros de resolución horizontal. La resolución vertical es de tipo uniforme y proporcional cada 3 pies de para un total de 415 capas. Las capas (cada 3 pies) son proporcionales al tope a lo largo del espesor estratigráfico. La malla está orientada en dirección preferencial del sistema de fallas principales y dirección de aporte de sedimentos. El total de celdas presentes en la malla es de 283.030. En la Figura N° 36, se puede observar el resultado de la construcción de la malla geológica (A), vista 3D de los horizontes, segmentos y parasecuencias (B) y sección estructural (C).

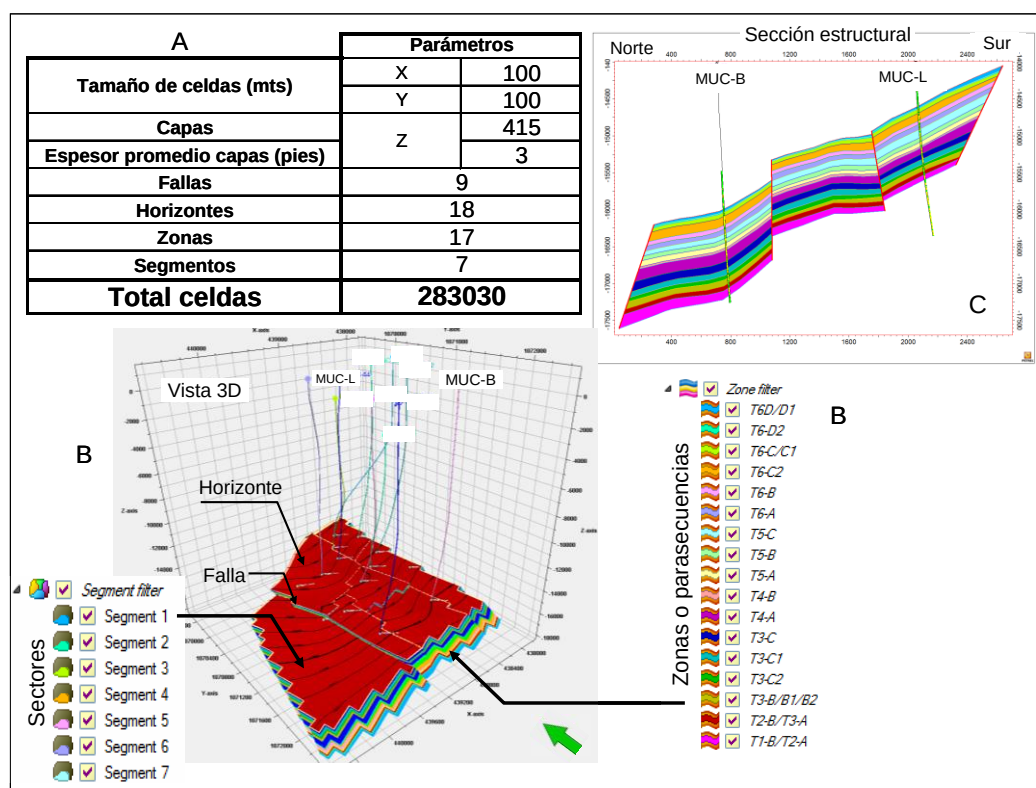
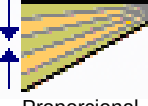


Figura N° 36. Características de la malla geológica 3D

La definición de las capas representa el paso final de la malla geológica 3D. Este proceso define la resolución vertical de mallado (Tabla N° 3). La definición del espesor de las capas tiene que representar la variabilidad vertical de los datos de registros del pozo (propiedades discretas y continuas).

Tabla N° 3. Definición de capas (*layering*) en la malla geológica

Parasecuencias/ zona	Espesor promedio de la zona	Número de capas	Espesor de Celda (pies)	Tipo de división
T6-D1	36	12	3	 Proporcional
T6-D2	19	6		
T6-C	51	17		
T6-C2	114	38		
T6-B	62	21		
T6-A	87	29		
T5-C	83	28		
T5-B	68	23		
T5-A	65	22		
T4-B	32	11		
T4-A	119	40		
T3-C	93	31		
T3-C1	90	30		
T3-C2	68	23		
T3-B/B1/B2	63	21		
T2-B/T3-A	79	26		
T1-B/T2-A	112	37		

7.2.2 Análisis de propiedades continuas y discretas

7.2.2.1 Escalamiento de propiedades continuas y discretas

Se realizó el escalamiento de las propiedades continuas y discretas de los pozos a la malla geológica 3D. Los registros de porosidad, resistencia compresiva no confinada, relación de Poisson, presión de poro y esfuerzos (vertical, horizontal mínimo y máximo) fueron escalados a la celda de la malla geológica 3D con los métodos armónico, aritmético y geométrico condicionados a la propiedad discreta. En el proceso de evaluación, el método aritmético es el que mayor representatividad tiene en los valores máximo, mínimo, media y desviación estándar escalados con relación a los datos de los pozos.

Los registros de litofacies (reservorio y no reservorio, areniscas buena, arenisca regular-mala, arenisca mala-regular, limolita-mala y lutita) fueron escalados con el método de mayor proporción. En la Figura N° 37, se observa mediante histogramas los diferentes resultados del escalamiento de propiedades discreta a nivel global (yacimiento MER MUC-2), así como un ejemplo de los resultados en la parasecuencia T5-B. Del análisis estadístico se obtuvo que la diferencia entre el dato escalado a las celdas de la malla geológica y la del pozo (dato de entrada) es menor al 3 % en los casos A y B, lo cual representa un resultado analíticamente aceptable.



Figura N° 37. Escalamiento de propiedades discretas

La evaluación estadística del escalamiento de las propiedades petrofísicas (porosidad) y geomecánicas (resistencia compresiva no confinada UCS y relación de Poisson) se representa en la Figura N° 38, en donde se muestra la distribución porcentual de la propiedad escalada para las litofacies arenosas (escenario 1). A escala del yacimiento MER MUC-2 se obtuvo una media de porosidad igual a la media de los datos de pozo (8 %), mientras que para la resistencia compresiva no confinada, la diferencia entre los valores de medias es de 100 psi y 0,01 de diferencia en la relación de Poisson.

Con relación al análisis estadístico de la porosidad para cada parasecuencia y escenario (escenarios 1, 2 y 3) se determinó una diferencia entre valores de medias de 1 %. Para el UCS se obtuvo una diferencia en el orden de 8 a 831 psi, mientras que para la relación de Poisson, la diferencia es menor a 0,02 (Tabla N° 4).

En la Figura N° 39, se muestra una sección parcial del pozo MRC-C con las litofacies arenosas, porosidad, UCS y relación de Poisson escaladas (barras horizontales) con relación a los datos iniciales del pozo (líneas continuas roja, azul y verde); y donde se puede deducir cualitativamente el nivel de representatividad. De lo anteriormente expuesto se puede concluir que los datos escalados son representativos de los datos de pozos.

En relación al escalamiento de la presión de poro, esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo en la Figura N° 40, se muestra un resumen de la comparación de datos escalados y de pozo para los escenarios 1 y 3. La información se presenta en forma comparativa entre barras de histogramas global (todas las parasecuencias). Se obtuvo una diferencia aceptable (menor de 1%) entre los valores de medias de datos de pozo y datos escalados a la celda de la malla.

Cabe destacar que no se muestra ningún histograma de propiedades petrofísicas, elásticas y geopresiones escaladas a la celda de la malla geológica en litofacies no reservorio o lutita, pues el valor de la propiedad es igual a cero para efectos prácticos de la simulación, aún cuando no es la realidad.

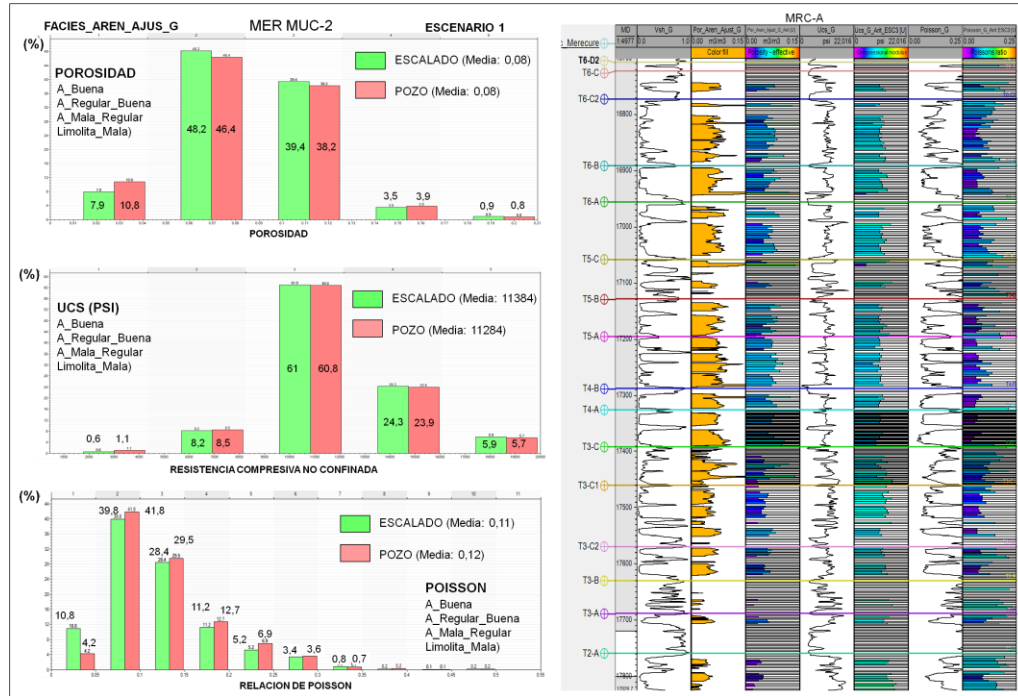


Figura N° 38. Escalamiento de propiedades continuas (petrofísicas y elásticas)

Tabla N° 4. Diferencia entre las medias de datos de propiedades petrofísicas y geomecánicas escaladas

Escenario 1									
Parasecuencia	Porosidad			UCS (psi)			Poissón		
	Media pozo	Media escal.	Delta	Media pozo	Media escal.	Delta	Media pozo	Media escal.	Delta
T6D1	0,07	0,07	0	8.495	9.207	712	0,15	0,14	0,01
T6D2	0,07	0,07		10.460	10.384	76	0,14	0,13	0,01
T6C	0,08	0,09		9.887	9.779	108	0,12	0,10	0,02
T6C2	0,08	0,09	0,01	10.998	10.875	123	0,13	0,12	0,01
T6B	0,09	0,10	0,01	10.564	10.525	39	0,11	0,10	0,01
T6A	0,07	0,08	0,01	10.911	11.106	195	0,12	0,11	0,01
T5C	0,09	0,09	0	10.963	11.066	103	0,13	0,11	0,02
T5B	0,09	0,09		10.866	11.083	217	0,12	0,11	0,01
T5A	0,09	0,09		10.726	10.647	79	0,11	0,10	0,01
T4B	0,09	0,09		10.783	10.696	87	0,10	0,09	0,01
T4A	0,08	0,09	0,01	10.789	10.822	33	0,11	0,10	0,01
T3C	0,07	0,08	0,01	11.638	11.774	136	0,13	0,11	0,02
T3C1	0,08	0,08	0	11.468	11.681	213	0,11	0,10	0,01
T3C2	0,06	0,06		11.596	12.068	472	0,12	0,10	0,02
T3B	0,05	0,05		14.990	14.442	548	0,19	0,13	0,06
T2B	0,06	0,06		14.103	14.217	114	0,14	0,10	0,04
T1B	0,04	0,05	0,01	14.937	15.194	257	0,15	0,14	0,01
Escenario 2									
Parasecuencia	Porosidad			UCS (psi)			Poissón		
	Media pozo	Media escal.	Delta	Media pozo	Media escal.	Delta	Media pozo	Media escal.	Delta
T6D1	0,06	0,06	0	8.633	9.464	831	0,16	0,17	0,01
T6D2	0,06	0,06		9.764	9.790	26	0,15	0,15	0
T6C	0,08	0,08		9.837	9.752	85	0,12	0,12	
T6C2	0,08	0,09	0,01	10.933	10.817	116	0,14	0,14	
T6B	0,09	0,09	0	10.332	10.318	14	0,12	0,11	0,01
T6A	0,07	0,07		11.128	11.298	170	0,13	0,13	0
T5C	0,09	0,09		10.961	11.068	107	0,13	0,13	
T5B	0,09	0,09		10.897	11.087	190	0,12	0,12	
T5A	0,09	0,09	0,01	10.728	10.687	41	0,11	0,11	0,01
T4B	0,08	0,09		10.717	10.654	63	0,1	0,11	
T4A	0,08	0,08		10.761	10.769	8	0,11	0,11	0
T3C	0,07	0,07	0	11.794	11.944	150	0,13	0,13	
T3C1	0,07	0,08		11.787	11.995	208	0,12	0,12	
T3C2	0,06	0,06	0	11.712	12.240	528	0,13	0,13	
T3B	0,04	0,04		14.892	14.442	450	0,2	0,19	0,01
T2B	0,05	0,05		14.640	14.653	13	0,15	0,15	0
T1B	0,04	0,05	0,01	15.273	15.543	270	0,16	0,17	0,01
Escenario 3									
Parasecuencia	Porosidad			UCS (psi)			Poissón		
	Media pozo	Media escal.	Delta	Media pozo	Media escal.	Delta	Media pozo	Media escal.	Delta
T6D1	0,05	0,04	0,01	7.570	8.001	431	0,16	0,17	0,01
T6D2	0,05	0,05	0,00	8.227	8.299	72	0,15	0,15	0,00
T6C	0,09	0,09		9.195	9.237	42	0,13	0,13	
T6C2	0,08	0,08		10.323	9.955	368	0,13	0,13	
T6B	0,09	0,10	0,01	10.323	9.988	335	0,11	0,11	0,01
T6A	0,07	0,07	0,00	10.211	9.965	246	0,13	0,14	
T5C	0,09	0,09		9.583	9.748	165	0,13	0,13	
T5B	0,1	0,10		10.236	10.267	31	0,12	0,12	0,00
T5A	0,09	0,10	0,01	10.371	9.984	387	0,11	0,11	
T4B	0,09	0,09	0,00	10.383	9.651	732	0,10	0,11	0,01
T4A	0,09	0,09		10.013	10.069	56	0,11	0,11	0,00
T3C	0,07	0,07		10.517	10.381	136	0,14	0,14	
T3C1	0,08	0,08		11.557	11.118	439	0,12	0,12	
T3C2	0,06	0,06		11.054	10.907	147	0,13	0,14	0,01
T3B	0,03	0,03		11.558	11.516	42	0,19	0,20	0,01
T2B	0,04	0,04		11.574	11.416	158	0,16	0,16	0,00
T1B	0,04	0,04		14.276	13.730	546	0,16	0,17	0,01

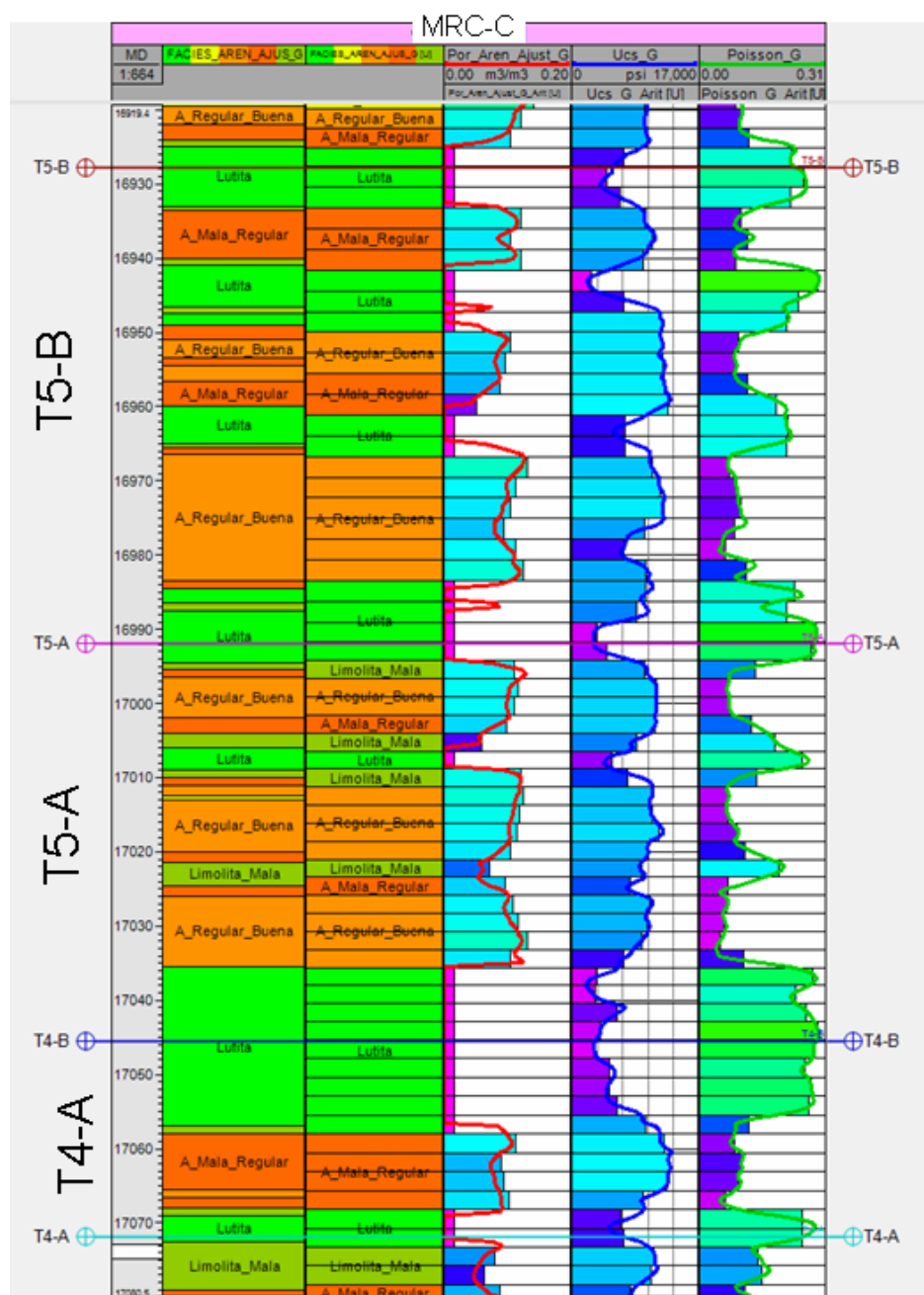


Figura N° 39. Sección parcial del pozo MRC-C con litofacies, porosidad y propiedades geomecánicas escaladas

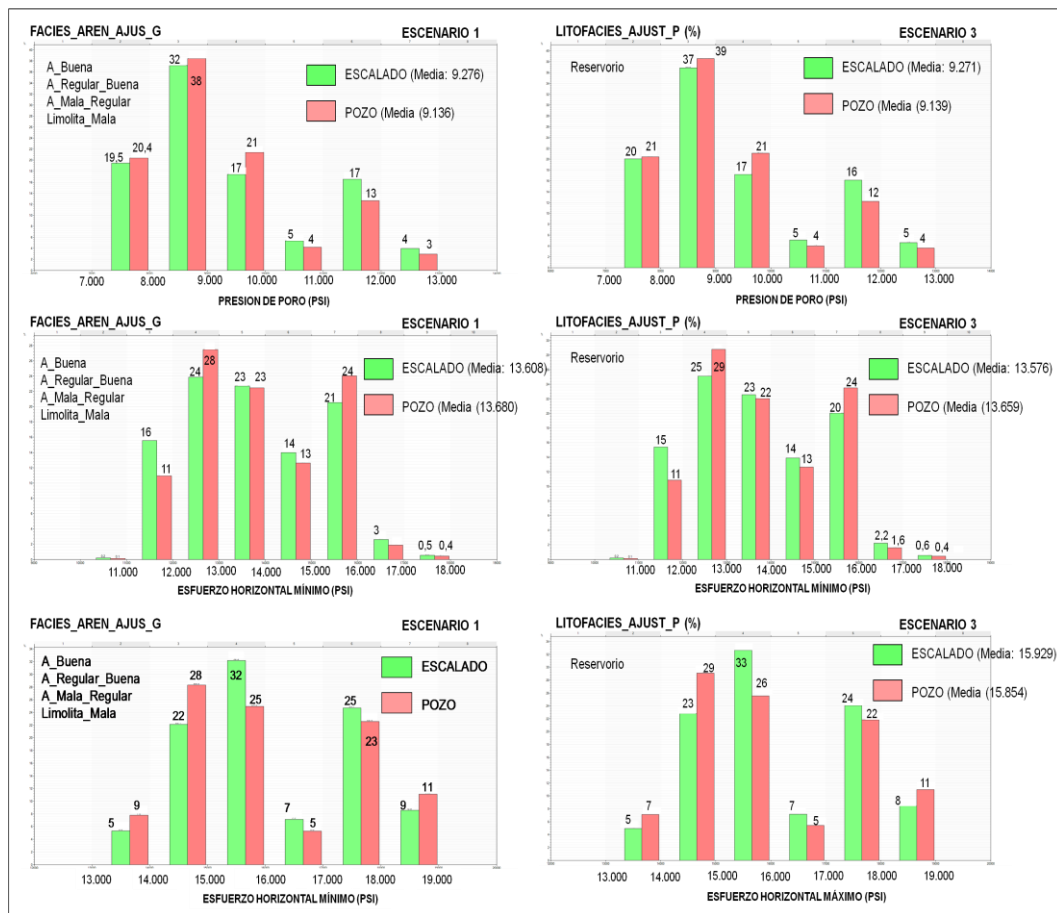


Figura N° 40. Escalamiento de propiedades continuas (geomecánicas)

7.2.2.2 Distribución estadística y relaciones entre propiedades

Esta fase de trabajo se realizó tomando en cuenta los datos de porosidad, resistencia compresiva no confinada, relación de Poisson, esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal máximo, mínimo y presión de poro. La evaluación de los resultados de relación entre propiedades continuas (porosidad, resistencia compresiva no confinada, relación de Poisson) y la distribución estadística de cada variable en función de cada parasecuencia sugiere a grandes rasgos, diferencias significativas que responden a la variación del tipo de roca y sistemas sedimentarios presentes en cada escenario (1, 2 y 3).

En la Figura N° 41, se muestra la relación de la resistencia compresiva no confinada (UCS) con porosidad en función a los tipos de roca limolita, arenisca buena, arenisca regular-buena y arenisca mala-regular para todas las parasecuencias (A), así como, la relación entre las propiedades mencionadas anteriormente, según el patrón de datos de los sistemas sedimentarios y parasecuencias (B).

En la imagen A se interpreta que la respuesta de UCS y porosidad en las areniscas buenas y areniscas regular-buena, no tiene una clara diferenciación, sin embargo, entre las litofacies limolita y arenisca mala-regular con relación a las areniscas buenas, si se tiene diferencias importantes en los rangos máximo y mínimos del UCS y porosidad. Esta deducción se ratifica en los diferentes casos de la imagen B. Los valores máximos y mínimos del UCS y porosidad de los grupos T6-C2, T4-A, T3-C1 (islas de barrera), T6-B, T6-A, T5-C, T5-B, T5-A, T1-B/T2-A (canales distributarios), T4-B, T3-C, T3-C2, T3-B/B1/B2 (barras costeras) tienen un comportamiento relativamente similar, sin embargo, a mayor detalle, están presente ligeros cambios entre estos. Pero no cabe duda que el comportamiento en el grupo de parasecuencias T6-D1, T6-D2 y T2-B/T3-A (barras distales y plataforma) están diferenciadas sustanciales con los grupos anteriores. Esto obedece a la presencia de mayores niveles de arcillosidad que inciden tanto en la porosidad, UCS como relación de Poisson.

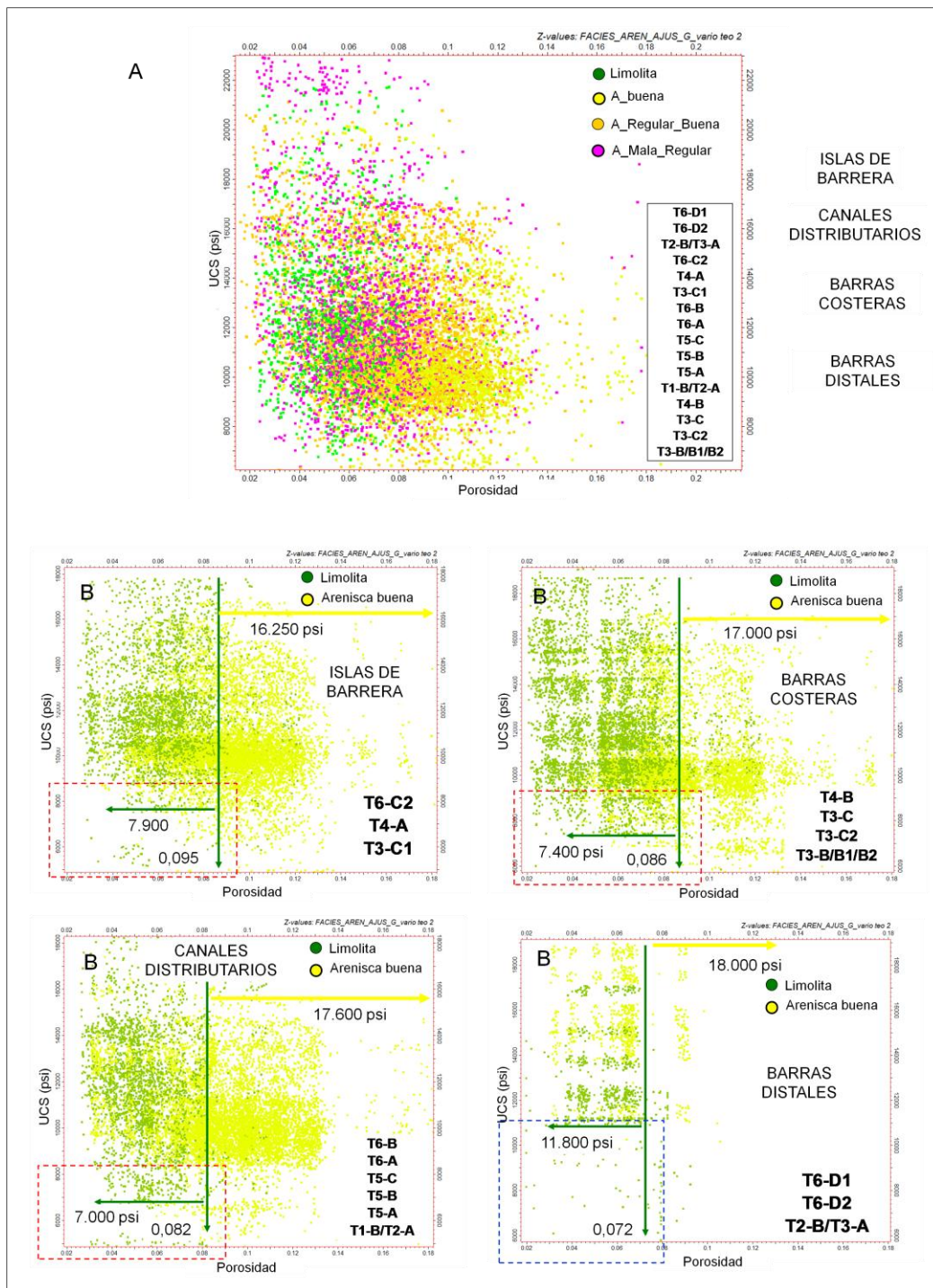


Figura N° 41. Relación entre porosidad, UCS y litofacies (escenario 1)

Por otro lado, en la Figura N° 42 y Figura N° 43, se muestra la relación promedio de la resistencia compresiva no confinada (UCS) con porosidad, relación de Poisson en las rocas reservorios (escenario 2 y 3) y parasecuencias (A y B), así como, un gráfico global con las propiedades mencionadas anteriormente, sistemas sedimentarios y parasecuencias (C). En las imágenes A y B se interpreta que la respuesta del UCS y relación de Poisson guardan relación con la porosidad y sistemas sedimentarios. Es importante mencionar que hay muestras de datos en las imágenes (A y B) que se desvían de las consideraciones mencionadas anteriormente y esto obedece al nivel de escala de trabajo, pues son sistemas que de alguna manera están condicionados a la presencia de contenidos altos o bajos de arcillosidad.

