

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA
PETROLERO E IMPACTO EN EL ANÁLISIS DE *PLAYS* EN LAS
UNIDADES DEPOSITACIONALES DE LA SUBCUENCA DE
GUÁRICO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Ingeniero Rosalin Oliveros
Para optar al Título
De MSc. En Ciencias Geológicas

Caracas, 2019

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA
PETROLERO E IMPACTO EN EL ANÁLISIS DE *PLAYS* EN LAS
UNIDADES DEPOSITACIONALES DE LA SUBCUENCA DE
GUÁRICO**

TUTOR ACADÉMICO: MSc. Lenin González

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Ingeniero Rosalin Oliveros
Para optar al Título
De MSc. En Ciencias Geológicas

Caracas, 2019

Caracas, Febrero de 2019

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por Ingeniero Rosalín Oliveros Velásquez, Titulado:

“Caracterización de elementos del sistema petrolero e impacto en el análisis de *plays* en las unidades depositacionales de la subcuenca de Guárico”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Magister en Ciencias Geológicas, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. _____
Mauricio Hernández

Jurado

Prof. _____
Manuel Serrano

Jurado

MSc. _____
Lenin González
Tutor

DEDICATORIA

A **DIOS** por darme la vida y fortaleza para lograr mis metas, por su infinito amor, misericordia y bondad.

A mi **Príncipe**, por tu incondicional amor, apoyo constante y comprensión.

A mis **Moros Queridos**, por ustedes ningún sacrificio es suficiente ya que con ustedes se alegra mi vida y hacen el camino más fácil.

A mis **Padres**, que con su amor y enseñanzas sembraron las virtudes y valores necesarios para vivir con anhelo y felicidad.

A mis **Hermanas Anita y Evita**, por sus palabras de aliento, consejos y amor en todo momento.

A mi **Ami Linda**, por ser mi aliada y compañera para lograr esta nueva meta.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por haberme dado la oportunidad de cursar mis estudios de post grado.

A mi tutor académica Lenin González, por su valiosa colaboración, apoyo, confianza y asesoría durante la realización de este trabajo.

A PDVSA, Gerencia de Evaluación del Sistema petrolífero por brindarme la oportunidad de desarrollar un trabajo de maestría rodeada de personas con excelente calidad humana y profesional.

A todas aquellas personas que de alguna u otra manera aportaron para cumplir con esta meta propuesta de estudio llegara a feliz término.

Gracias a todos por su apoyo

Rosalin Oliveros Velásquez

Oliveros V, Rosalin

**“CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA
PETROLERO E IMPACTO EN EL ANÁLISIS DE *PLAYS* EN LAS
UNIDADES DEPOSITACIONALES DE LA SUBCUENCA DE
GUÁRICO”**

Tutor Académico: MSc. Lenin González

Tesis Maestría. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

Año 2019, 180 p.

Palabras Claves: Unidad depositacional, Sistema petrolífero, *Plays*, Cretácico, Sello.

Resumen. El área de estudio se encuentra ubicada entre la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Barinas, en la zona nor-central de Venezuela cubriendo parte de los estados Barinas, Apure, Portuguesa, Cojedes, Guárico, Aragua y Anzoátegui abarcando un área aproximada de 141.341 km². La columna estratigráfica en el área, está formada por sedimentos que van desde el período Pre Cámbrico hasta el Plio Pleistoceno.

El objetivo del presente estudio fue evaluar qué depósitos sedimentarios están presentes, así como el rol que presentaron como los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos que contribuyen a las inmensas acumulaciones de hidrocarburos tipo *plays* en la zona. El estudio se enmarca en un análisis de cuenca realizado en Parra *et al.*, 2018 en el cual indican que la historia tectonoestratigráfica de la subcuenca de Guárico presenta, de mayor a menor orden, 3 tectonosecuencia, denominadas T1, T2 y T3 definida de acuerdo al criterio del “Ciclo de Wilson”, las cuales se originaron a partir de la formación y separación de los supercontinentes. La tectonosecuencia T1 se formó durante el ciclo supercontinental de Rodinia, que ocurrió entre los períodos Esténico-Ediacárico de la era Proterozoico, y está compuesta por la unidad litodémica UL1. La tectonosecuencia T2 se produjo durante el ciclo supercontinental de Pannotia, que inició en el período Ediacárico de la era Proterozoico y finalizó en el período Cámbrico de la era Fanerozoico, y comprende la unidad depositacional UD0. Por último, la tectonosecuencia T3 se desarrollo durante el ciclo supercontinental de Pangea, que comenzó en el Pérmico-Jurásico y continua hasta el presente. Esta tectonosecuencia contiene 5 unidades depositacionales denominadas como: 1) UDI, formada durante la fase de apertura continental en el Jurásico Tardío; 2) UDII, desarrollada durante la fase de margen pasivo en el intervalo Cretácico - Paleoceno; 3) UDIV, generada durante la fase de margen activo

en el período Eoceno Tardío - Mioceno Medio. Esta unidad depositacional se caracteriza por la migración y superposición de los *foredeeps* de las subcuencas de Guárico (Eoceno Tardío-Oligoceno) y Maturín (Oligoceno-Mioceno), así como por la depositación de sedimentos tipo *flysh* de edad Paleoceno-Oligoceno; 4) UDVII, formada durante la fase de margen activo en el intervalo Mioceno Tardío - Reciente y se caracteriza por el levantamiento de la Cordillera de Los Andes de Mérida; 5) UDVIII, generada durante la fase de margen activo en el período Mioceno Tardío - Reciente y se caracteriza por la formación del *foredeep* de Amacuro.

Cada una de estas unidades depositacionales se encuentran delimitadas al tope y base por discordancias regionales. Las unidades UDII, UDIV y UDVIII fueron a su vez subdivididas en ciclos transgresivos y regresivos separados por superficies de máxima inundación (MFS) de orden mayor, a las cuales se les asignó una edad de 88.8 Ma. para la MFS_UDII, 27.8 Ma para la MFS_UDIV *foredeep* Guárico, 13.6 Ma para la MFS_UDIV *foredeep* Maturín y 5.5 Ma para la MFS_UDVIII, según las curvas de Haq y Schutter (2008) en Grandstein *et al.*, (2012).

De acuerdo al análisis del sistema petrolífero realizado en los sistemas transgresivos de las unidades depositacionales UD_II_Cretácico, UD_IV_Paleógeno y Neógeno (*foredeep* Guárico, *foredeep* Maturín), permitió disponer de la información necesaria para realizar el análisis de las oportunidades, se obtuvo que: el elemento reservorio se encuentra limitada en el área debido a procesos de no depositación (acuñamientos) y con una buena calidad, en términos de porosidad, en las unidades depositacionales, el elemento sello se presenta como un factor crítico puesto que su presencia se ve limitada en las unidades estudiadas. Todas las unidades presentan sistemas de entrapamientos. Al realizar la yuxtaposición de los mapas temáticos asociados a los elementos del sistema petrolero se determinó que las zonas de interés para generar futuros proyectos exploratorios a detalle se localizan en la UD_Cretácico, hacia el área nor central, mientras que en la UD_Eoceno Medio la zona de interés se localiza al norte. Madurar estas áreas permitirá generar nuevas oportunidades que entrarán dentro de la cartera de proyectos exploratorios, que a futuro serán de gran interés para la nación.

ÍNDICE

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE	viii
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS.....	3
1.1.1 Objetivo general.....	3
1.1.2 Objetivos específicos	3
1.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	3
CAPÍTULO II	5
FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN	5
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
2.2 ANTECEDENTES	5
CAPÍTULO III.....	8
MARCO TEÓRICO.....	8
3.1 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL.....	8
3.2 JERARQUIA DE LAS SECUENCIA Y LÍMITES DE SECUENCIA	9
3.4 SUPERFICIES ESTRATIGRAFICAS	12
3.5 SISTEMAS DEPOSITACIONALES.....	13
3.5.1 Sistemas depositacionales continentales.....	14
3.5.2 Sistemas depositacionales costeros y transicionales.....	14
3.5.3 Sistemas depositacionales marinos	15
3.6 SISTEMA PETROLÍFERO	16
3.6.1 Nivel de certeza de un Sistema Petrolífero.....	19
3.6.2 Elementos de un Sistema Petrolífero	20
3.6.2.1 Roca Madre	20

3.6.2.2 Roca reservorio	21
3.6.2.3 Roca Sello	22
3.6.2.4 Trampa	24
3.6.2.5 Rocas de sobrecarga.....	24
3.7. Definición de <i>plays</i>	25
CAPÍTULO IV	27
MARCO TECTONOESTRATIGRÁFICO REGIONAL.....	27
4.1 PRINCIPALES RASGOS ESTRUCTURALES.....	31
4.1.1 Unidad Depositacional UL1	35
4.1.2 Unidad Depositacional UD0.....	35
4.1.3 Unidad Depositacional UDI.....	36
4.1.4 Unidad Depositacional II (UDII).....	36
4.1.5. Unidad Depositacional IV (UDIV).....	41
4.1.5.1 Unidad depositacional IV (UDIV) <i>foredeep</i> de Guárico	41
4.5.1.2 Unidad depositacional IV (UDIV) <i>foredeep</i> de Maturín	47
CAPÍTULO V	51
BASE DE DATOS	51
5.1 DE BASE DE DATOS DISPONIBLE	51
5.1.2 Datos de Perfilaje	53
5.1.3 Datos para la evaluación de <i>plays</i>	56
5.1.3.1 Datos de yacimiento/producción (<i>Presión, Volumen Temperature</i> (PVT) y análisis de agua (RW)).....	57
CAPÍTULO VI.....	59
MARCO METODOLÓGICO.....	59
6.1 GENERACIÓN DE UNA BASE DE DATOS	60
6.2 CARACTERIZACION DE ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO. ..	61
6.2.1. Caracterización de roca reservorio	62
6.2.2. Calidad del Dato Petrofísico	63
6.2.2.1 Matrices de evaluación de calidad de datos petrofísicos	64
6.2.3 Estimación del volumen de arcilla.....	69

6.2.4 Distribución de porosidades y permeabilidades	71
6.2.5. Saturación del agua/ Hidrocarburo (SW/So-Sg).....	73
6.2.6. Caracterización litológica	74
6.3.1. Cálculo de espesor de roca sello	75
6.3.1.1 Propiedades macroscópica	76
6.4 EVALUACIÓN DEL ANALISIS DE <i>PLAYS</i>	78
6.5 ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES (<i>PLAYS</i>).....	79
CAPITULO VII	85
ANÁLISIS DE RESULTADOS	85
7.1 CALIDAD DEL DATO Calidad del Dato Petrofísico.....	85
7.1.1 Calidad del dato petrofísico para la unidad depositacional UDII.....	86
7.1.2 Calidad del dato petrofísico para la UDIV <i>foredeep</i> Guárico	88
7.1.3 Calidad del dato petrofísico para la unidad depositacionales UDIV <i>foredeep</i> Maturín.....	91
7.2 ROCA Reservorio Unidad Depositacional UDII	94
7.3 ROCA Reservorio Unidad Depositacional UDIV- <i>foredeep</i> de Guárico.....	99
7.4 Unidad Depositacional UDIV- <i>foredeep</i> Maturín	105
7.5 Roca Sello Unidad Depositacional UDII	111
7.6 ANALISIS DE OPORTUNIDADES (TIPO <i>PLAYS</i>).....	115
7.7 Identificación de <i>plays</i>	115
7.7.1 Unidad Depositacional UDII	115
7.7.2 Unidad Depositacional UDIV- <i>foredeep</i> Guárico.....	118
7.7.3 Unidad Depositacional UDIV- <i>foredeep</i> Maturín.....	120
7.8 Identificación de <i>plays</i>	122
7.8.1 Unidad Depositacional UDII	122
7.8.1.1 Roca reservorio	122
7.8.1.2 Roca sello.....	125
7.8.1.3. Carga.....	126
7.8.2. Unidad depositacional UDIV- <i>foredeep</i> Guárico	130
7.8.2.1. Roca reservorio	130

7.8.2.2. Roca sello.....	132
7.8.2.3. Carga:.....	134
7.8.3. Unidad depositacional UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín	138
7.8.3.1. Roca reservorio	138
7.8.3.2. Roca sello.....	141
7.8.3.3. Carga.....	144
CAPÍTULO VIII	148
CONCLUSIONES	148
RECOMENDACIONES	150
BIBLIOGRAFÍA	151
GLOSARIO	156

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores representativos de porosidades efectivas en la roca.	21
Tabla 2. Valores representativos de permeabilidades en la roca.....	22
Tabla 3. Curvas utilizadas en el inventario de la subcuenca de Guárico	54
Tabla 4. Curvas utilizadas para caracterizar reservorio y sello.....	55
Tabla 5. Matriz de calidad del dato petrofísico estado de hoyo.....	66
Tabla 6. Matriz de calidad del dato petrofísico composición litológico	69
Tabla 7. Matriz de calidad del dato petrofísico para la calidad del reservorio	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del área de estudio (modificado de Urbani <i>et al.</i> , 2008).	4
Figura 2. Representación esquemática del concepto de jerarquía. (Modificado de Catuneanu, 2006).....	10
Figura 3. Patrones superimpuestos de los cambios de la línea de costa en diferente orden de ciclicidad (Modificado de Catuneanu, 2006).....	11
Figura 4. Controles tectónicos y orbitales sobre las fluctuaciones eustáticas (Vail y otros, 1977 y Miall, 2000).	12
Figura 5. Clasificación de sistemas depositacionales. (Tomado de http://es.wikipedia.org/wiki/Medio_sedimentario).....	16
Figura 6. Ejemplo de una sección geológica mostrando la extensión estratigráfica de un sistema petrolífero ficticio a un momento crítico de 250 Ma. (Tomado de Magoon y otros, 1994)	18
Figura 7. Modelo de carta de eventos que ilustra la secuencia cronológica de un sistema petrolífero. (Tomado de Oilfield Review N° 2, Schlumberger 2009)	19
Figura 8. Cuadro tectonoestratigráfico de la subcuenca de Guárico.....	29
Figura 9. Cuadro resumen del marco tectonoestratigráfico de la subcuenca de Guárico.....	30
Figura 10. Mapa de principales estilos estructurales del área. (Parra <i>et al.</i> , 2018)	31
Figura 11. Segmento del transecto sísmico C5 mostrando el sistema de fallas normales subverticales, que cortan la unidades UL1, UD0, UL1 y UDII, en el área del Graben de Espino.....	32
Figura 12. Segmento del transecto sísmico C2 mostrando el sistema de fallas normales subverticales, que atraviesan las unidades UL1, UDII y UDIV, en el área adyacente del Graben de Espino.....	32
Figura 13. Segmento del transecto sísmico C3 mostrando el estilo estructural de fallas normales invertidas.....	34

Figura 14. Segmento del transecto sísmico T1 mostrando el estilo estructural de fallas inversas tipo corrimiento (Modificado de Santiago et al., 2014)	34
Figura 15. Transecto sísmico C4 mostrando las terminaciones sísmicas, las unidades infra y suprayacentes, el espesor, la geometría y las estructuras que afectan a unidad depositacional UDII.	37
Figura 16. Segmentos del transecto <i>master</i> 1 (TM1) mostrando las características de las reflexiones sísmicas de la unidad UDII en el área de los pozos XP2 y XT45.	38
Figura 17. Espesor total de la unidad depositacional UDII	39
Figura 18. Transecto de pozos C3 mostrando la geometría y espesores de la unidad depositacional UDII perforada en los pozos XT45 y MF	40
Figura 19. Distribución de la paleobatimetría de UDII (a nivel de la MFS_88.8 Ma)	41
Figura 20. Segmento del transecto Sísmico C2 mostrando las terminaciones sísmicas que permitieron definir los límites superiores e inferiores de la UDIV <i>foredeep</i> Guárico.	43
Figura 21 Segmento del transecto Sísmico M2 mostrando las terminaciones sísmicas que permitieron definir los límites superiores e inferiores de la UDIV <i>foredeep</i> Guárico.	43
Figura 22. Segmentos de los transectos sísmicos M2 y M1 mostrando la expresión sísmica, continuidad y espesor de la UDIV <i>foredeep</i> Guárico en dirección N-S (M2) y O-E (M1).	44
Figura 23 Desarrollo de espesores de la UDIV- <i>foredeep</i> de Guárico en la Cuenca Oriental de Venezuela.	45
Figura 24. Mapa paleobatimétrico del sistema transgresivo de la unidad UDIV (MFS_UDIV– 27,6 Ma) según Santiago <i>et al</i> , 2014.	46
Figura 25. Desarrollo de espesores de la unidad depositacional UDIV <i>foredeep</i> de Maturín	48
Figura 26 .Mapa paleobatimétrico del sistema transgresivo de la unidad UDIV (MFS_UDIV– 15.5 Ma) según Santiago <i>et al</i> , 2014.	50

Figura 27. Mapas base con pozos de la unidad depositacional UDII.	51
Figura 28. Mapas base con pozos de la unidad depositacional UDIV <i>foredeep</i> de Guárico	52
Figura 29. Mapas base con pozos UDIV <i>foredeep</i> de Maturín.....	52
Figura 30. Disponibilidad de curvas de pozos para la evaluación del sistema petrolífero de la subcuenca de Guárico.....	56
Figura 31. Disponibilidad de datos de pruebas de producción para la evaluación de <i>plays</i> en la subcuenca de Guárico.	57
Figura 32. Pozos con disponibilidad de dato paleobatimétrico en los intervalos Cretácico y Paleógeno.....	58
Figura 33. Flujo de trabajo basado en la jerarquización Estratigráfica-Secuencial (modificado de Valdez y otros, 1992)	60
Figura 34. Cuadro tectonoestratigráfico generalizado del área de estudio. (Parra <i>et al.</i> , 2018).....	63
Figura 35. Flujograma de la metodología de trabajo para la caracterización de la roca sello.....	75
Figura 36. Esquema de productos a generar en el análisis de riesgo de <i>play</i> o regional. (Modificado Tom Levis, 2013).....	82
Figura 37. Correlación entre escala cuantitativa y cualitativa de riesgo o probabilidad de éxito de <i>plays</i> (Modificado de Otis y Schneidermann, 1997).....	83
Figura 38. Matriz para cuantificar la probabilidad de éxito de los parámetros que definen los elementos del sistema petrolífero (Levy, 2013).	83
Figura 39. Matrices de valoración de la información obtenida de los datos.....	84
Figura 40. Calidad del dato petrofísico para estimar litología del transgresivo de la unidad depositacional UDII.....	87
Figura 41. Calidad del dato petrofísico para estimar porosidad del transgresivo de la unidad depositacional UDII.....	88
Figura 42. Calidad del dato petrofísico para estimar litología del transgresivo de la UDIV <i>foredeep</i> Guárico	90

Figura 43. Calidad del dato petrofísico para estimar porosidad del transgresivo de la unidad depositacional UDIV <i>foredeep</i> Guárico.....	91
Figura 44. Calidad del dato petrofísico para estimar litología del transgresivo de la UDIV <i>foredeep</i> Maturín	93
Figura 45. Calidad del dato petrofísico para estimar porosidad del transgresivo de la unidad depositacional UDIV <i>foredeep</i> Maturín.....	94
Figura 46. Distribución de las facies litológicas y sus respectivos ambientes depositacionales en el transgresivo de la unidad UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma).....	96
Figura 47. Espesor total del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDII a @ 88.8 La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma)	96
Figura 48. Espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma).....	97
Figura 49. Relación entre el reservorio neto y espesor total de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma).....	98
Figura 50. Distribución de la porosidad en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@ 88.8 Ma).....	99
Figura 51. Distribución de las facies litológicas y sus respectivos ambientes depositacionales en el transgresivo de la unidad UDIV <i>foredeep</i> de Guárico. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@27.6 Ma.).....	101
Figura 52. Espesor total del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UIV (@27.6 Ma <i>foredeep</i> Guárico).....	102

Figura 53. Espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDIV <i>foredeep</i> de Guárico. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@27.6 Ma)	103
Figura 54. Relación entre el reservorio neto y espesor total de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDIV <i>Foredeep</i> Guárico. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@27.6 Ma)	104
Figura 55. Distribución de la porosidad en el sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV <i>foredeep</i> Guárico @ 27.7 Ma. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@27.6 Ma)	105
Figura 56. Distribución de las facies litológicas y sus respectivos ambientes depositacionales en el transgresivo de la unidad UDIV. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@15.5 Ma)	107
Figura 57. Espesor total del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV <i>foredeep</i> de Maturín La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV(@15.5 Ma)	108
Figura 58. Espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDIV - <i>foredeep</i> Maturín. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV(@15.5Ma)	109
Figura 59. Relación entre el reservorio neto y espesor total de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDIV <i>foredeep</i> de Maturín. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@15.5 Ma).....	110
Figura 60. Distribución de la porosidad en el sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV <i>foredeep</i> Maturín @ 27.7 Ma. La envolvente de este	

mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@15.5 Ma)	111
Figura 61. Espesor de roca sello del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma)	112
Figura 62. Espesor de roca sello del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV. <i>foredeep</i> de Guárico. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@27.6Ma)	113
Figura 63. Espesor de roca sello del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV. <i>foredeep</i> de Maturín. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@15.5 Ma)	114
Figura 64. Presencia de los elementos A) Reservorio, B) Sello de la unidad depositacional UDII.	116
Figura 65. Superposición de los mapas de presencia del reservorio, sello, sistemas de entrapamiento y efectividad del sistema de carga de la unidad UDII	117
Figura 66. Ubicación de los <i>plays</i> en la unidad depositacional UDII.....	117
Figura 67. Presencia de los elementos del sistema petrolífero de la unidad UDIV <i>foredeep</i> Guárico.....	118
A) Roca reservorio, B) Roca sello, Oligoceno – Mioceno de la unidad depositacional UDIV_ <i>foredeep</i> Guárico.....	118
Figura 68. Superposición de los mapas de presencia del reservorio, sello, sistemas de entrapamiento y efectividad del sistema de carga de la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Guárico.....	119
Figura 69. Ubicación de los <i>plays</i> en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Guárico	119
Figura 70. Presencia de los elementos A) Reservorio, B) Sello de la unidad depositacional UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín.....	120

Figura 71. Superposición de los mapas de presencia del reservorio, sello, sistemas de entrampamiento y efectividad del sistema de carga de la unidad UDIV_foredeep Maturín.....	121
Figura 72. Ubicación de los <i>plays</i> en la unidad UDIV_foredeep Maturín	121
Figura 73. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII	123
Figura 74. Probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII	124
Figura 75. Probabilidad de éxito del elemento roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII	125
Figura 76. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en UDII.....	126
Figura 77. Probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo en la unidad UDII	128
Figura 78. Probabilidad de éxito del elemento efectividad de la carga para gas en la unidad UDII	128
Figura 79. Probabilidad de éxito de los <i>plays</i> con escenarios de petróleo en la unidad UDII	129
Figura 80. Probabilidad de éxito de los <i>plays</i> con escenarios de gas en la unidad UDII	130
Figura 81. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico.....	131
Figura 82. Probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico.....	133
Figura 83. Probabilidad de éxito del elemento roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico.....	133
Figura 84. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad UDIV_foredeep Guárico	134
Figura 85. Probabilidad de éxito del elemento efectividad de la carga para petróleo en la unidad UDIV_foredeep Guárico	135

Figura 86. Probabilidad de éxito del elemento efectividad de la carga para gas en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Guárico	136
Figura 87. Probabilidad de éxito de los <i>plays</i> para escenario de petróleo en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Guárico	137
Figura 88. Probabilidad de éxito de los <i>plays</i> para escenario de gas en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Guárico	138
Figura 89. Probabilidad de éxito del elemento presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín.	139
Figura 90. Probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín.	140
Figura 91. Probabilidad de éxito del elemento roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín.....	142
Figura 92. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín para escenario de petróleo.	142
Figura 93. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín para escenario de gas.	143
Figura 94. Probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín.....	145
Figura 95. Probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín.	146
Figura 96. Probabilidad de éxito de los <i>plays</i> para escenario de petróleo y gas en la unidad UDIV_ <i>foredeep</i> Maturín.	147

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El estudio de reservorios en las exploraciones de petróleo es un paso fundamental en el desarrollo y completación de yacimientos para la ejecución de los planes de desarrollo de áreas con reservas de hidrocarburos. Los recientes avances de la estratigrafía secuencial han logrado notables progresos en la interpretación de las cuencas sedimentarias y con ello en la comprensión del comportamiento de las rocas reservorio. Estos conceptos de estratigrafía se fundamentan en la integración de los factores genéticos que controlan la sedimentación. Más particularmente, en los últimos años los conceptos fundamentales para el análisis estratigráfico secuencial se han desarrollado a partir de la estratigrafía sísmica como herramienta fundamental para la definir y delimitar sistemas depositacionales.

En la subcuenca de Guárico, específicamente en el área de estudio, son pocos los trabajos de ésta índole que se han realizado, es por eso que la realización del trabajo de grado propone la caracterización de los elementos petroleros y su impacto en interpretación de análisis de *Plays* sistemas depositacionales, haciendo uso de la estratigrafía secuencial, el cual en conjunto con otras disciplinas permitirá reconocer e identificar las secuencias depositacionales de edad Cretácico y Paleógeno, determinar la distribución de los sistemas depositacionales y relacionarlos con el sistema petrolífero del área, que permitirá visualizar la extensión de los reservorios.

Las principales rocas reservorios y la calidad de los hidrocarburos encontrados en esta subcuenca varían dependiendo de la ubicación geográfica. Hacia la parte central del estado Anzoátegui (campos del Área Mayor de Anaco y Oficina), los principales yacimientos de petróleo y gas se encuentran presentes en las formaciones Oficina y Merecere de edad Mioceno-Oligoceno, la Formación San Juan y el Grupo Temblador de edad Cretácico. Los crudos producidos son variables: condensados (e.g. campos Los Mangos, San Joaquín, Santa Ana,), livianos (e.g. campos Mapiri, Aguasay), medianos (e.g. campos Oficina Central, Limón, Yopales) y pesados (e.g. campos Socororo, Dación). Hacia el noreste del estado Guárico (e.g. campos Yucal-Placer, Área Mayor de Las Mercedes), los principales intervalos productores de petróleo y

gas se encuentran presentes en las formaciones Chaguaramas, Roblecito y La Pascua de edad Eoceno Tardío-Mioceno y la Formación Tigre del Grupo Temblador de edad Cretácico. La gravedad de los crudos producidos es variable: condensados (e.g. campos Jobal, Zurón), livianos a medianos (e.g. campos Palacio, Ruiz)) y pesados (e.g. campos Palacio, Bella Vista). Hacia el sur de los estados Guárico y Anzoátegui (áreas de Boyacá, Junín y Ayacucho), los principales yacimientos de petróleo están contenidos en las formaciones Oficina y Merecure de edad Mioceno-Oligoceno y el Grupo Temblador de edad Cretácico. Los fluidos son clasificados como crudos extra pesados con gravedades °API entre 4 y 10 y con una alta biodegradación.

Este trabajo será enfocado en varias etapas, la primera parte comprende la caracterización petrofísica de los elementos del sistema petrolífero sello y reservorio de la subcuena de Guárico, se identifica la presencia y la efectividad de los mismos con finalidades petrolíferas. La segunda etapa es la definición, de estos elementos para llevar a cabo la caracterización de los *plays* en el área, distribución y cartografiado de los sistemas depositacionales documentando posibles reservorios para el desarrollo de las áreas prospectivas. Y por último, la tercera etapa es enfocar los resultados de esta investigación para establecer las mejores estrategias en el desarrollo de los reservorios y sellos en el área desde el punto de vista del dato necesario y de las características que los definen y que por tanto deben ser consideradas a nivel operacional.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general

Caracterizar los elementos del sistema petrolífero, roca reservorio y roca sello e impacto en el análisis de *plays* en las unidades depositacionales de la subcuenca de Guárico.

1.1.2 Objetivos específicos

(a) Estimar la calidad del dato para la caracterización de las propiedades petrofísicas dentro de las unidades depositacionales del sistema transgresivo de la subcuenca de Guárico, utilizando información de curvas de pozo y datos de núcleos.

(b) Evaluar petrofísicamente las rocas reservorios y rocas sello en el sistema transgresivo de las unidades depositacionales de la subcuenca de Guárico.

(c) Calcular la incertidumbre y potencial en los elementos roca reservorio y roca sello del sistema petrolífero para las oportunidades tipo *plays* en las unidades depositacionales en el sistema transgresivo.

1.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La subcuenca de Guárico es una depresión topográfica y estructural que contiene un máximo de 11.000 m de sedimentos. Se encuentra limitada al norte con la Faja Piemontina de la Cordillera del Caribe, al sur con el Escudo de Guayana, al oeste con el Arco de El Baúl y al este con la subcuenca de Maturín, de la cual está separada por el Arco de Úrica (Kiser, 1992). (Figura 1)

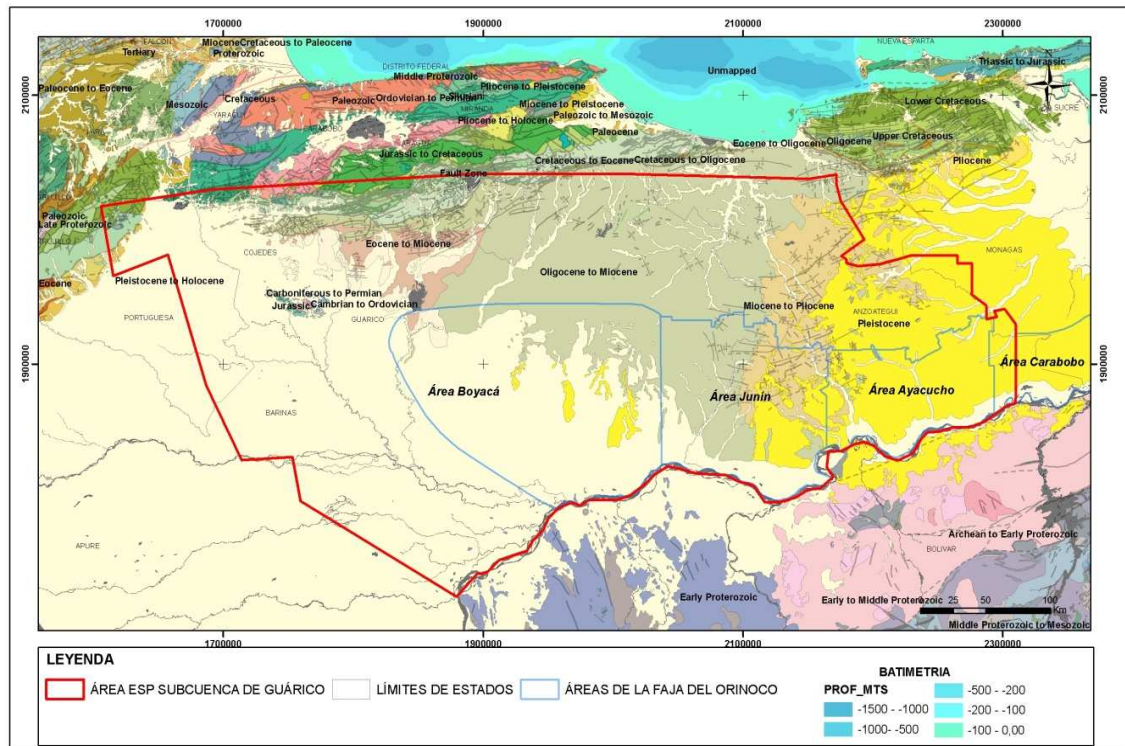


Figura 1. Ubicación del área de estudio (modificado de Urbani *et al.*, 2008).

El área de estudio (Figura 1), se encuentra ubicada en la subcuenca de Guárico, cubriendo parte de los estados Barinas, Apure, Portuguesa, Cojedes, Guárico, Aragua y Anzoátegui, y posee una extensión aproximada de 141341 km², entre los puntos de coordenadas UTM P₁: X: 346.059,85 y Y: 971.631,23; P₂: X: 433.175,87 y Y: 1.068.107,80; P₃: X: 537.881,29 y .Y:979.355,21; P₄: 452.488,06 y Y: 884.166, 71, Datum Sirgas-Regven.

Morfológicamente es una cuenca asimétrica, con el flanco norte sobre corrido por terrenos alóctonos compuestos principalmente por sedimentos y rocas metamórficas del Mesozoico, Paleoceno y Eoceno de la Cordillera del Caribe. Su eje estructural actual está cubierto por los corrimientos del norte del estado Guárico y su rumbo varía de noroeste – sureste en el Cretácico y norte – sur en el Mioceno (Kiser, 1992).

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La subcuenca de Guárico representa una de las provincias petroleras más importantes de Venezuela y el mundo por la presencia de gran parte de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, en la cual han podido cuantificarse como reservas probadas 105.264 MMBN de hidrocarburos líquidos y 35.211 MMMPC de hidrocarburos gasíferos.

El área propuesta se encuentra dentro de un área de producción petrolera, con la realización de este estudio se plantea la actualización de la caracterización de los elementos del sistema petrolífero para modelo geológico de la cuenca oriental que homologue en términos de roca reservorio y sello las diferencias entre la subcuenca de Guárico. Adicionalmente, ello servirá para documentar las oportunidades tipo *plays*, lo que permitirá ampliar las fronteras hidrocarburíferas actuales en el área con el apalancamiento de los proyectos exploratorios aguas abajo en la cadena de valor de exploración y la actualización de planes de adquisición de datos.

El propósito de este estudio es evaluar qué depósitos sedimentarios están presentes, cómo y cuándo se depositaron, así como el rol que presentaron como los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos que contribuyen a las inmensas acumulaciones de hidrocarburos tipo *plays* en la zona y la relación de esta cuenca con las cuencas sedimentarias vecinas.

2.2 ANTECEDENTES

Valdés *et al.*, (1992) en el Proyecto *Regional Geological and Petroleum Resource Study of Venezuela* realizaron un modelo geológico regional integrado a nivel de toda Venezuela, cuyos objetivos fueron establecer un marco tectónico-estratigráfico

cronoestratigráficamente bien definido y regionalmente correlacionable y evaluar el potencial exploratorio de las oportunidades (*play fairways*). Para este estudio se utilizó la información de 220 pozos y 15200 km de líneas sísmicas, y se generaron once transectos sísmicos regionales distribuidos por toda Venezuela, de los cuales tres se encuentran ubicados en la subcuenca de Guárico. Además, se reconocieron cuatro etapas tectónicas, denominadas como: *pre-rift*, *rift*, margen pasivo y margen activo, en las cuales se definieron 17 unidades depositacionales para la subcuenca de Guárico (I-XVII) que abarcan desde Pleistoceno al Paleozoico. El marco termal asociado a esta depositación es definido a niveles actuales con anomalías reportadas de hasta 110 mW/m² que es asociado a: un posible ascenso pasivo del manto caliente (adelgazamiento cortical), la existencia de una fuente de calor cortical o a la presencia de acumulaciones de gas. Este trabajo planteó un modelo de evolución estructural y estratigráfica a nivel país, postulando las cuencas sedimentarias mesozoicas y cretácicas de Venezuela como de alta prospectividad petrolífera.

Audemard *et al.*, (2000) en el Proyecto VIPA realizaron un estudio a nivel país con el objetivo de documentar un marco tectonoestratigráfico que sirviera de soporte técnico a los conceptos de oportunidades exploratorias y apoyo en la definición de estrategias y toma de decisiones de la actividad exploratoria en Venezuela. Este trabajo, el cual no posee informe técnico, utilizó 170 pozos claves y 13.500 km de líneas sísmicas e interpretaron veintidós transectos estratigráfico-estructurales, de los cuales veinte pozos y siete transectos se encuentran ubicados en la subcuenca de Guárico. Este estudio identificó cuatro secuencias (M2, M1, E4 y K2) para el margen activo, una secuencia (K1) para el margen pasivo, una secuencia (STRJ) para el *Rifting* y siete secuencias (SPZ de la uno a la siete) para la sección de edad Paleozoica. Así mismo define tres estadios de cambio en la historia termal asociados a las fases tectónicas, con flujos de calor altos para la fase de margen activo y apertura y calor bajos para el margen pasivo. Dentro de los aportes de este trabajo se encuentra la generación de una base de oportunidades exploratorias a nivel país, en la cual se proponen cinco

áreas exploratorias en la subcuenca de Guárico (Guárico este, Guárico norte, Cojedes, Precretácico y Anaco).

Santiago *et al.*, (2014) en el Proyecto ESP Evaluación de Sistemas Petrolíferos Apure-Portuguesa, un estudio a nivel país con el objetivo de incorporar nuevas oportunidades exploratorias tipo *plays* a la base de recursos de Exploración, además de validar y documentar las oportunidades existentes con expectativas estimadas y apoyo en la definición de estrategias y toma de decisiones de la actividad exploratoria en Venezuela.

Este trabajo, utilizó 170 pozos claves y 13.500 km de líneas sísmicas e interpretaron veintidós transectos estratigráfico-estructurales, de los cuales veinte pozos y siete transectos se encuentran ubicados en la Cuenca Apure Portuguesa.

El análisis de cuenca permitió a su vez la caracterización del sistema petrolífero, así como la evaluación de presencia y calidad de cada uno de los elementos en los sistemas transgresivos de las unidades depositacionales, donde se puede localizar a gran escala la unidad tripartita roca sello-reservorio-roca madre que conjugados con los estudios estructurales presentes en cada unidad estratigráfica conforman los *plays* de la cuenca.

Dentro de los aportes de este trabajo permitió la definición de cuatro zonas para estudios a partir de la caracterización de los sistemas petrolíferos, la calidad de los datos, evaluación de *Plays* y los recursos estimados, en los cuales se proponen once estudios que conformaran los programas exploratorios a corto, mediano y largo plazo de la cuenca

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

La caracterización de reservorio provee la información necesaria para estimar los volúmenes de hidrocarburos que son potencialmente recuperables y a su vez revela las ubicaciones de los pozos a perforar.

La viabilidad económica de un yacimiento de petróleo o gas depende del programa de desarrollo del mismo. Un elemento fundamental a considerar durante el planteamiento el estudio de análisis de cuenca y los elementos del sistema petrolífero dentro del modelo conceptual de reservorio y sello de hidrocarburos al que se está enfrentando, dado que actúa como base sobre la que se asientan y predicen los beneficios que devengaran el importante monto de dinero puesto en juego el desarrollo del yacimiento.

Tradicionalmente, la caracterización de reservorio y sello se ha realizado según modelos que explican por un lado las rocas y por otro los fluidos contenidos por ella. La tendencia actual es la integración de los modelos geológicos con los ingenieriles y empleo de las herramientas posibles para su comprensión.

A continuación se resumen en tres etapas, algunos conceptos empleados para el desarrollo del trabajo, empezando por los conceptos de estratigrafía secuencial, luego elemento del sistema petrolífero y por último análisis de *Plays*.

3.1 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

La estratigrafía secuencial es una metodología que proporciona un marco para los elementos de cualquier modelo depositacional, facilitando la reconstrucción paleogeográfica, la predicción de facies y litologías alejados de los puntos de control. Este marco vincula los cambios en los patrones de apilamiento de los estratos a las respuestas, variaciones de acomodación y suministro de sedimentos a través del tiempo. Se enfoca exclusivamente en el análisis de los cambios en la facies y el carácter geométrico de los estratos y la identificación de las superficies principales

para determinar el orden cronológico del relleno de la cuenca y eventos erosivos. (Catuneanu, 2011).

Los conceptos incorporados por esta disciplina han dado lugar a un cambio fundamental en el pensamiento geológico y, en particular, los métodos de facies y análisis estratigráficos.