Mientras que en la imagen C, hay claras diferencias en la distribución del UCS y porosidad para los mismos grupos de parasecuencias. En el escenario 2, la mayor distribución de datos de porosidad y UCS tienen como máximo 0,14 de porosidad y aproximadamente 21.000 psi con relación al escenario 3 con un máximo de 0,15 de porosidad y aproximadamente 19.000 psi de UCS. Esta diferencia en la porosidad, UCS y relación de Poisson del escenario 2 y escenario 3, responden a los diferentes métodos de cálculo utilizados para generar las curvas de propiedades petrofísicas y geomecánicas (Geotechnology, 2009 y PDVSA, 2013).

Adicionalmente, se puede visualizar que la mayor proporción de intervalos cañoneados están asociados a los sistemas de canales distributarios con un 50 %, seguido por 32 % en islas de barrera, 16 % en barras costeras y 2 % en depósitos de barras distales.

Por otro lado, en la Figura N° 44, se resume las diferentes curvas de distribución definidas en el análisis de datos y que posteriormente se utilizaron en la simulación de propiedades continuas con la técnica de simulación secuencial gaussiana. Las curvas de distribución estas asociadas con la propiedad analizada, es decir porosidad,

resistencia compresiva no confinada y relación de Poisson con relación a la parasecuencia y sistema sedimentario predominante. Se observa las similitudes en los patrones de curvas según los sistemas sedimentarios. Por ejemplo, para canales distributarios (parasecuencias T6-B, T6-A, T5-C, T5-B, T5-A, T1-B/T2-A) se asume un comportamiento similar en las curvas de distribución de UCS y Poisson. De igual modo, en las parasecuencias T6-C2, T4-A, T3-C1, asociadas a facies sedimentarias de islas de barrera, parasecuencias T4-B, T3-C, T3-C2, T3-B/B1/B2 representadas por barras costeras y sistemas de barras distales con plataforma (T6-D1, T6-D2 y T2-B/T3-A).

En la Figura N° 45, se visualiza un gráfico cruzado del escenario 1 con los datos de relación de Poisson, porosidad y tipos de roca limolita, arenisca buena, arenisca regular-buena y arenisca mala-regular para todas las parasecuencias. La observación de la distribución de los datos sugiere dos zonas de tendencia con un comportamiento cualitativamente bimodal, sin embargo es clara la dependencia de la relación de Poisson con relación a los tipos de roca y porosidad.

Mientras que, en la Figura N° 46, se muestra el gráfico cruzado del escenario 1 con los datos de la constante poroelástica, porosidad y tipos de roca limolita, arenisca buena, arenisca regular-buena y arenisca mala-regular para todas las parasecuencias. Del proceso de evaluación, en general se puede concluir que se mantiene la tendencia del comportamiento bimodal de los datos, así como, la dependencia de la constante poroelástica con relación al tipo de roca y porosidad. Es decir a mayor porosidad, mayor es la constante poroelástica y viceversa.

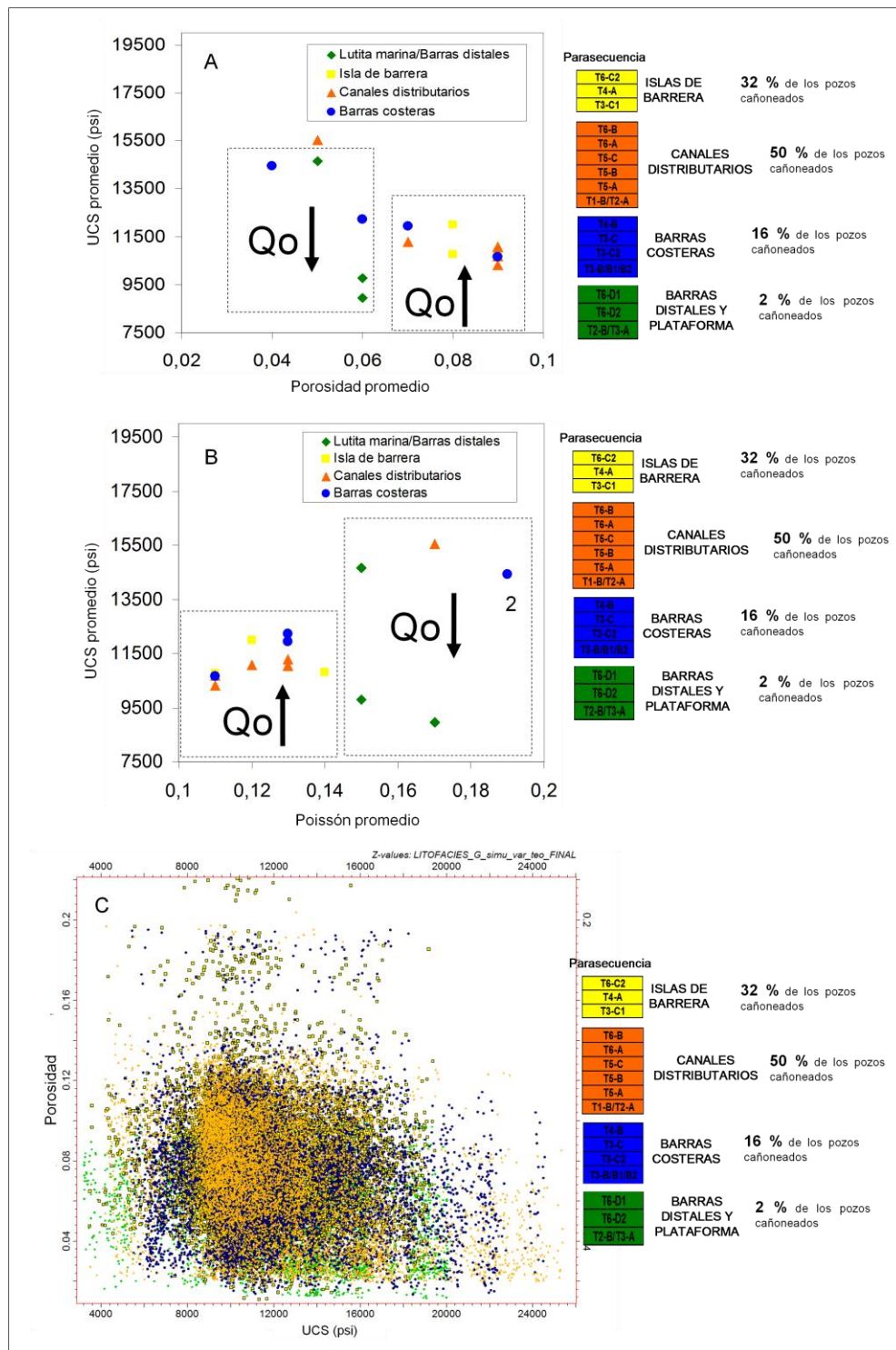


Figura N° 42. Relación entre propiedades continuas y ambientes sedimentarios (escenario 2)

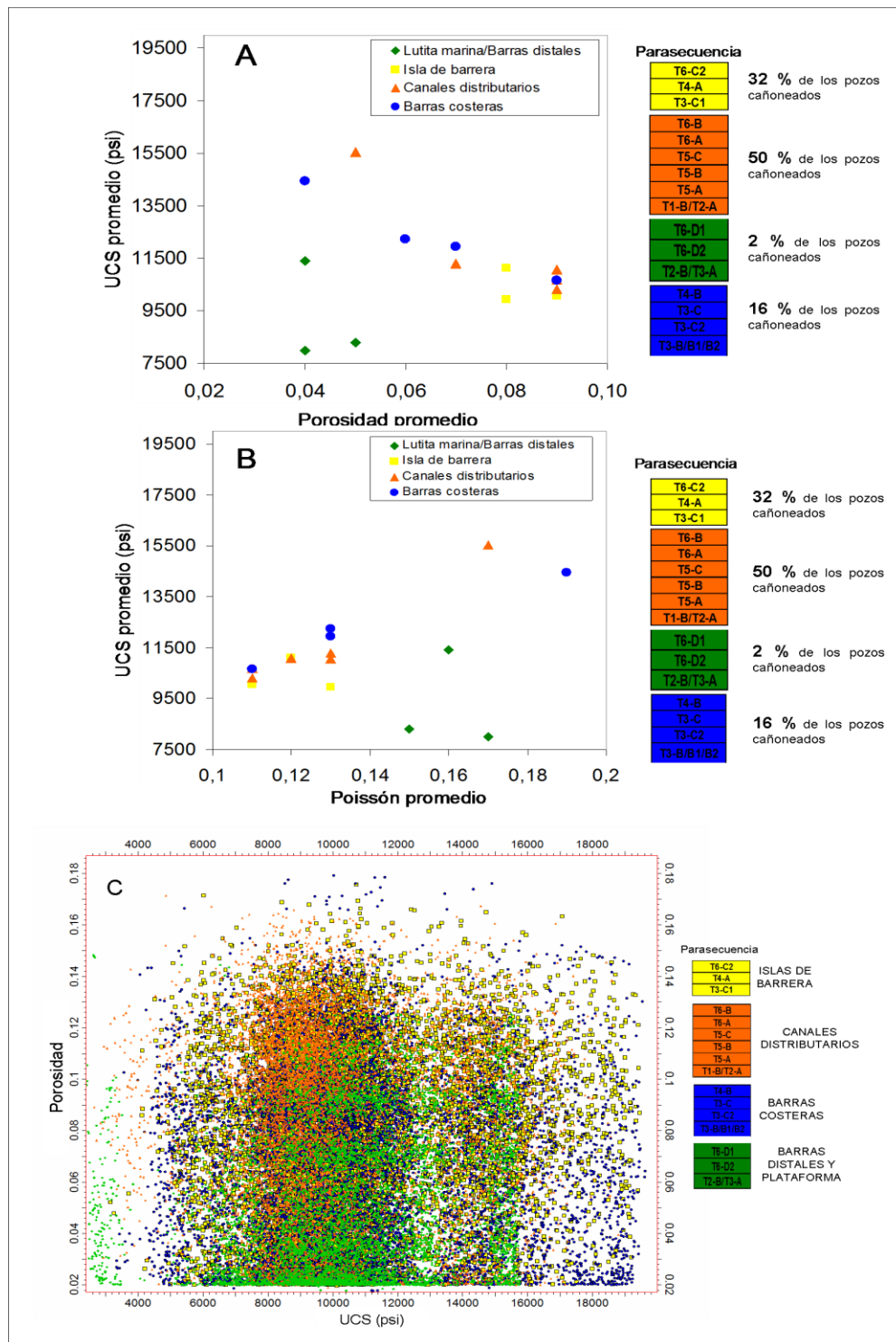


Figura N° 43. Relación entre propiedades continuas y ambientes sedimentarios (escenario 3)

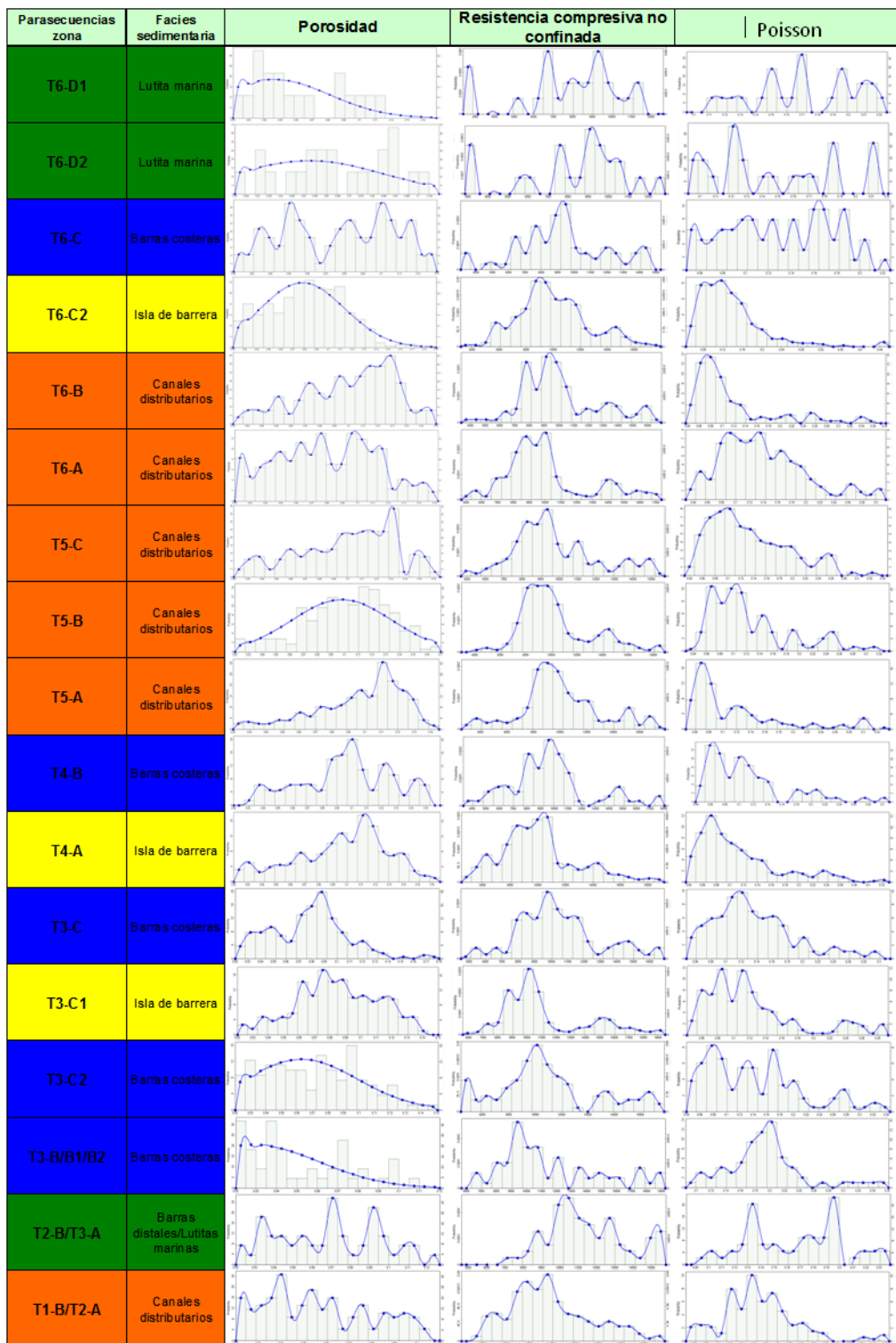


Figura N° 44. Tipos de distribuciones de las variables continuas (escenario 3)

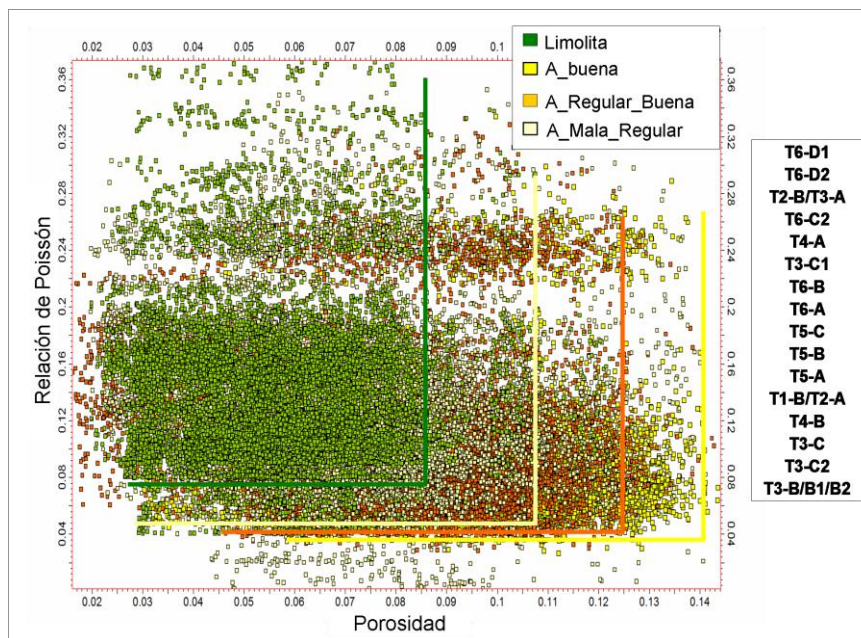


Figura N° 45. Relación de Poisson en función de las litofacies y porosidad (escenario 1)

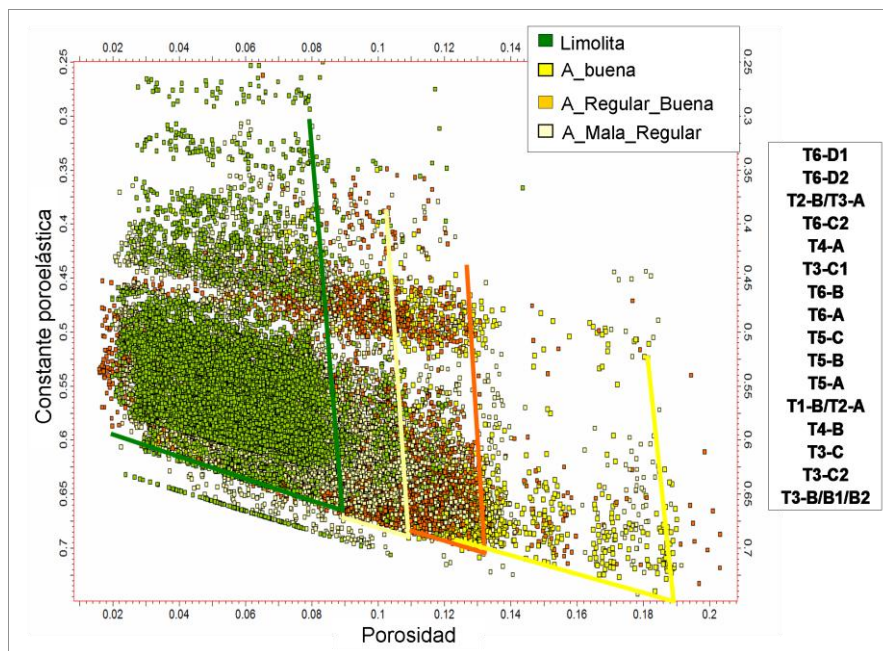


Figura N° 46. Constante poroelástica en función de las litofacies y porosidad (escenario 1)

En la Figura N° 47, se resume la relación entre el módulo de Poisson, resistencia compresiva no confinada (UCS), tipos de roca limolita, arenisca buena, arenisca regular-buena y arenisca mala-regular en función a los resultados de las pruebas de producción, parasecuencias y ambientes sedimentarios. Del proceso de evaluación, se deduce que la tasa de crudo reportada en las pruebas DST con reductor 3/8" responden a la naturaleza petrofísica, sedimentológica y mecánica de la roca evaluada.

Adicionalmente en la Figura N° 48, se muestra para el escenario 1, la relación entre la porosidad con la presión de poro en función de los tipos de roca arenisca buena, arenisca regular-buena-mala-regular y limolita. Como era de esperarse, se obtuvo para cada tipo de roca una relación entre la porosidad y presión de poro. Los datos tienen un comportamiento bimodal, sin embargo es diferenciable para cada grupo de datos (1 y 2) líneas de tendencia que representan el comportamiento de las muestras. Con base en estos resultados se soporta la simulación de la presión poro condicionado a la malla de porosidad 3D previamente simulada.

Por último en la Figura N° 49, se visualiza la relación entre la presión de poro con el esfuerzo horizontal mínimo (A), así como, esfuerzos horizontal mínimo y máximo (B) para los 3 escenarios de simulación evaluados. En la imagen A, se muestra una distribución bimodal de los datos, además de la relación entre la presión poro y el esfuerzo horizontal mínimo con un comportamiento básicamente lineal en los 3 escenarios de simulación. Es decir a medida que disminuye la presión de poro por efecto de agotamiento, también disminuye el esfuerzo horizontal mínimo. Por otro lado, también está presente la respuesta de producción inicial con tasas mayores o menores a 1.000 BPD. Los pozos con mayores tasas de producción están asociados principalmente por las facies sedimentarias, especialmente, canales distributarios y los de menor tasa de crudo a barras costeras o dístales. En este punto del análisis no se percibe una incidencia directa del esfuerzo horizontal mínimo sobre el

comportamiento de producción inicial. De igual modo en la imagen B, se ratifica la relación entre el esfuerzo horizontal mínimo con el esfuerzo horizontal máximo. Este comportamiento obedece a la idea de que el esfuerzo horizontal máximo depende del esfuerzo horizontal mínimo, esfuerzo vertical y un factor tectónico (ver Ecuación 10, mencionada en el Capítulo 3).

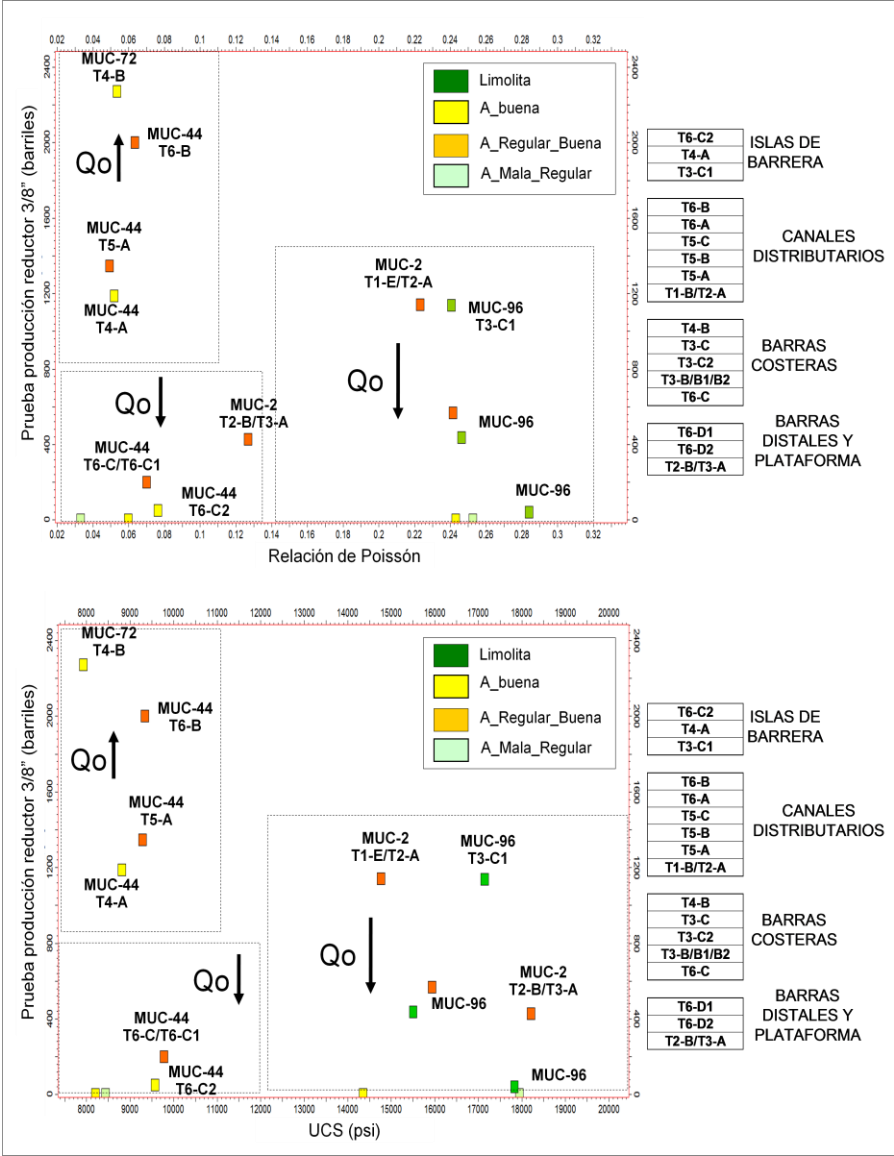


Figura N° 47. Relación de módulo de Poisson, UCS con pruebas de producción (escenario 1)

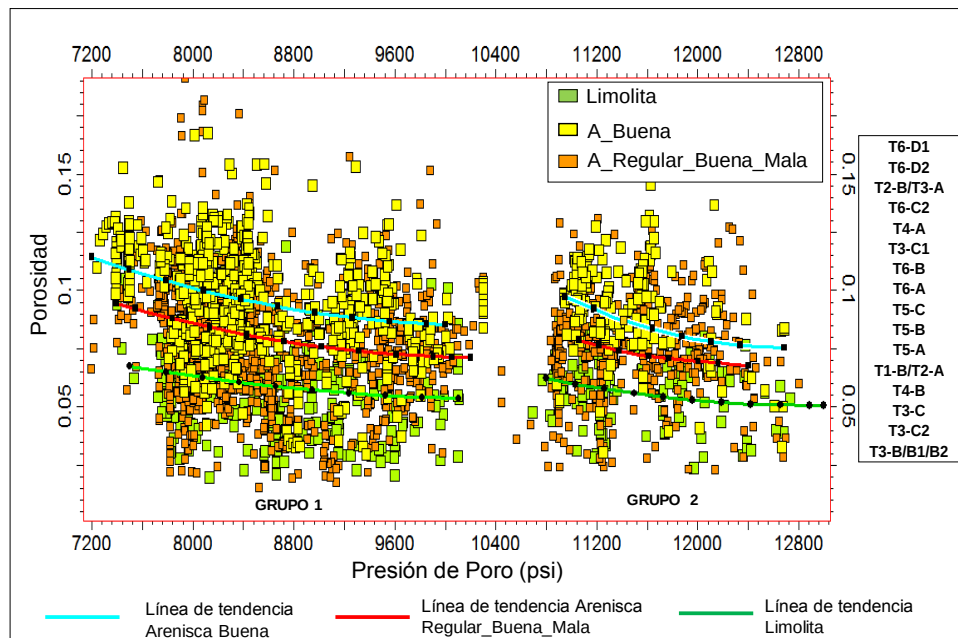


Figura N° 48. Relación de porosidad con presión de poro (escenario 1)

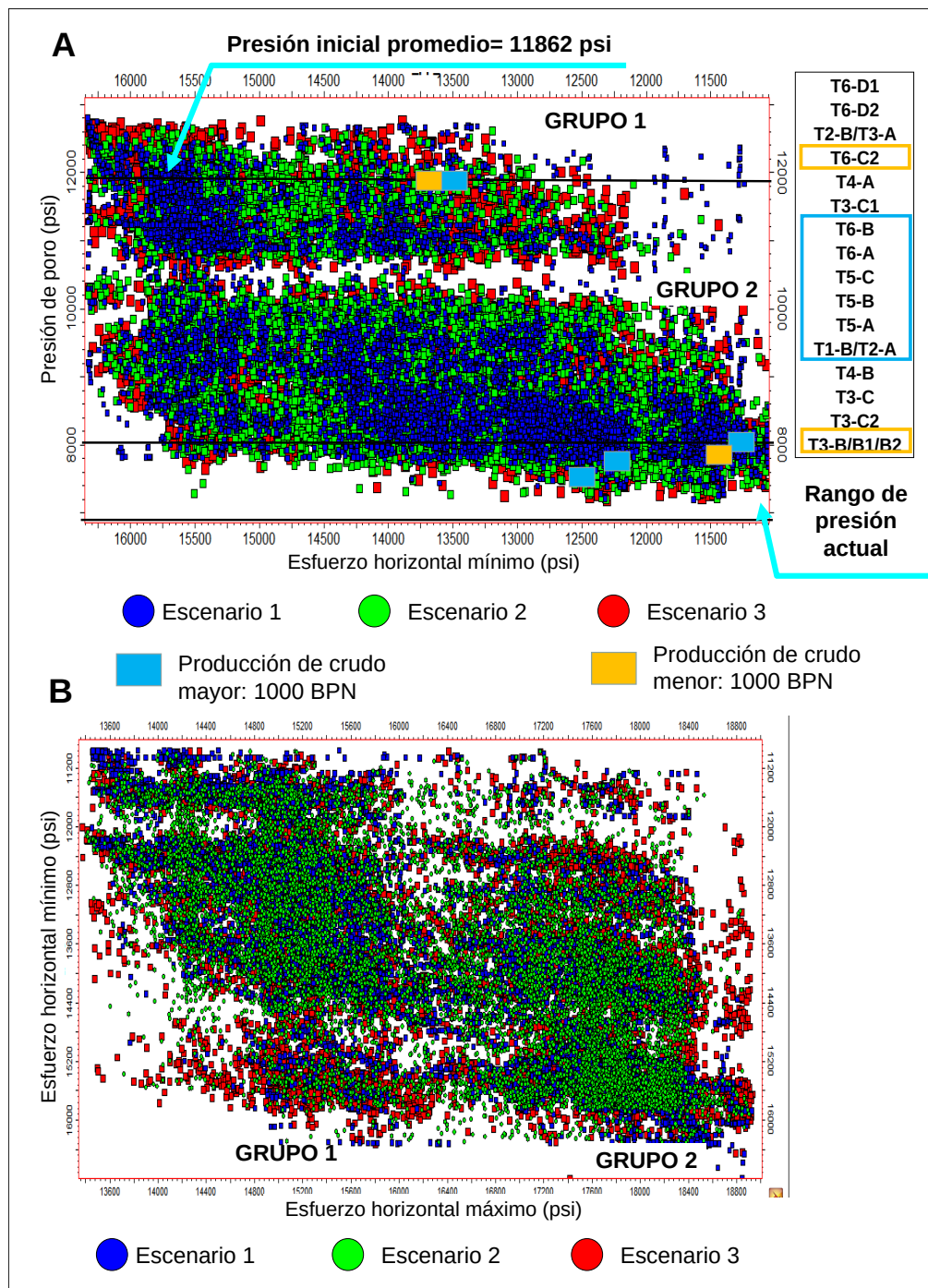


Figura N° 49. Relación de presión de poro y esfuerzos (escenarios 1, 2 y 3).