Entre las definiciones más populares la estratigrafía secuencial se puede citar:

Estratigrafía secuencial (Posamentier y otros, 1988; Van Wagoner, 1995): Estudios de las relaciones de roca dentro de un marco tiempo – estratigráfico de los estratos repetitivos, genéticamente relacionados, limitados por una superficie de erosión o no depositación o sus concordancias correlativas.

Estratigrafía secuencial (Galloway, 1989): El análisis de las unidades sedimentarias relacionadas genéticamente repetitivas limitada en parte por superficies de no depositación o erosión.

Estratigrafía secuencial (Posamentier y Allen, 1999): El análisis de los patrones de sedimentación cíclicos que están presentes en las sucesiones estratigráficas, ya que se desarrollan en respuesta a las variaciones en el suministro sedimentario y el espacio disponible para el sedimento a acumularse.

Estratigrafía secuencial (Embry, 2001a): El reconocimiento y la correlación de las superficies estratigráficas que representan cambios en las tendencias de deposición de rocas sedimentarias. Estos cambios fueron generados por la interacción de la sedimentación, la erosión y el nivel de base oscilante y son determinados por el análisis sedimentológico y relaciones geométricas.

3.2 JERARQUIA DE LAS SECUENCIA Y LÍMITES DE SECUENCIA

Jerarquizar una secuencia es asignar diferentes órdenes a una secuencia estratigráfica y las superficies que limitan en función de su importancia relativa. La necesidad de una jerarquización se hace evidente cuando se considera que existen numerosos límites de secuencia en el registro de roca, a menudo de diferentes orígenes y

relevancia para un amplio rango de escalas temporales y espaciales, que deben ser racionalizados en términos de sus patrones de correspondencia relativa.

Dentro de un sistema de jerarquización, la secuencia más importante es reconocida como de “primer orden” y puede ser subdividida en dos o más secuencias de “segundo orden”. A su vez, una secuencia de segundo orden puede ser subdividida en dos o más secuencias de tercer orden, etc. (Figura 2).

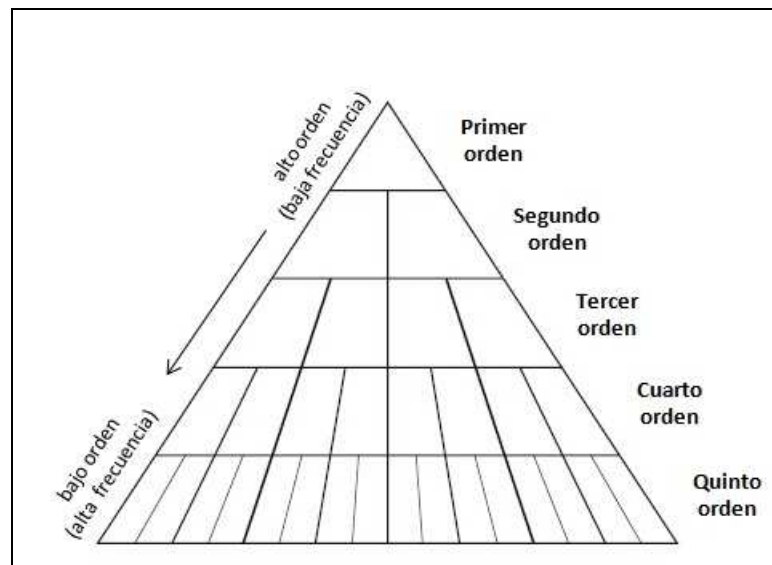


Figura 2. Representación esquemática del concepto de jerarquía. (Modificado de Catuneanu, 2006).

Las secuencias más importantes son designadas como alto orden (en la parte superior de la pirámide de jerarquía, es decir, de alto rango) y generalmente tienen una baja ocurrencia en el registro estratigráfico. Las secuencias menos importantes son las de bajo orden (es decir, bajo rango, hacia la base de la pirámide de jerarquía) y son más frecuentes en el registro de roca. Las secuencias grandes (alto orden) comúnmente consisten en varias secuencias más pequeñas, por lo tanto, la arquitectura del cuadro estratigráfico, el cual describe las tendencias depositacionales generales, es complicado, a escalas más detalladas de observación, por los cambios a corto plazo en las tendencias de depositación que generan un marco de superficies estratigráficas secuenciales de bajos ordenes de ciclicidad (Figura 3).

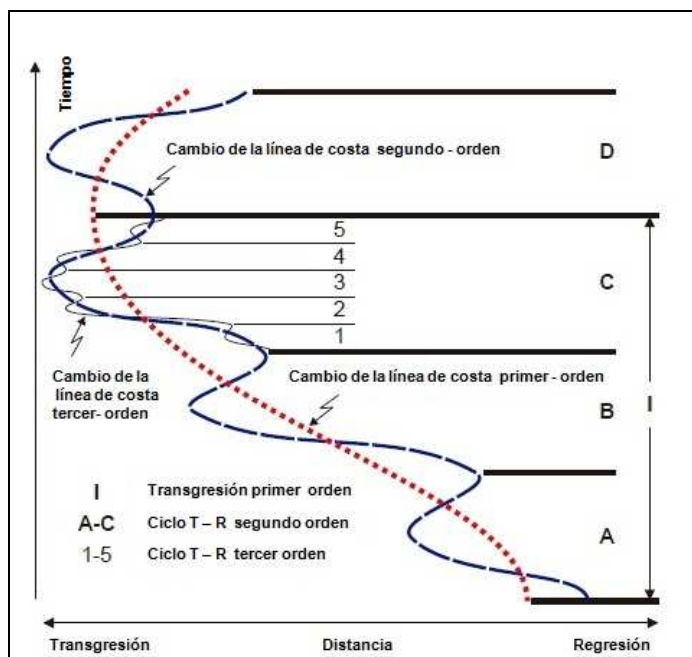


Figura 3. Patrones superpuestos de los cambios de la línea de costa en diferente orden de ciclicidad (Modificado de Catuneanu, 2006).

Los límites de secuencia más importantes en el registro estratigráfico, designado como primer orden, están genéticamente relacionados con los cambios en el ambiente tectónico que dio lugar a cambios en el tipo de las cuencas sedimentarias. A nivel de primer orden de la ciclicidad estratigráfica, el énfasis en la naturaleza del ambiente tectónico y cambios del mismo es de aplicación universal, porque la formación y clasificación de todos los tipos de cuencas sedimentarias está ligada a criterios tectónicos.

Los ciclos de orden más bajo que describen la arquitectura interna de cualquier secuencia más grande pueden ser controlados por cualquier mecanismo formador de secuencia, de tectónico a glacio-eustático. Este enfoque puede ser aplicado a cualquier cuenca sedimentaria independientemente de la edad estratigráfica, disponibilidad de control de tiempo o grado de preservación de las cuencas marginales.

El elemento crítico al desarrollar un sistema de jerarquización de secuencia es el conjunto de criterios que debe ser usado para diferenciar entre la importancia relativa

de las secuencias y las superficies límites. Dos enfoques diferentes están actualmente en uso, basados en el estudio del registro Fanerozoico: (1) Un sistema basado en la duración del ciclo (Figura 4), y (2) un sistema basado en magnitud de los cambios del nivel base (independiente de la duración del ciclo. El sistema anterior tiene una prioridad histórica, habiendo sido propuestos en los albores de la sísmica y la estratigrafía secuencial (Vail y otros, 1977; Figura 4). Esta jerarquía basada en el tiempo destaca al eustatismo como la principal fuerza motriz en detrás de la ciclicidad estratigráfica, que a su vez es controlada por una combinación de mecanismos tectónicos y orbitales de las placas (Figura 4). Como el eustatismo es global en naturaleza, la filosofía detrás de este sistema de jerarquía llevo a la construcción de una carta de ciclos globales (Vail *et al.*, 1977), cuya validez se encuentra actualmente bajo discusión (Mial, 1992, 1997).

ORDEN DE JERARQUIA	DURACIÓN (Ma)	CAUSA
Primer orden	200 - 400	Formación y ruptura de supercontinentes
Segundo orden	10 - 100	Cambios en el volumen de centros de expansión mid - oceánica.
Tercer orden	1 - 10	Control cinemático regional de placas
Cuarto orden	0,01 - 1	Esfuerzos orbitales

Figura 4. Controles tectónicos y orbitales sobre las fluctuaciones eustáticas (Vail y otros, 1977 y Miall, 2000).

3.4 SUPERFICIES ESTRATIGRAFICAS

Las superficies estratigráficas marcan cambio a través del tiempo en los regímenes de depositación (es decir, cambios en los entornos de depositación, la carga de sedimentos y / o flujo de energía del medio ambiente) y se crean por la interacción de

los cambios de nivel de base el nivel base, en el sentido estratigráfico no es una superficie real, sino es una superficie abstracta que representa una superficie de equilibrio entre la erosión, la depositación y la sedimentación. Estos cambios en los regímenes de sedimentación pueden o no corresponder a los cambios en las tendencias de sedimentación, pueden o no estar asociado con hiatos estratigráficos, y pueden o no pueden colocar facies contrastantes en contacto a través de una superficie determinada.

Las superficies estratigráficas pueden ser identificadas sobre la base de una serie de criterios, incluyendo la naturaleza del contacto (concordante o discordante), la naturaleza de las *facies* que están en contacto a través de la superficie, las tendencias depositacionales registrada en los estratos por debajo y por encima del contacto (regresión forzada, regresión normal, o transgresivo), características icnológicas de la superficie o de las *facies* que están en contacto a través de la superficie, y las terminaciones de estratos asociados con cada superficie en particular. Estas superficies se pueden clasificar en general en superficies dependientes del medio ambiente, que tienen ambiente específico de origen y por lo tanto un contexto estratigráfico específico (por ejemplo, superficies de incisión fluvial, socavamiento de ola transgresiva, socavamiento de ola regresiva), superficies geométricas, definidas por patrones de apilamiento y terminaciones de deposición (por ejemplo, superficies *onlap*, superficie *downlap*), y las superficies conceptuales, que son superficies dependientes del ambiente y / o geométricas que llevan un significado específico (por ejemplo, sistemas encadenados o límite de secuencia) en el contexto de los modelos estratigráficos de secuencia (por ejemplo, discordancias subaéreas, concordancias correlativas, superficies de máxima inundación y superficies de máxima regresión) (Galloway, 2004 en Catuneanu, 2006).

3.5 SISTEMAS DEPOSITACIONALES

Arreglo tridimensional de los sedimentos o litofacies que rellenan una cuenca. Los sistemas depositacionales varían de acuerdo con los tipos de sedimentos disponibles

para la depositación, además de los procesos y los ambientes depositacionales predominantes. Estos sistemas y sus productos sedimentarios reflejan la integración de los controles autogénicos (internos) y alogénicos (externos). (Allen & Allen, 2005).

3.5.1 Sistemas depositacionales continentales

Los sistemas depositacionales terrestres son aquellos que se desarrollan en el continente. Aun cuando la mayor parte de sus depósitos son continentales, algunos transportan sedimentos hasta los ambientes marinos como los ríos (la mayor parte de los ríos son afluentes de un gran río que desemboca en el mar o en un lago), algunos abanicos aluviales y ciertos ambientes paludales que interactúan en un medio continental y un medio transicional.

Los principales ambientes continentales incluyen los formados por corrientes o depósitos de agua:

a) Fluviales., b) Abanicos aluviales, c) Lacustres, d) Paludales (pueden ser también transicionales).

Los ambientes continentales mayoritariamente terrestres y con aporte ocasional de agua:

a) Eólicos, b) Desérticos, c) Glaciares, d) Cuevas.

3.5.2 Sistemas depositacionales costeros y transicionales

Aquellos formados en la línea de costa y poseen influencia marina y continental. Por ejemplo, en un delta gran parte de las facies son fluviales (ambientes terrestres) pero estas facies pueden estar influenciadas por la marea. Otras facies son marinas como las que se desarrollan en la línea de costa (barras de desembocadura y lomas playeras). Igualmente ocurre con los estuarios que son ambientes que indican transición entre el medio marino y el terrestre.

Los principales sistemas depositacionales de esta índole tenemos:

- (a) Deltas,
- (b) Estuarios
- (c) Líneas de playa
- (d) Islas de barrera
- (e) Lagunas costeras
- (f) Llanuras de marea

3.5.3 Sistemas depositacionales marinos

Sistemas depositacionales que comprenden depósitos de sedimentos de carbonatos y clásticos. Los ambientes marinos de clásticos están relacionados con sedimentos acarreados por los ríos y delta, los cuales al ser transportados hasta la línea de costa y plataforma continental son distribuidos por las corrientes marinas. Otros sedimentos clásticos son depositados en las grandes profundidades marinas y llanuras abisales. Algunos de estos sedimentos se deslizan abruptamente por las pendientes de la plataforma y en las áreas donde la profundidad aumenta rápidamente desde la línea de costa. Son sedimentos que desarrollan corriente de turbidez y se denominan ambientes de turbiditas.

Los ambientes desarrollados en estos sistemas son (Figura 5):

- (a) Ambientes de plataforma de carbonatos y arrecifes orgánicos
- (b) Atolones
- (c) Ambientes marinos someros en la plataforma continental
- (d) Ambientes marinos profundos. Zonas de talud y llanuras abisales
- (e) Turbiditas

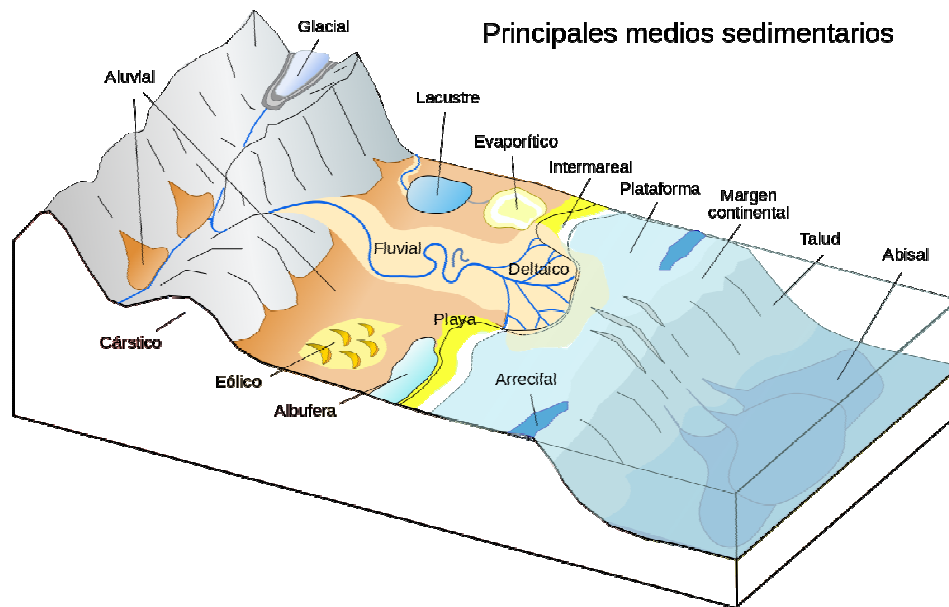


Figura 5. Clasificación de sistemas depositacionales. (Tomado de http://es.wikipedia.org/wiki/Medio_sedimentario)

3.6 SISTEMA PETROLÍFERO

Un sistema petrolífero se define como un sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que exista una acumulación de hidrocarburo en la naturaleza. Los elementos esenciales son: la roca madre, roca reservorio, roca sello y roca sobre de sobrecarga y los procesos incluyen la formación de la trampa y la generación – migración – acumulación de petróleo. Todos los elementos esenciales deben ser colocados en el tiempo y en el espacio de tal forma que pueden producirse los procesos requeridos para formar una acumulación de petróleo (Magoon *et al.*, 1994).

La extensión geográfica, estratigráfica y temporal del sistema se puede representar utilizando:

- (a) Un gráfico de la historia de soterramiento indicando el momento crítico, la edad y los elementos esenciales de una localidad específica
- (b) un mapa geológico – geográfico de la localización.

- (c) una sección transversal elaborada para el momento crítico que describa la relación espacial de los elementos esenciales.
- (d) una carta de eventos del sistema petrolífero mostrando las relaciones en tiempo de los elementos esenciales y de los procesos, así como el tiempo de preservación y el momento crítico.

El *momento crítico* es aquel punto en el tiempo seleccionado por el investigador que mejor describe la generación – migración – acumulación de la mayoría de los hidrocarburos en el sistema petrolífero. Un mapa o sección transversal dibujada en el punto del mejor tiempo crítico muestra la extensión geográfica y estratigráfica del sistema. Si se construye correctamente, el gráfico histórico de soterramiento muestra el tiempo en que la mayoría del petróleo en el sistema se genera y se acumula en su trampa primaria. Para gas biogénico, el momento crítico se relaciona a bajas temperaturas (Magoon y otros 1994).

La extensión geográfica del sistema petrolífero se define por la línea que circunscribe al volumen de la roca generadora activa y que incluye el petróleo descubierto, ya sea por una manifestación en superficie o en subsuelo, o por una acumulación comercial (Figura 6). Los mapas presentan con mayor facilidad la extensión geográfica o la extensión conocida del sistema petrolífero.

Estratigráficamente, el sistema petrolífero incluye los elementos esenciales dentro de la extensión geográfica: una roca generadora de petróleo, una roca reservorio, una roca sello, y una roca de sobrecarga. Las funciones de las tres primeras unidades de roca son obvias. Sin embargo, la función de la roca sobrecarga es más sutil, ya que, además de proporcionar la sobrecarga necesaria para madurar térmicamente la roca madre, también puede tener un impacto considerable en la geometría de la ruta de migración de base y la trampa. Las secciones geológicas muestran la geometría de los elementos esenciales al tiempo de acumulación de hidrocarburos y describen mejor la extensión estratigráfica del sistema (Figura 7).

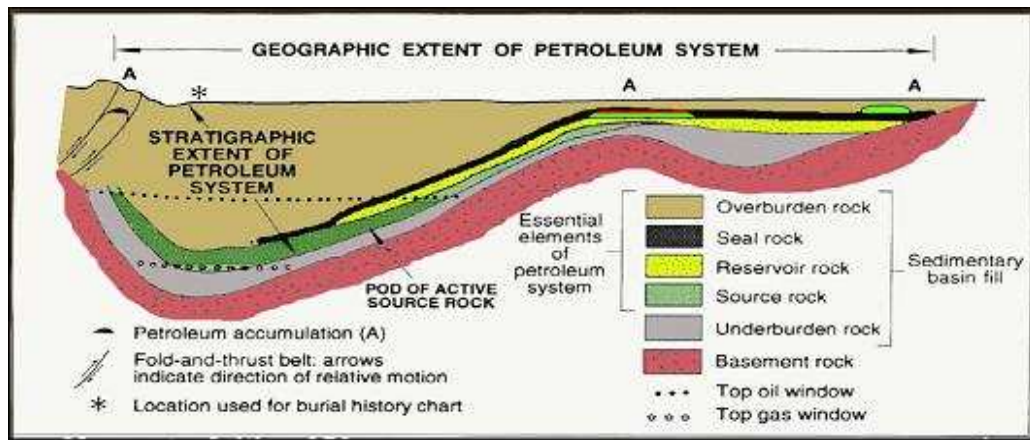


Figura 6. Ejemplo de una sección geológica mostrando la extensión estratigráfica de un sistema petrolífero ficticio a un momento crítico de 250 Ma. (Tomado de Magoon *et al.*, 1994)

La carta de eventos del sistema petrolífero muestra ocho eventos diferentes. (Figura 7). Los cuatro primeros eventos registran el momento de la deposición de los elementos esenciales en los estudios estratigráficos, y los dos siguientes eventos registran el tiempo en que se llevó a cabo los procesos del sistema petrolífero. La formación de la trampa es investigada utilizando los datos geofísicos y los análisis geológicos estructurales. La generación – migración – acumulación de los hidrocarburos, o la edad del sistema petrolífero, se basa sobre los estudios estratigráficos y geomecánicos y sobre las cartas de historia de soterramiento. Estos dos procesos son seguidos por el tiempo de preservación, que tiene lugar después que ocurre la generación – migración – acumulación del hidrocarburo, y es el tiempo cuando los hidrocarburos son preservados, modificados o destruidos dentro del sistema. Cuando la generación – migración – acumulación del sistema petrolífero se extiende hasta el presente, no hay tiempo de preservación y se esperaría que más que la mayor parte del petróleo se conserva y que comparativamente poco se ha degradado o destruido. El último evento es el momento crítico, determinado por el investigador de la carta de la historia del soterramiento, y muestra el tiempo representado en el mapa y la sección transversal.

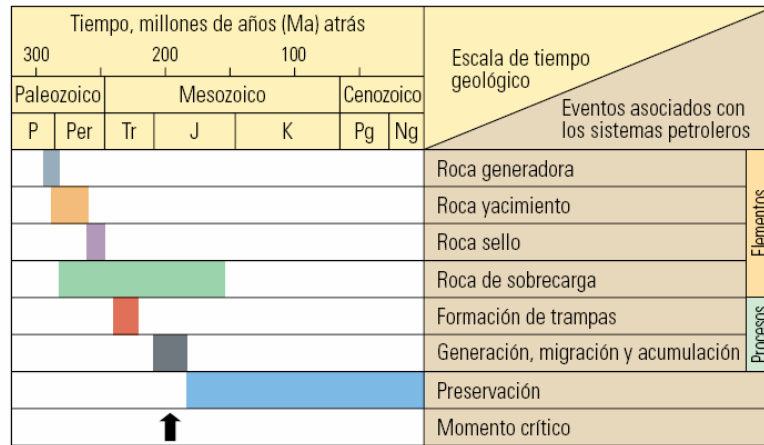


Figura 7. Modelo de carta de eventos que ilustra la secuencia cronológica de un sistema petrolífero.
(Tomado de Oilfield Review N° 2, Schlumberger 2009)

3.6.1 Nivel de certeza de un Sistema Petrolífero

El nombre de los sistemas petrolíferos incluye la roca madre, seguido del nombre de la roca reservorio de mayor importancia en la cuenca, y por el símbolo que indica el nivel de certeza de tal sistema petrolífero. Un ejemplo corresponde al sistema petrolífero La Luna – Misoa, donde los crudos en yacimientos de la Formación Misoa se consideran generados por la Formación La Luna (Talukdar y Marcano, 1994).

En un sistema petrolífero se pueden identificar tres niveles de certeza: conocido, hipotético o especulativo. El nivel de certeza de indica la confianza para el cual una cocina de una roca activa en particular ha generado los hidrocarburos en una acumulación. En un sistema petrolífero *Conocido*, existe una buena correspondencia entre la geoquímica de roca generadora activa y las acumulaciones de petróleo o de gas. En un sistema petrolífero *Hipotético*, la información geoquímica identifica la roca generadora, pero no existe correspondencia entre la roca generadora y la acumulación de petróleo. En un sistema petrolífero *Especulativo*, la existencia de la roca generadora o del petróleo es postulada completamente sobre las bases de evidencias geológicas o geofísicas. Al final, los nombres del sistema, en cuanto al

nivel de certeza se indica con: (!) para *conocido*, (.) para hipotético, y (?) para especulativo.

3.6.2 Elementos de un Sistema Petrolífero

Los elementos esenciales de un sistema petrolífero son:

- (a) Roca madre
- (b) Roca reservorio
- (c) Roca Sello
- (d) Trampa
- (e) Rocas suprayacentes al yacimiento

3.6.2.1 Roca Madre

Una roca madre o roca generadora de petróleo, es una roca sedimentaria que puede generar acumulaciones comerciales de petróleo. Para ser una roca madre, debe tener las siguientes características (Hunt, 1996):

I. Cantidad de materia orgánica. De acuerdo al contenido de COT: < 0,5% pobre, 1-2% buena y > 2% excelente.

II. Calidad de la materia orgánica. De Acuerdo al tipo de querógeno.

III. Madurez térmica para la generación. De acuerdo a la etapa de madurez alcanzado por la roca madre, lo que se relaciona con el gradiente geotérmico de la cuenca sedimentaria.

Para la evaluación de la cuenca, además de las condiciones mencionadas, se debe considerar el volumen de la roca y el patrón de drenaje. El objetivo de la evaluación de rocas madres es delimitar la presencia de los hidrocarburos en una cuenca sedimentaria. La evaluación de la roca madre debe permitir predecir (Brooks y otros., 1987):

- (a) La presencia de crudo y gas en trampas.
- (b) La cantidad de petróleo disponible para su acumulación en la cuenca.
- (c) Las zonas de generación de crudo y gas y sus relaciones, ya sea laterales o verticales hacia las trampas de una cuenca sedimentaria (drenaje).

3.6.2.2 Roca reservorio

La características de reservorio puede definirse como la suma de el desarrollo sistemático del conocimiento que se tiene de la geología de un reservorio, la descripción de la geología y su correcta interpretación con respecto a su influencia en el movimiento de fluidos y en el comportamiento de un reservorio y cuantificación y distribución de las propiedades de la roca y de los fluidos de manera tal que permitan el modelo y predicción del comportamiento de un reservorio.

Las rocas con una porosidad y permeabilidad para permitir la circulación y acumulación de los fluidos (crudo, gas y agua).

- (a) Porosidad: Corresponde al porcentaje de volumen de la roca con espacios porosos que pueden estar o no en contacto. Se denota por la letra ϕ (Tabla 1).

Tabla 1. Valores representativos de porosidades efectivas en la roca.

ϕ (%)	EVALUACIÓN
0 – 5	Despreciable
5 - 10	Pobre
10 - 15	Regular
15 - 20	Buena
>20	Muy buena

- (b) Porosidad primaria: Es la que posee la roca al final de la fase de sedimentación - inicio del soterramiento; los granos no han sido alterados, fracturados o disueltos.

Factores: Uniformidad del tamaño de grano (escogimiento)

- Forma de los granos
- Régimen de sedimentación (forma de empaque)
- Compactación, durante y luego de la sedimentación

- (c) Porosidad Secundaria: Porosidad modificada por procesos diagenéticos

Factores: Conexión de granos, por compactación

- Solución por contacto y re deposición
- Cementación
- Disolución
- Recristalización
- Fracturamiento
- Cementación

(d) Porosidad efectiva: Espacio poroso relleno o que puede rellenarse con crudo o gas recuperable, esto es suficientemente interconectados para permitir el flujo.(Tabla 2)

(e) Permeabilidad: Propiedad de un medio que permite que los fluidos pasen a través de él, sin producir cambios en la estructura del medio de desplazamiento. La constante K de permeabilidad está definida por la ecuación que expresa la Ley de Darcy.(Tabla 2)

Tabla 2. Valores representativos de permeabilidades en la roca.

K(md)	EVALUACIÓN
0 – >1.0 - 15	Pobre o regular
15 - 50	Moderada
50 - 250	Buena
250 - 1000	Muy Buena
>1000	Excelente

3.6.2.3 Roca Sello

Una vez registrar los perfiles, lo primero que interesa conocer es el tipo de litología atravesada. Ello permite discriminar las rocas que son potencialmente portadoras de hidrocarburos de las que no lo son. En general, las rocas reservorio tienen una respuesta típica en los registros en razón de sus características petrofísicas, en particular por su aumento de porosidad y permeabilidad (Serra, 1984). Debido a esto es que se produce la invasión de la roca por los fluidos de perforación desplazando

los contenidos originales presente e insaturados una serie sucesiva de zonas de distinta concentración y características alrededor de las paredes del pozo, conocido como perfil de invasión. Estas zonas imprimen su carácter e influencia de distintas manera a los registros de pozo abierto.

La roca sellos es de baja porosidad y permeabilidad, de tal forma que no permiten el paso de los hidrocarburos a través de ellas. Las acumulaciones de hidrocarburos y las rutas de migración están limitadas por la presencia de superficies impermeables. Por lo tanto, la distribución regional de las rocas que actúan como sellos determina la extensión del sistema petrolífero en la cuenca.

Se pueden definir dos tipos de sellos. Los **Sellos Regionales** que dirigen y controlan la distribución de los hidrocarburos en la cuenca y los **Sellos Locales** que detienen la migración y retienen las acumulaciones de hidrocarburos en las trampas.

Tipos de sellos

- (a) Las mejores rocas sellos son evaporitas, lutitas y las mismas rocas madres. Estas litologías son las mejores rocas sellos por sus características de uniformidad litológica, son dúctiles y pueden mantener grandes presiones de fluidos (petróleo y agua) sin deformarse ni fracturarse.
- (b) Barreras capilares de sedimentos grano grueso-fino: representan el tipo más común de barreras a la migración del petróleo.
- (c) Mineralizaciones: Pueden producir disminución en la permeabilidad y actuar como sellos.
- (d) Capas de asfalto: Pueden actuar como barrera a la migración de crudo y gas. A poca profundidad las capas de asfalto que sirven como sello son formadas por biodegradación. A mayor profundidad se produce desafaltación, originando barreras de asfalto (*Tar mats*).
- (e) Domos de sal: La capacidad de una evaporita para inhibir el movimiento del petróleo se debe a su comportamiento dúctil y el pequeño tamaño de los cristales. La única manera que puede ocurrir migración en lugar de entrapamiento es cuando las sales tiene impurezas y estas presentan características de permeabilidad diferente.

3.6.2.4 Trampa

Estructura geológica que permite que el petróleo que migra se acumule y se preserve por un cierto intervalo de tiempo. Cualquier arreglo geométrico de estratos que permite la acumulación de crudo, gas o ambos en cantidades comerciales. Pueden ser estratigráficas o estructurales.

Los factores importantes de una trampa son:

- (a) Proximidad a una ruta de migración de petróleo
- (b) Permeabilidad del sello
- (c) Tamaño de la trampa

3.6.2.5 Rocas de sobrecarga

Corresponden al grupo de rocas por encima de la roca sello y la roca generadora. Este conjunto de rocas contribuye al soterramiento de la roca madre por la presión litostática, permitiendo se alcancen condiciones de temperatura para la generación de hidrocarburos por la roca madre y la formación de yacimientos y trampas adecuadas, de acuerdo a los procesos geológicos que pueden ocurrir en la cuenca.

De acuerdo a Demaison y Huizinga (1994), un sistema petrolífero se puede describir de acuerdo a tres factores geológicos: Carga, Migración y Entrampamiento. Estos tres factores deben ocurrir de forma secuencial y son por lo tanto condicionales. Por ejemplo, para entender lo anterior, la migración no puede ocurrir sin que ocurra el término denominado carga, relacionado a la generación de petróleo.

- (a) Carga: Depende de la naturaleza de la roca madre y por lo tanto del tipo y cantidad de materia orgánica, para generar petróleo. La efectividad de la carga está controlada por los procesos químicos, consistentes en resumen en los procesos de diagénesis y catagénesis.
- (b) Migración-Entrampamiento: Se refiere a la expulsión y migración del petróleo hasta una zona donde se forme un yacimiento, es decir que el petróleo generado pueda ser acumulado en alguna zona porque existe una trampa o puede ser dispersado. La migración-entrampamiento está controlado por

procesos físicos y químicos que incluyen los mecanismos de migración primaria, la migración secundaria (flotación) y los factores que definen la formación de una trampa (roca yacimiento, trampa, sello).

Por otra parte, los procesos de los sistemas petrolíferos, son los eventos geológicos que causan la formación de acumulaciones de petróleo y corresponden a:

- (a) Formación de la Trampa: Corresponde a la estructura geológica (sedimentaria o estructural), que permite que los hidrocarburos se acumulen, por la porosidad y permeabilidad de la roca yacimiento y la roca sello.
- (b) Generación-Migración-Acumulación: Corresponde a los procesos de generación, migración y acumulación del petróleo en una cuenca sedimentaria.
- (c) Preservación del Petróleo: Relacionado al tiempo en el cual el petróleo permanece atrapado, durante este periodo, la composición del petróleo puede sufrir cambios por procesos secundarios como biodegradación, lavado por aguas, desasfaltación, alteración térmica.

3.7. DEFINICIÓN DE *PLAYS*

El concepto de *plays*, se ha hecho más extenso con los años y ha avanzado a medida que ha progresado la geoquímica del petróleo. El concepto de *plays* ha evolucionado desde lo más sencillo como “recursos de hidrocarburos” que comparten características tectónico-sedimentarias similares en un área determinada (Allen y Allen 1990) hasta lo más elaborado y aceptado como “Es la percepción o el modelo de cómo un reservorio produce, un sistema petrolero carga, un sello regional y una trampa se pueden combinar para producir acumulaciones en un específico nivel estratigráfico.

El concepto adoptado para la definición de *plays* se conjuga con las ideas de Allen y Allen (1990) quien propuso que la predicción de la roca madre, reservorio, sello y trampa requiere un entendimiento de una evolución estructural y estratigráfica de las

secuencias depositacionales de una cuenca. El entendimiento puede ser alcanzado a través del análisis de cuenca, el cual facilita la evaluación de los *plays* exploratorios.

CAPÍTULO IV

MARCO TECTONOESTRATIGRÁFICO REGIONAL

La subcuenca de Guárico presenta una compleja historia geológica que involucra la superposición de ciclos sedimentarios generados entre la cadena Caribe al norte y el cratón de Guayana al sur. La columna cronoestratigráfica que soporta el marco tectonoestratigráfico de la subcuenca, permitió identificar las tectonosecuencias definidas que corresponden al llamado “Ciclo de Wilson” (Wilson, 1965 en Burke, 2011), el cual se describe de la siguiente manera: “Conjunto de características (montañas, cordilleras centro-oceánicas, fallas transformantes) conectadas dentro de una cadena de eventos dinámicos que dividen la superficie de la tierra en muchas grandes placas rígidas. Si la deriva continental ha estado actuando por un periodo de tiempo apreciable, significa que una sucesión de cuencas oceánicas han podido formarse, achicarse y cerrarse de nuevo”. Tomando en cuenta este concepto, se considera una Tectonosecuencia como la sucesión de sedimentos depositados en un ciclo supercontinental o ciclo de Wilson, que comprende las fases de Apertura Continental, Margen Pasivo y Margen Activo, donde cada fase tectónica genera tipos particulares de cuenca. Los parámetros que controlan la sedimentación de una tectonosecuencia son netamente tectónicos y sus cambios permiten diferenciar unidades depositacionales. De esta forma la columna estratigráfica que se definió contiene como unidad de correlación las unidades depositacionales con una nomenclatura que responde a su origen tectónico. En menor jerarquía se definieron secuencias depositacionales, las cuales pueden ser originadas por eventos tectónicos, eustático y/o climático.

El marco tectonoestratigráfico de la subcuenca de Guárico contiene tres tectonosecuencias, denominadas T1, T2 y T3 (más antiguo a más joven), las cuales se originaron a partir de la formación y separación de los supercontinentes (Rodinia, Pannotia y Pangea) según los registros conocidos de la evolución del planeta. La tectonosecuencia T1 se formó durante el ciclo supercontinental de Rodinia, que

ocurrió entre los períodos Esténico-Ediacárico de la era Proterozoico (supercontinente de Rodinia), y está compuesta por la unidad litodémica UL1. La tectonosecuencia T2 se produjo durante el ciclo supercontinental de Pannotia, que inició en el período Ediacárico de la era Proterozoico y finalizó en el período Cámbrico de la era Fanerozoico, y comprende la unidad depositacional UD0. Por último, la tectonosecuencia T3 se desarrolló durante el ciclo supercontinental de Pangea, que comenzó en el Pérmico-Jurásico y continúa hasta el presente. Esta tectonosecuencia contiene 5 unidades depositacionales denominadas como: 1) UDI, formada durante la fase de apertura continental en el Jurásico Tardío; 2) UDII, desarrollada durante la fase de margen pasivo en el intervalo Barremiense (Cretácico Temprano) - Paleoceno; 3) UDIV, generada durante la fase de margen activo (colisión de la Placa Caribe) en el período Eoceno Tardío - Mioceno Medio. Esta unidad depositacional se caracteriza por la migración y superposición de los *foredeeps* de las subcuencas de Guárico (Eoceno Tardío-Oligoceno) y Maturín (Mioceno a Plioceno), así como por la depositación de sedimentos tipo *flysh* (Eoceno-Oligoceno); 4) UDVII, formada durante la fase de margen activo (colisión del Arco de Panamá) en el intervalo Mioceno Tardío - Reciente y se caracteriza por el levantamiento de la Cordillera de Los Andes de Mérida; 5) UDVIII, generada durante la fase de margen activo (colisión de la Placa Caribe) en el período Mioceno Tardío - Reciente y se caracteriza por la formación del *foredeep* de Amacuro.

Cada una de estas unidades depositacionales se encuentran delimitadas al tope y base por discordancias regionales. Las unidades UDII, UDIV y UDVIII fueron a su vez subdivididas en ciclos transgresivos y regresivos separados por superficies de máxima inundación (MFS) de orden mayor, a las cuales se les asignó una edad de 88.8 Ma. para la MFS_UDII, 27.8 Ma. para la MFS_UDIV *foredeep* Guárico, 13.6 Ma para la MFS_UDIV *foredeep* Maturín y 5.5 Ma. para la MFS_UDVIII, según las curvas de Haq y Schutter (2008) en Grandstein *et al.*, (2012).

El marco tectonoestratigráfico definido en la subcuenca de Guárico, se muestra en la Figura 8.