7.2.3 *Análisis de variogramas*

Con base en la información de las facies arenosas (escenario 1), litofacies (escenario 2 y escenario 3) y propiedades petrofísicas (porosidad) de los pozos escalados en la malla geológica, se realizó un análisis experimental de los variogramas para cada parasecuencia. En el análisis se evaluó las variaciones de la correlación espacial de la propiedad a nivel de pozo (rango vertical) y para diferentes direcciones de aporte de sedimentos (rango horizontal mayor y menor), en un amplio espectro de revisión que considera cambios de azimuth desde 10 hasta 180 grados.

Del proceso de evaluación de los variogramas experimentales se desprende resultados aceptables en la definición del rango vertical para cada propiedad discreta y continua en las diferentes parasecuencias, sin embargo los resultados obtenidos en la determinación del rango horizontal mayor y menor, no fue muy satisfactorio; ya que las variables estudiadas mostraban cambios abruptos de la continuidad lateral (efecto *nugget*). Este fenómeno puede estar asociado a la variación de los ambientes sedimentarios a mayor detalle en la parasecuencia que da lugar a un sistema básicamente anisotrópico.

Los valores máximos y mínimos de los rangos vertical, mayor y menor calculados en las facies arenosas (areniscas buena, arenisca regular-mala, arenisca mala-regular, limolita-mala) fueron de 21 a 2 pies, 1.419 a 300 mts y 456 a 250 mts, respectivamente. Las variaciones de los rangos de alguna manera están relacionados con los tipos de facies arenosas, es decir las facies de areniscas buena tienen mayor nivel de correlación espacial tanto vertical como horizontal. De forma fractal, las parasecuencias dominadas por sistemas de barras costeras (anteplaya proximal-media e islas de barrera) y canales distributarios apilados tienen mayores rangos (vertical y horizontal) de correlación espacial de la propiedad que en sistemas costeros con influencia marina (barras dístales) donde están presentes mayores niveles de arcillosidad. Adicionalmente, los sistemas de canales distributarios en general tienen

mayor correlación espacial en los azimut 20° a 45°, mientras que los sistemas de barras costeras están entre 110° a 120°.

El análisis de los variogramas teóricos se resume en la evaluación de la geometría de los sistemas sedimentarios, es decir, largo, ancho, espesor y dirección de aporte de sedimentos de las facies sedimentarias presentes en cada mapa de las parasecuencias. Tomando en cuenta los resultados del análisis de variogramas experimentales y teóricos, se generó un variograma ajustado con base a criterios de experto. Para lo cual, se toma como premisa los rangos verticales definidos en los variogramas experimentales, mientras que para los rangos horizontal mayor y menor se usaron los valores teóricos soportados en los mapas sedimentológicos (Tabla N° 5).

El modelo de variograma experimental y teórico utilizado para representar el nivel de correlación espacial en las parasecuencias, fue exponencial.

Tabla N° 5. Resultados del análisis de variograma

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Rangos teóricos			
		Mayor (mts)	Menor (mts)	Vertical (pies)	Azimut (°)
T6-D1	Lutita marina	2.500	2.000	6	100
T6-D2	Lutita marina	2.500	2.000	6	110
T6-C	Barras costeras	2.000	1.000	7	120
T6-C2	Isla de barrera	2.000	1.000	9	
T6-B	Canales distributarios	2.000	1.000	8	
T6-A	Canales distributarios	2.000	1.000	10	
T5-C	Canales distributarios	2.000	1.000	9	20
T5-B	Canales distributarios	1.500	500	8	30
T5-A	Canales distributarios	1.000	500	7	45
T4-B	Barras costeras	2.000	1.500	4	120
T4-A	Isla de barrera	2.000	1.500	10	
T3-C	Barras costeras	2.000	1.000	8	
T3-C1	Isla de barrera	700	665	8	
T3-C2	Barras costeras	1.000	500	8	20
T3-B/B1/B2	Barras costeras	1.000	500	7	110
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	1.000	500	8	30
T1-B/T2-A	Canales distributarios	1.000	500	9	30

7.2.4 Simulación geoestadística

Dada la información sedimentológica y petrofísica disponible para realizar el modelo geoestadístico, se realizó la propagación de propiedades. A continuación se presentan los resultados de la simulación de facies 3D y propiedades continuas, según los escenarios propuestos.

7.2.4.1 Simulación de litofacies 3D

La simulación de facies 3D, se realizó con la simulación secuencial de indicadores (SSI) para el escenarios 1 (facies arenosas y lutita), escenario 2 y 3 (litofacies reservorio y no reservorio) considerando los datos escalados y variogramas ajustados.

Escenario 1: Litofacies arenosas y lutita

Este escenario de simulación estocástica se visualiza en la Figura N° 50, en donde se presenta, un ejemplo de la propagación de las litofacies en las capas 41, 157 y 202 de las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B con respectivas proporciones de litofacies de arenisca buena, arenisca regular-buena, arenisca mala-regular, limolita y lutita (datos de pozo, escalados y simulados). La observación de los resultados revela a grandes rasgos como se mantiene la tendencia en la parasecuencia T6-C2 de los sistemas sedimentarios de islas de barrera con azimuth de 120°, canales distributarios con orientación aproximada de 30° de la parasecuencia T5-B y barras costeras con azimuth de 120° en T4-B. Adicionalmente, se observa la comparación porcentual entre los valores simulados con los datos de pozo. En general, los resultados son aceptables. El resumen de las proporciones de litofacies para cada parasecuencia se representa en el Anexo N° 1, en la Tabla N° 11, en donde se muestra mediante histogramas la distribución porcentual de cada litofacies.

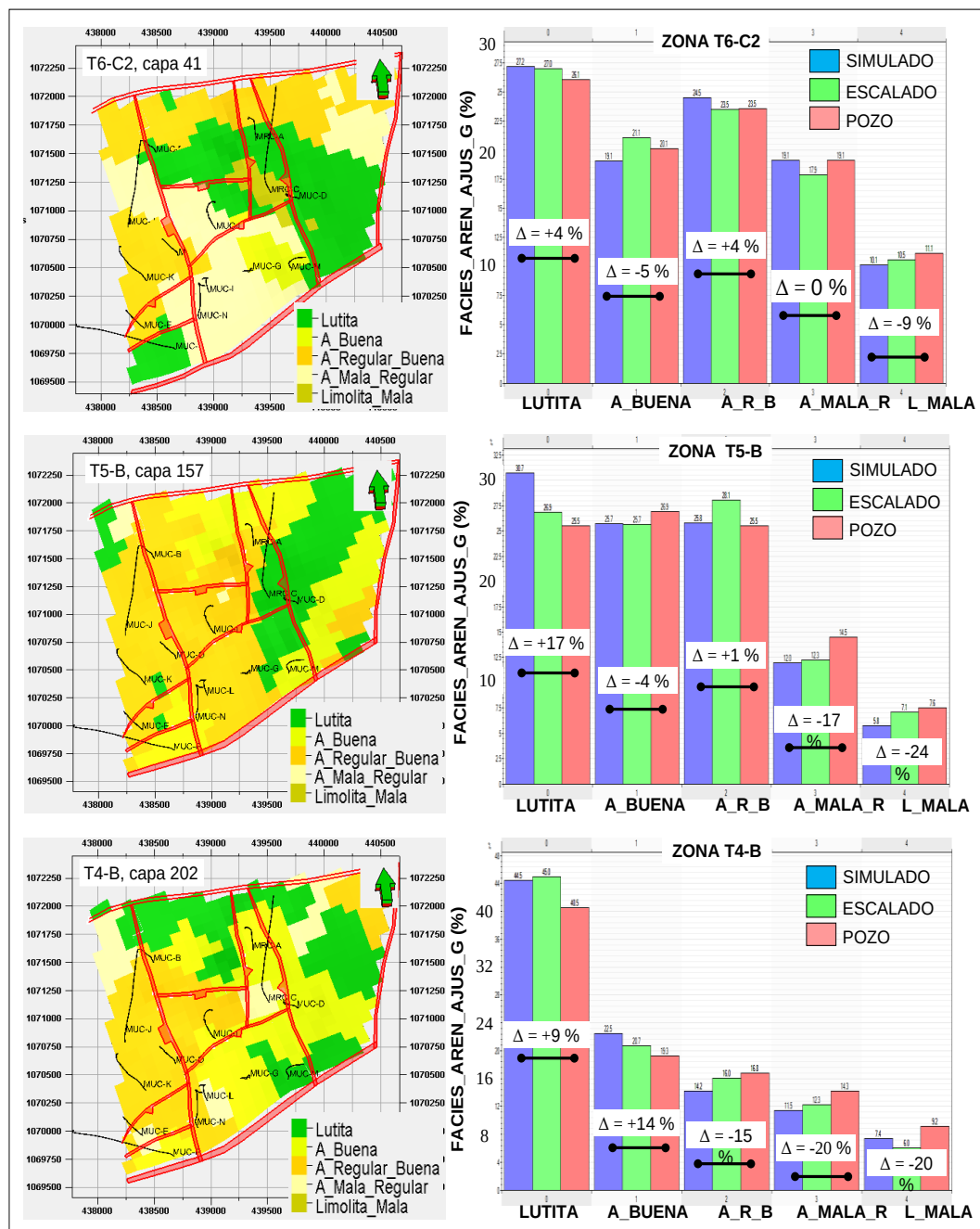


Figura N° 50. Simulaciones y proporciones de litofacies del escenario 1 para las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B.

Escenario 2: Litofacies reservorio y no reservorio

Al igual que el escenario anterior, este escenario contempla la generación de realizaciones estocásticas con base en los mismos variogramas ajustados. Sin embargo, el esquema de simulación considera solo dos variables discretas (reservorio y no reservorio). La litofacies reservorio esta asociada a las areniscas, mientras que, el no reservorio esta representada por la roca tipo lutita.

En la Figura N° 51, se muestra los resultados de la propagación de las litofacies en las capas 41, 157 y 202 de las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B y proporciones de litofacies reservorio y no reservorio (datos de pozo, escalados y simulados). Para estas simulaciones se mantiene la tendencia de sedimentación de los sistemas sedimentarios de islas de barrera, canales distributarios y barras costeras, respectivamente. La proporción de las litofacies de los pozos con relación a las litofacies simuladas no se aleja significativamente, teniendo una diferencia de -4% a 2% (reservorio) y -7% a 11% (no reservorio) para las parasecuencias mencionadas, así como 8 % a nivel global (incluye todas las parasecuencias). Ver Anexo N° 1, en la Tabla N° 12.

Escenario 3: Litofacies reservorio y no reservorio

Para este escenario se obtuvieron realizaciones estocásticas condicionadas a los variogramas ajustados. El esquema de simulación también considera dos variables discretas (reservorio y no reservorio). En la Figura N° 52, se muestra la malla poblada con las litofacies en las capas 41, 157 y 202; relativo a las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B. Adicionalmente, se resume con histogramas de frecuencia las proporciones de litofacies según los datos de pozo, datos escalados y simulados. Nuevamente, se obtienen resultados representativos entre las proporciones de datos de pozo con los datos simulados con una diferencia de -3% a 4% (reservorio) y -11 a 10% (no reservorio) para las parasecuencias mencionadas, así como 7 % a nivel global (incluye todas las parasecuencias). Por otro lado, se mantiene en las

simulaciones el comportamiento de la tendencia de sedimentación de sedimentación, según los sistemas sedimentarios de islas de barrera, canales distributarios y barras costeras, presentes. Ver Anexo N° 1, en la Tabla N° 13.

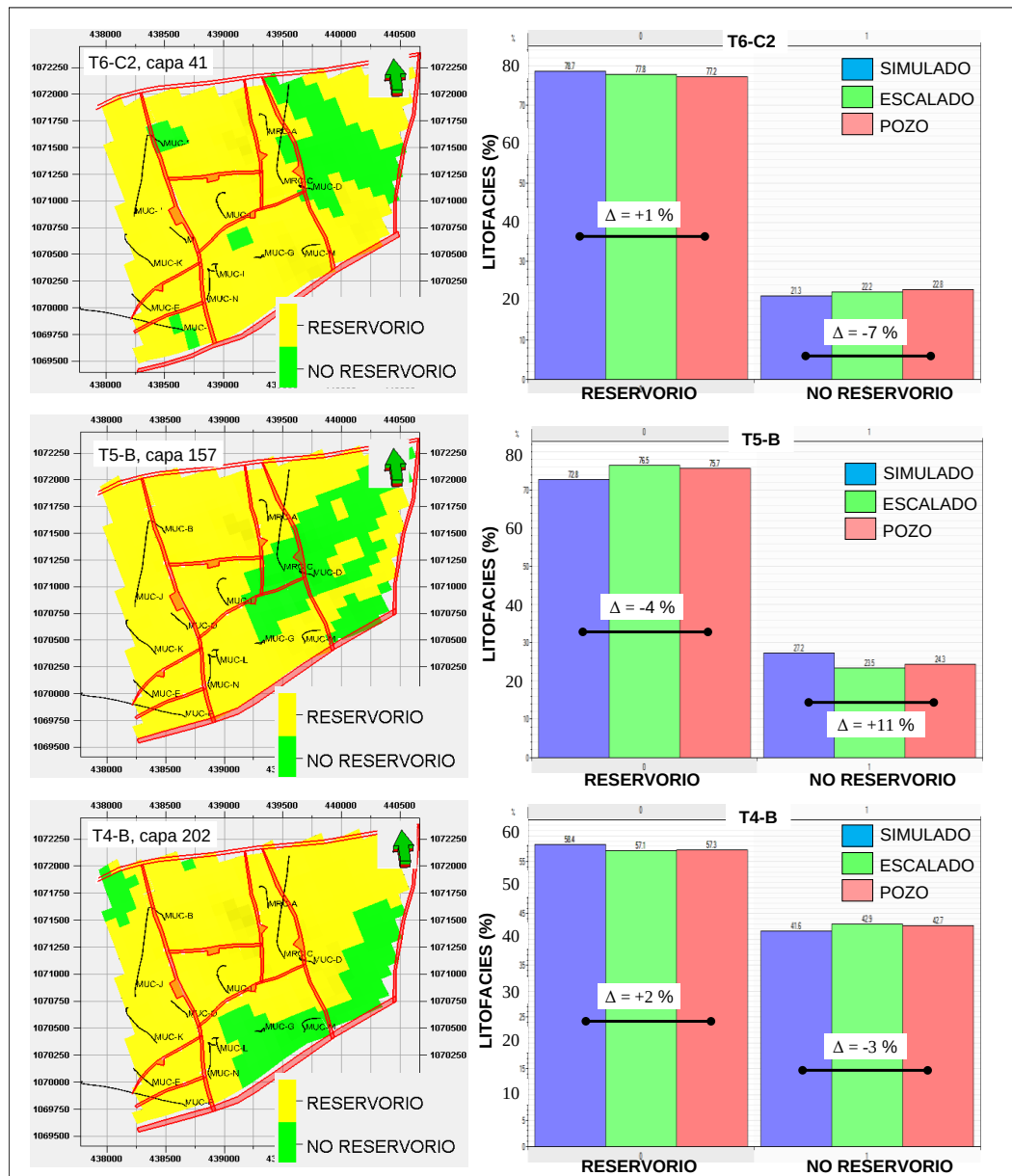


Figura N° 51. Simulaciones y proporciones de litofacies del escenario 2 para las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B.

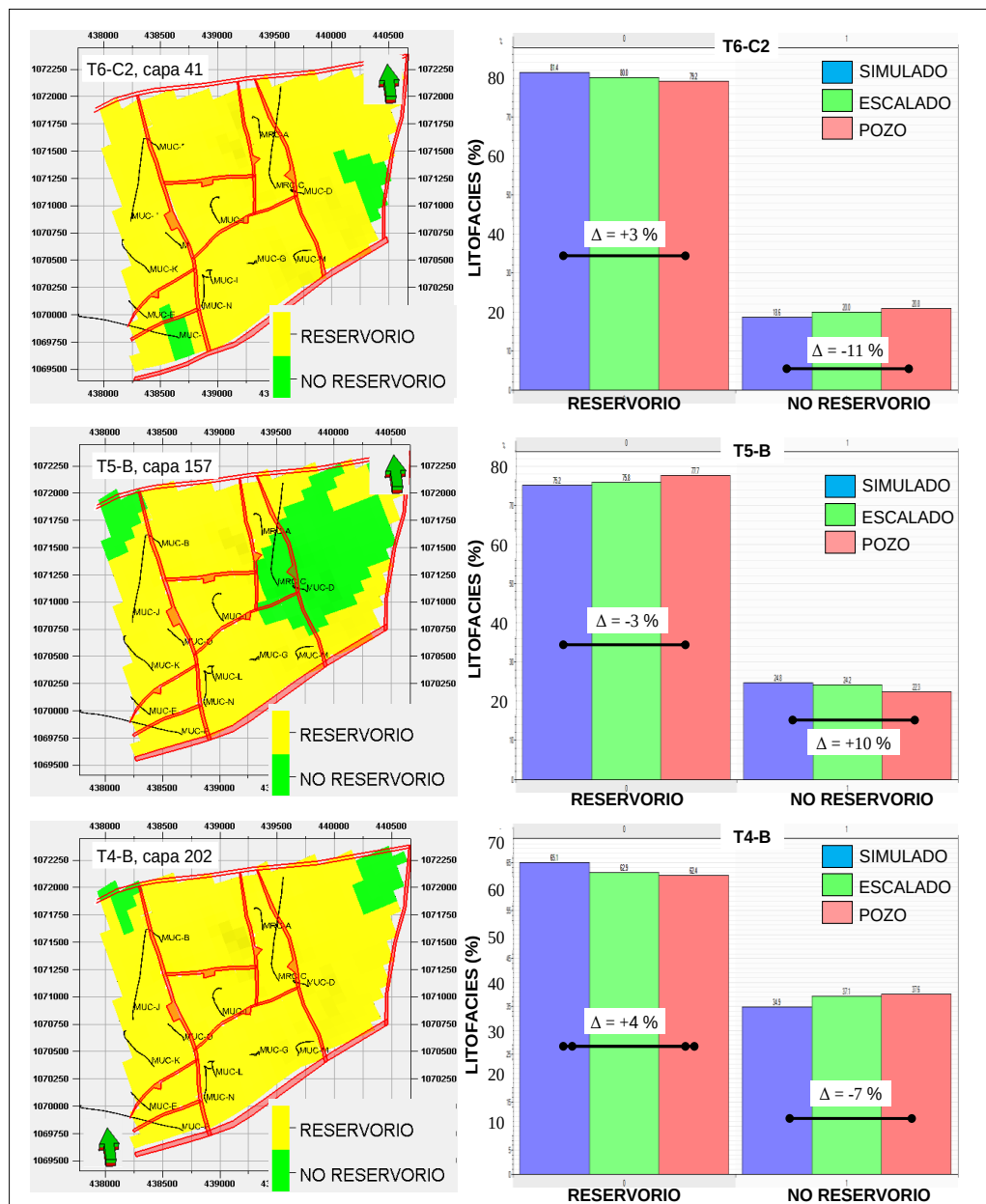


Figura N° 52. Simulaciones y proporciones de litofacies del escenario 3 para las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B.

7.2.4.2 Simulación de porosidad (PHIE_3D)

La simulación de porosidad 3D, se realizó a partir del algoritmo de simulación secuencial gaussiana (SSG) condicionado con los escenarios de litofacies previamente simulados (Escenario 1: facies arenosas y lutita; Escenario 2 y 3: litofacies reservorio y no reservorio), así como los datos escalados y variogramas ajustados.

Para el manejo práctico de las simulaciones de porosidad, las litofacies lutita o No reservorio se modelaron asignando el valor cero (0). Esta condición aun cuando no es real, se utiliza de forma ficticia para facilitar el análisis con exclusividad en las rocas o litofacies reservorios. Esto implica que, si el resultado en la simulación de facies en una zona específica es lutita, en esas mismas celdas de la malla también debe resultar que la porosidad simulada es igual a cero. A continuación se muestra los detalles relacionados con las simulaciones de porosidad, según el escenario evaluado:

Escenario 1: Condicionado a litofacies arenosas y lutita

Este escenario de simulación se visualiza en la Figura N° 53, en donde se presenta, un ejemplo de la distribución horizontal de la porosidad en las capas 41, 157 y 202 de las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B. Adicionalmente, se resume el promedio de porosidad para cada litofacies en función de la parasecuencia y muestra un histograma de frecuencia de porosidad global (todas las parasecuencias)

En las simulaciones de porosidad se honra la geometría de las simulaciones de facies 3D con valores de porosidad mayor a cero en las rocas arenosas e igual a cero en lutita. La distribución lateral de porosidad depende del tipo de litofacies y ambiente sedimentario, es decir, en areniscas buenas se obtienen valores mayores de porosidad con relación a las litofacies de menor calidad (arenisca regular-buena, arenisca mala-regular, limolita). Con este escenario se muestra la variabilidad de la porosidad

lateralmente e impacto que puede tener en los cambios de la resistencia compresiva no confinada (UCS) y constante poroelástica (A).

En términos generales, la diferencia entre el promedio de porosidad simulado con relación a la porosidad del pozo está por debajo del 7 % (global). La observación de los resultados del histograma de frecuencia global muestra que la mayor frecuencia de los datos corresponde a porosidades en el rango de 5 a 15% con una diferencia de +/- 5 % hasta -11 % entre los datos simulados y de pozo. Por supuesto, este comportamiento no es exclusivo de cada parasecuencia, ya que, la distribución y frecuencia de la variable porosidad es diferente según la parasecuencia, tipo de roca y ambiente sedimentario.

Escenario 2: Condicionado a litofacies reservorio y no reservorio

La evaluación del escenario 2 se resume en la Figura N° 54, en donde se muestra el resultado de las simulaciones en las capas 41, 157 y 202, porosidad promedio para cada litofacies e histograma de frecuencia de porosidad global. En la zona reservorio se observa cambios importantes en la distribución lateral de las propiedades simuladas con relación al escenario 1, específicamente en las capas 41, 157 y 202 de las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B.

Donde se encuentran los pozos se mantienen los valores de porosidad entre los escenario 1 y 2, sin embargo, los cambios laterales comienzan a percibirse a medida que la información del pozo pierde peso con relación a la distancia entre celdas. Por otro lado, la simulación de porosidad en función de las litofacies reservorio y no reservorio tienen un comportamiento lateral diferente al escenario 1, sin embargo, se mantiene la tendencia general asociado a la dirección de sedimentación definidos en los variogramas. Según lo observado, la distribución lateral de porosidad depende del tipo de ambiente sedimentario y no se observa una clara diferencia de la variabilidad lateral de porosidad en la roca reservorio, tal cual como se revela en el escenario 1.

Dada la información del promedio de porosidad por parasecuencia, la diferencia entre la porosidad simulada y porosidad del pozo está por debajo del 4 % (global). La observación de los resultados del histograma de frecuencia global sugiere que la mayor frecuencia de datos (mayor a 60 %) corresponde a porosidades de 5% a 10% con una diferencia de +7 % entre los datos simulados y de pozo. Es decir, que para el rango de porosidad de 5% a 10% en la malla (global) se tiene porcentualmente, una frecuencia de porosidad simulada mayor de 7% con relación a la frecuencia de datos de pozo. Seguido por una frecuencia de datos menor a 20%, para porosidades en el rango de 10% a 15%; y diferencia de -15% entre la frecuencia porcentual de datos simulados y de pozo. Mientras que, para valores de porosidad menor a 5%, la diferencia entre datos simulados y de pozo es de -4%. Por consiguiente, para datos de porosidad mayor de 10%, en el escenario 2, resulta un caso conservador.

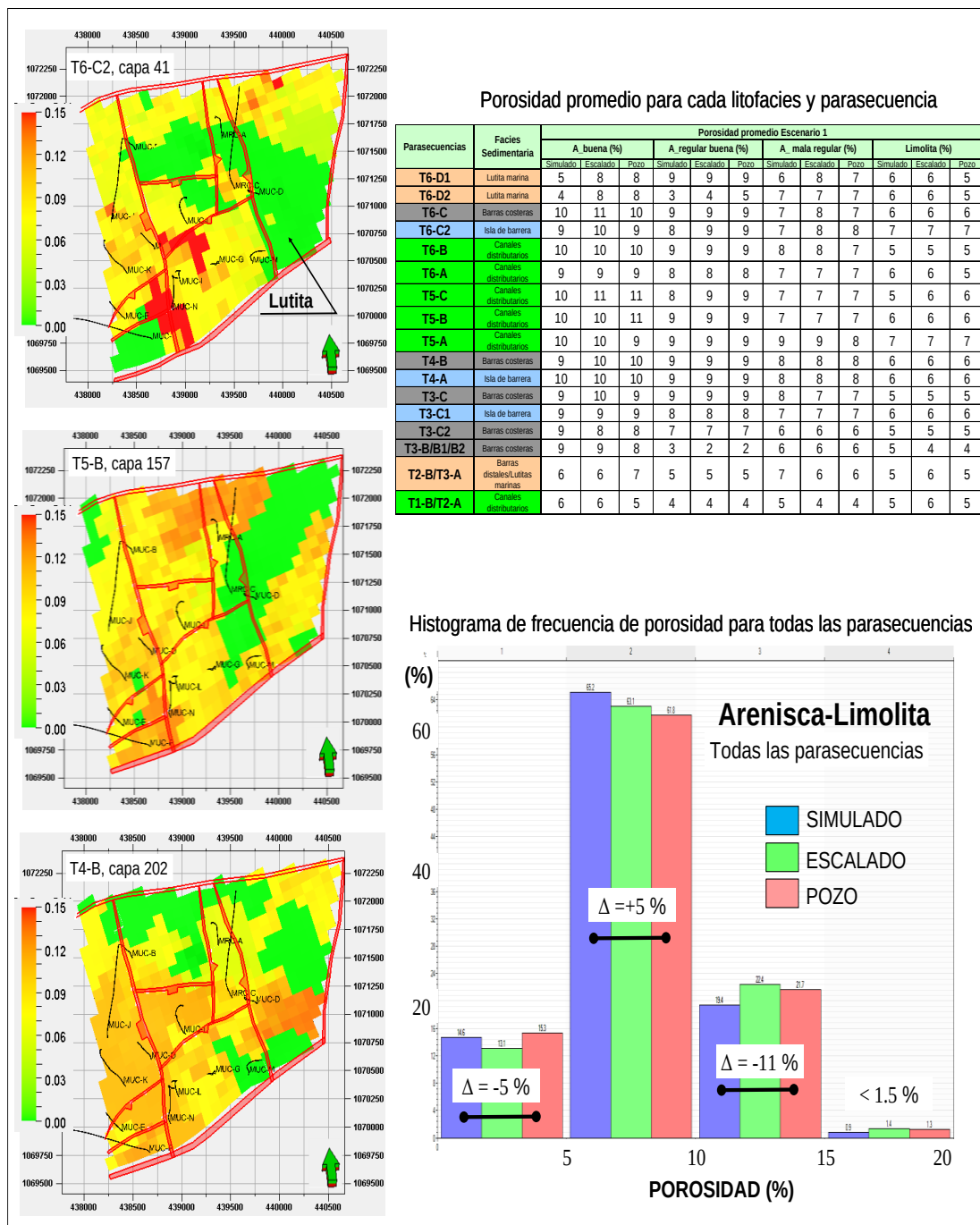


Figura N° 53. Simulaciones y proporciones de PHIE_{3D} del escenario 1.