ERA	PERÍODO	ÉPOCA	TECTONO-SECUENCIA	FASE TECTÓNICA	UNIDAD DEPOSITACIONAL	SUPERFICIES ESTRATIGRÁFICAS
CENOZOICO	C	Reciente	T3	MARGEN ACTIVO	UDVIII	MFS_UDVIII (5,5 Ma.)
		- Mioceno Tardío				SB_UDVIII
	NEÓGENO	PLIOCENO			UDVII	SB_UDVII
		MIOCENO TARDÍO				MFS_UDIV_FM (13.6 Ma.)
		MIOCENO MEDIO				MFS_UDIV_FG (27.8 Ma.)
		MIOC.TEMPRANO				SB_UDIV
	PALEÓGENO	OLIGOCENO			UDII	MFS_UDII (88,9 Ma.)
		EOCENO				SB_UDII
		PALEOCENO				SB_UDI
	MESOZOICO	CRETÁCICO			TARDÍO	MARGEN PASIVO
TEMPRANO			UD0 (Basamento Acústico)	SB_UD0		
JURÁSICO	TARDÍO	APERTURA CONTINENTAL	UD0 (Basamento Acústico)	UD0 (Basamento Acústico)	SB_UD0	
PALEOZOICO	CÁMBRICO	?	T2	MARGEN ACTIVO ?	UD0 (Basamento Acústico)	SB_UD0
PRECÁMBRICO	PROTEROZOICO	NEOPROTEROZOICO	T1	APERTURA CONTINENTAL ?	UL1 (Basamento Acústico)	
		MESO-PROTEROZOICO				
		PALEO-PROTEROZOICO				

Figura 8. Cuadro tectonoestratigráfico de la subcuenca de Guárico

ERA	PERÍODO	ÉPOCA	TECTONO-SECUENCIA	FASE TECTÓNICA	UNIDAD DEPOSITACIONAL	EVIDENCIA	PROCESO TECTÓNICO	EXPRESIÓN SÍSMICA
CENOZOICO	C	Reciente	T3	MARGEN ACTIVO	UDVIII	FOREDEEP DE AMACURO SEDIMENTOS MARINO PROFUNDO	SUBSIDENCIA FLEXURAL CONTROL TECTÓNICO EN LA SEDIMENTACIÓN	Reflectores continuos a discontinuos, amplitud variable, inclinados hacia el Norte. Reflectores paralelos discontinuos y con marcado contraste de impedancia acústica hacia el Sur. Esta geometría de cuña evidencia que la tectónica en la cuenca fue variada y episódica, causando tasas de levantamiento o subsidencia diferencial de los depocentros generados
		Mioceno Tardío				UDVII	OROGENESIS ANDINA SEDIMENTOS MOLÁSICOS Y AUMENTO DE ESPESORES HACIA EL FRENTE DE MONTAÑA	SUBSIDENCIA FLEXURAL CONTROL TECTÓNICO Y CLIMÁTICO EN LA SEDIMENTACIÓN
	NEÓGENO	PLIOCENO			UDIV		FOREDEEP DE GUÁRICO, FOREDEEP DE MATURIN FLYSH DE GUÁRICO	SUBSIDENCIA FLEXURAL CONTROL TECTÓNICO EN LA SEDIMENTACIÓN
		MIOCENO TARDÍO						
		MIOCENO MEDIO						
	PALEÓGENO	MIOC. TEMPRANO			MARGEN PASIVO	UDII	PLATAFORMA EXTENDIDA SEDIMENTOS CLÁSTICOS Y CARBONÁTICOS DISMINUCIÓN DE ESPESORES HACIA EL CRATÓN	SUBSIDENCIA TERMAL CONTROL EUSTÁTICO EN LA SEDIMENTACIÓN
OLIGOCENO								
EOCENO								
MESOZOICO	CRETÁCICO	TARDÍO	APERTURA CONTINENTAL	UDI	GRABEN SEDIMENTOS CLÁSTICOS CONTINENTALES	EXTENSIÓN LITOSFÉRICA CONTROL TECTÓNICO Y CLIMÁTICO EN LA SEDIMENTACIÓN	Reflectores continuos y divergentes. Los reflectores se acuña hacia las fallas que delimitan el graben. Terminaciones tipo truncamiento al tope de la unidad.	
		TEMPRANO						
	JURÁSICO	TARDÍO	UD0 (Basamento Acústico)	FOREDEEP ?	COLISIÓN ?	Reflectores paralelos de muy baja energía de reflexión, con truncaciones al tope. Acuñaamiento hacia el sur de la cuenca. No se evidencia esta unidad hacia el norte, debido que las reflexiones son caóticas.		
PALEOZOICO	CÁMBRICO	?						
		PROTEROZOICO	T1	APERTURA CONTINENTAL ?	UL1 (Basamento Acústico)	CRATÓN DE GUAYANA	EXTENSIÓN LITOSFÉRICA ?	Baja relación señal - ruido (reflectores caóticos)
MESO-PROTEROZOICO								
PRECÁMBRICO		PALEO-PROTEROZOICO						

Figura 9. Cuadro resumen del marco tectonoestratigráfico de la subcuenca de Guárico

4.1 PRINCIPALES RASGOS ESTRUCTURALES

En la subcuenca de Guárico se definieron diferentes rasgos estructurales que se resumen en la siguiente Figura 10. Lo principales rasgo estructurales del área son tres:

1. sistema de fallas normales subverticales
2. sistema de fallas normales invertidas
3. sistema de fallas inversas tipo corrimiento

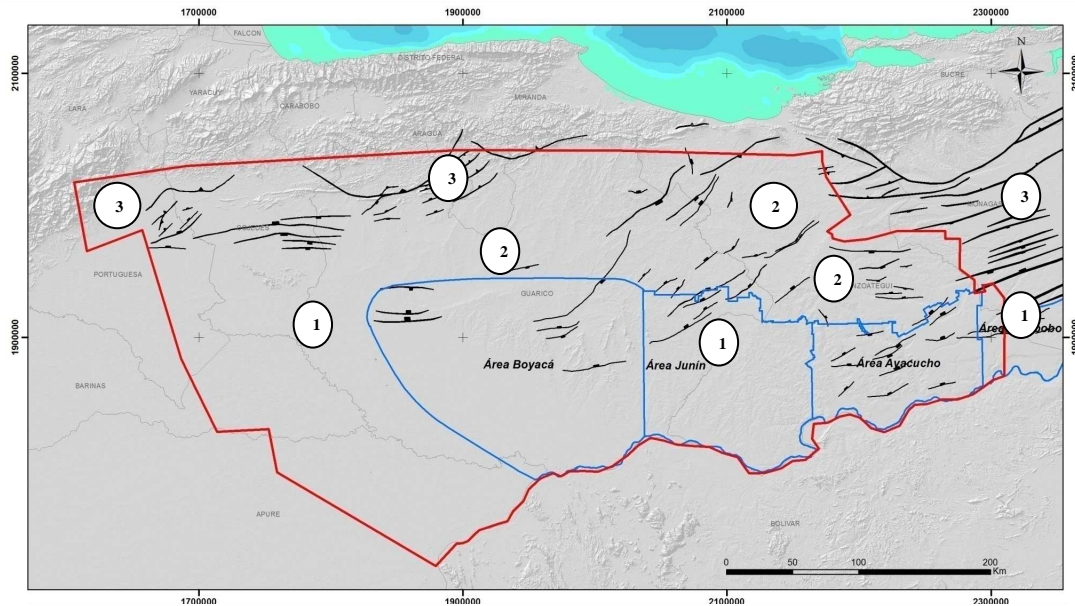


Figura 10. Mapa de principales estilos estructurales del área. (Parra *et al.*, 2018)

En el mapa estructural se pueden distinguir tres estilos estructurales bien diferenciados en toda la cuenca:

◆ (1) Sistema de fallas normales subverticales, que cortan y/o deforman las unidades UL1, UD0, UDI, UDII y UDIV dentro del graben de Espino Figura 11, y las unidades UL1, UD0, UDII y UDIV en las áreas adyacentes o externas al graben Figura 12 Las fallas normales localizadas dentro del graben que se formaron por los eventos extensivos del Jurásico, y posteriormente se reactivaron por los eventos compresivos del Mioceno. Por el contrario, las fallas normales ubicadas fuera del graben se

generaron por la flexura del basamento producto de la carga tectónica de la cuña orogénica que comenzó su avance en el Eoceno hasta el Pleistoceno.

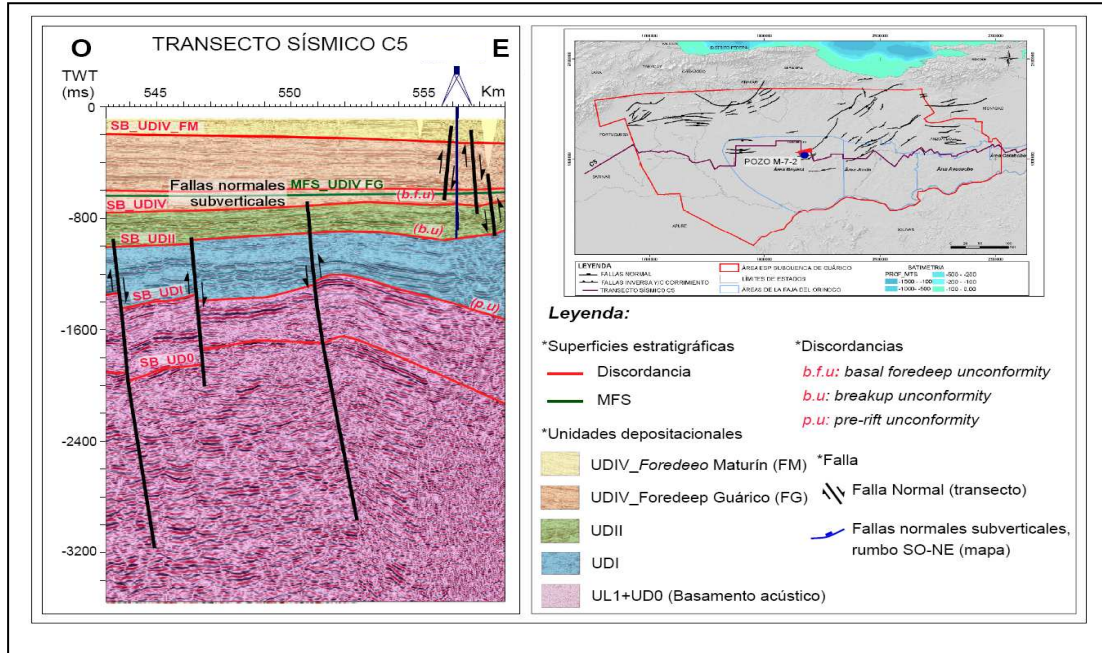


Figura 11. Segmento del transecto sísmico C5 mostrando el sistema de fallas normales subverticales, que cortan la unidades UL1, UD0, UL1 y UDII, en el área del Graben de Espino

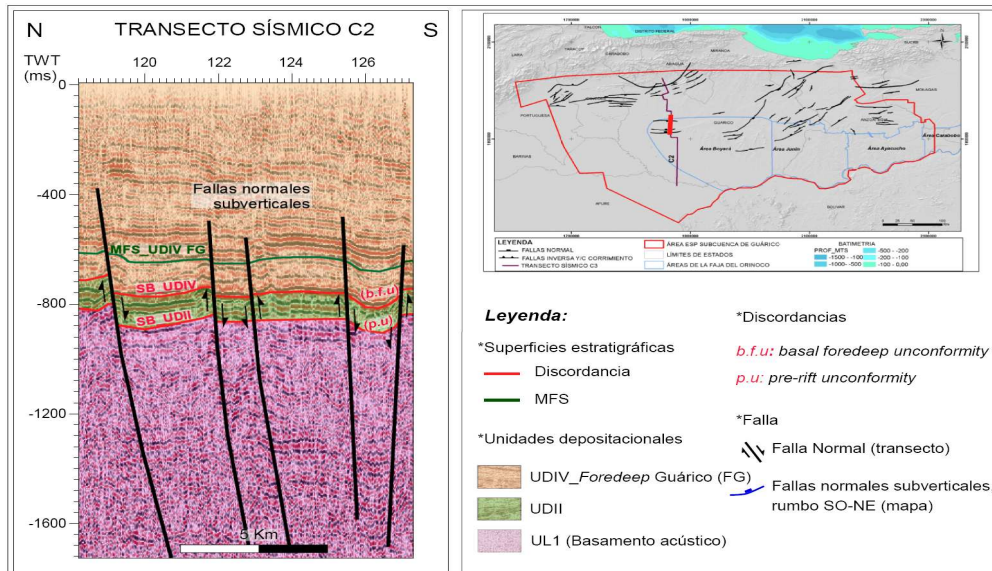


Figura 12. Segmento del transecto sísmico C2 mostrando el sistema de fallas normales subverticales, que atraviesan las unidades UL1, UDII y UDIV, en el área adyacente del Graben de Espino.

Este sistema de fallas normales presenta a su vez dos familias con orientaciones diferentes: (1A) Familia de fallas normales subverticales con rumbo SO-NE, un buzamiento NO o SE (dependiendo del lugar), y una longitud del plano de falla entre 60 - 100 km para las fallas regionales y 20 - 40 km para fallas de menor orden.

Esta familia de fallas se encuentra ubicada en las regiones noroccidental y central del estado Guárico, y sur del estado Anzoátegui. (1B) Familia de fallas normales subverticales con rumbo preferencial O-E, un buzamiento N o S (dependiendo del lugar), y una longitud del plano de falla entre 60 - 100 km. Esta familia de fallas se encuentra ubicada en las regiones nororiental del estado Portuguesa y central del estado Cojedes.

◆ (2) Sistema de fallas normales invertidas, que atraviesan y/o deforman las unidades UL1, UD0, UDI, UDII y UDIV (*foredeep* de Guárico). Estas fallas normales se generaron por los eventos extensivos del Jurásico, y posteriormente fueron reactivadas e invertidas por los eventos compresivos del Mioceno.

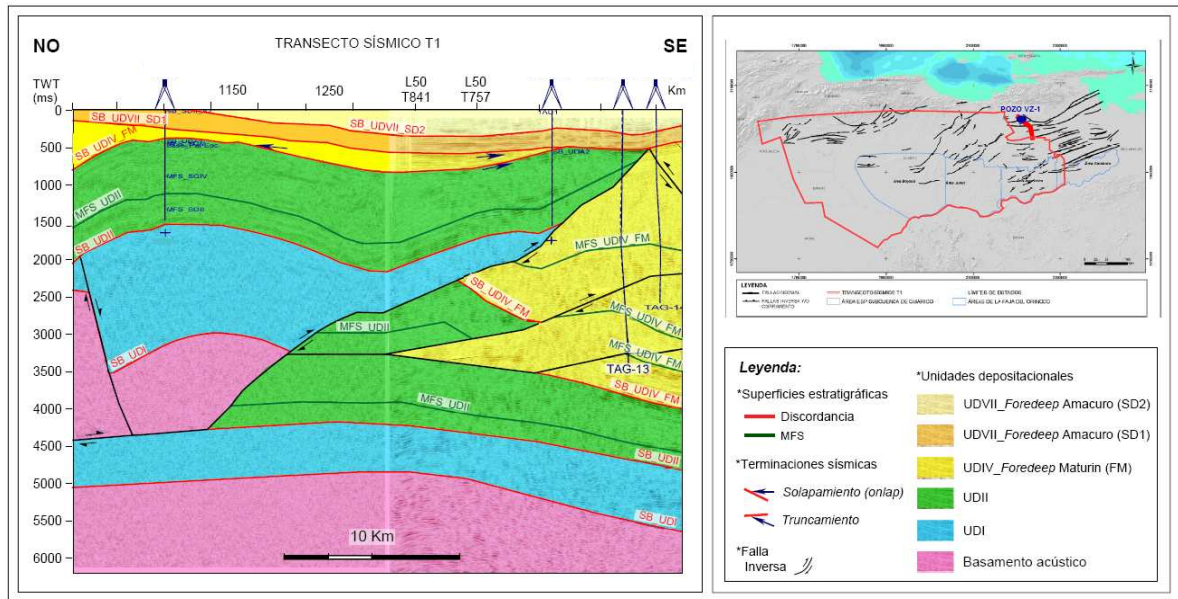
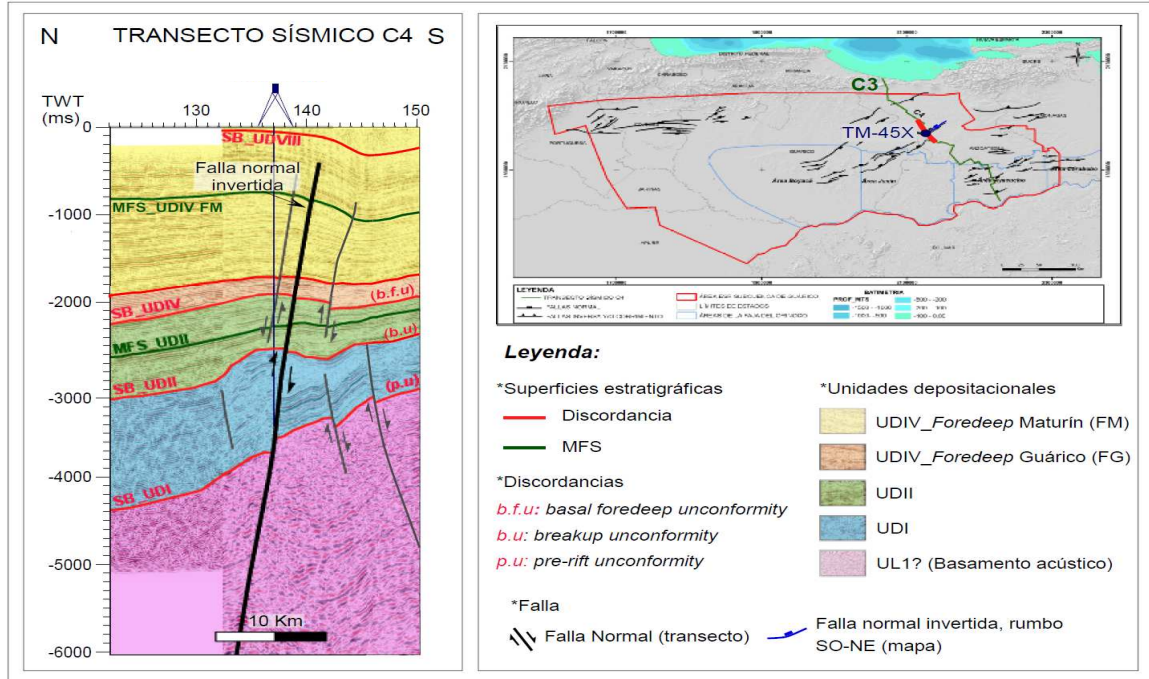
Este sistema de fallas normales invertida posee un rumbo SO-NE, un buzamiento NO o SE (dependiendo del lugar) y una longitud del plano de falla entre 60 - 100 km. Figura 13. Este sistema de fallas se encuentra ubicado en la región norcentral del estado Anzoátegui.

◆ (3) Sistema de fallas inversas tipo corrimientos, que atraviesa y/o deforman las unidades UL1, UDI, UDII, UDIV (*foredeep* Maturín) y UDVIII (Figura 13). Estas fallas inversas se originaron a partir de la reactivación e inversión de fallas normales (antiguas) de alto ángulo en respuesta a los eventos compresivos y avance hacia el sur del frente de deformación durante el Neógeno.

Este sistema de fallas tiene un rumbo SO-NE, con su traza de superficie cóncava hacia el Norte y una longitud del plano de falla entre 50 y 70 km (Figura 14). Este sistema de fallas se encuentra ubicado en la región norcentral del estado Anzoátegui.

La unidad UL1 ha sido perforada principalmente por los pozos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) debido que se encuentra a profundidades más someras (<4000 pies). Los mayores espesores “parciales” de esta unidad se encuentran en los

pozos LD-1X (672 pies), PAN-1X (418 pies) y XF10E (179 pies), mientras que los menores espesores “parciales” se encuentran en los pozos SCZ-9986 (22 pies), GR-2 (18 pies) y MFQ-1S (4 pies).



4.1.1 Unidad Depositacional UL1

La unidad litodémica 1 de edad Proterozoico estuvo controlada por múltiples procesos tectónicos y termales con actividades intensas de vulcanismo, metamorfismo, levantamiento, erosión, entre otras que dieron como resultado la formación y mezcla de rocas de dos o más clases genéticas (ígneas y metamórficas). Estos procesos fueron identificados a partir de las descripciones litológicas (macroscópicas), análisis petrográficos y dataciones radiométricas de los pozos. El comportamiento termal actual, presenta altas temperaturas, relacionadas con el aporte radiogénico.

4.1.2 Unidad Depositacional UD0

La depositación de esta unidad estuvo controlada por los procesos tectónicos y termales ocurridos durante la fragmentación y formación del supercontinente Pannotia en el Proterozoico (Ediacárico) - Fanerozoico (Cámbrico), de acuerdo con los modelos de reconstrucción tectónica que existen de los supercontinentes junto con la orogénesis caledoniana a finales del Cámbrico. El límite inferior es una discordancia tectónica regional identificada parcialmente en la región sur del estado Anzoátegui, a través de la integración de datos sísmicos e información de pozos. Presenta una geometría en forma de cuña, la cual aumenta de espesor en dirección sureste-noroeste. Litológicamente compuesto de lutitas, descritas como argilita intercaladas con areniscas de grano muy fino, limosas o arcillosas. El ambiente depositacional varía de próximo costero a influencia marina. La temperatura actual es baja y las paleo-temperaturas presentan dos tendencias diferentes. Los promedios de tasa de sedimentación son bajos al norte y sur del área y altos en la parte central. Los espesores erosionados varían entre los 2000 al N y NE y 10000 pies de espesor al S y NO.

4.1.3 Unidad Depositacional UDI

La depositación de esta unidad se originó producto de la extensión litosférica que generó la fragmentación de la corteza continental, tras de la separación del Pangea y apertura del Océano Atlántico. Se interpretó un rango estratigráfico de Jurásico tardío (145–163 Ma). El límite inferior de la unidad fue interpretado como una superficie estratigráfica discordante definida como SB_UDI que representa la base de la etapa de extensión (*rifting*). Esta discordancia se identificó dentro de los límites del Graben de Espino solo mediante la información sísmica, debido a que ningún pozo ha perforado la base de la unidad. Se caracteriza por presentar un sistema de fallas normales subverticales discontinuas, con orientación SO-NE, que conforman la estructura del Graben de Espino. Los espesores totales oscilan entre 1.000 y 15.000 pies hacia el SO y NE del graben. Litológicamente se caracteriza por la presencia de basaltos hacia el tope, seguidos de intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con ocasionales inclusiones de conglomerados y lutitas limosas de color rojizo, el ambiente de sedimentación es continental. El análisis de los datos termales indica que el flujo de calor durante la depositación de esta unidad fue alto. El promedio de la tasa de sedimentación varía entre 0 y 200 m/Ma.

4.1.4 Unidad Depositacional II (UDII)

La unidad UDII se formó producto de la subsidencia termal generada después de la apertura continental, lo cual resultó en el desarrollo de un extenso margen pasivo. Los factores que controlan la sedimentación son principalmente eustáticos con una buena distribución de la unidad en casi toda el área de estudio.

La edad de la unidad va desde el Albiense hasta el Paleoceno, El límite inferior de esta unidad denominado SB_UDII es una discordancia tectónica regional denominada como “*breakup unconformity*” (separa la fase de apertura continental del inicio del margen pasivo) o “*Pre-rift unconformity*” (separa la fase de *prerift* del margen pasivo), dependiendo del lugar de la cuenca. Este límite se identificó a lo largo de toda la Cuenca Oriental de Venezuela mediante la integración de datos sísmicos e información de pozos. Por debajo de este límite (“*breakup unconformity*”), yace la

unidad UDI (Jurásico) a lo largo de la región nororiental de la subcuenca de Guárico (Graben de Espino) y toda la subcuenca de Maturín. En el resto de la subcuenca de Guárico, este límite (“*Pre-rift unconformity*”) yace por encima del Basamento Acústico (Paleozoico y/o Precámbrico). En la Figura 15 se pueden observar las terminaciones sísmicas que evidencian el carácter discordante de los límites superior e inferior de UDII en el transecto sísmico C4. También se observan las unidades infra y suprayacentes a esta unidad, así como, su geometría, espesor y fallas.

Desde el punto de vista sísmico, esta unidad está caracterizada por reflexiones sísmicas continuas, paralelas, de alta amplitud y frecuencia en la mayor parte del área. En algunos lugares, las reflexiones sísmicas observadas son de continuidad, amplitud y frecuencia baja (ej.: Pozo XP2) hacia la base de la unidad (Figura 15)

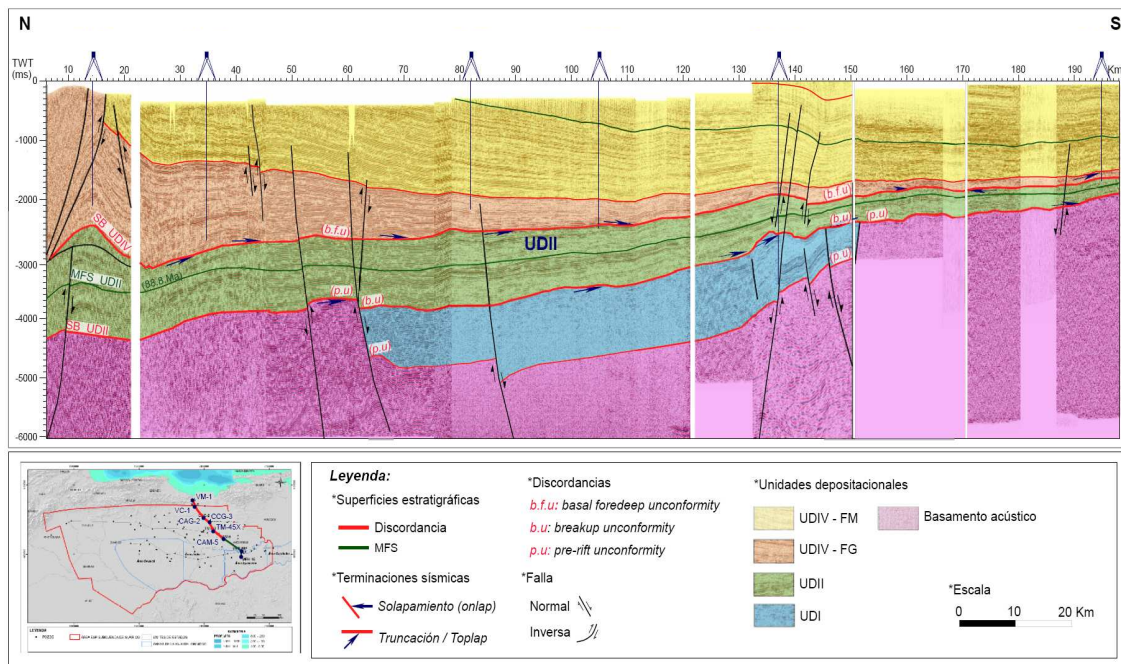


Figura 15. Transecto sísmico C4 mostrando las terminaciones sísmicas, las unidades infra y suprayacentes, el espesor, la geometría y las estructuras que afectan a unidad deposicional UDII.

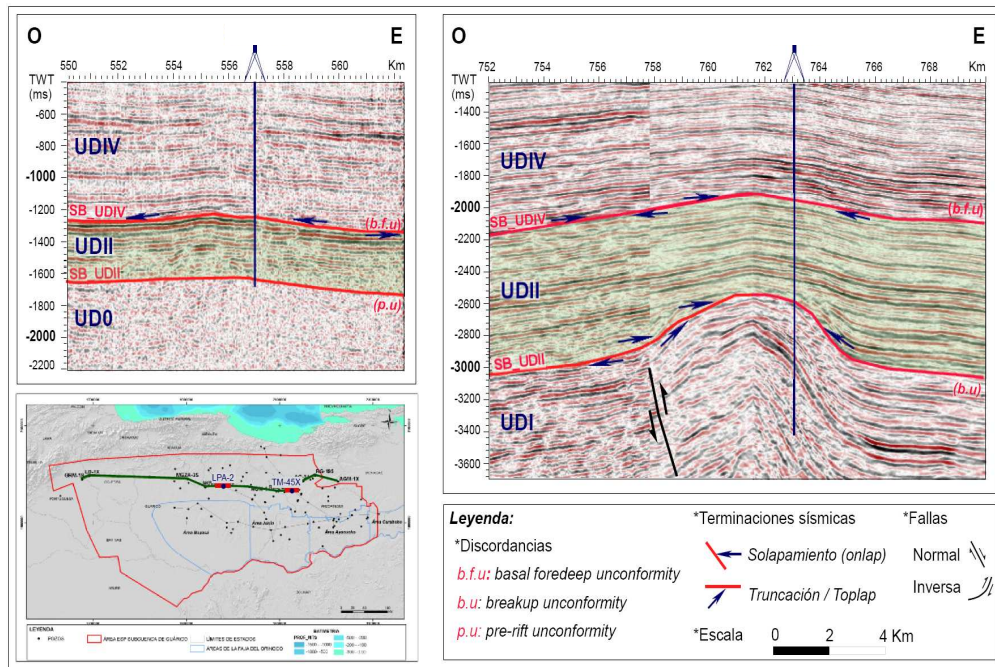


Figura 16. Segmentos del transecto *master 1* (TM1) mostrando las características de las reflexiones sísmicas de la unidad UDII en el área de los pozos XP2 y XT45.

El espesor total de UDII varía en dirección suroeste-noreste. Los menores espesores de la unidad depositacional UDII se encuentran presentes hacia el oeste y sur de la cuenca (*e.g* Faja Petrolífera del Orinoco), (Figura 17) donde alcanzan rangos entre 1000 y 2000 pies (color magenta). Esta disminución de espesor se debe a la ocurrencia de procesos tectónicos de levantamiento durante el margen activo (Eoceno a Mioceno) que produjeron la erosión parcial del tope de esta unidad. Por otro lado, los mayores espesores de esta unidad se observan al noreste, alcanzan valores máximos entre 10000 y 11000 pies (color amarillo) en la subcuenca de Guárico y valores superiores a los 15000 pies (color naranja) en la subcuenca de Maturín. Estos valores de espesor se deben al aumento de la subsidencia tectónica de la cuenca en estas zonas, lo que favoreció la mayor depositación y preservación de los sedimentos de esta unidad (Figura 15).

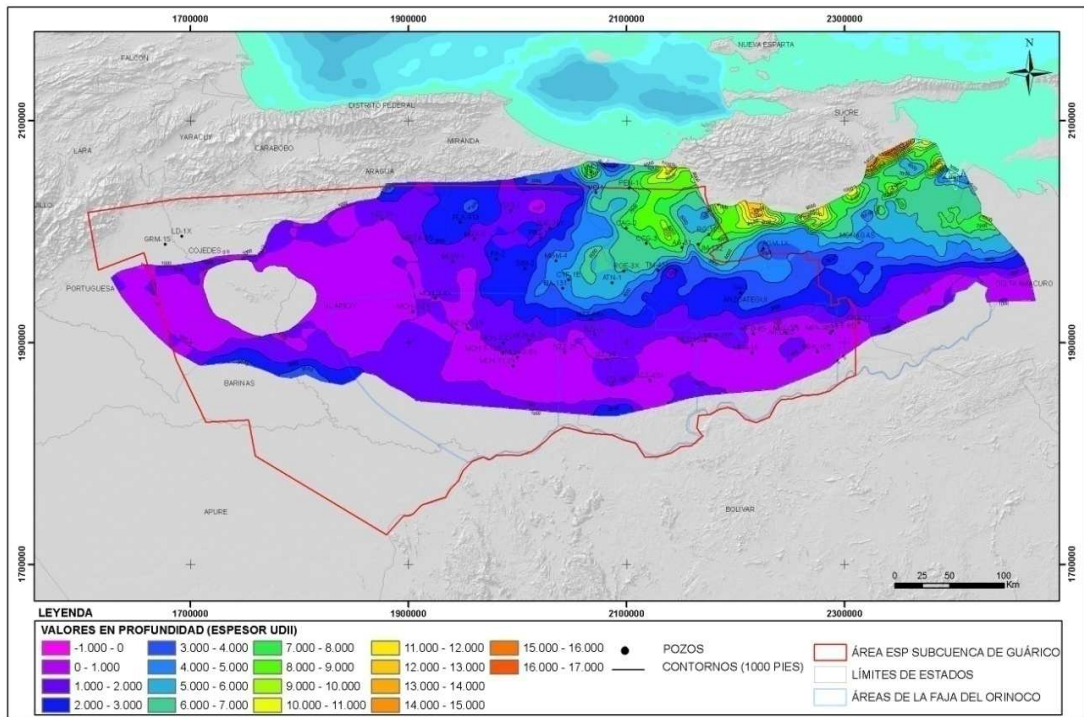


Figura 17. Espesor total de la unidad deposicional UDII

Esta unidad está formada por un sistema transgresivo - regresivo de segundo orden, separado por la superficie de máxima inundación MFS_UDII (88,8 Ma), que representa la máxima profundización de la cuenca durante la fase de margen pasivo, y corresponde al evento de deposición de la principal roca madre. (Figura 18)

NO | 19 km | 43 km | 23 km | 26 km | 40 km | 65 km

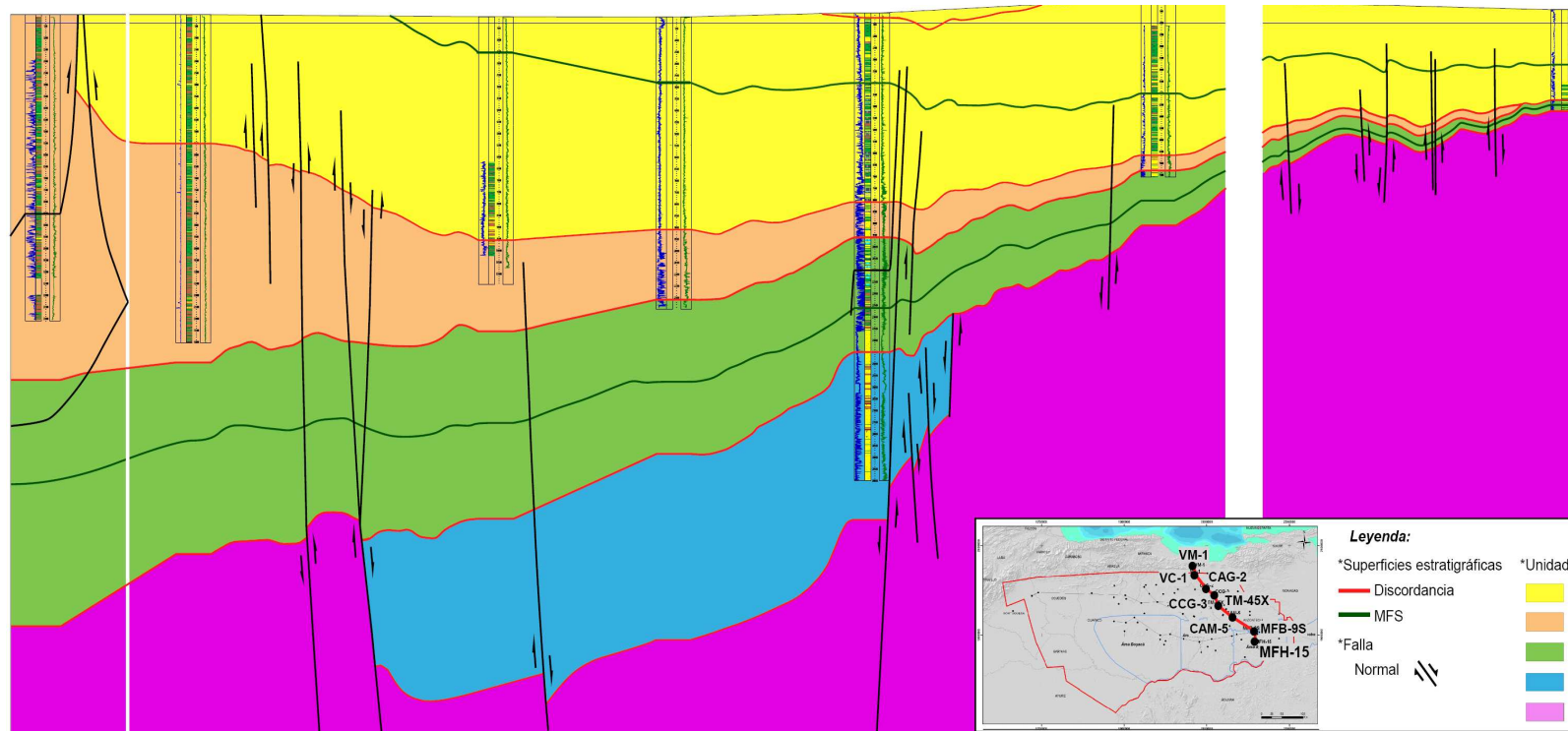


Figura 18. Transecto de pozos C3 mostrando la geometría y espesores de la unidad depositacional UDII perforada en los pozos XT45 y MF

Desde el punto de vista paleobatimétrico, se observa una profundización de la cuenca hacia el noreste, donde alcanza un rango que oscila entre nerítico medio (30m-100m) y externo (100-200m). Mientras que hacia el oeste-suroeste, se observa una disminución de la paleobatimetría, que va desde nerítico interno (>5-30m) a transicional (<5m) (Figura 19). La línea de costa presenta una dirección noroeste – sureste y se estima una fuente de sedimentos proveniente desde el suroeste, asociada al cratón de Guayana.

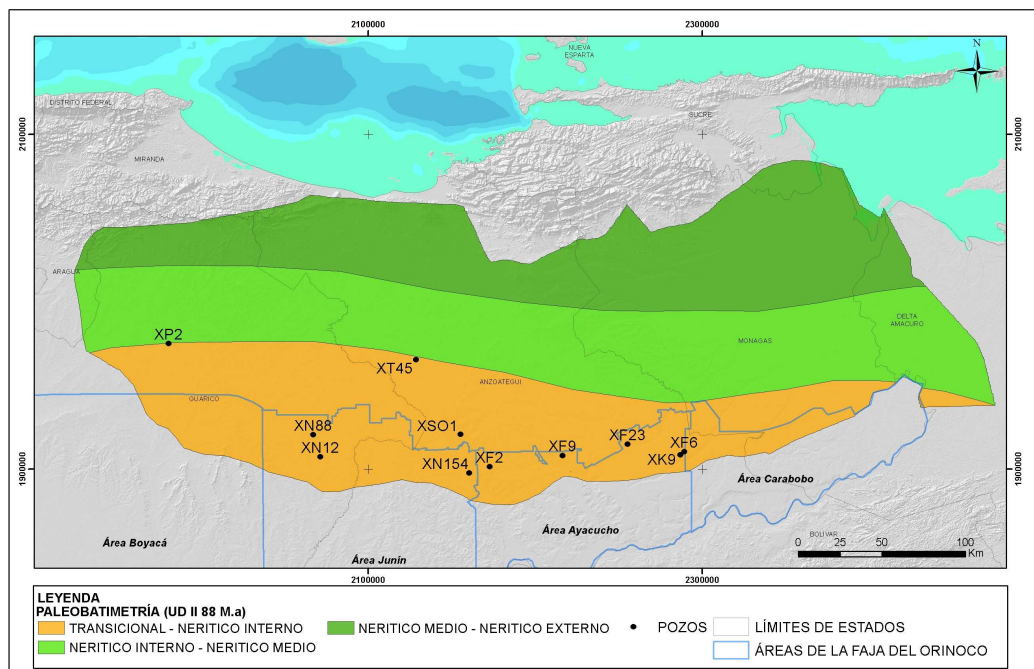


Figura 19. Distribución de la paleobatimetría de UDII (a nivel de la MFS_88.8 Ma)

4.1.5. Unidad Depositacional IV (UDIV)

4.1.5.1 Unidad depositacional IV (UDIV) *foredeep* de Guárico

Esta unidad se originó producto de la subsidencia flexural generada por la carga tectónica que ocasiono la convergencia oblicua del cinturón orogénico de la placa Caribe con la placa de Suramérica. Los factores que controlan la sedimentación son

principalmente tectónicos con una distribución variable de la unidad en el área de estudio, asociada a la migración de la placa Caribe hacia el este.

Cronoestratigráficamente la unidad va desde el Eoceno tardío al Oligoceno.

El límite inferior definido como SB_UDIV, es una discordancia tectónica regional del tipo "*basal foredeep unconformity*" (separa la fase tectónica del margen pasivo del margen activo) o "*pre-rift unconformity*" (separa la fase de *prerift* del margen pasivo), dependiendo del lugar de la cuenca. Este límite se identificó a lo largo de toda la Cuenca Oriental de Venezuela mediante la integración de datos sísmicos e información de pozos. Por debajo de este límite (*basal foredeep unconformity*) yace discordante la UDII (Cretácico) en la zona noroccidental y oriental de la cuenca. Por otro lado en zona suroccidental por debajo del límite (*pre-rift unconformity*) yace discordante el basamento acústico (Paleozoico y/o Precámbrico). Este límite fue interpretado por el contacto abrupto de sedimentos marinos (siliciclásticos+carbonatos), de edad Cretácico, con terminaciones tipo truncación y/o *toplaps*, que yacen discordantemente por debajo de sedimentos continental-transicional (siliciclásticos), de edad Eoceno tardío a Oligoceno, con terminaciones de *onlaps*. De igual manera, este límite se evidenció por un contacto abrupto entre las rocas ígneo-metamórficas, de edad Paleozoico-Precámbrico?, con truncaciones al tope, que yacen por debajo de los sedimentos continental a transicional, de edad Eoceno tardío a Oligoceno, con terminaciones tipo *onlaps*.