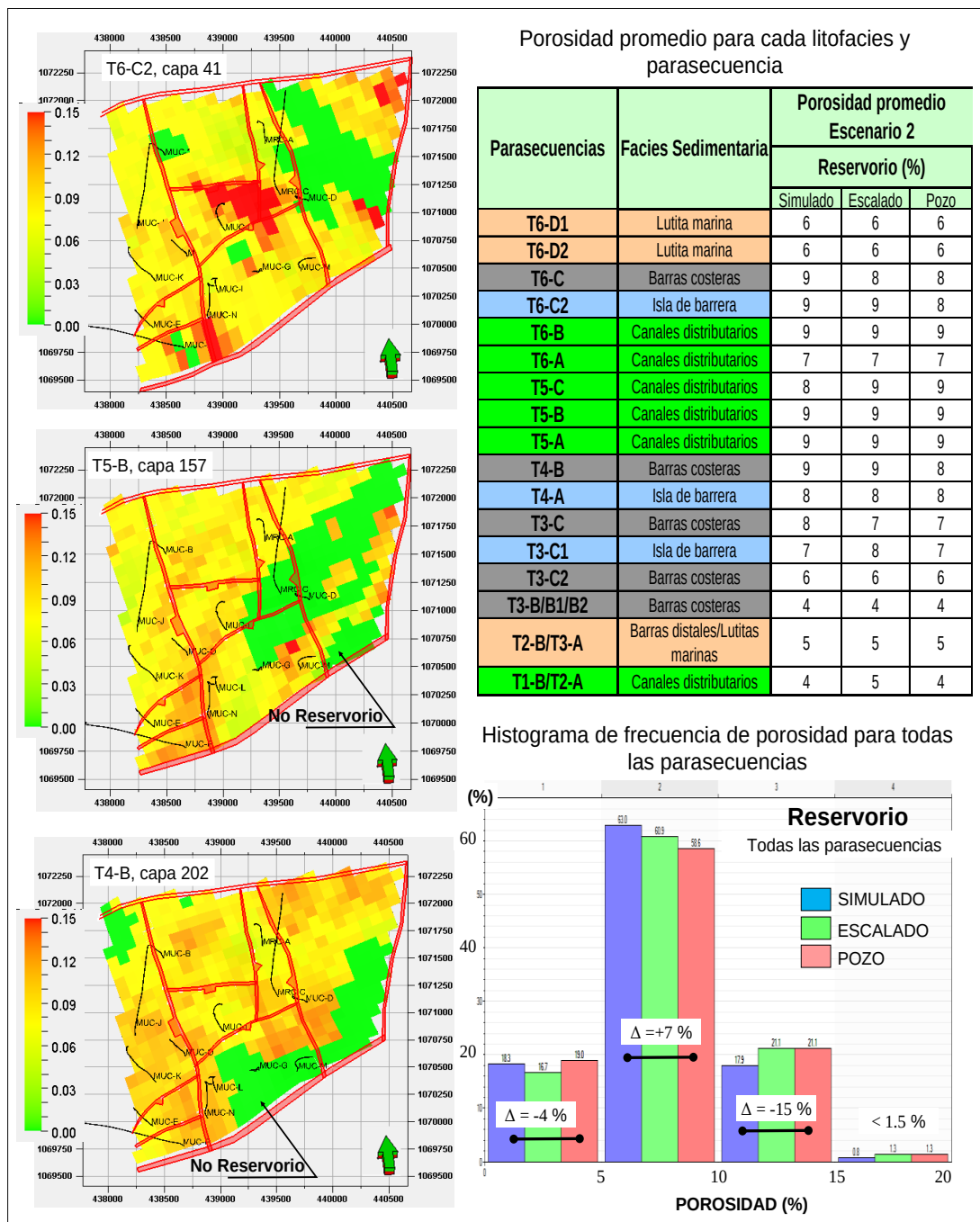


Figura N° 54. Simulaciones y proporciones de PHIE_3D del escenario 2.

Escenario 3: Condicionado a litofacies reservorio y no reservorio

La observación de resultados del escenario 3 se muestra en la Figura N° 55, en donde se presenta, como ejemplo, las simulaciones de porosidad en las capas 41, 157 y 202, porosidad promedio para cada litofacies e histograma de frecuencia global. Como era de esperar, en las zonas reservorio se observa diferencias en la distribución lateral de la propiedad simulada en las capas 41, 157 y 202 de las parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B con relación a los escenarios 1 y 2. La simulación de porosidad en función de las litofacies reservorio y no reservorio tienen un comportamiento lateral diferente al escenario 1 y escenario 2, sin embargo, se mantiene la tendencia general asociado a la dirección de sedimentación.

Según lo observado, la distribución lateral de porosidad depende de la litofacies, tipo ambiente sedimentario, parámetros de simulación estocástica aplicados en la etapa de simulación y especialmente, la fuente de datos de pozo. Como se indicó a principio de este capítulo, el escenario 3 (Lira y Vásquez, 2013) responde a datos de caracterización petrofísica diferentes al escenario 1 y 2 (Geotecnology, 2009). Por lo tanto, en zonas alejadas de los pozos, se espera que la variabilidad de la resistencia compresiva no confinada (UCS) y constante poroelástica (A) estén condicionadas a la respuesta de la simulación estocástica de porosidad.

En el análisis de la información promedio de porosidad por parasecuencia se deduce que la diferencia entre el promedio de porosidad simulado con relación a la porosidad del pozo es de 8 % (global). Por otro lado, los resultados del histograma de frecuencia global muestra una distribución de frecuencia de datos más homogénea que los escenarios 1 y 2, con valores de frecuencia porcentual entre 20% y 44%. Para este rango de frecuencia mencionado anteriormente, la porosidad está entre 5% a 15%. La diferencia porcentual de los datos simulados con relación a los datos de pozo, en el rango de porosidad de 5% a 10%, es de +11 a +14%. Mientras que para rangos de porosidad entre 10 a 15% se tiene porcentualmente, una frecuencia de porosidad

simulada menor de 26% con relación a la frecuencia de datos de pozo. Por lo tanto, para datos de porosidad mayor de 10%, en el escenario 3 resulta un caso pesimista.

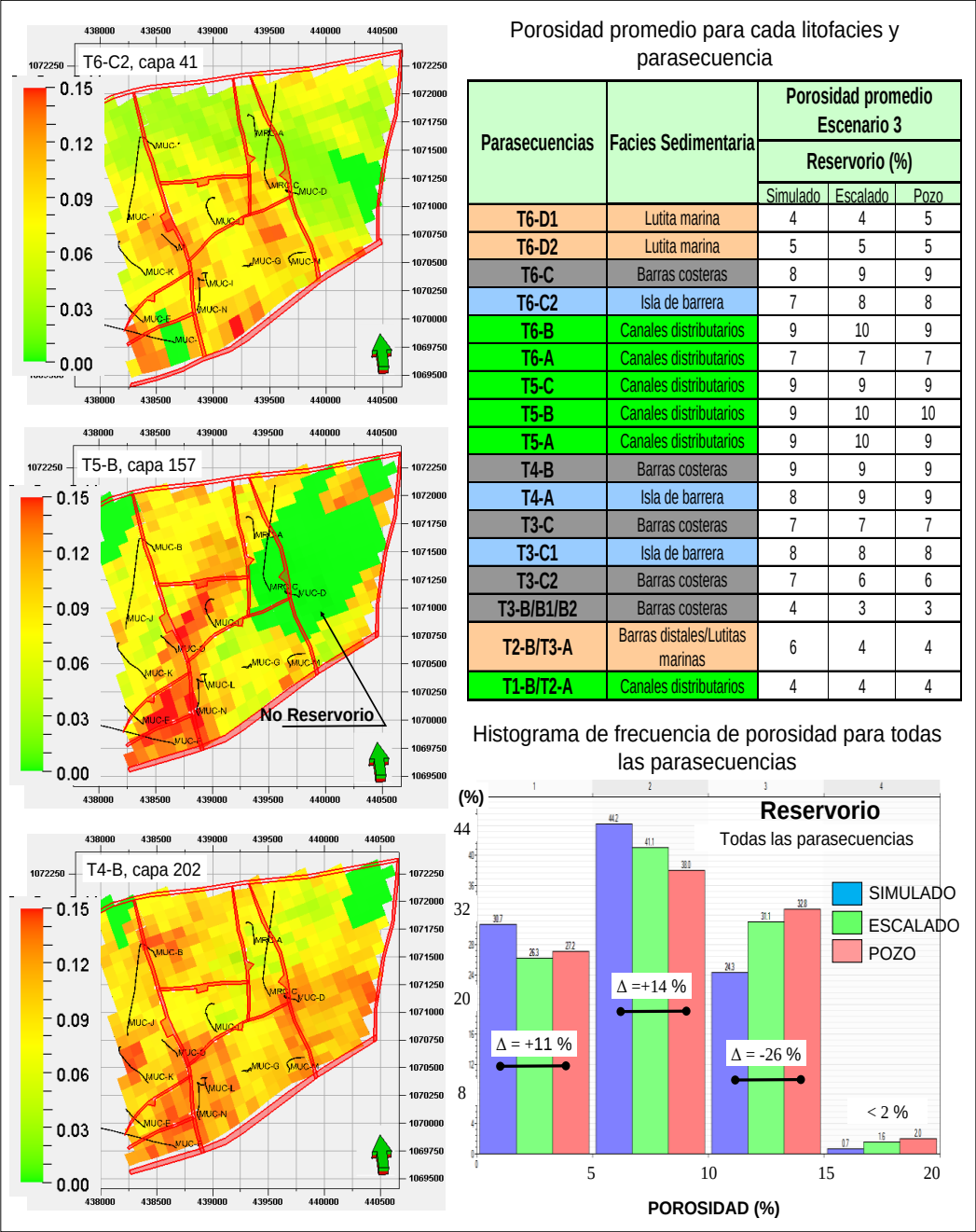


Figura N° 55. Simulaciones y proporciones de PHIE_3D del escenario 3.

7.2.4.3 Simulación de resistencia compresiva no confinada (UCS_3D)

Escenario 1: UCS Condicionado a litofacies arenosas y lutita

La evaluación del escenario de simulación se resume en la Figura N° 56, en donde se presenta el resultado de las simulaciones en las capas 41, 157 y 202, UCS promedio para cada litofacies e histograma de frecuencia de UCS global. En general, la simulación del UCS mantiene la tendencia general asociado a la dirección de sedimentación definidos en los variogramas, así como de la simulación de facies 3D y porosidad. Según lo observado, la distribución lateral del UCS depende del tipo del ambiente sedimentario y de la variabilidad lateral de los diferentes tipos de roca, tal cual como se revela en el escenario 1 de la simulación de porosidad.

Dada la información del promedio de UCS por parasecuencia se observa diferencias importantes en los valores promedios de UCS en función al tipo de roca. Cada parasecuencia tiene un comportamiento del UCS particular. La observación de los resultados del histograma de frecuencia global muestra que la mayor frecuencia de datos (mayor a 60 %) corresponde a los valores de UCS de 8.000 a 12.000 lpc con una diferencia porcentual de -1 %. Esto sugiere que en la malla (global) se tiene porcentualmente una frecuencia de UCS simulada menor de 1% con relación a la frecuencia de datos de pozo.

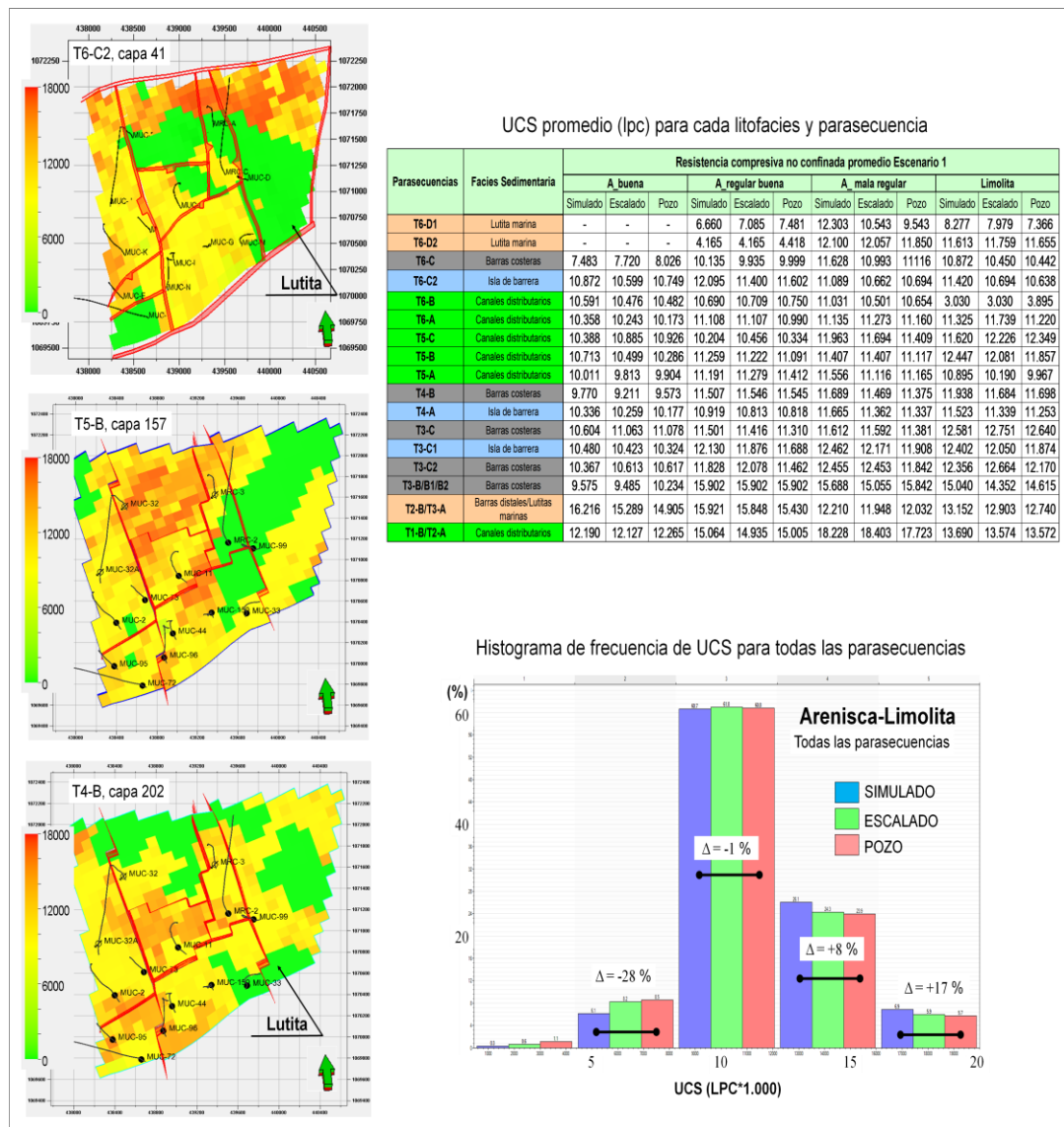


Figura N° 56. Simulaciones y proporciones de UCS_3D del escenario 1.

Escenario 2: Condicionado a litofacies reservorio y no reservorio

Este escenario de simulación se visualiza en la Figura N° 57, en donde se presenta un ejemplo de la distribución horizontal en las capas 41, 157 y 202. Adicionalmente se resume el promedio de UCS para cada litofacies reservorio y un histograma de frecuencia de UCS global. En las simulaciones del UCS se honra la geometría de las simulaciones de facies 3D y de porosidad, manteniendo la tendencia general de sedimentación.

Al igual que en el escenario anterior, la distribución lateral de UCS depende del ambiente sedimentario. Con este escenario se muestra la variabilidad del UCS lateralmente y se observa que los cambios del UCS no se asocian directamente al tipo de roca, pues en este escenario solo está presente un solo tipo de roca (reservorio). Sin embargo, no cabe duda que debe estar presente indirectamente la variabilidad lateral del UCS, ya que el mismo está relacionado con la porosidad, tal cual como se revela en el escenario 1. Cada parasecuencia presenta variaciones laterales del UCS. Por ejemplo, al comparar los resultados de la simulación de UCS en las capas 41, 157 y 202 se definen zonas con mayor o menor resistencia compresiva, las cuales pueden estar hacia los flancos de la estructura o zonas más profundas (hacia el norte).

En este caso la mayor frecuencia de datos está representado por valores de UCS entre 8.000 lpc y 12.000 lpc. En general, la diferencia porcentual mostrada en la imagen, oscila entre -4% y 15% con relación al dato de pozo. Lo que implica que el valor de UCS simulado en el escenario 2, para un rango de frecuencia de datos es 4% menor y 15% mayor que el dato de pozo. Este valor es aceptable, tomando en cuenta la incertidumbre de la calidad del dato.

Escenario 3: Condicionado a litofacies reservorio y no reservorio

Como era de esperar, en las zonas reservorio se observa diferencias con relación a los escenarios 1 y 2 en la distribución lateral de las propiedades simuladas en las capas 41, 157 y 202 (parasecuencias T6-C2, T5-B y T4-B, respectivamente). La variabilidad esta presente en cada una de las unidades estratigráficas. La simulación del UCS en función de las litofacies tiene un comportamiento lateral relativamente diferente al escenario 1 y escenario 2. A pesar de que están presentes diferentes casos probables de zonas de resistencia compresiva media y alta, se mantiene la tendencia general asociado a la dirección de sedimentación.

Por otro lado, los resultados del histograma de frecuencia global muestra con relación a los escenarios anteriores, un ligero cambio en la proporción del UCS. La mayor frecuencia de ocurrencia porcentual esta presente entre los valores de UCS de 6.000 lpc a 15.000 lpc. Para un rango de frecuencia (eje vertical) mayor al 30% se tiene una diferencia porcentual de los datos simulados con relación a los datos de pozo de 2% a 5%. Mientras que, para rangos de frecuencia menor al 8% se tiene una diferencia de -6% con relación al dato de pozo (Figura N° 58).

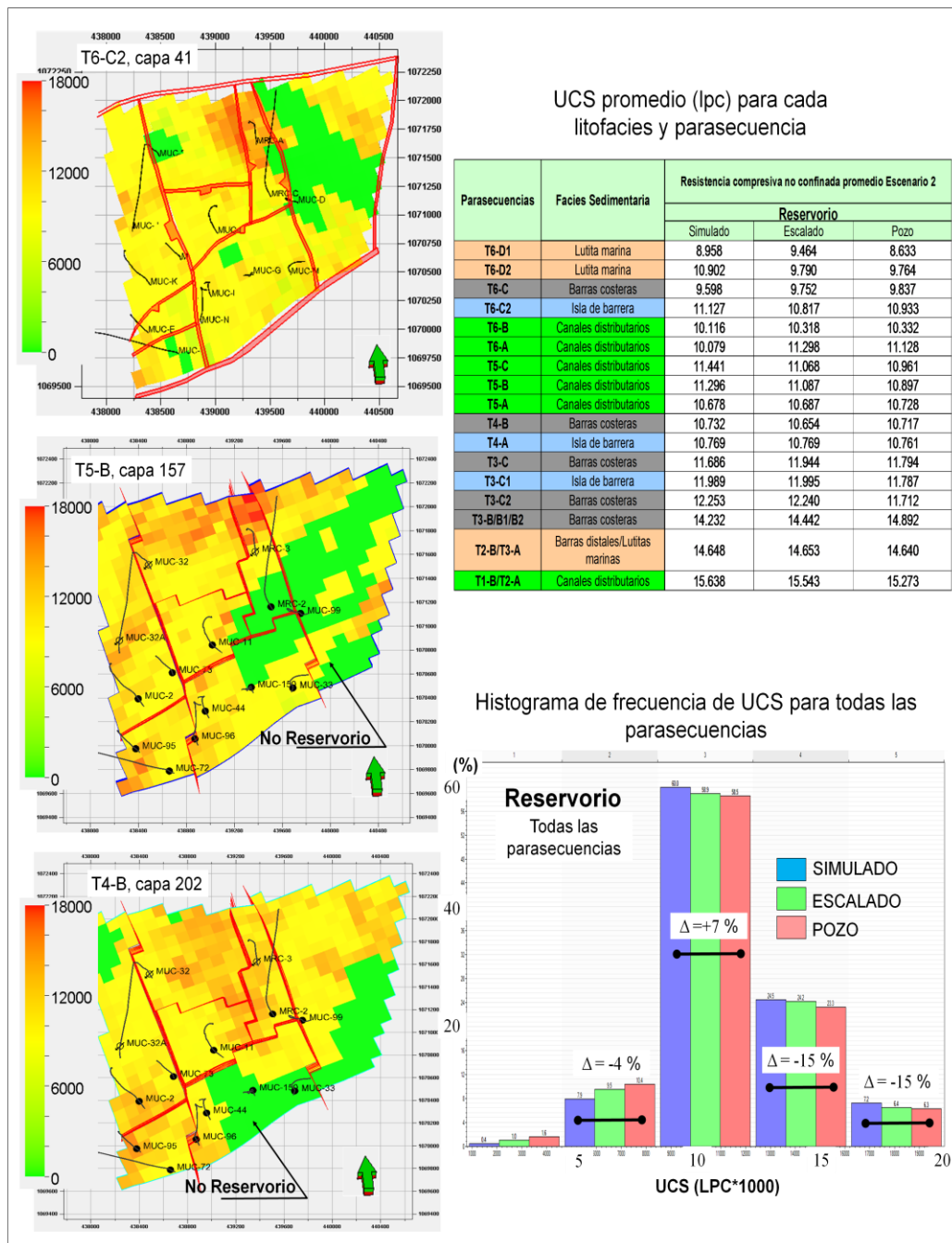


Figura N° 57. Simulaciones y proporciones de UCS_3D del escenario 2.

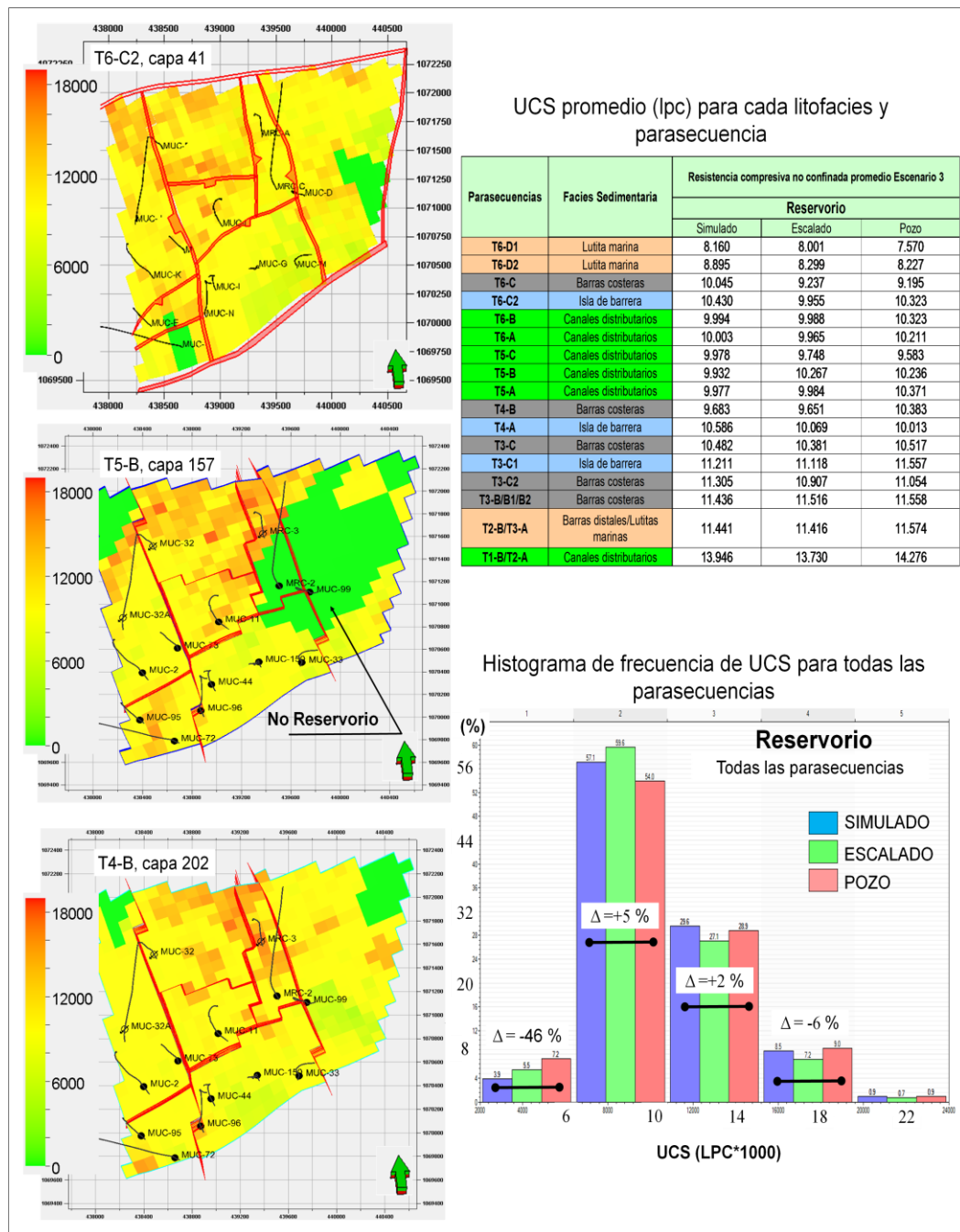


Figura N° 58. Simulaciones y proporciones de UCS_3D del escenario 3.

7.2.4.4 Simulación de la relación de Poisson (Poisson_3D)

Con base en la información de las simulaciones de facies arenosas (escenario 1), litofacies (escenario 2 y escenario 3) y porosidad (PHIE_3D) se realizó la simulación de la relación de Poisson 3D. La simulación se realizó mediante simulación secuencial gaussiana y variogramas ajustados, teniendo en cuenta la relación con las litofacies y porosidad.