En la Figura 20 y Figura 21, se pueden observar las terminaciones sísmicas de tipo truncación y solapamiento, los cambios de angularidades de los reflectores sísmicos que evidencian el carácter discordante de los límites superior e inferior de UDIV en los transectos sísmicos C2 y M2. También se observa el contacto de las unidades infra y suprayacentes a esta unidad, su geometría, espesor y fallas.

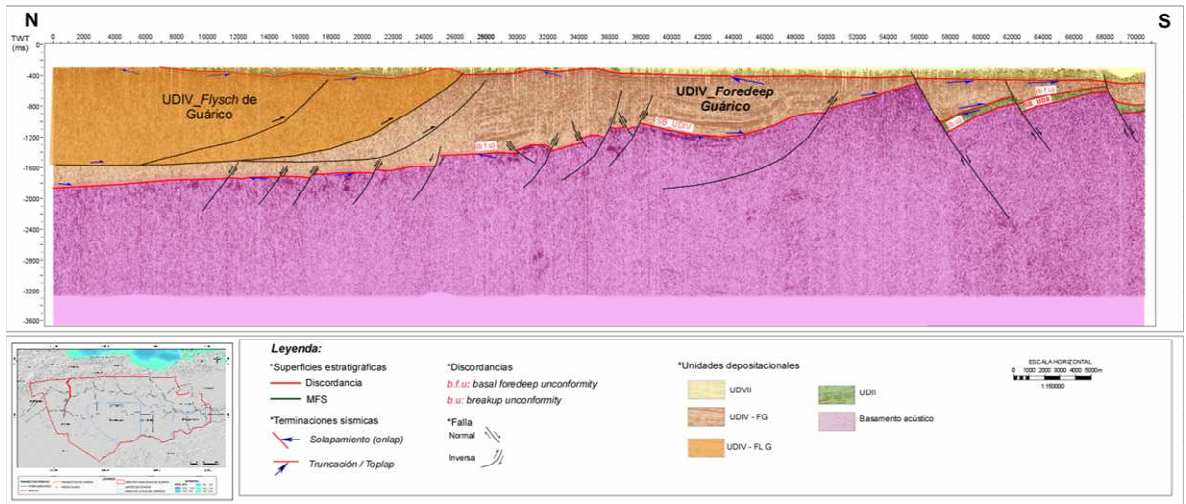


Figura 20. Segmento del transecto Sísmico C2 mostrando las terminaciones sísmicas que permitieron definir los límites superiores e inferiores de la UDIV *foredeep* Guárico.

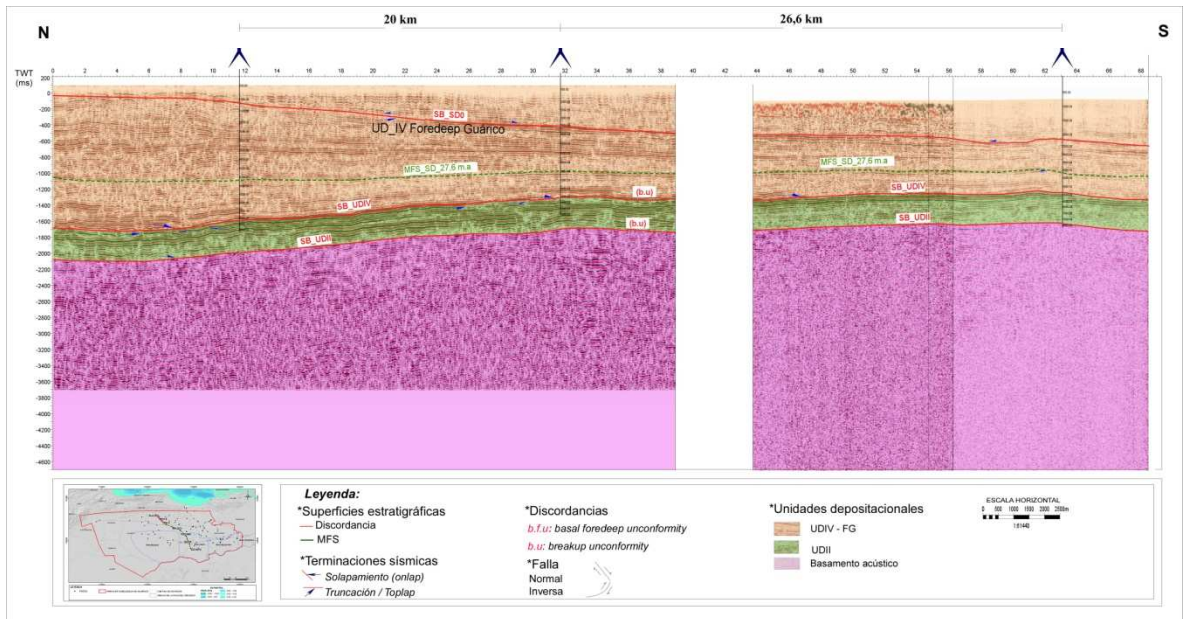


Figura 21 Segmento del transecto Sísmico M2 mostrando las terminaciones sísmicas que permitieron definir los límites superiores e inferiores de la UDIV *foredeep* Guárico.

La expresión sísmica de la unidad se caracteriza por tener forma de cuña con aumento de espesor hacia el norte donde se destacan de base a tope reflectores continuos paralelos a poco continuos, con alta amplitud y baja frecuencia. Al este patrón de reflexión se vuelve más continuo, con una baja amplitud y alta frecuencia. En

general, se evidencian cambios internos en las características sísmicas tanto en la variabilidad de la continuidad como en ligeros cambios de buzamiento (Figura 22).

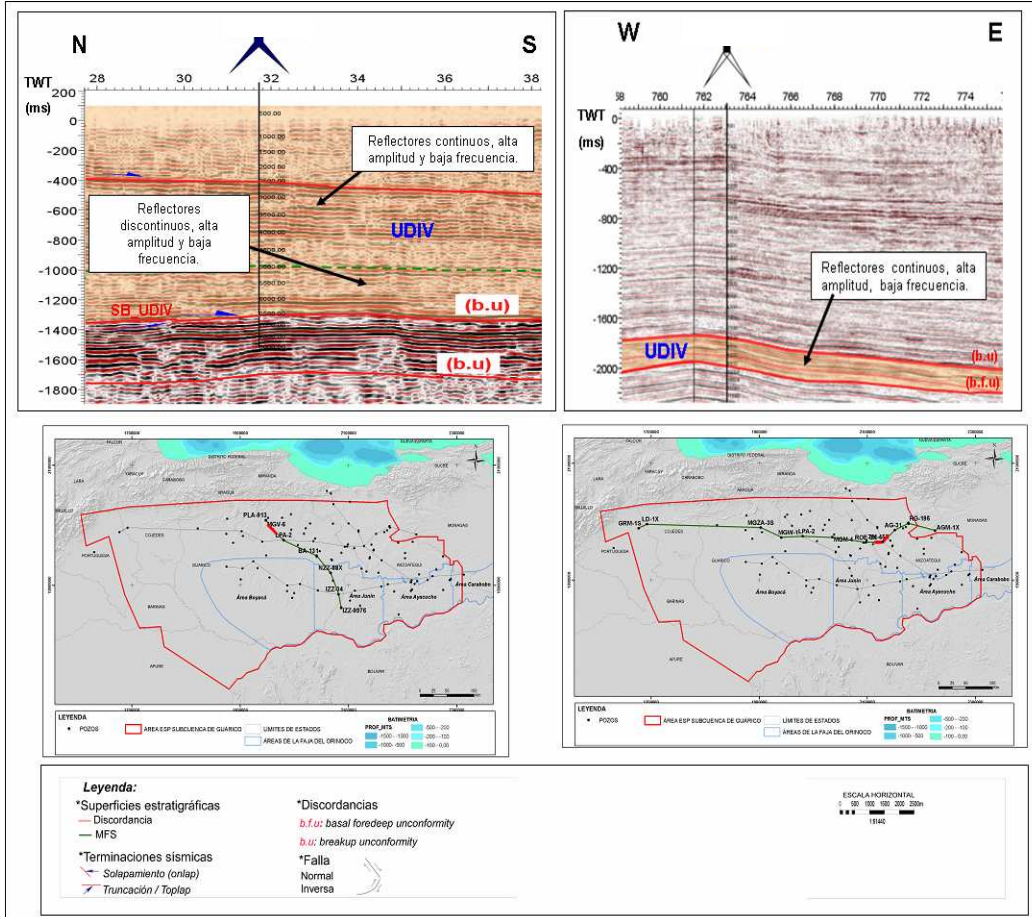


Figura 22. Segmentos de los transectos sísmicos M2 y M1 mostrando la expresión sísmica, continuidad y espesor de la UDIV *foredeep* Guárico en dirección N-S (M2) y O-E (M1).

El espesor general de la unidad varía en dirección norte – sur. Los menores espesores de unidad se localizan al sur de la cuenca (e.g.: Faja Petrolífera del Orinoco), donde alcanzan rangos que van de <3000 pies a <2000 pies (Bloque Junín FPO; Área Mayor de Oficina) desapareciendo en esta dirección por acuñaamiento entre el Alto de Machete, Alto de Altamira y el Cratón de Guayana. Esta disminución estaría estrechamente relacionada con procesos de levantamiento corridos durante la fase de margen activo que afectó la cuenca durante buena parte de Terciario, dando como

resultado la erosión parcial de la unidad. Los mayores espesores se desarrollan progresivamente hacia el norte de la subcuenca, hasta alcanzar valores que oscilan entre 7000 y 11000 pies cercanos a las zonas de Yucal Placer y Guarumen (Figura 23). Es hacia estas zonas donde la sedimentación de la unidad se vio favorecida principalmente por el aumento en la subsidencia tectónica, dando como resultado el resultado de grandes desarrollo de espesores al pie de la Serranía. Esta tendencia a disminuir de la unidad se observa principalmente en los transecto M2 y C4, adelgazando significativamente desde 15000 pies en la proximidad del pozo VC-1 hasta alcanzar valores mínimos de 271 pies en el pozo XM-15.

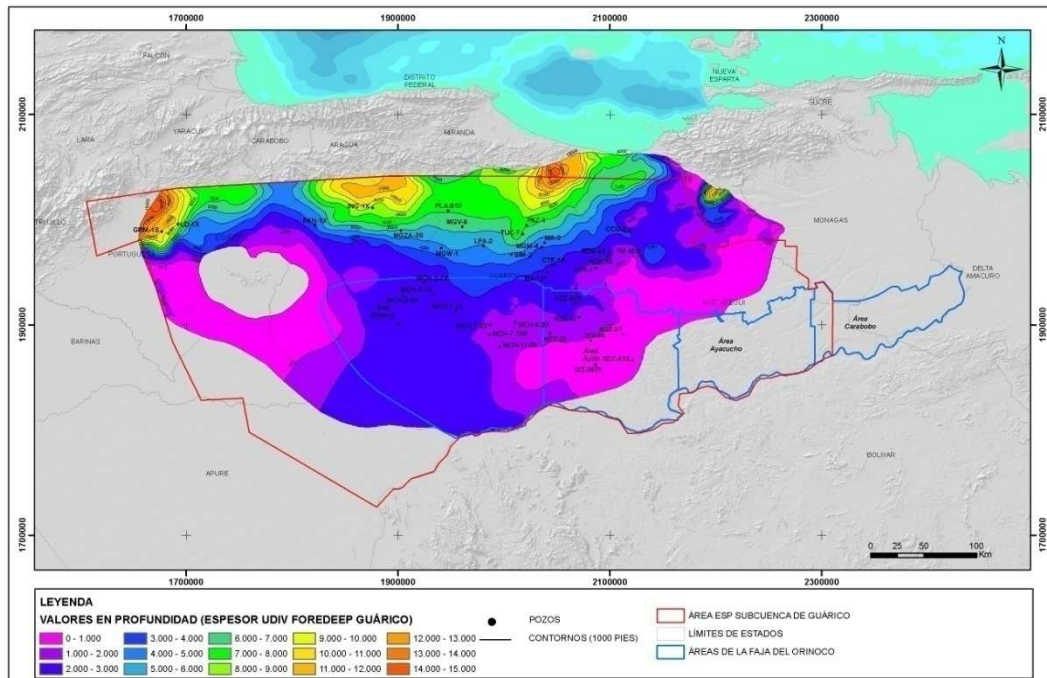


Figura 23 Desarrollo de espesores de la UDIV-foredeep de Guárico en la Cuenca Oriental de Venezuela.

La unidad depositacional está constituida por un sistema transgresivo - regresivo de tercer orden, separado por la superficie de máxima inundación definida como MFS_UDIV (27,6 Ma), que refleja un episodio de máxima transgresión en la subcuenca de Guárico, que tuvo lugar durante el Oligoceno.

El sistema transgresivo de la unidad iniciaría con un patrón retrogradacional caracterizado litológicamente por areniscas de grano medio a fino que progresivamente van pasando a facies netamente lutíticas. Posteriormente la sedimentación continúa la depositación del sistema regresivo de la unidad comenzando con depósitos progradantes constituidos por alta densidad de lutitas gradando progresivamente a areniscas de grano medio a grueso con intercalaciones de lutitas hacia el tope de la unidad. Desde el punto de vista litológico se observa un cambio de facies en la unidad presentando un mayor porcentaje de areniscas en toda la columna a medida que la unidad se desplaza hacia el sureste de la cuenca. Litoestratigráficamente la unidad estaría asociada principalmente a la Formación Roblecito. (Figura 24)

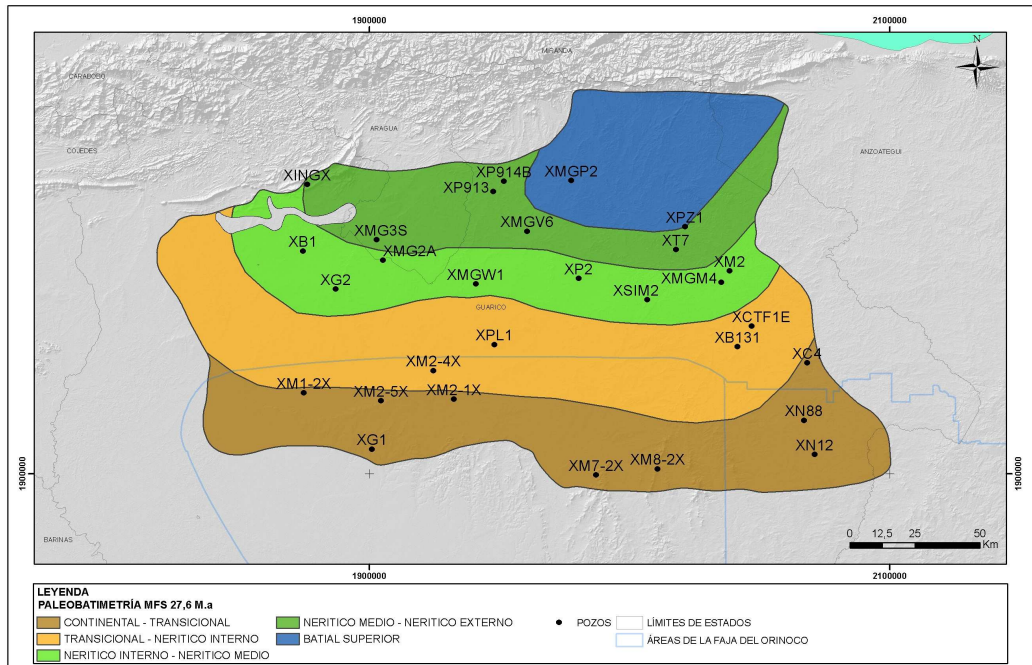


Figura 24. Mapa paleobatimétrico del sistema transgresivo de la unidad UDIV (MFS_UDIV– 27,6 Ma) según Santiago *et al*, 2014.

4.5.1.2 Unidad depositacional IV (UDIV) *foredeep* de Maturín

La UDIV *foredeep* Maturín marca el inicio la fase tectónica de margen activo en la subcuenca de Maturín, donde la cuenca sufre los efectos de flexura por la carga tectónica de la Serranía del Interior (Santiago *et al* 2015). La sedimentación de la unidad estuvo principalmente controlada por los procesos tectónicos que afectaron la subcuenca durante la fase de margen activo.

El límite inferior de esta unidad denominado SB_SDI es una paraconfimidad (correspondiente a sedimentos solo de margen activo) o disconformidad del tipo “*basal foredeep unconformity*” (separa la fase de margen pasivo del margen activo), dependiendo del lugar de la cuenca. Este límite se identificó al este de la Cuenca Oriental de Venezuela mediante la integración de datos sísmicos e información de pozos. Por debajo de este límite (“*paraconformity*”), yace la unidad UDIV *foredeep* de Guárico a lo largo de la región nororiental de la Subcuenca de Guárico. En el resto de la subcuenca, este límite (“*basal foredeep unconformity*”) yace por encima de la UDII. La SB_SDI se identificó principalmente a partir la integración de datos sísmicos al observar *onlaps* progresivos en dirección al continente asociados con la UDIV *foredeep* de Guárico (Eoceno Tardío - Oligoceno) así como truncaciones erosionales contra el límite asociados con sedimentos de la UDII (Albiense - Paleoceno).

El límite superior definido como SB_UDVIII es una discordancia tectónica regional, por encima del cual yacen discordantes los sedimentos de la unidad UDVIII, al este de la Cuenca Oriental de Venezuela. Las evidencias de este límite serán descritas en el apartado de la unidad UDVIII de igual forma la unidad estaría aflorando en la franja sur de la cuenca oriental de Venezuela, entre los estado Guárico y Anzoátegui.

La UDIV *foredeep* de Maturín presenta características sísmicas bastante uniformes, observándose reflectores continuos (paralelos o angulares), de baja amplitud y pobre relación señal -ruido.

Lo espesores de la unidad depositacional UDIV *foredeep* Maturín aumentan progresivamente en dirección noreste. El mayor espesor de la unidad se desarrolla al norte de la subcuenca de Maturín en donde alcanza en 15.000 y 16.000 pies

(tonalidades naranjas), este desarrollo de la unidad se ve disminuido tanto en la franja sur, como al oeste de la cuenca oriental de Venezuela en donde maneja valores más conservadores que rondan los 5.000 a 1.000 pies (tonalidades azules – magenta). Según Santiago *et. al* 2015 este desarrollo de espesores al norte de la subcuenca de Maturín se debe en buena medida al efecto combinado del diapirismo y del acortamiento de las estructuras generadas posterior a la depositación de esta unidad. Así mismo, sugieren que el adelgazamiento de la unidad en algunos sectores de la cuenca estaría asociado a la presencia de procesos erosivos sintectónicos y de paleoaltos estructurales previos a la depositación (Figura 25).