En la Figura N° 59, se muestra un ejemplo del resultado de la propagación de la relación de Poisson en las capas 41 y 202 de las parasecuencias T6-C2 y T5-B. La observación de los resultados revela para los escenarios 1, 2 y 3, como se mantiene, en la parasecuencia T6-C2, la tendencia de los sistemas sedimentarios de islas de barrera con azimut de 120°, y canales distributarios con orientación aproximada de 30° de la parasecuencia T5-B.

Cada escenario tiene una distribución lateral particular de la propiedad estudiada (Poisson_3D) dando lugar a zonas con competencia de roca diferente y probables, especialmente en las áreas donde no hay puntos de control (datos de pozo). Adicionalmente, los mayores valores de relación de Poisson son característicos de las parasecuencias y litofacies arenosas y reservorio con mayores niveles de arcillosidad, específicamente T6-D1, T6-D2 y T2-B/T3-A, en donde se obtuvieron valores promedio de 0,16 y 0,17, mientras que en las parasecuencias asociadas a sistemas de canales distributarios (T6-B, T6-A, T5-C, T5-B, T5-A, T1-B/T2-A) la relación de Poisson promedio es de 0,13. Por último, en las parasecuencias dominadas por islas de barrera se obtuvo un promedio de relación de Poisson de 0,12. Ver Anexo N° 1, en la Figura N° 74 Figura N° 75 y Figura N° 76.

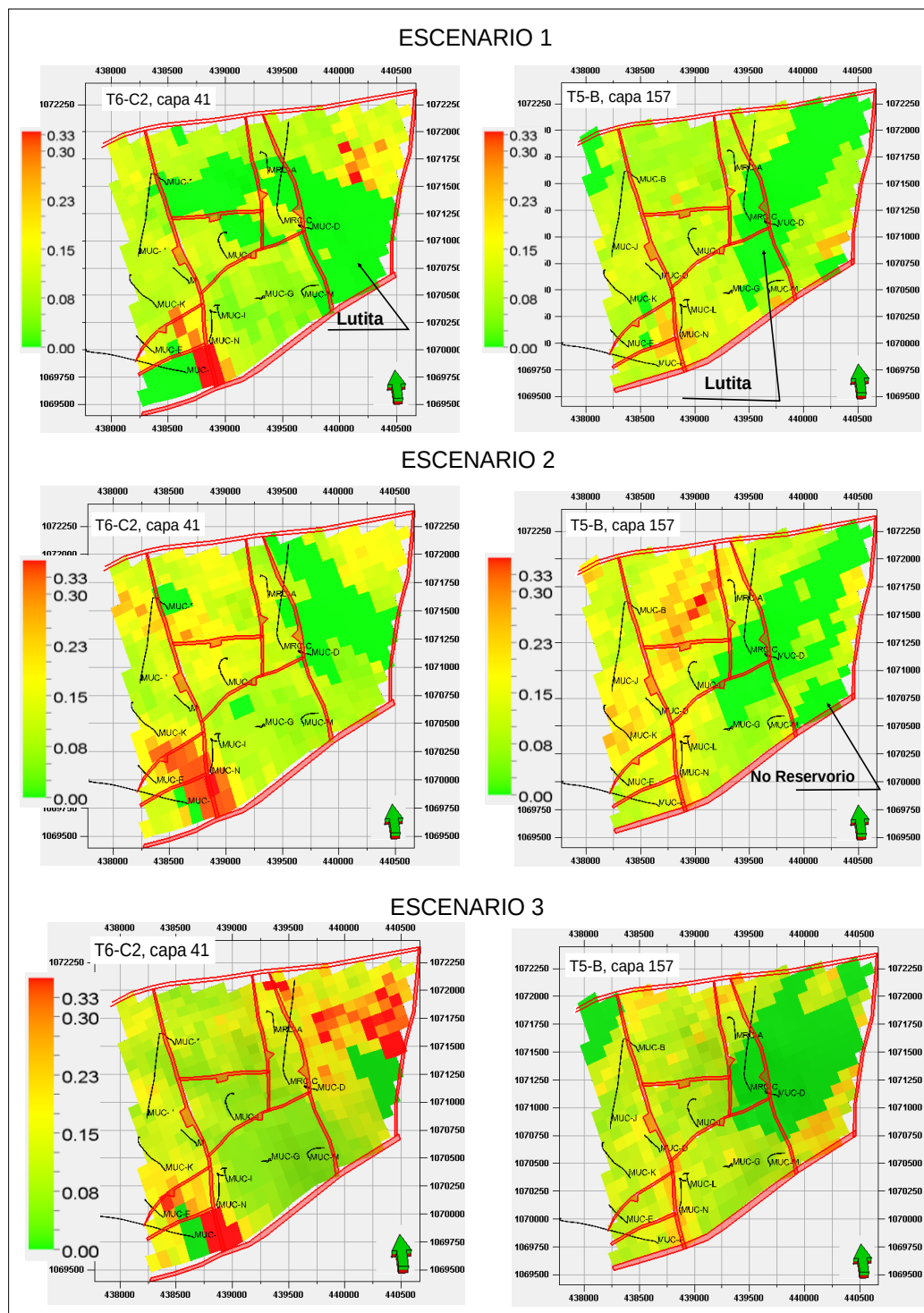


Figura N° 59. Comparación de simulaciones de relación de Poisson_3D en los escenarios 1, 2 y 3

7.2.4.5 Constante poroelástica (A_3D)

Las mallas de constante poroelástica (A_3D) de cada escenario se generaron calculando el factor Biot (γ_{3D}) como función de PHIE_3D, así como de la relación de Poisson_3D, explicado en la metodología de trabajo. Por lo tanto, se aplicaron procedimientos matemáticos entre las mallas 3D de porosidad y relación de Poisson, según el escenario de análisis.

En la Figura N° 60, se muestra un ejemplo del resultado de cálculo en las capas 41 y 202 de las parasecuencias T6-C2 y T5-B. Los resultados muestran para los escenarios 1, 2 y 3 como se mantiene la tendencia en la parasecuencia T6-C2 y T5-B. Cada escenario tiene una distribución lateral de la propiedad (A_3D) diferente y probables, especialmente en las áreas donde no hay puntos de control (datos de pozo).

Los mayores valores de la variable A_3D corresponde a la litofacies arenosas o reservorio de las unidades T6-C2, T4-A, T3-C1, en donde se obtuvo un valor promedio de 0,60, mientras que en las parasecuencias asociadas a sistemas de canales distributarios (T6-B, T6-A, T5-C, T5-B, T5-A, T1-B/T2-A) y barras costeras (T4-B, T3-C, T3-C2, T3-B/B1/B2) la constante poroelástica promedio es de 0,58 y 0,57. Por último, en las parasecuencias dominadas por barras distales se calculó un promedio de 0,54. Ver Anexo N° 1, en la Tabla N° 14.

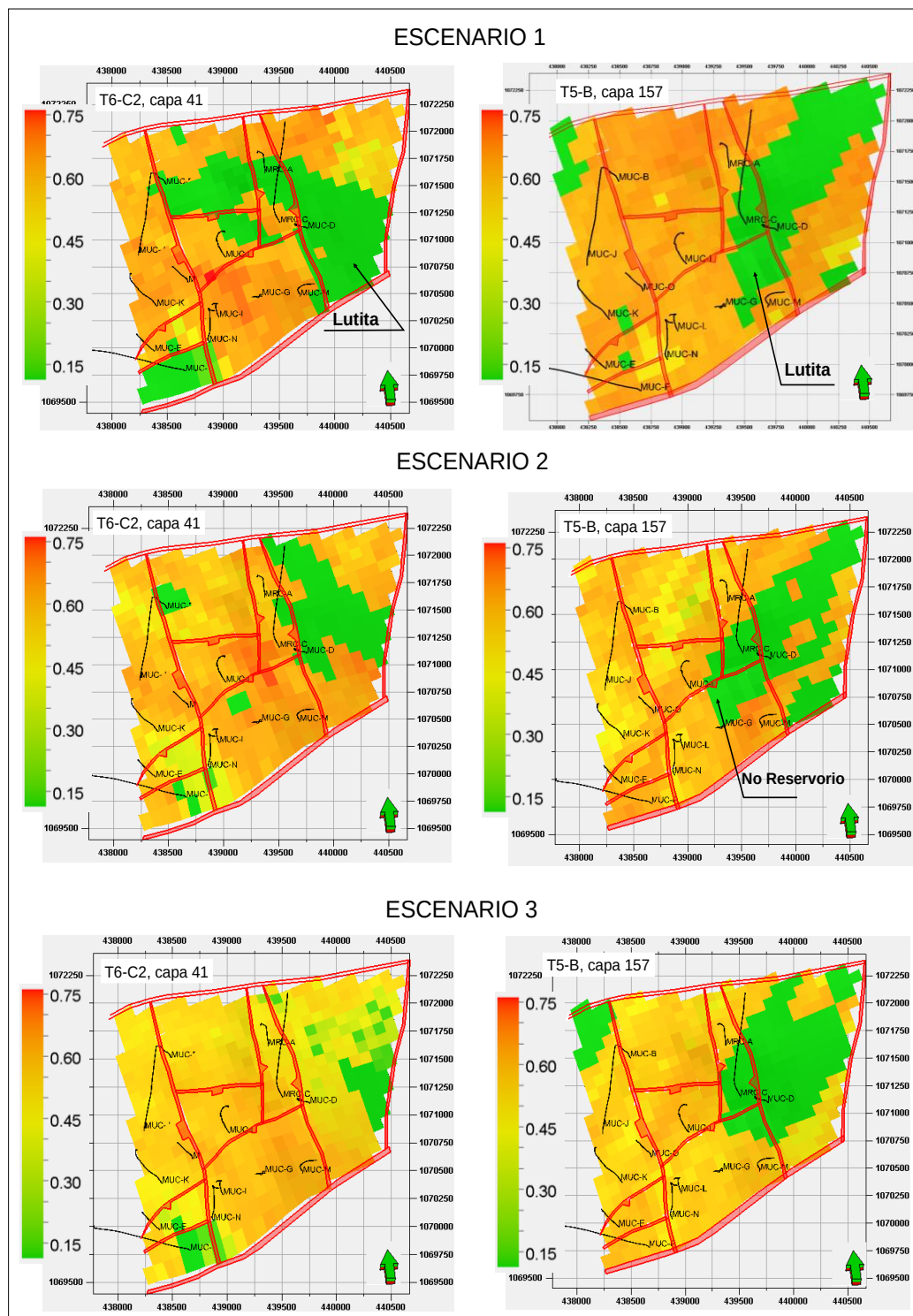


Figura N° 60. Comparación de A_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3

7.2.4.6 Simulación de presión de Poro (Pp_3D)

La simulación de la presión de poro se realizó para cada unidad con base en el análisis previo de la relación con otras propiedades, tales como, litofacies y porosidad. Los datos analizados sugieren que hay relación entre la porosidad, litofacies y presión de poro de los pozos. Este comportamiento se precisó claramente en el escenario 1. La relación sugiere que a medida que disminuye la porosidad, según la litofacies, aumenta la presión de poro. Con base en esta consideración se simuló la Pp_3D condicionada a la malla de PHIE_3D, distribución de datos y variogramas para cada escenario.

La simulación considera los resultados probables para el escenario 1, escenario 2 y escenario 3 de Pp_3D. En la Figura N° 61, se muestra los resultados de la simulación en la capas 41 (T6-C2) y 157 (T5-B) para cada escenario. En las zonas donde no hay puntos de control cada escenario tiene una distribución lateral diferente y probable. La geometría en la distribución de la propiedad está relacionada con la dirección preferencial de depositación de los sistemas sedimentarios y coeficiente de correlación entre la presión de poro y porosidad en cada unidad estratigráfica. Cada parasecuencia tiene un comportamiento característico promedio de presión de poro que oscila entre 9.019 a 10.143 psi en el escenario 1; entre 8.269 a 9.772 psi en el escenario 2 y 8.846 a 10.062 psi en el escenario 3 (Tabla N° 6).

Los valores promedios de presión de poro más bajos corresponden a las unidades estratigráficas asociadas con depósitos de canales distributarios, seguido por islas de barrera y barras costeras. Esta respuesta obedece a la estrategia de cañoneo y drenaje actual en el yacimiento, pues el 50% de las completaciones, drenaje y caída de presión está referido a las rocas de mejor calidad, características de sistemas de canales distributarios, un 32% en rocas depositadas en islas de barrera y 16% en barras costeras.

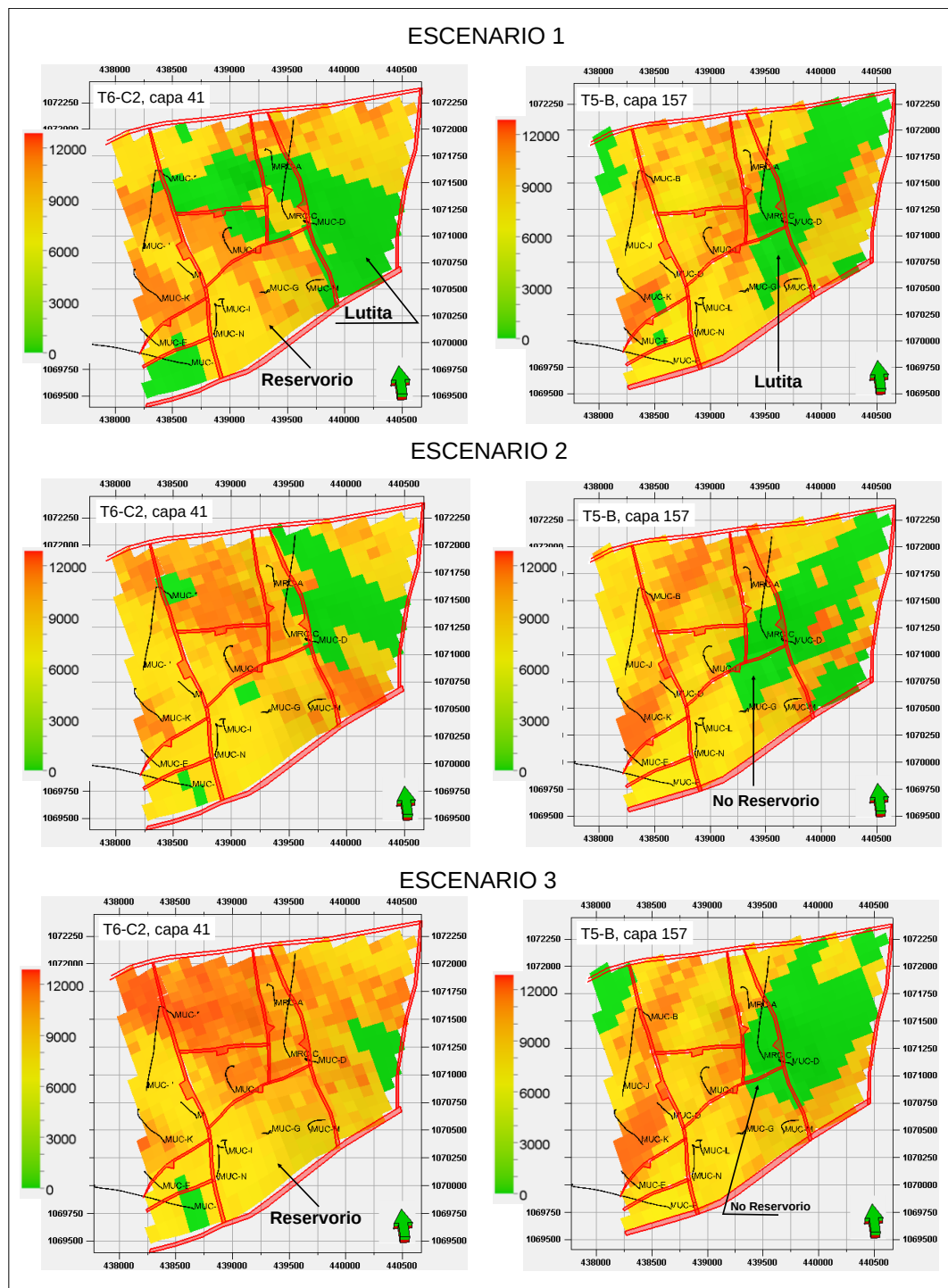


Figura N° 61. Comparación de Pp_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3

Tabla N° 6. Proporciones de Pp_3D promedio en los escenarios 1, 2 y 3

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Presión de Poro Pp_3D (psi)		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
T6-D1	Lutita marina	9.162	8.269	8.846
T6-D2	Lutita marina	9.019	8.658	9.700
T6-C	Barras costeras	9.286	9.123	9.626
T6-C2	Isla de barrera	9.100	9.227	9.421
T6-B	Canales distributarios	9.217	9.231	9.208
T6-A	Canales distributarios	9.366	8.980	9.078
T5-C	Canales distributarios	9.228	9.184	9.135
T5-B	Canales distributarios	9.067	9.210	9.180
T5-A	Canales distributarios	9.024	9.144	9.243
T4-B	Barras costeras	9.361	9.481	9.389
T4-A	Isla de barrera	9.492	9.512	9.478
T3-C	Barras costeras	9.595	9.772	9.663
T3-C1	Isla de barrera	9.821	9.521	9.753
T3-C2	Barras costeras	9.945	9.668	9.772
T3-B/B1/B2	Barras costeras	9.956	9.475	9.843
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	10.143	9.661	10.062
T1-B/T2-A	Canales distributarios	9.725	9.386	9.403

7.2.4.7 Simulación de esfuerzos (σ_h _3D y σ_H _3D)

El esfuerzo horizontal mínimo (σ_h _3D) se simuló condicionado a la malla de Pp_3D, teniendo en cuenta la relación teórica entre el esfuerzo horizontal mínimo con la presión de poro. Mientras que el esfuerzo horizontal máximo (σ_H _3D) se propagó con la tendencia previamente definida del σ_h _3D. Los criterios utilizados están soportados con gráficos cruzados y Ecuación 10.

Parte de los resultados se muestran en la Figura N° 62 y Figura N° 63, en donde se observa para cada escenario diferentes respuestas de propagación en las capas 41 (T6-C2) y 157 (T5-B) de las variables σ_h _3D y σ_H _3D. En los escenarios de simulación se honra la información de los pozos y se mantiene la tendencia general de los sistemas sedimentarios, sin embargo, la propagación en las zonas donde no hay pozos, es diferente pero probable. En general, la tendencia de propagación de las

variables σ_h _3D y σ_H _3D, es que aumenta hacia el norte (zona donde se encuentran los pozos MUC-B y MRC-A) y es más bajo hacia el sur (pozos MUC-N, MUC-F). Evidentemente, esto obedece al efecto de sobrecarga que es mayor hacia el norte.

Los valores promedios del σ_h _3D son variables y dependen de la unidad estratigráfica y sistema sedimentario predominante. En el escenario 1, los valores oscilan entre 12.471 a 14.564 psi. En el escenario 2, los valores promedios están en el orden de 12.518 a 14.577 psi; mientras que en el escenario 3 oscila entre 13.011 a 14.774 psi. La diferencia promedio global entre un escenario y otro, fue estimada en 1%; y máximo de 6% entre escenario por parasecuencia (Tabla N° 7).

Para el σ_H _3D, los rangos de valores promedio calculados en las diferentes unidades estratigráficas varían dependiendo de las características físicas de las rocas. En el escenario 1, los valores promedio de σ_H _3D están entre 14.635 a 17.050 psi con una media global de 16.068 psi. El escenario 2, presenta una variabilidad similar, pero con rangos mínimos y máximos promedios de 14.797 y 17.063 psi con promedio global de 16.267 psi. Por último, en el escenario 3, el rango de datos promedios oscila entre 14.273 a 17.072 psi y promedio global de 16.231 psi (Tabla N° 8).

Un resultado interesante es que la respuesta del σ_h _3D y σ_H _3D está ligeramente relacionada con los sistemas sedimentarios dominantes en cada parasecuencia. Por ejemplo los depósitos de barras costeras presentan las magnitudes de valores promedios más altos de esfuerzo horizontal. Seguido por islas de barreras y canales distributarios.

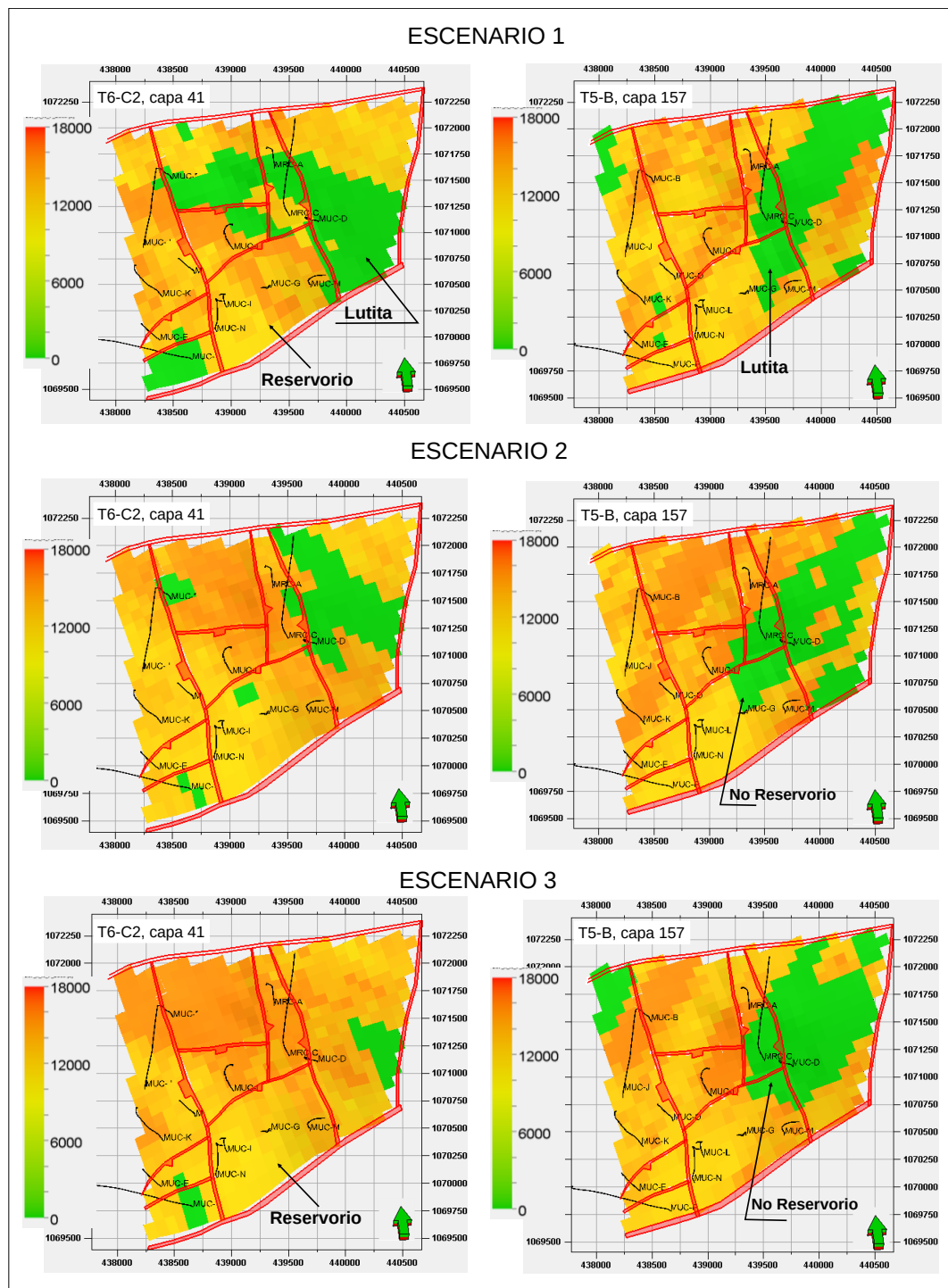
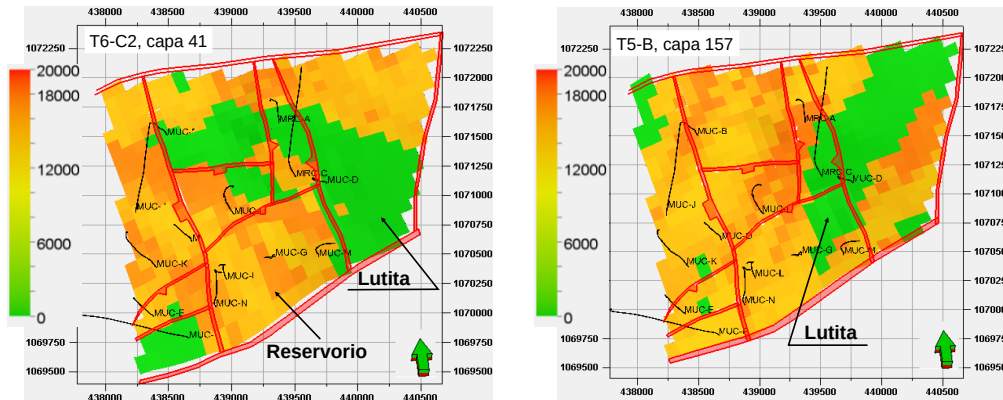
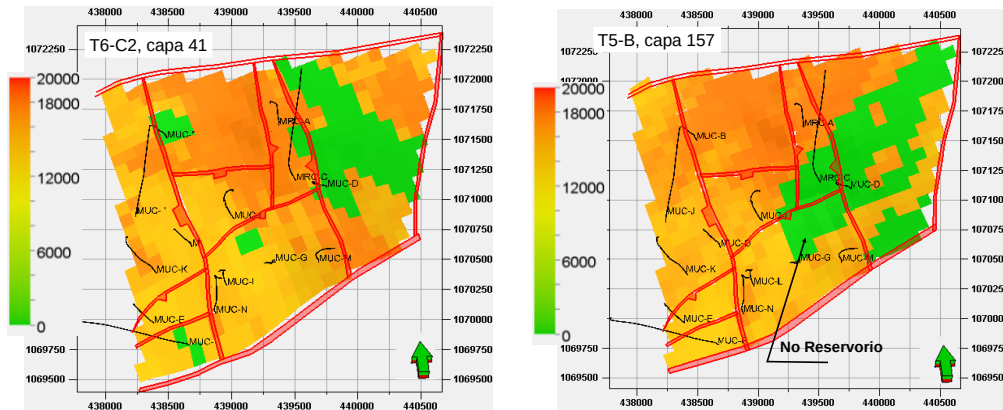


Figura N° 62. Comparación de σ_{h_3D} en los escenarios 1, 2 y 3

ESCENARIO 1



ESCENARIO 2



ESCENARIO 3

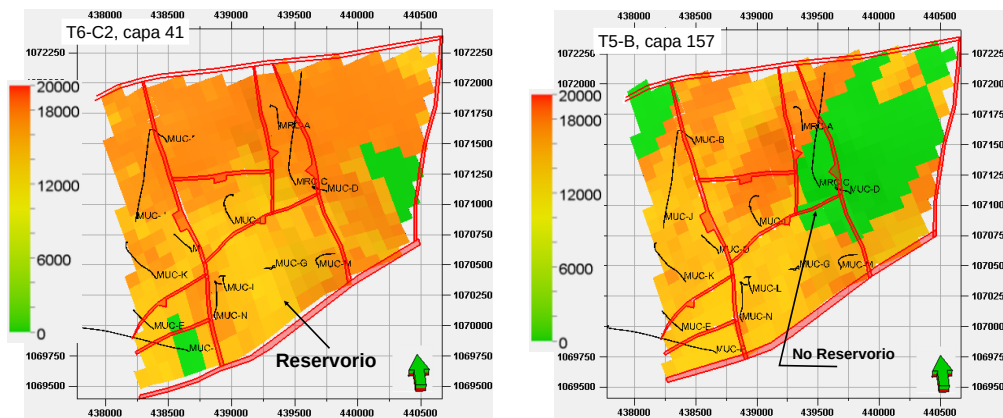


Figura N° 63. Comparación de σ_{H_3D} en los escenarios 1, 2 y 3

Tabla N° 7. Proporciones de σ_{h_3D} promedio en los escenarios 1, 2 y 3

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Esfuerzo horizontal mínimo 3D (psi)		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
T6-D1	Lutita marina	12.479	12.518	13.011
T6-D2	Lutita marina	13.145	12.648	13.458
T6-C	Barras costeras	13.369	13.368	13.406
T6-C2	Isla de barrera	13.224	13.477	13.533
T6-B	Canales distributarios	13.449	13.616	13.522
T6-A	Canales distributarios	13.846	13.746	13.737
T5-C	Canales distributarios	13.562	13.834	13.662
T5-B	Canales distributarios	13.481	13.610	13.639
T5-A	Canales distributarios	13.422	13.672	13.738
T4-B	Barras costeras	13.834	13.944	14.115
T4-A	Isla de barrera	13.826	14.014	13.982
T3-C	Barras costeras	14.149	14.053	14.076
T3-C1	Isla de barrera	14.000	13.328	14.102
T3-C2	Barras costeras	14.415	14.495	14.436
T3-B/B1/B2	Barras costeras	14.431	13.782	14.075
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	14.434	14.418	14.496
T1-B/T2-A	Canales distributarios	14.564	14.577	14.774

Tabla N° 8. Proporciones de σ_{H_3D} promedio en los escenarios 1, 2 y 3

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Esfuerzo horizontal máximo 3D (psi)		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
T6-D1	Lutita marina	14.672	14.797	14.273
T6-D2	Lutita marina	14.635	15.569	15.462
T6-C	Barras costeras	15.249	15.668	15.572
T6-C2	Isla de barrera	15.660	15.921	15.975
T6-B	Canales distributarios	15.829	16.095	16.188
T6-A	Canales distributarios	16.194	16.054	16.195
T5-C	Canales distributarios	15.840	16.069	16.047
T5-B	Canales distributarios	15.810	16.143	16.127
T5-A	Canales distributarios	15.901	16.117	16.217
T4-B	Barras costeras	16.149	16.549	16.529
T4-A	Isla de barrera	16.428	16.669	16.597
T3-C	Barras costeras	16.703	17.003	16.698
T3-C1	Isla de barrera	16.738	16.658	16.657
T3-C2	Barras costeras	16.841	16.898	16.775
T3-B/B1/B2	Barras costeras	16.998	16.693	16.846
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	16.460	16.572	16.695
T1-B/T2-A	Canales distributarios	17.050	17.063	17.072

7.2.4.8 Variables U_{3D} , YH_{3D} y m_{3D}

La resistencia efectiva de la roca (U_{3D}) se obtuvo a partir de la malla de UCS_{3D} con la finalidad de mantener la heterogeneidad lateral y vertical de la resistencia compresiva no confinada simulada. En la Figura N° 64, se muestra un ejemplo del resultado obtenido en las capas 41 y 157 para los escenarios 1, escenario 2 y escenario 3. En estos ejemplos, se visualiza la geometría y comportamiento diferente de cada escenario, pero se mantiene la tendencia principal generada en la malla de UCS_{3D} . Los valores promedios de U_{3D} por unidad estratigráfica y sistema sedimentario, se resumen en la Tabla N° 9. El promedio de resistencia efectiva de la roca en el escenario 1, es de 4.612 psi; en el escenario 2 se calcula en 4.577 psi, mientras que en el escenario 3 es 4.279 psi.

Por otro lado, la relación del esfuerzo horizontal máximo con presión de yacimiento inicial (YH_{3D}) se muestra en la Figura N° 65. De la observación de los datos por cada escenario se resume dos comportamientos claros en la distribución porcentual (bimodal) de los datos. Los rangos de valores mínimo y máximo oscilan entre 1,13 y 1,60. El promedio global en el escenario 1 es de 1,35, mientras que, para el escenario 2 y escenario 3, se estimó en 1,37.

En cuanto a los resultados del radio de cambio de la caída de presión crítica con el desprendimiento del yacimiento (m_{3D}) se mantiene el comportamiento bimodal en la distribución de los datos, debido a que es una variable que depende del YH_{3D} . Para las diferentes unidades estratigráficas y escenarios los valores obtenidos de m_{3D} son negativos, lo que implica que el desprendimiento en el yacimiento es menos importante que la caída de presión en la producción de arena. Los valores promedios mínimos y máximo oscilan entre -0,61 y -0,27. El promedio global para los escenarios 1, 2 y 3 es de -0,50, -0,52 y -0,51, respectivamente (Figura N° 66).

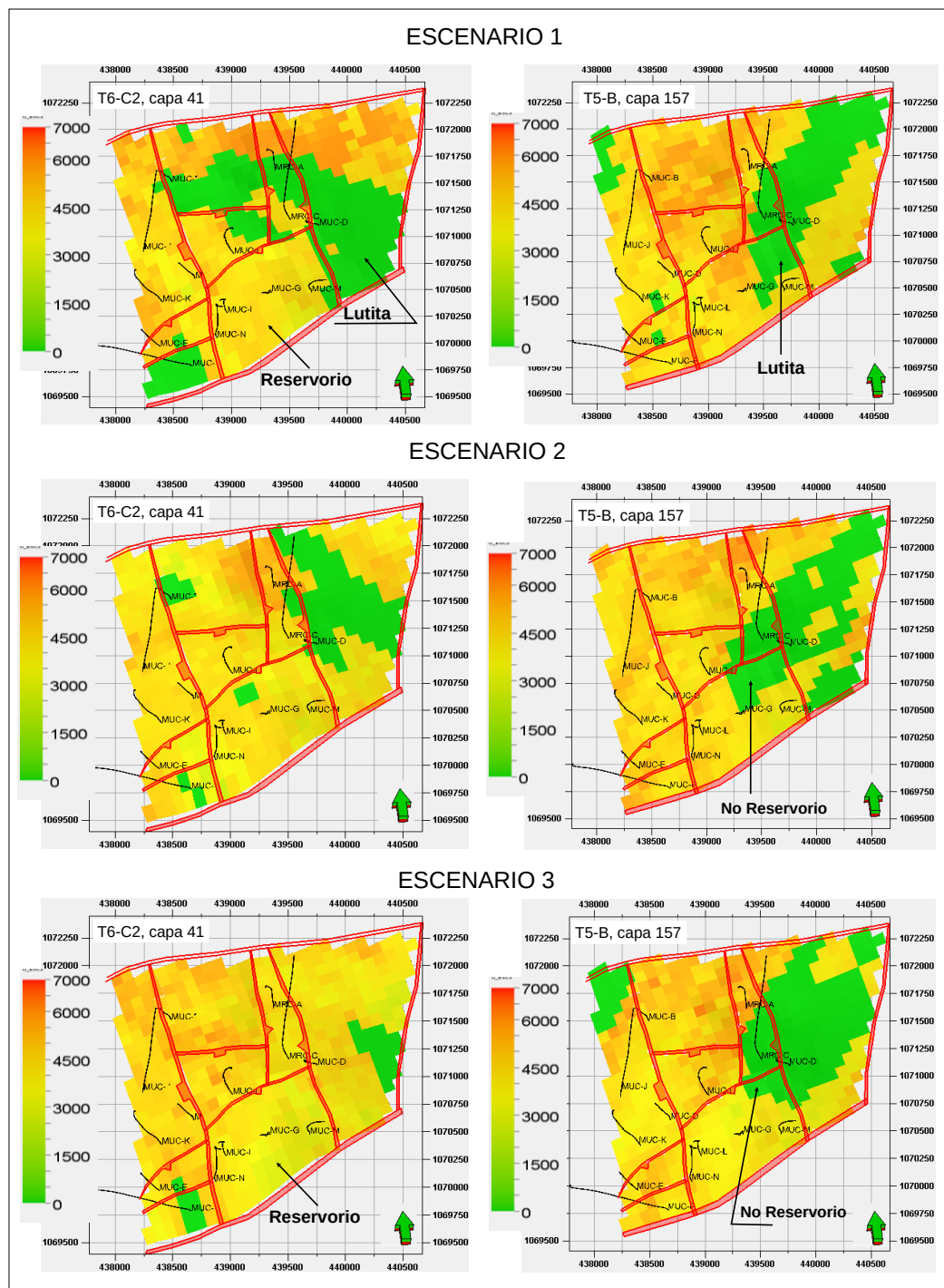
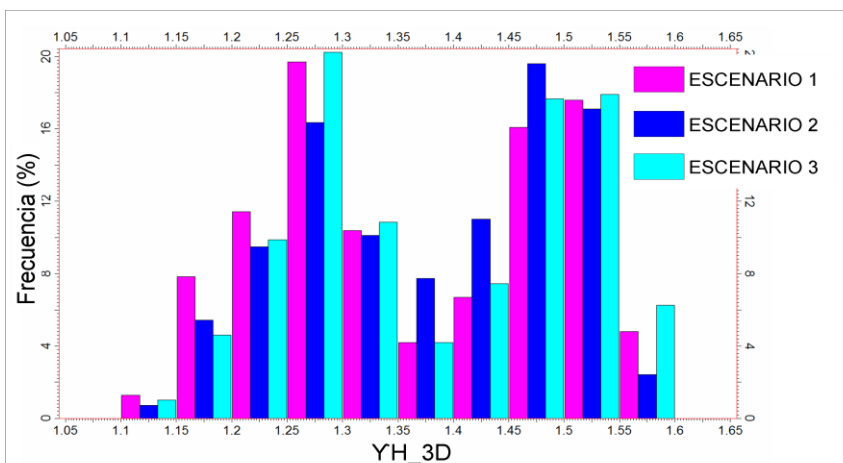


Figura N° 64. Comparación de U_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3

Tabla N° 9. Proporciones de U_3D promedio en los escenarios 1, 2 y 3

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Resistencia efectiva U_3D (psi)		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
T6-D1	Lutita marina	3.965	3.859	3.649
T6-D2	Lutita marina	4.586	4.415	3.863
T6-C	Barras costeras	4.222	4.063	4.178
T6-C2	Isla de barrera	4.548	4.470	4.287
T6-B	Canales distributarios	4.321	4.210	4.171
T6-A	Canales distributarios	4.439	4.471	4.178
T5-C	Canales distributarios	4.406	4.551	4.175
T5-B	Canales distributarios	4.492	4.522	4.157
T5-A	Canales distributarios	4.386	4.352	4.154
T4-B	Barras costeras	4.423	4.382	4.085
T4-A	Isla de barrera	4.429	4.388	4.324
T3-C	Barras costeras	4.604	4.611	4.304
T3-C1	Isla de barrera	4.667	4.693	4.489
T3-C2	Barras costeras	4.652	4.733	4.487
T3-B/B1/B2	Barras costeras	5.372	5.219	4.534
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	5.427	5.337	4.559
T1-B/T2-A	Canales distributarios	5.464	5.534	5.155



Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Relación YH_3D		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
T6-D1	Lutita marina	1,24	1,25	1,20
T6-D2	Lutita marina	1,23	1,31	1,30
T6-C	Barras costeras	1,29	1,32	1,31
T6-C2	Isla de barrera	1,32	1,34	1,35
T6-B	Canales distributarios	1,33	1,36	1,36
T6-A	Canales distributarios	1,37	1,35	1,37
T5-C	Canales distributarios	1,34	1,35	1,35
T5-B	Canales distributarios	1,33	1,36	1,36
T5-A	Canales distributarios	1,34	1,36	1,37
T4-B	Barras costeras	1,36	1,40	1,39
T4-A	Isla de barrera	1,38	1,41	1,40
T3-C	Barras costeras	1,41	1,43	1,41
T3-C1	Isla de barrera	1,41	1,40	1,40
T3-C2	Barras costeras	1,42	1,42	1,41
T3-B/B1/B2	Barras costeras	1,43	1,41	1,42
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	1,39	1,40	1,41
T1-B/T2-A	Canales distributarios	1,44	1,44	1,44

Figura N° 65. Comparación de YH_3D en los escenarios 1, 2 y 3

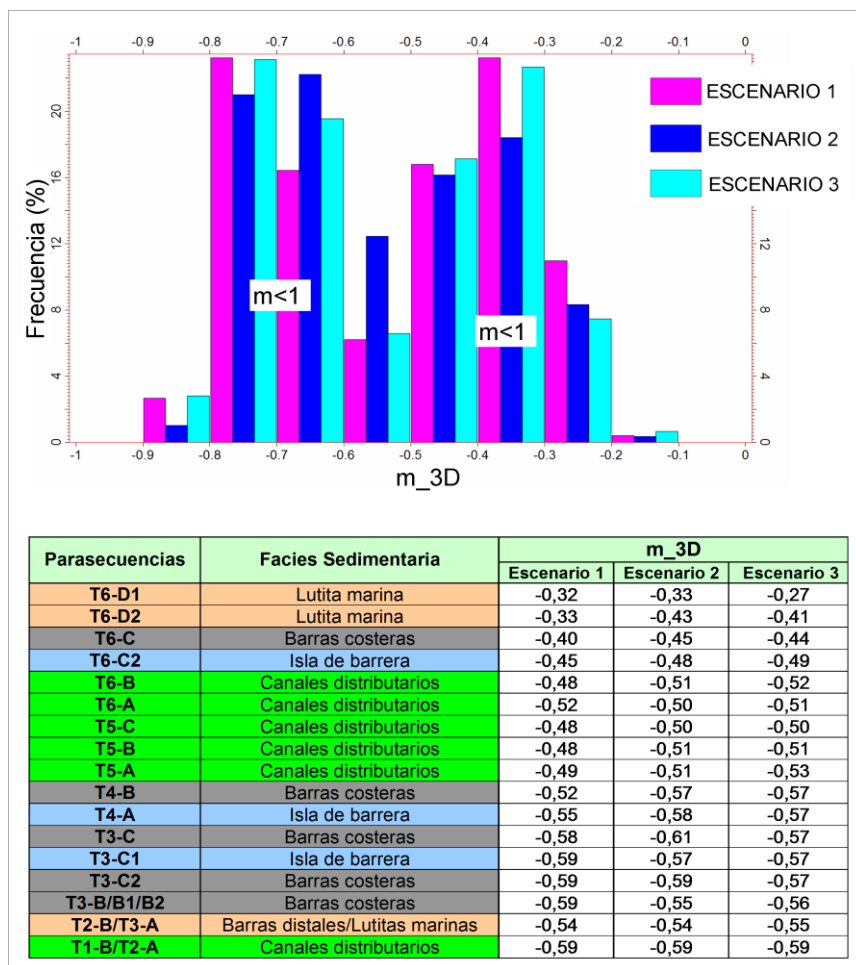


Figura N° 66. Comparación de m_{3D} en los escenarios 1, 2 y 3

7.4.2.9 Caída de presión crítica (CDP_3D)

Con base en la secuencia metodológica establecida en este trabajo de investigación y la expresión matemática mencionada en el capítulo de Fundamentos Teóricos, se procedió a estimar la caída de presión crítica (CDP_3D) para cada unidad estratigráfica y escenarios.

En general, para cada escenario se cumple que las zonas con mayor de caída de presión se ubica al norte de los pozos MUC-J, MUC-I, MRC-C, MUC-D y localmente el pozo MUC-N. Mientras que, en la zona donde se encuentran los pozos MUC-E, MUC-G, MUC-M están presentes niveles bajos de CDP_3D. Un ejemplo de los resultados se puede visualizar en la Figura N° 67, en donde se visualiza la distribución lateral y geometría del CDP_3D en las capas de referencia 41 (T6-C2) y 157 (T5-B). Cada escenario tiene una muestra probable de la distribución de la caída de presión crítica controlada por los datos de pozo y que se extrapola dependiendo de la heterogeneidad lateral y vertical de las diferentes mallas 3D (P_y _3D, U _3D, A _3D, σ_h _3D y σ_H _3D). En promedio, los valores mínimos y máximos de CDP_3D oscilan entre 6.083 y 1.699 psi.

Cada escenario tiene una distribución lateral característica. En el escenario 1, se estima que la caída de presión crítica está en promedio entre 4.342 y 4.761 psi. Para el escenario 2 se tiene estimado entre 4750 a 4757 psi. Mientras que en el escenario 3, se estima que la caída de presión crítica promedio está en entre 4.321 y 4.809 psi. En la Tabla N° 10, se muestra un resumen de los valores promedios de CDP_3D para cada unidad estratigráfica.

Por unidad estratigráfica el rango mínimo y máximo de CDP_3D oscilan entre 1.699 a 5.591 psi para el escenario 1. En el escenario 2 esta comprendido entre 3001 a 6083 psi y en el escenario 3, los rangos varían entre 1.987 a 5.587 psi.

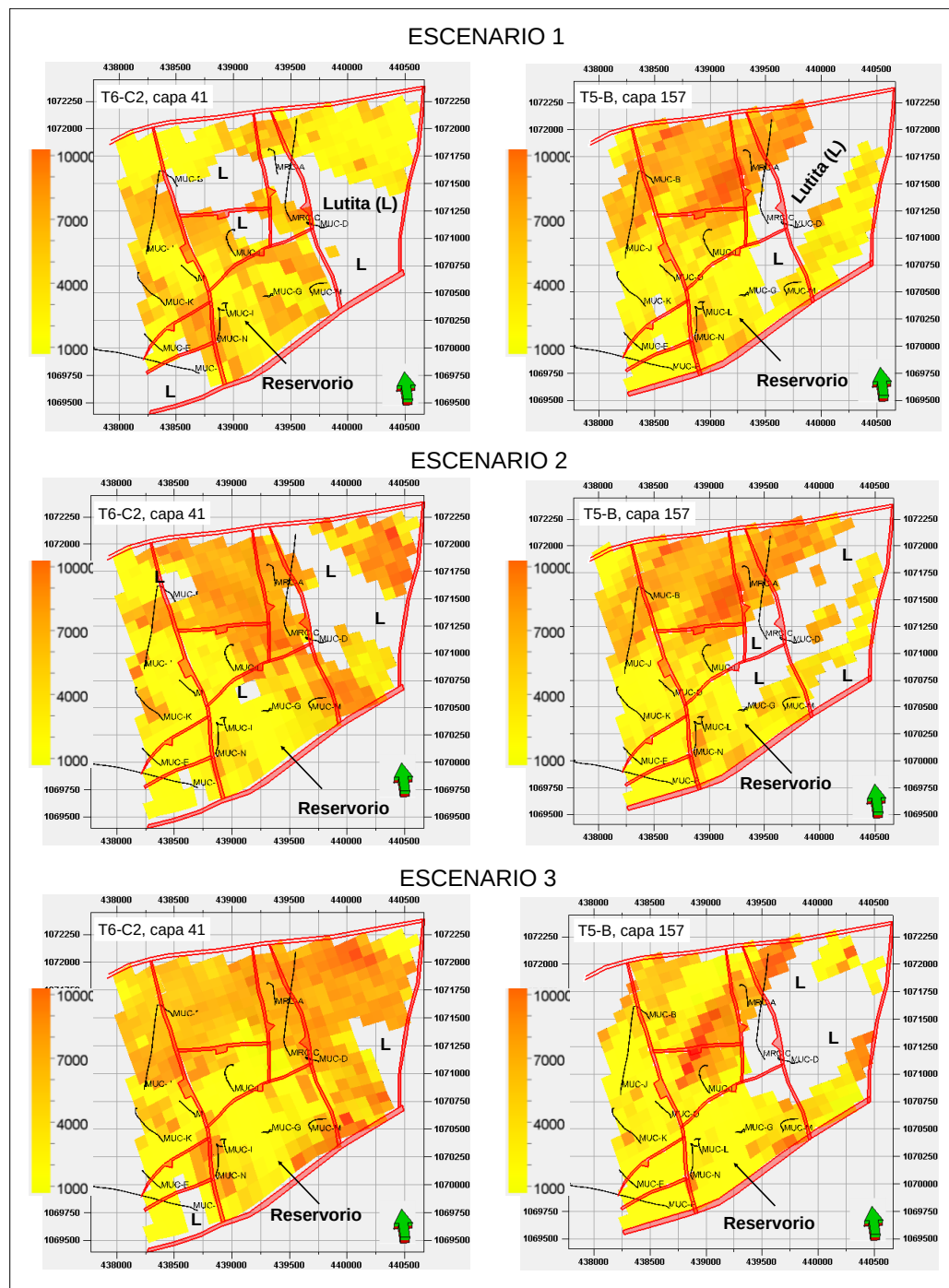


Figura N° 67. Comparación de CDP_3D en los escenarios 1, 2 y 3

Tabla N° 10. Caída de presión crítica promedio por parasecuencia

Facies Sedimentaria	Caída de presión crítica para la presión inicial del yacimiento CDP_3D (psi)		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Lutita marina	2.689	3.001	1.987
Lutita marina	1.699	4.073	3.675
Barras costeras	3.193	4.169	3.826
Isla de barrera	3.904	4.342	4.501
Canales distributarios	4.330	4.830	5.160
Canales distributarios	4.714	4.457	4.894
Canales distributarios	4.149	4.332	4.674
Canales distributarios	4.120	4.700	4.911
Canales distributarios	4.434	4.736	5.077
Barras costeras	4.675	5.441	5.532
Isla de barrera	5.268	5.665	5.583
Barras costeras	5.495	6.083	5.587
Isla de barrera	5.591	5.465	5.445
Barras costeras	5.440	5.411	5.329
Barras costeras	5.074	4.926	5.480
Barras distales/Lutitas marinas	4.011	4.255	4.970
Canales distributarios	5.032	4.976	5.118

7.4.2.10 Presión crítica de arenamiento (Pre.crit_3D) y presión crítica de fondo fluyente (CBHP_3D)

La presión crítica de arenamiento y presión crítica de fondo fluyente para la presión de yacimiento inicial son los productos finales y objeto principal del estudio que permitirá la predicción del fenómeno de arenamiento en pozos existentes y futuros según el esquema de explotación actual. En esta sección se mostrará de forma resumida los resultados más relevantes para los escenarios 1, 2 y 3 de simulación de la presión, a la cual comienza a producirse el desprendimiento de arena en los pozos y el yacimiento. Además, de las zonas con mayor probabilidad de ocurrencia predictiva del fenómeno, bajo las condiciones de presión actual.

En la Figura N° 68 y Figura N° 69, se presenta una vista en planta comparativa de la Pre.crit_3D y CBHP_3D en las capas 41 y 157 del escenario 1, escenario 2 y escenario 3. Es importante recordar que las mallas de Pre.crit_3D y CBHP_3D están representadas por 415 capas. Por lo tanto, se muestra un extracto de los resultados obtenidos. En las imágenes se visualiza la respuesta de las variables estudiadas relacionada con la roca reservorio (arenisca) y lutita (L), así como, la variabilidad lateral y vertical característica en cada capa. Los valores altos de Pre.crit_3D y CBHP_3D se asocian a color anaranjado a rojizo, mientras que valores bajos al color amarillo.

En general, se espera valores promedio bajos de Pre.crit_3D en el orden de 2.000 a 4.000 psi en la zona norte (MUC-B, MRC-A, MRC-C y MUC-D) y localmente en la zona de los pozos MUC-N y MUC-L. Mientras que, en las zonas de los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-G, MUC-M MUC-I, MUC-K y MUC-J, se estimó valores entre 4.000 a 6.000 psi.

En cuanto a la CBHP_3D, se espera valores promedio relativamente bajos en el orden de 4.500 a 6.000 psi en la zona norte (MUC-B, MRC-A, MRC-C y MUC-D). Localmente en la zona de los pozos MUC-N y MUC-L presentan valores de 6.000 a 7.000 psi. Mientras que, en las zonas de los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-G, MUC-M, MUC-I, MUC-K y MUC-J presentan valores mayores a 7.000 psi.

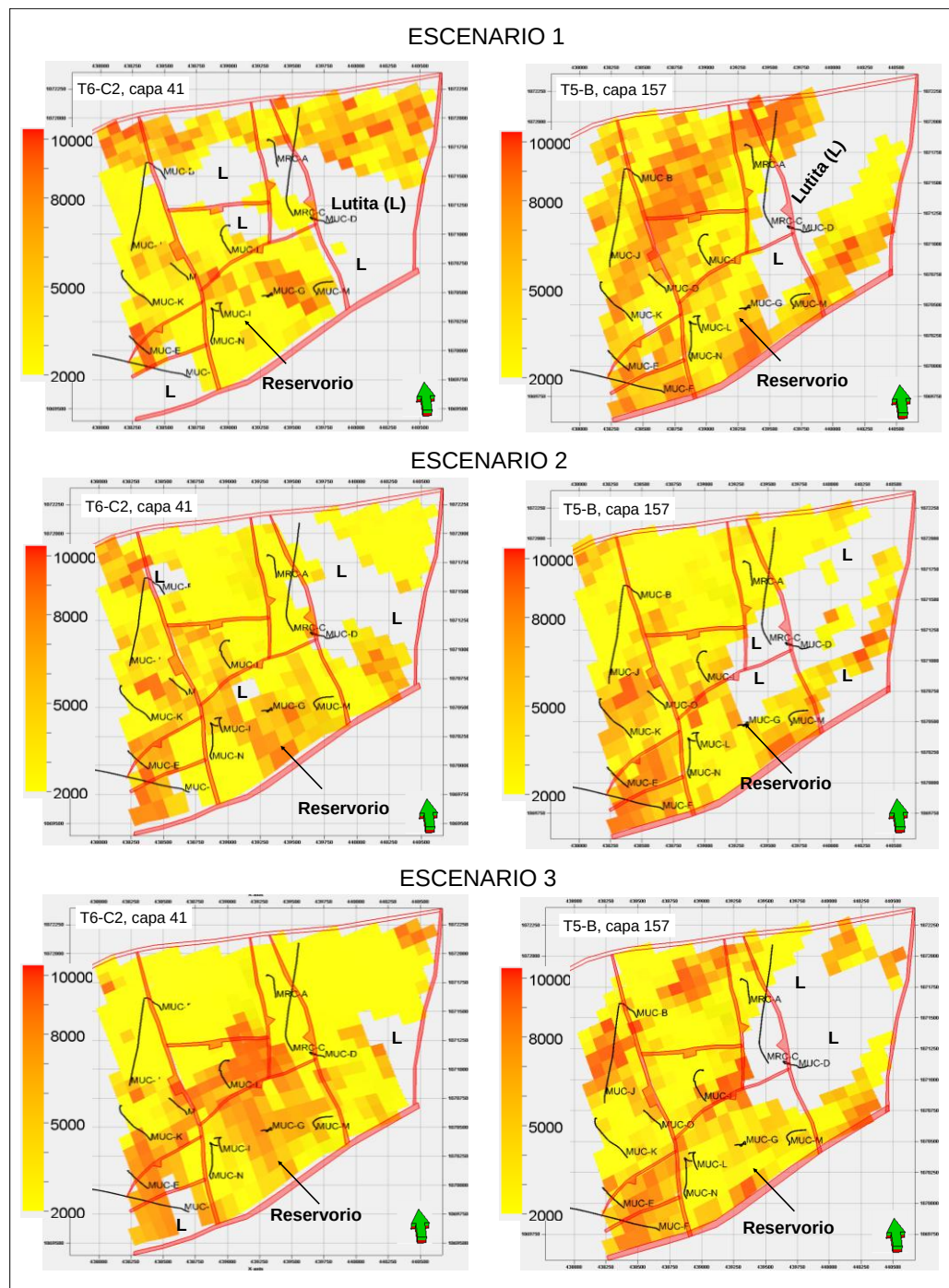
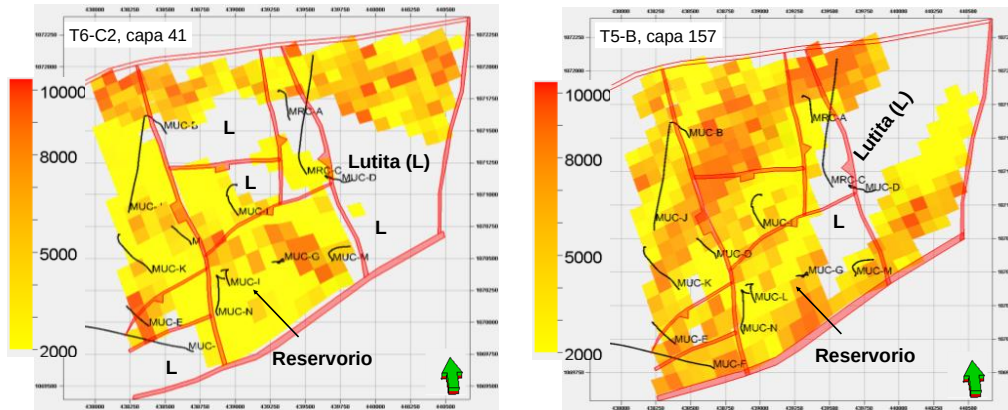
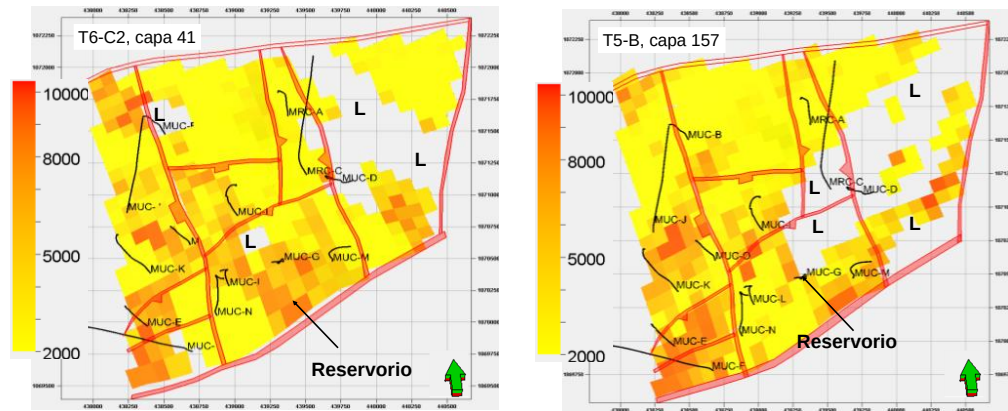


Figura N° 68. Comparación de Pre.crit_3D en los escenarios 1, 2 y 3

ESCENARIO 1



ESCENARIO 2



ESCENARIO 3

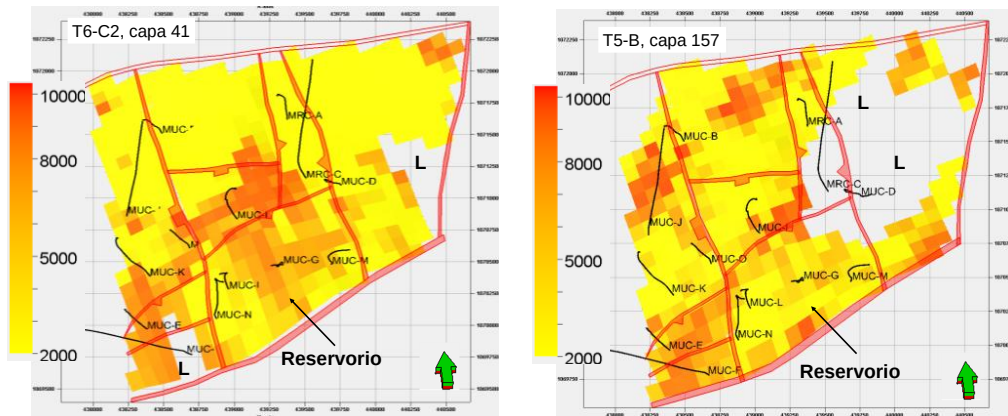


Figura N° 69. Comparación de CBHP_3D en los escenarios 1, 2 y 3

En la Figura N° 70, se representa el gráfico de producción de arena para los valores promedios globales de Pre.crit_3D y CBHP_3D (A), así como, los valores promedios de Pre.crit_3D y CBHP_3D (B) para cada parasecuencia. En la imagen (A) se resume que cuando CBHP_3D baja hasta 8.086 psi (depósitos de barras distales) y 6.686 psi (depósitos de canales distributarios, islas de barrera y barras costeras) con una presión de yacimiento inicial (Py_3D) de 11862 psi, los pozos estarían en o cerca de la fase de producción de arena, ya que la presión actual de yacimiento promedio es de 6.515 psi). Estos datos sugieren la presencia de arena en tubería o separadores.

Cuando el pozo alcance la Pre.crit_3D promedio global de 3.728 a 4.085 psi (depósitos de barras distales) y 3.097 a 3.681 psi (depósitos de canales distributarios, islas de barrera y barras costeras), el yacimiento no tolera ninguna caída de presión CDP_3D y falla de formación. Por consiguiente, la producción de arena se intensificará. La imagen (B) muestra la variabilidad de los valores promedios de Pre.crit_3D y CBHP_3D obtenidos para cada unidad estratigráfica y los escenarios 1, 2 y 3.

Un extracto del comportamiento dinámico en el yacimiento se puede visualizar en la Figura N° 71, en donde se ilustra el volumen de petróleo acumulado (A) y mapa promedio de presión de yacimiento en los pozos objeto de estudio. De la imagen (A) se deduce que los mejores pozos productores de petróleo se encuentran ubicados en la zona central y oeste con tasas superiores a 2.000 BD. La excelente producción de los pozos es debido a que están completados en parasecuencias con buenas propiedades petrofísicas asociadas a canales distributarios, barras costeras e islas de barrera. Mientras que en la imagen (B), se resume la variación lateral de la presión del yacimiento con valores entre 6.500 a 7.500 psi en la parte suroeste (zona de pozos MUC-F, MUC-E y MUC-N). Es evidente que la zona de baja presión responde al efecto de drenaje y agotamiento generado por los pozos productores en la imagen (A). En la zona central, las presiones pueden oscilar entre 7.500 a 9.300 psi (pozo

MUC-D) y zona de altas presiones (mayor a 10.000 psi) en la parte norte del área de estudio, específicamente, en los pozos MUC-B, MRC-A y MRC-C (zona de pozos inyectores de agua que están asociados al proyecto de inyección y mantenimiento de presión del yacimiento).

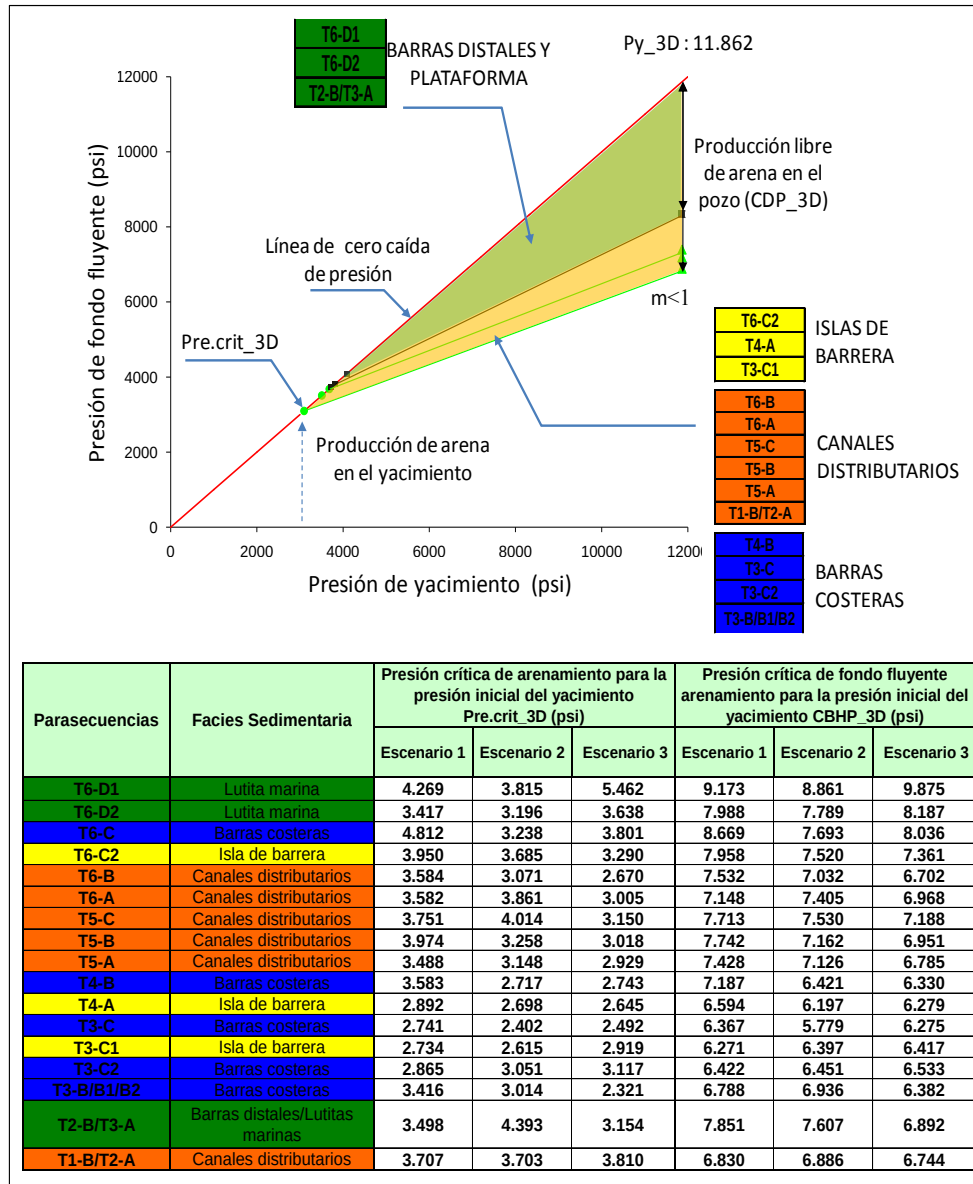


Figura N° 70. Gráfica de producción de arena, comparación de Pre.crit_3D y CBHP_3D en los escenarios 1, 2 y 3

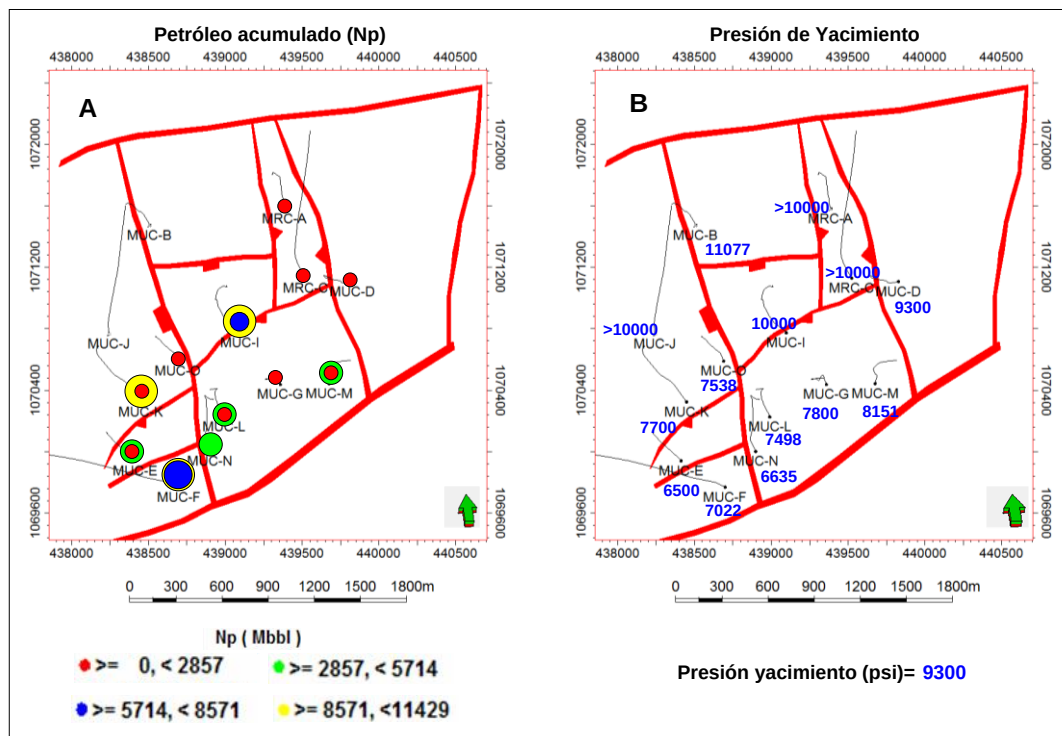


Figura N° 71. Mapas de petróleo acumulado y presión de yacimiento.

Con base en la información del comportamiento de producción, presión actual de los yacimientos, presión de fondo fluente crítica para condiciones de presión inicial (CBHP_3D) y presión crítica de arenamiento (Pre.crit_3D) se realizaron mapas de probabilidad de arena en los pozos y yacimiento.

En la Figura N° 72, se muestra la interpretación conceptual de la probabilidad de producción de arena en los pozos que integra los resultados de CBHP_3D de los escenarios 1, 2 y 3. Se clasifica la probabilidad en muy alta, alta, media y baja. La zona con menor probabilidad se ubica en la parte norte donde se encuentran los pozos MUC-B y MRC-A. Una zona central con probabilidad media a alta donde están los pozos MUC-D, MRC-C, MUC-I, MUC-O, MUC-K y una zona con muy alta probabilidad donde se ubican los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-N, MUC-G y en menor grado MUC-M.

Finalmente, en la Figura N° 73, se muestra el mapa conceptual promedio de probabilidad de producción de arena en el yacimiento en función a la presión actual del yacimiento, Pre.crit_3D y escenarios; con una alta probabilidad en la zona suroeste del área de estudio, específicamente en los pozos MUC-E y MUC-N. La zona con una probabilidad media esta representada por un sector localizado en los pozos MUC-G y MUC-M. La zona con baja probabilidad está representada por los pozos MUC-K, MUC-O y MUC-I y muy baja al norte de los pozos MUC-D, MRC-C y MUC-B.

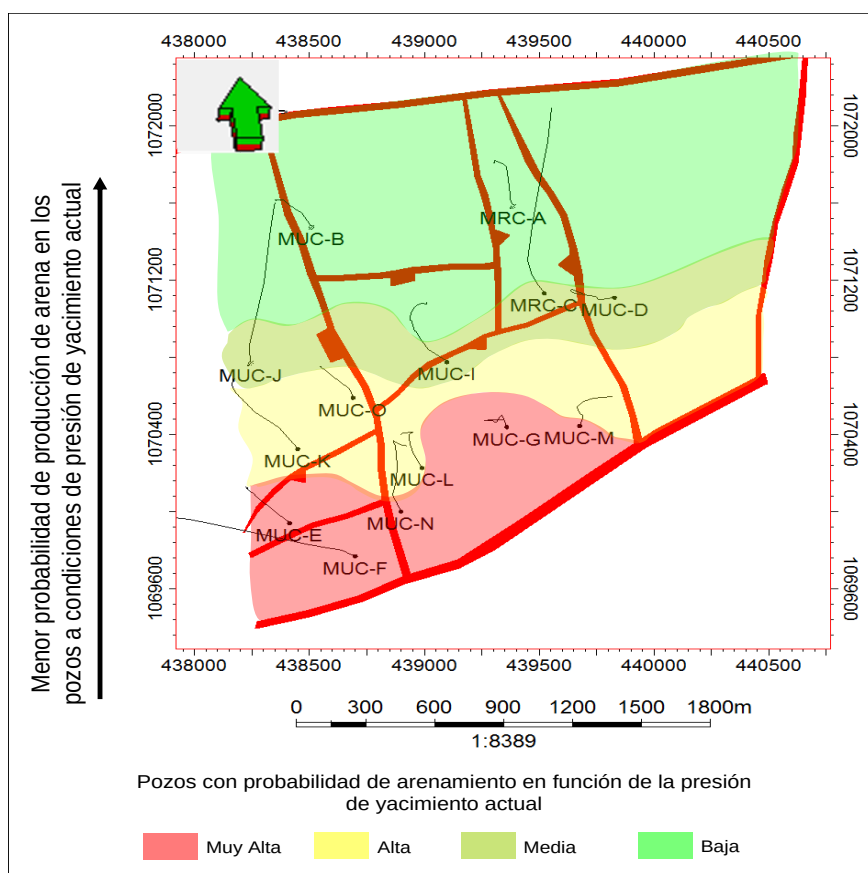


Figura N° 72. Mapa esquemático de probabilidad de arenamiento en los pozos

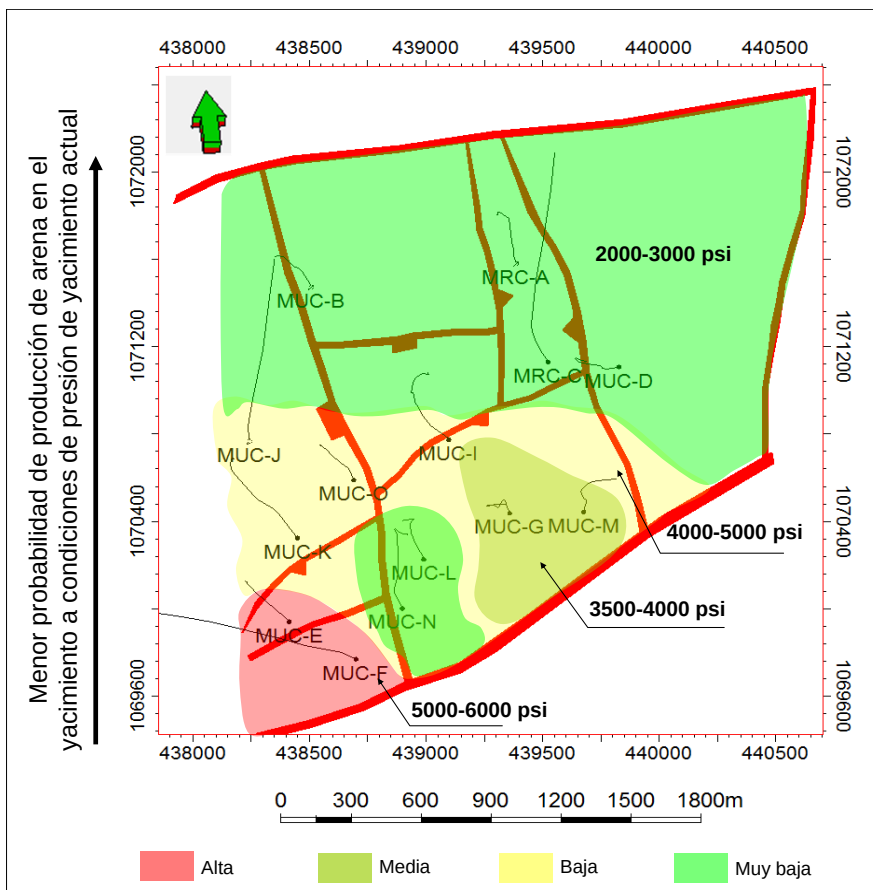


Figura N° 73. Mapa esquemático de probabilidad de arenamiento en el yacimiento

8. CONCLUSIONES

1. Si se aumenta la tasa de flujo y el diferencial de presión en los pozos con alta probabilidad de arenamiento, se agravará la perturbación en el sistema poroso con inevitable expulsión de arena, crecimiento de la cavidad y eventual inestabilidad hasta que llega a un valor crítico de arenamiento del pozo.
2. En los pozos donde se producen variaciones bruscas no controladas de las tasas de producción en cortos períodos de tiempo, debido a las aperturas y cierres de los mismo por cambios injustificados de reductores, o donde ocurran una baja de presión de fondo fluyente que generan aumentos del gradiente de presión en la cara de la arena, tienden a convertirse en pozos productores de arenas.
3. Las zonas con mayor probabilidad de que ocurra el fenómeno de arenamiento en el pozo o yacimiento está asociado al sector donde se encuentran los pozos MUC-E, MUC-N y MUC-G.
4. Al integrar los resultados obtenidos de Pre.crit_3D, CBHP_3D con la presión de yacimiento actual, se deduce que actualmente a nivel de los pozos debe estar ocurriendo el fenómeno de arenamiento, especialmente en los pozos MUC-E y MUC-F.
5. La presión crítica de arenamiento (Pre.crit_3D) varía dependiendo de la unidad estratigráfica y sistema sedimentario predominante, con valores que oscilan entre 2.000 a 4.000 psi en la zona norte; específicamente donde se encuentran los pozos MUC-B, MRC-A, MRC-C y MUC-D. Mientras que en la zona sur donde se ubican los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-G, MUC-M, MUC-I, MUC-J y MUC-K, se estiman valores entre 4.000 a 6.000 psi.

6. En depósitos de barras distales el promedio global de Pre.crit_3D es de 3.728 a 4.085 psi, mientras que en las unidades estratigráficas asociadas a canales distributarios, islas de barrera y barras costeras ronda entre 3.097 a 3.681 psi.

7. La presión de fondo fluyente crítica promedio de arenamiento para la presión inicial de yacimiento (CBHP_3D) en el escenario 1 es de 7.392 psi, en el escenario 2 se estima en 7.105 psi y en el escenario 3 ronda por los 7.053 psi. En la zona norte los valores promedio estimados están entre a 4.500 a 6.000 psi y localmente en los pozos MUC-N y MUC-L presenta valores de 6.000 a 7.000 psi. En la zona sur, los valores de CBHP_3D son mayores a 7.000 psi.

8. En las parasecuencias dominadas por barras distales, la presión de fondo fluyente crítica promedio de arenamiento en promedio es de 8.086 psi y en canales distributarios, islas de barrera y barras costeras es de 6.686 psi.

9. La diferencial porcentual promedio global de Pre.crit_3D y CBHP_3D entre los escenarios 1, 2 y 3, es de 10% y 5%, respectivamente.

10. La caída de presión crítica para la presión inicial de yacimiento (CDP_3D) promedio global estimada en el escenario 1 es de 4.342 a 4.761 psi. Para el escenario 2 fue de 4.750 a 4.757 psi, mientras que en el escenario 3 ronda entre 4.321 a 4.809 psi.

11. En el área de estudio, la zona que admite mayor CDP_3D corresponde al sector norte, es decir donde se encuentran los pozos MUC-J, MUC-I, MRC-C, MUC-D y localmente MUC-N. En la zona donde se ubican los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-G y MUC-M, se tienen CDP_3D mas bajos.

12. Los valores de CDP_3D por unidad estratigráfica varían entre 1.699 a 5.591 psi en el escenario 1. Para el escenario 2, el CDP_3D oscila entre 3.001 a 6.083 psi y por último en el escenario 3 está en el orden de 1.987 a 5.587 psi.

13. La resistencia compresiva no confinada, relación de Poisson, constante poroelástica y presión de poro en las unidades estratigráficas responden a la heterogeneidad del tipo de litofacies y porosidad. Por consiguiente, se simuló la presión de poro 3D y constante poroelástica 3D condicionado a la malla de porosidad, distribución de datos y variogramas.

15. La constante poroelástica depende de las facies sedimentarias. Los depósitos representados por canales distributarios, islas de barrera y barras costeras presentan valores promedios de 0,58 a 0,57. Mientras que, en barras distales es de 0,54.

9. RECOMENDACIONES

1. Se sugiere diseñar un plan de optimización de reductores a fin de controlar la caída de presión crítica en el yacimiento, especialmente en los pozos MUC-E, MUC-F, MUC-N, MUC-G, MUC-L y MUC-M.
2. Evaluar alternativas y estrategias de gerencia del activo que permitan minimizar el efecto del arenamiento en los pozos, a fin de que no se llegue al punto en que el yacimiento no tolera ninguna caída de presión.
3. Evaluar escenarios de mantenimiento de presión tomando en consideración las zonas con alta probabilidad de arenamiento en los pozos y el yacimiento con la finalidad de prevenir o minimizar el efecto negativo del desprendimiento de las partículas de arena y posterior arrastre por el fluido drenado del pozo.
4. Considerar una etapa de acoplamiento entre el modelos geológico 3D y simulación numérica de yacimientos, en donde se pueda sensibilizar el impacto de la caída de presión en el fenómeno de arenamiento y como afectaría estos resultados a los perfiles de producción a corto y largo plazo.
6. Incorporar técnicas de análisis estadísticos de datos como lógica difusa y transformaciones de tipo logarítmica de las variables continuas que permita entender y representar con mayor certeza en el modelaje estocástico, la distribución estadística de datos con comportamiento bimodal.
7. Realizar un análisis de anisotropía a partir de varriogramas experimentales con mayor detalle en las unidades estratigráficas a fin entender con mayor certidumbre la

variabilidad espacial de las propiedades geomecánicas; y tomar en cuenta estos resultados en la simulación de propiedades.

8. Realizar análisis de incertidumbre a las diferentes variables discretas (litofacies) y continuas (PHIE_3D, UCS_3D, Poisson_3D, P_p _3D, σ_h _3D, σ_H _3D, U_3D, ν _3D, A_3D, m_3D, YH_3D, CDP_3D, Pre.crit_3D y CBHP_3D) en estudio, tomando en consideración diferentes métodos empíricos de obtención de los datos, naturaleza de la distribución estadística, cantidad y calidad de los datos.

10 REFERENCIAS

- Abass, H., Habbtar, AH., Shebatalhamd, A. (2003). Sand control during drilling, perforation, completion and production. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 81492, 9-12.
- Addis, M.A. (1997). The stress-depletion response of reservoirs. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE-38720.
- Addis, M. A., Choi, X., Gunning, J. (1998). The Influence of the reservoir stress-depletion Response on the Lifetime Considerations of Well Completion Design. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 47289.
- Ali, A., Brown, T., Delgado, R., Lee D., Plum, D., Smirnov V., et al. (2003). Observación del cambio de las rocas: Modelado mecánico del subsuelo. Oilfield Review, 15, (2), 22-41.
- Américo, F. y Alvarelllos, J. (2011). Modelos geomecánicos 3D y su creciente aplicación en la industria petrolera. Revista de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil, 12 (1), 151.
- Bikash, K., Wang, J., Kisra, S., Li, J., Pistre, V., Bratton, T., et al. (2008). Estimation of formation stresses using borehole sonic data. 49 Annual Logging Symposium of the Society of Petrophysicists and well Log Analysts, Edinburgh, Scotland, 4-8.

Brudy, M. (1998). Determination of the state of stress by analysis of drilling-induced fractures results from the northern North Sea. Society of Petroleum Engineers Paper, SPE 47236, 1,141-149.

Chacón, A. (2008). Caracterización geomecánica y modelado de los macizos rocosos correspondientes al desarrollo de las obras subterráneas del sistema Caracas-Guarenas-Guatire. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Chang, C., Zoback, M.D., Khaksar, A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in Sedimentary Rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering, 51, 223-237.

Cole, R., y Ross, C. (1998). Sand stabilization and exclusion. In: Petroleum well construction, editorial Economides, Larry, M., and Dun-Norman, S.

Degrain, F., Richard, T., Germy, C. (2006). The Rock Strength Device: A scratching apparatus to determine rock properties. 7th National Congress on Theoretical and Applied Mechanics.

Deutsch, C., y Journel, A. (1993). Geostatistical software library and user is guide, Oxford University Press, New York.

Deutsch, C., y Journel, A. (1998). Geostatistical software library and user is guide, Oxford University Press, New York. 369.

Díaz, C., y Díaz, Y. (2002). Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el Área Mayor de Socororo. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Didier, R., y BS Grupo International Program. (2012). The Multivariate and non stationary Geoestadistic. Material de estudio, Lima, Perú, 308.

Documento Interno PDVSA Intevep. (2003). Modelo Estratigráfico-Sedimentológico del Campo Carito, Norte de Monagas. Los Teques, Venezuela: Carrillo, A., Maguregui, M., Oropeza J., y Aristóbulo, H.

Documento Interno PDVSA-Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, División Punta de Mata. (2013, 29 de Julio). Modelo Petrofísico de las formaciones Oligoceno y Cretáceo, campos El Carito y Mulata. Puerto la Cruz, Venezuela: Lira, M. y Vásquez, C.

Documento Interno PDVSA-Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, División Punta de Mata. (2013, Diciembre). Modelo Estratigráfico y Sedimentológico, Campos El Carito y Mulata. Puerto la Cruz, Venezuela: Vásquez, Y. y Maideu, E.

Eatón, B. (1969). Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 3552.

- Eva, A., Burke, K., Mann, P., Wadge, G. (1989). Four-phase tectonostratigraphic of the Southern Caribbean, *Marine and Petroleum Geology*, 6, 9-21.
- Falconi, R. (2010). Criterios de selección y control de arenas en la terminación de pozos inteligentes. Tesis de grado, Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Farquhar, R., Somerville, J., Smart, B.G.D. (1994). Porosity as a geomechanical indicator: An application of core and log data and rock mechanics. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 28853.
- Fjaer, A., Holt, P., Horsrud, A., Raaen, y Risnes, R. (2008). Petroleum related rock mechanics. (2 edition), Elsevier.
- Galván-García, E., Auvinet-Guichard, G. (2010). Modelo geoestadístico y geotécnico de la generación de emanaciones de hidrocarburos en el fondo marino de la Sonda de Campeche, México. *Ingeniería Investigación y tecnología*, ISSN 1405-7743 FI-UNAM, 12, (2), 223-234.
- García, J. (2006). Implementación de un modelo matemático de acoplamiento geomecánico en la simulación de yacimientos. Tesis de grado, Universidad del Zulia, Venezuela.
- González de Juana, C., Iturralde, J., Picar, X. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. (3ra edición). Caracas, Venezuela: (Editoriales Foninves).

- Guzmán, R. (2009). Determinación de diferenciales de presión críticos mediante análisis geomecánicos para el mejoramiento de los escenarios de producción del yacimiento K FUC-01, Campo el Furrial. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela.
- Hantschel, T., y Kauerauf A. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. 38-51.
- IFP y Beicip-Franlab. (2009). Geostatistics for reservoir characterization and modeling. Paris, France, 140.
- Mallet, J. (2008). Numerical Earth Models, European Association Geoscientists Engineers Publications, (3).
- Mallet. J. (2004). Space-time mathematical framework for sedimentary geology. Mathematical Geology, 36, (1), 32.
- Manzocchi T., Walsh, J., Nell, P., Yielding, G. (1999). Fault transmissibility multipliers for flow simulation models. Petroleum Geoscience, 5, 53-63.
- Márquez, R. (1998). Diagnóstico y predicción para el análisis del arenamiento en pozos productores de petróleo. Tesis de grado, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.

- Matheron, G. (1970). La théorie des variables régionalisées et ses applications. centre géostatistique et morphologie mathématique. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Matthews, W., y Kelly, J. (1967). How to predict formation pressure and fracture gradient. Oil and Gas Journal, 92-106.
- Ochoa, D. (2011). Generación de un modelo computacional de pozo en 3D para establecer el estado de esfuerzos y deformaciones mediante la técnica de elementos finitos. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Onyia, E. (1988). Relationships between formation strength, drilling strength and electric log properties. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 18166.
- Osuma, R. (2006). Estudio del problema de arenamiento en el Miembro Moreno de la Formación Oficina en los Campos Santa Rosa y San Joaquín. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela.
- Palmer, I., Vaziri, H., Wilson, S., Moschovidis, Z., Cameron, J., y Ispas I. (2003). Predicting and managing sand production: A new strategy. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 84499.
- Parnaud, F., Gou, Y., Pascual, J-C., Truskowski, I., Gallardo, O., Passalacqua, H., et al. (2013). Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuela basin,

en A.J. Tankard, R. Suarez, S. y Welsink, H.C. Petroleum basins of South America: memoria AAPG 62, 741-756.

Parry, R. (2005). Mohr circles, stress paths and geotechnics. (Second edition). University of London.

PDVSA. (2009, Marzo). Caracterización geomecánica de los campos Carito y Pirital (Pozos: MUC-16, MUC-17, MUC-24, MUC-34, MUC-36, MUC-40, MUC-43, MUC-49, MUC-5, MUC-84, MUC-103, SBC-19, SBC-12 y SBC-76) mediante la tecnología RSD (Rock Strength Device y su aplicación en el estudio de arenamiento y productividad., Puerto La Cruz, Venezuela: Geotechnology LA.

Peña, A., Peñuela, M., Lobo, C., Belandria, N., Bongiorno, F. (2013). Estudio geomecánico del Eoceno del alto de Ceuta y área 2 norte, bloque VII del Lago de Maracaibo, Venezuela. Revista Ciencia e Ingeniería, 34, (1), 21-30.

Plumb, R., y Hickman, S. (1985). Stress-induced borehole elongation: A comparison between the four-arm dipmeter and the borehole televiwer in the Auburn geothermal well. Geophysics, (90), 5513–5521.

Pyrz, M., y Deutsch, C. (2014). Geostatistical reservoir modeling. (2 ed.), New York, United States of America, Oxford University Press, 449.

Raaen, A., Horsrud, P., Kjørholt, H., y Okland, D. (2006). Improved routine estimation of the minimum horizontal stress component from extended leak-off tests. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 43, 37-48.

Raaen, A.M. y Brudy, M. (2001). Pump-in/flowback tests reduce the estimate of horizontal in-situ stress significantly. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 71367.

Rodríguez, A., Ramírez, G., Elberg, M. (2006). Simulación geomecánica aplicada a la extracción de crudo partir de un modelo elastoplástico. Artículo de investigación Revista Ciencia e Ingeniería, 27, (3), 137-143.

Rondón, A. (2010). Programa computacional para el cálculo del caudal crítico de arenamiento y su efecto en la resistencia y durabilidad de rejillas y forros ranurados. Tesis de grado, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.

Salcedo, R. (2011). Determinación de los diferenciales de presión críticos de arenamiento mediante análisis geomecánico a los yacimientos del campo Dragón. Proyecto Mariscal Sucre. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela.

Sinha, B., Vissapragada, B., Renlie, L., Skomedal, E. (2006). Horizontal stress magnitude estimation using the three shear moduli-A Norwegian Sea Case Study. Society of Petroleum Engineers Paper, SPE 103079.

Sinha, B., Vissapragada, B., Renlie, L., Skomedal, E. (2006). Horizontal stress magnitude estimation using the three shear moduli-A Norwegian Sea Case Study. Society of Petroleum Engineers Paper, SPE 103079.

Sojo, V. (2003). Estilo de citas y referencias de la American Psychological Association (A.P.A). Caracas: Escuela de Psicología, UCV.

Summam L., Goodmanm E., Richardsonm M., Nortonm I., Greenm A. (2003). Hydrocarbon system of Northeastern Venezuela: plate through molecular scale analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin. Marine and petroleum geology, 20, (3-4), 323-349.

Tan, H., McGowen, J., Soliman, M. (1990). Field application of minifracture analysis to improve fracturing treatment design, Society of Petroleum Engineers, SPE Production 5 (2), 125-132.

Tronvoll, J. y Papamichos, E. (1997). Sand production in Ultra-Weak sandstones: Is sand control absolutely necessary?. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 39042.

Vaziri, H., Xiao, Y., Palmer, I.D. (2002). Assessment of several sand prediction models with particular reference to HPHT wells. Society of Petroleum Engineers Paper, SPE 78235.

Veeken, C., Davies D., Kenter, C., Kooijman, A. (1991). Sand production prediction review: Developing an integrated approach. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 22792.

Vivas, A. (2012). Predicción del fenómeno de arenamiento en el yacimiento C4-X.01, área LL-652. Tesis de grado. Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.

Wan, J. (2002). Stabilized finite element methods for coupled geomechanics and multiphase flow. Stanford University, California, EEUU.

Willson, S., Moschovidis, Z., Cameron J., Palmer, I. (2002). New model for predicting the rate of sand production. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 78168.

Yi, X. (2003). Numerical and analytical modeling of sanding onset prediction. Ph.D. Thesis, Texas A&M University.

Yoshida, C., Ikeda, S., Eaton, B. (1996). An investigative study of recent technologies used for prediction, detection, and evaluation of abnormal formation pressure and fracture pressure in North and South America. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 36381.

Zoback, M., Moos, D., Mastin, L., Anderson, R. (1985). Wellbore breakouts and in-situ stress, Journal of Geophysical Research, 90, (B7), 5523-5530.

Zoback, M.D., Barton, C.A., Brudy, M., Castillo, D., Finkbeiner, T., Grollimund, B.R., et al. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 40, 1049-1076.

ANEXOS

Anexo N° I.

Tabla N° 11. Proporciones de litofacies del escenario 1 para las parasecuencias

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Litofacies Escenario 1														
		A buena (%)			A regular buena (%)			A mala regular (%)			Limolita (%)			Lutita (%)		
		Simulado	Escalado	Pozo	Simulado	Escalado	Pozo	Simulado	Escalado	Pozo	Simulado	Escalado	Pozo	Simulado	Escalado	Pozo
T6-D1	Lutita marina	0,3	0,7	0,7	1,1	3,9	2,8	2,7	3,8	4,9	2,2	5,7	5,4	93,7	85,9	86
T6-D2	Lutita marina	0,5	0,5	1	0,5	2,2	0,6	13,1	8,8	9	3,5	3,3	8,1	82,5	85,1	81
T6-C	Barras costeras	5,3	8	7,1	15,3	13,4	14	8,1	8,7	11	4,7	5,4	5,5	66,6	64,5	63
T6-C2	Isla de barrera	19,1	21,1	20	24,5	23,5	24	19,1	17,9	19	10,1	10,5	11	27,2	27	26
T6-B	Canales distributarios	28,2	27,8	29	26,7	25,3	24	7,4	8,8	9,8	1,1	0,5	2,8	36,6	37,6	35
T6-A	Canales distributarios	16,8	13,1	13	21,3	21,8	20	17,3	17,3	18	10,7	11,6	14	33,9	36,3	35
T5-C	Canales distributarios	17,3	20,4	20	16,4	17,1	18	14,1	12,1	12	5,2	4,4	5,2	47	46,1	45
T5-B	Canales distributarios	25,7	27	27	25,8	27,4	26	12	12	15	5,8	6,7	7,6	30,7	27	26
T5-A	Canales distributarios	26,8	25,2	25	30,4	32,2	32	12,7	11,7	13	7,2	8,7	8,2	22,9	22,1	22
T4-B	Barras costeras	22,5	20,7	19	14,2	16	17	11,5	12,3	14	7,4	6	9,2	44,5	45	41
T4-A	Isla de barrera	25,6	24,7	26	31,7	29,6	29	16,9	19,1	18	6,2	7,7	8,6	19,6	19	19
T3-C	Barras costeras	10,5	8,2	6,9	16,4	18,5	19	20,3	19,9	21	15,6	15,7	16	37,2	37,7	37
T3-C1	Isla de barrera	17,5	16,6	16	19,4	19,3	21	21,5	20,3	21	13,4	14,3	16	28,2	29,5	27
T3-C2	Barras costeras	7,2	8,4	6,9	14,2	14,2	15	16,1	14	18	10,9	12,1	12	51,6	51,3	49
T3-B/B1/B2	Barras costeras	1,3	1	0,8	0,3	0,5	1,1	8,6	9,9	11	10,8	10,4	12	79	78,1	76
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	6,7	7,5	7,2	4,1	5	5,4	1,3	1,9	3,7	4	6,5	6,8	83,9	79,1	77
T1-B/T2-A	Canales distributarios	8,7	9,2	9	20,4	19,6	20	15,4	13,3	16	8,9	10,5	11	46,6	47,3	45

Tabla N° 12. Proporciones de litofacies del escenario 2 para las parasecuencias

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Litofacies Escenario 2					
		Reservorio (%)			No reservorio (%)		
		Simulado	Escalado	Pozo	Simulado	Escalado	Pozo
T6-D1	Lutita marina	14	24,6	24,3	86	75,4	75,7
T6-D2	Lutita marina	18,8	26,5	27	81,2	73,5	73
T6-C	Barras costeras	38	38,2	38	62	61,8	62
T6-C2	Isla de barrera	78,7	77,8	77,2	21,3	22,2	22,8
T6-B	Canales distributarios	69,6	68,9	68,5	30,4	31,1	31,5
T6-A	Canales distributarios	68,8	66,5	67	31,2	33,5	33
T5-C	Canales distributarios	57,5	55,3	55,5	42,5	44,7	44,5
T5-B	Canales distributarios	72,8	76,5	75,7	27,2	23,5	24,3
T5-A	Canales distributarios	78,5	76,7	76,9	21,5	23,3	23,1
T4-B	Barras costeras	58,4	57,1	57,3	41,6	42,9	42,7
T4-A	Isla de barrera	80,7	81,3	80,8	19,3	18,7	19,2
T3-C	Barras costeras	63,5	62,1	62,7	36,5	37,9	37,3
T3-C1	Isla de barrera	73,2	70,7	71,8	26,8	29,3	28,2
T3-C2	Barras costeras	48,8	50,6	51,8	51,2	49,4	48,2
T3-B/B1/B2	Barras costeras	22,8	27	26,7	77,2	73	73,3
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	18,6	20,7	23,5	81,4	79,3	76,5
T1-B/T2-A	Canales distributarios	60,3	58,4	59,1	39,7	41,6	40,9

Tabla N° 13. Proporciones de litofacies del escenario 3 para las parasecuencias

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Litofacies Escenario 3					
		No reservorio (%)			Reservorio (%)		
		Simulado	Escalado	Pozo	Simulado	Escalado	Pozo
T6-D1	Lutita marina	18,6	23,9	27,2	81,1	76,1	72,8
T6-D2	Lutita marina	30,2	37,3	34,8	69,3	62,7	65,2
T6-C	Barras costeras	38,7	42	41	61,3	58	59
T6-C2	Isla de barrera	81,4	80	79,2	18,6	20	20,8
T6-B	Canales distributarios	65,1	62,6	62,7	34,9	37,4	37,3
T6-A	Canales distributarios	74,9	74,2	73,2	25,1	25,8	26,8
T5-C	Canales distributarios	62,1	59,8	60,4	37,9	40,2	39,6
T5-B	Canales distributarios	75,2	75,8	77,7	24,8	24,2	22,3
T5-A	Canales distributarios	80,7	81,2	79,6	19,3	18,8	20,4
T4-B	Barras costeras	65,1	62,9	62,4	34,9	37,1	37,6
T4-A	Isla de barrera	88,5	85,2	84,8	11,5	14,8	15,2
T3-C	Barras costeras	73	70,7	71,9	27	29,3	28,1
T3-C1	Isla de barrera	84,9	82,4	84,1	15,1	17,6	15,9
T3-C2	Barras costeras	58,7	58,6	59,4	41,3	41,4	40,6
T3-B/B1/B2	Barras costeras	41,2	43,3	42,9	58,8	56,7	57,1
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	33,9	37,9	38,5	66,1	62,1	61,5
T1-B/T2-A	Canales distributarios	74,5	71,7	71,3	25,5	28,3	28,7

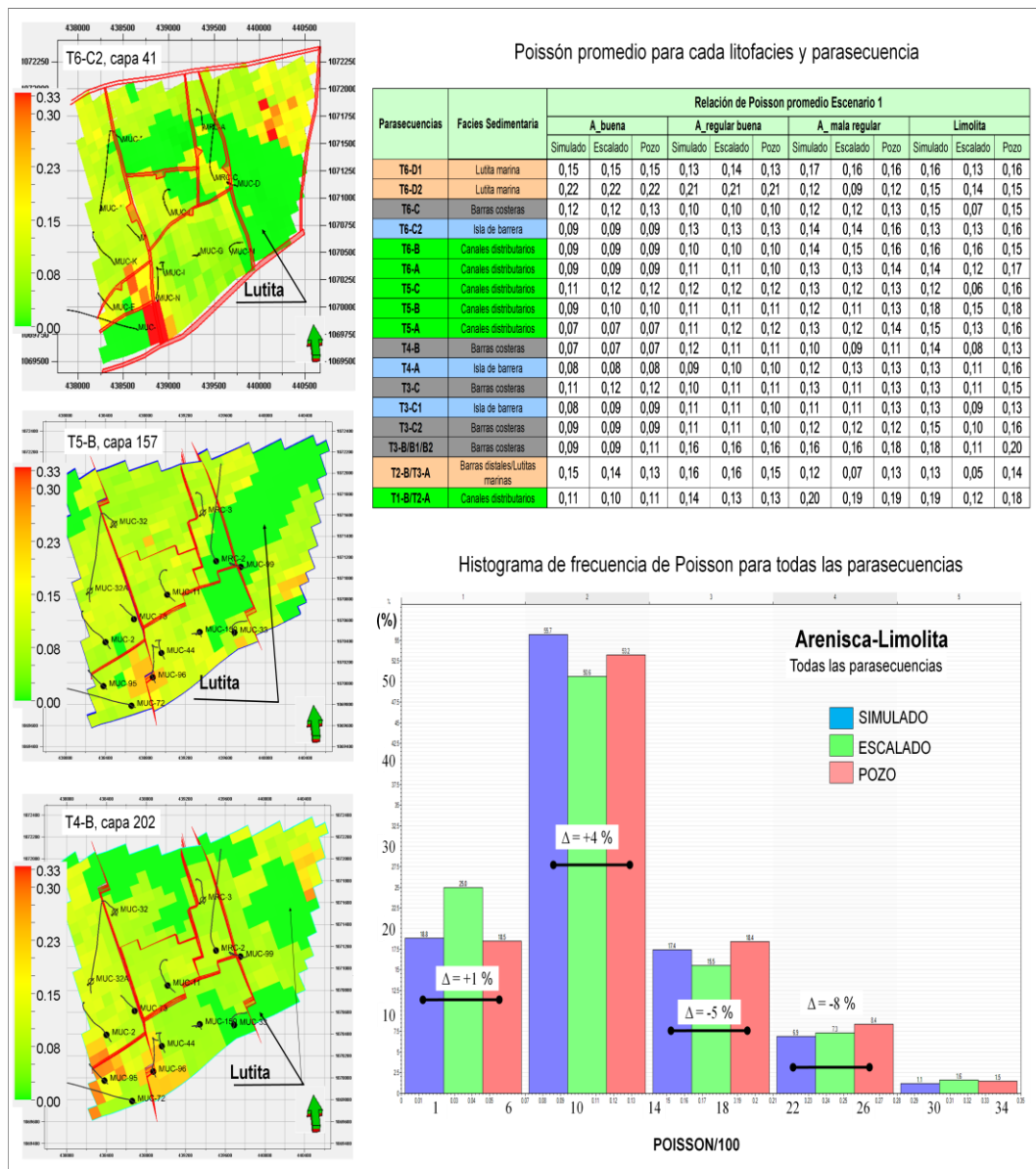


Figura N° 74. Simulaciones y proporciones de relación de Poisson del escenario 1

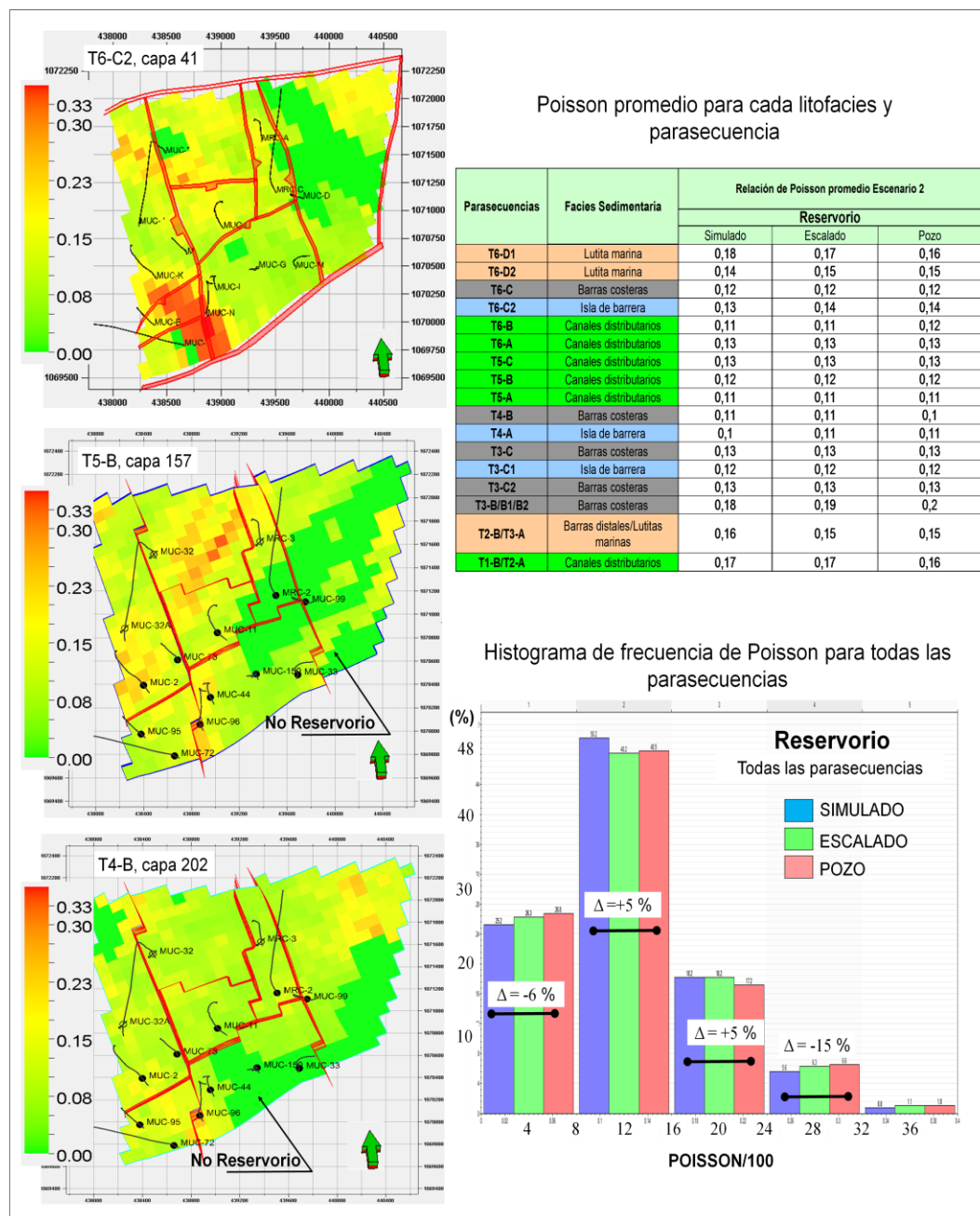


Figura N° 75. Simulaciones y proporciones de relación de Poisson del escenario 2

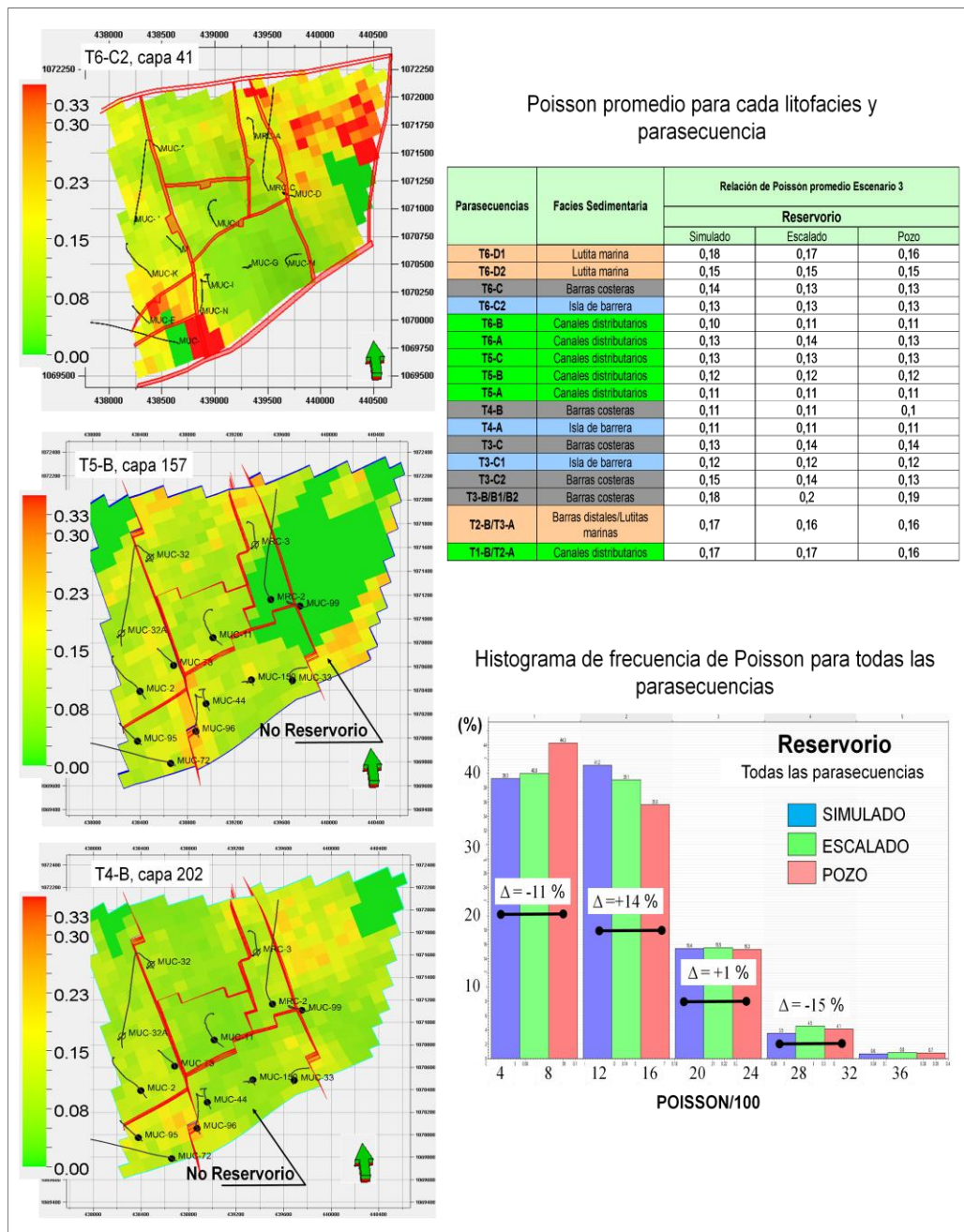


Figura N° 76. Simulaciones y proporciones de relación de Poisson del escenario 3

Tabla N° 14. Promedios de la Constante Poroelástica de los escenarios 1, 2 y 3

Parasecuencias	Facies Sedimentaria	Factor Biot (α_{3D})			Constante Poroelástica (A_{3D})		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
T6-D1	Lutita marina	0,67	0,66	0,65	0,54	0,52	0,50
T6-D2	Lutita marina	0,67	0,67	0,65	0,57	0,56	0,54
T6-C	Barras costeras	0,68	0,69	0,65	0,59	0,59	0,57
T6-C2	Isla de barrera	0,69	0,69	0,67	0,59	0,58	0,57
T6-B	Canales distributarios	0,69	0,69	0,67	0,61	0,60	0,61
T6-A	Canales distributarios	0,68	0,68	0,67	0,59	0,58	0,57
T5-C	Canales distributarios	0,69	0,68	0,69	0,59	0,58	0,58
T5-B	Canales distributarios	0,69	0,69	0,69	0,60	0,59	0,59
T5-A	Canales distributarios	0,69	0,69	0,70	0,61	0,60	0,60
T4-B	Barras costeras	0,69	0,69	0,61	0,61	0,60	0,61
T4-A	Isla de barrera	0,69	0,69	0,69	0,61	0,60	0,60
T3-C	Barras costeras	0,68	0,68	0,67	0,59	0,58	0,57
T3-C1	Isla de barrera	0,68	0,68	0,69	0,60	0,58	0,59
T3-C2	Barras costeras	0,67	0,67	0,67	0,58	0,56	0,55
T3-B/B1/B2	Barras costeras	0,66	0,65	0,67	0,53	0,51	0,50
T2-B/T3-A	Barras distales/Lutitas marinas	0,66	0,65	0,66	0,55	0,53	0,53
T1-B/T2-A	Canales distributarios	0,65	0,65	0,65	0,52	0,52	0,51