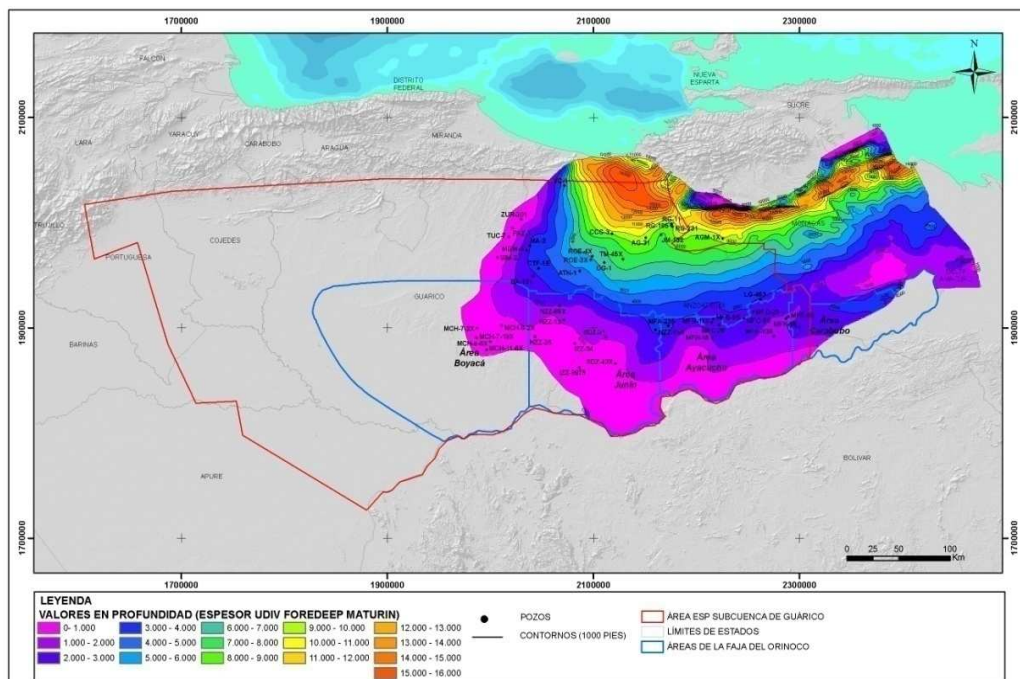


Figura 25. Desarrollo de espesores de la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Maturín

La sedimentación de la unidad depositacional UDIV inicia con un ciclo transgresivo caracterizado por una sedimentación constituida por intercalaciones de areniscas en su base y mayor contenido lutítico hacia el tope del ciclo (patrón grano decreciente que pueden estar asociados a canales de ambientes fluviales y deltaicos). Posteriormente se inicia un ciclo regresivo, cuando la tasa de aporte de sedimentos

superó la tasa de acomodación de la cuenca, con una sedimentación de ambientes más someros con por una mayor relación arena/lutita. Litoestratigráficamente, esta unidad corresponde con las formaciones Oficina y Merecure.

La evolución paleobatimétrica interpretada en base a los mapas y perfiles generados para la unidad UDIV *foredeep* de Maturín, permite definir dos episodios importantes de inundación derivados de la migración al sureste del *foredeep* de Monagas, donde el efecto de los cambios eustáticos fueron contrarrestados por las altas tasas de subsidencia de la cuenca: un episodio temprano, de orden menor de 15,5 Ma (MFS_SDI_15,5_ESP) (Figura 26) con paleobatimetrías que profundizan progresivamente en sentido nor – noreste, desde continental – transicional (<5 m) hasta batial superior (200 m - 500 m) y un segundo evento más reciente a 13,6 Ma (MFS_UDIV_13,6_ESP) (Figura 26), que culmina con mayores valores paleobatimétricos, y representa el evento de inundación de mayor orden jerárquico de la unidad, con paleobatimetrías que varían de transicional (<5 m) - nerítico interno (5 m – 30 m m) a batial superior (200 m - 500 m) – batial medio (500 m - 1000). La ausencia por erosión o no depositación de esta superficie hacia el norte del área, es una evidencia de la alta actividad tectónica que afectó la cuenca durante el Mioceno Medio – Tardío (Santiago *et al*, 2015).

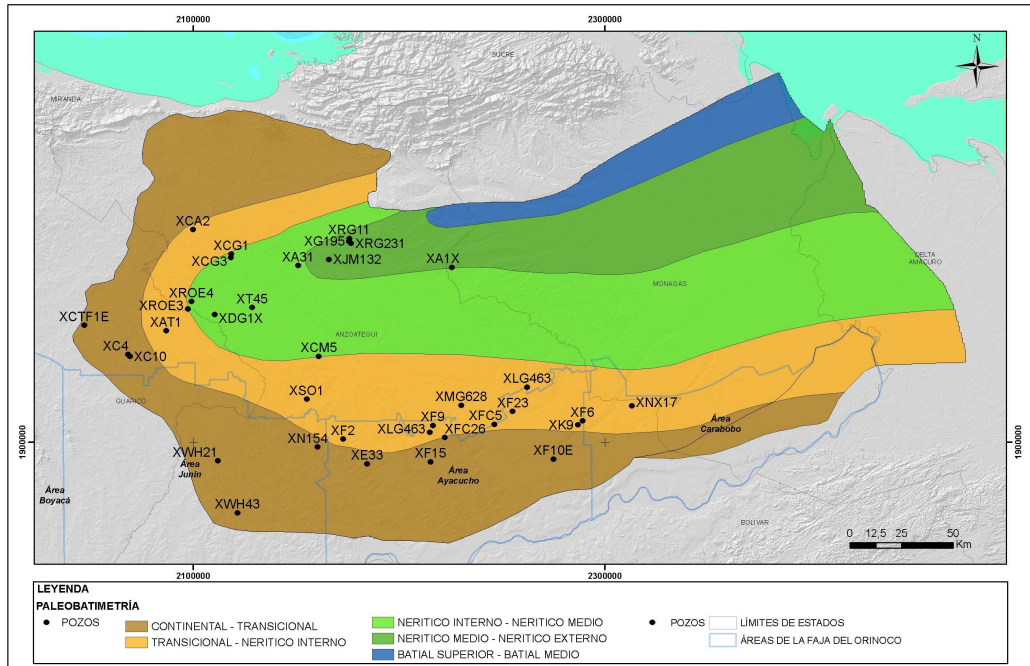


Figura 26 .Mapa paleobatimétrico del sistema transgresivo de la unidad UDIV (MFS_UDIV– 15.5 Ma) según Santiago *et al*, 2014.

CAPÍTULO V BASE DE DATOS

5.1 DE BASE DE DATOS DISPONIBLE

Para la realización del presente estudio se seleccionaron 46 pozos, que disponen de un *set* de registros y análisis de núcleos en diez pozos, que serán analizados en los sistemas transgresivos de los intervalos estratigráficos que se han identificado en el análisis de cuenca de Santiago *et al.*, 2017: Sistemas transgresivos de UDII, UDIV *foredeep* Guárico y UDIV *foredeep* Maturín. El resultado de los mapas de la caracterización de las unidades depositacionales se presentaran en formato de información geográfica (SIG).

La unidad depositacional UDII se presentan 15 pozos, (Figura 27) en la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Guárico están presente 18 pozos, (Figura 28, en la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Maturín 26 pozos (Figura 29)

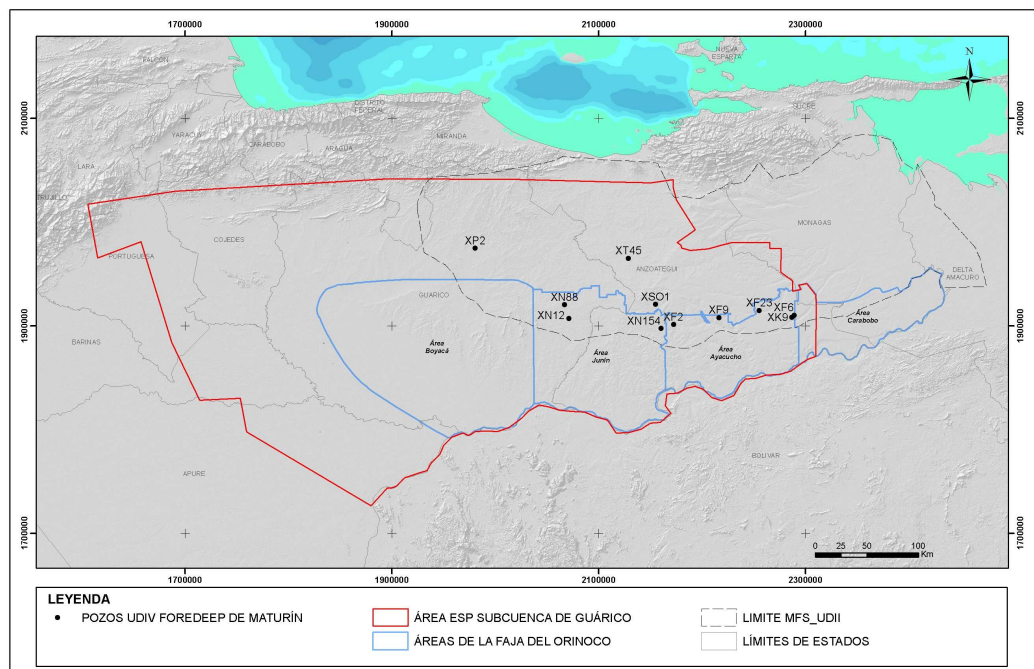


Figura 27. Mapas base con pozos de la unidad depositacional UDII.

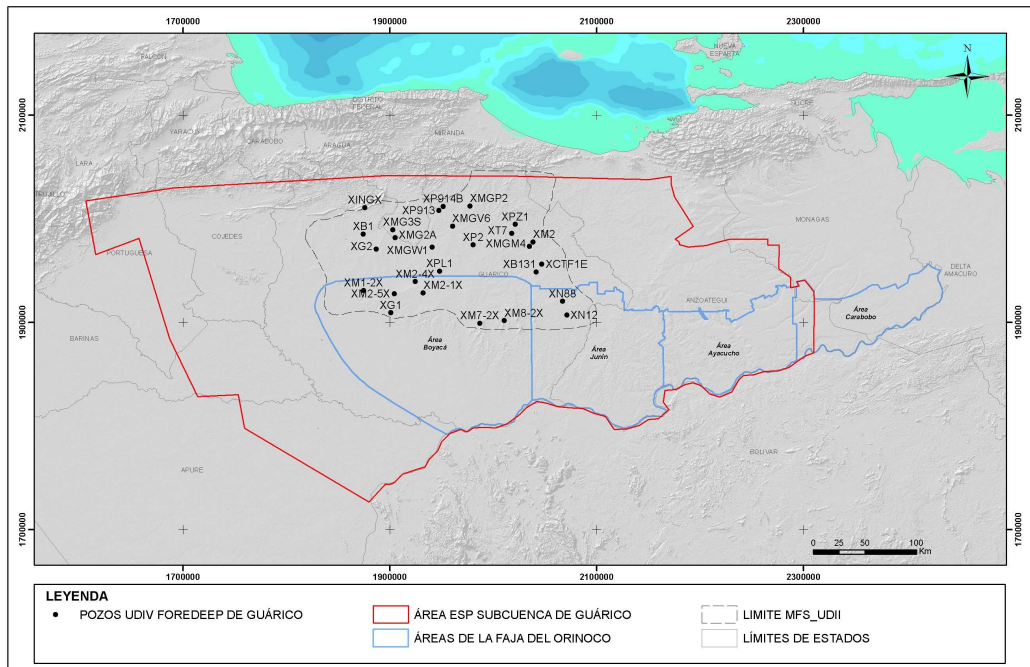


Figura 28. Mapas base con pozos de la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Guárico

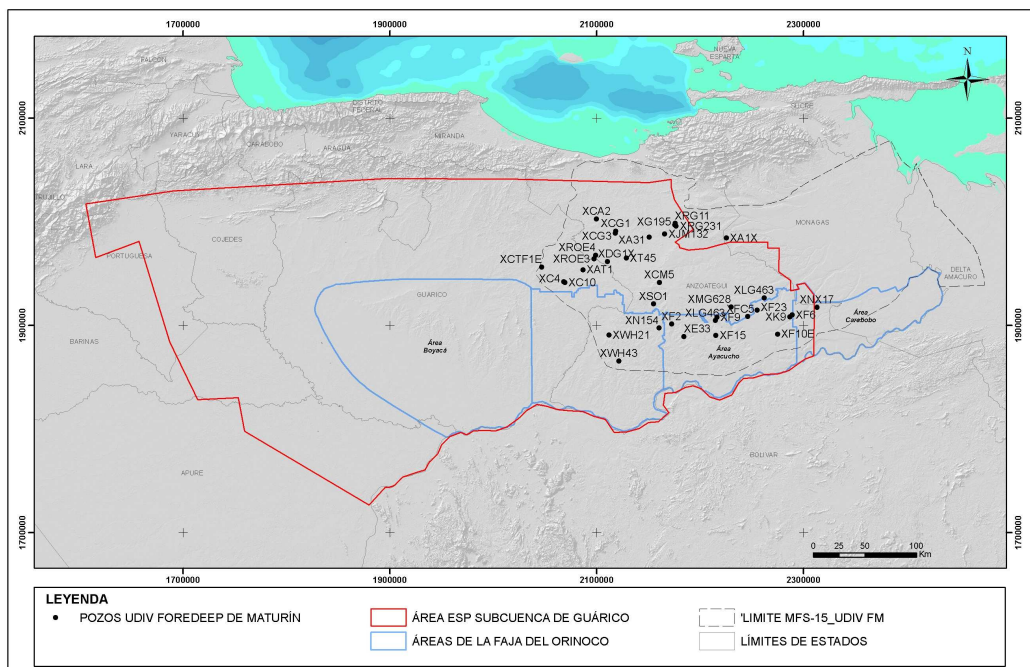


Figura 29. Mapas base con pozos UDIV *foredeep* de Maturín

Para la evaluación del sistema petrolífero de una cuenca es requerida la caracterización de cada uno de los elementos y procesos que participan en la

generación de los yacimientos. Para ello se encuentran envueltas las siguientes etapas: caracterización de rocas reservorio, roca sello, roca madre, fluidos y trampa, en la cual la última fases no requiere una búsqueda adicional de dato.

La base de datos de esta fase, está constituida primeramente con datos generales de los 46 pozos para la evaluación del sistema petrolífero, tales como: Identificador único del pozo (*Unique Well Identifier - UWI*) nombre del pozo, coordenadas, clasificación *Lahee*, nombre del campo petrolero, profundidad final, nivel del terreno (*Ground Level*), nivel de la plataforma (*Kelly Bushing*), desviaciones, revestidores.

5.1.2 DATOS DE PERFILAJE

La información de curvas disponibles requerida para la caracterización de roca reservorio y roca sello, se tiene para cada pozo: GR, SP, POTA, THOR, URA, RS, SN, SFL, AT-10, ILM, RM, AT-60, ILD, RD, AT-90, LN, LAT, DT, NPHI, RHOB, PEF, CALI, BS, descritas en la Tabla 3. Las curvas inventariadas serán utilizadas para la caracterización de roca reservorio y roca sello, como se describe en la siguiente tabla (Tabla 3).

Las curvas inventariadas que fueron utilizadas para la caracterización de roca reservorio y roca sello, se describe en la siguiente tabla (Tabla 4).

Se muestra la disponibilidad de las curva de los perfiles realizada disponible en cada una de las unidades depositacionales La unidad depositacional UDII, se presenta 15 pozos, en la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Guárico, están presente 18 pozos, en la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Maturín 26 pozos (Figura 30).

Tabla 3. Curvas utilizadas en el inventario de la subcuenca de Guárico

CURVAS	UNIDAD	PROPIEDAD MEDIDA
GR	API	Radioactividad natural de las rocas.
SP	MILIVOLTIOS (mV)	Diferencia natural en el potencial eléctrico, entre un electrodo del pozo y un electrodo de referencia fijo en la superficie
POTA	%	Registra la radiación de la roca distinguiendo entre los tres elementos radiactivos
THOR	PPM	
URA	PPM	
RS	OHM.M	Para profundidades someras (0.5 – 1.5’). Este registro de resistividad mide la resistividad de la zona lavada (Rxo).
SN		
SFL		
AT-10		
ILM	OHM.M	Para distancias medias (1.5 – 3.0’). (Rm)
RM		
AT-60		
ILD	OHM.M	Para profundidades de más de 3.0’. Este registro de resistividad mide la resistividad de la formación (Rt)
RD		
AT-90		
LN		
LAT	OHM.M	Medición de resistividad de la roca usando fluidos de perforación conductores, como lodos base agua
DT	μs/ft	Registro en función del tiempo, t, que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación.
NPHI	DEC	Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno en la formación
RHOB	GRM/CC	Mide la densidad aparente de la formación usando la dispersión de rayos Gamma
PEF	BERNIOS/ELECTRÓN	Mide el factor de absorción fotoeléctrica
CALI	PULG	Registrar el diámetro del hoyo
BS	PULG	Registra diámetro de mecha

Tabla 4. Curvas utilizadas para caracterizar reservorio y sello.

Curvas De Proyecto	Unidad	Características Del Sistema Petrolífero	
		Reservorio	Sello
GR	API	Volumen de arcilla (Vsh)	Volumen de arcilla (Vsh)
SP	Milivoltios (mV)	Vsh, salinidades	Vsh
POTA	%	Cantidad de elementos radiactivos presentes para ajustar el Vsh	Cantidad de elementos radiactivos presentes para ajustar el Vsh
THOR	PPM		
URA	PPM		
RS	Ohm.m	Fluidos, Vsh	Espesores, Vsh
RM	Ohm.m		
RD	Ohm.m		
LAT	Ohm.m		
DT	$\mu\text{s}/\text{ft}$	Porosidades, espesores, calidad, Vsh	Carbono orgánico total (COT), espesores, Vsh
NPHI	dec	Porosidades, calidad, Vsh, Tipo fluido	Vsh
RHOB	gm/cc	Tipos de litologías, Vsh, porosidad	Tipos de litologías, Vsh
PEF	bernios/electrón	Tipos de litologías	Tipos de litologías
CALI	pulg	Calidad de hoyo	Calidad de hoyo
BS	pulg		

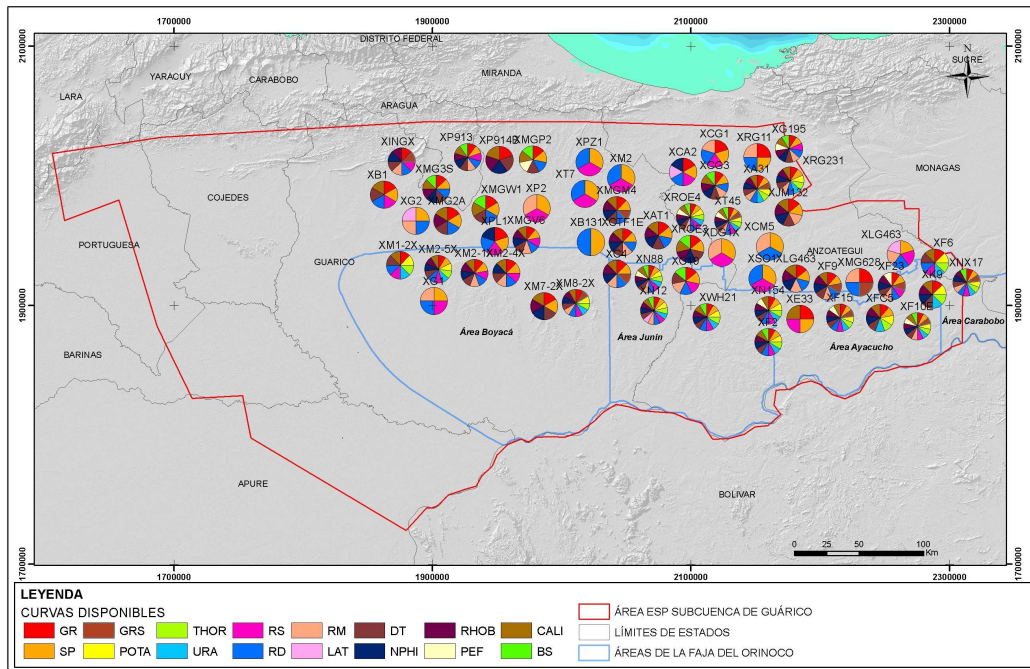


Figura 30. Disponibilidad de curvas de pozos para la evaluación del sistema petrolífero de la subcuenca de Guárico

5.1.3 DATOS PARA LA EVALUACIÓN DE *PLAYS*

A través de la evaluación de las oportunidades en la subcuenca de Guárico, se garantiza la exploración en el área y permite redirigir los esfuerzos hacia las áreas de una mayor madurez exploratoria para el caso de proyectos de menor madurez exploratoria para el caso de proyectos de inversión. Para esta fase se requiere la información de pruebas de producción como datos de calibración, los datos de reservas de los campos en la subcuenca y la calidad de la interpretación realizada en las fases anteriores para determinar la incertidumbre en la presencia y calidad de(los) sistema(s) petrolífero(s) en el área.

5.1.3.1 Datos de yacimiento/producción (*Presión, Volumen Temperature (PVT) y análisis de agua (RW)*)

La información necesaria para el análisis de riesgo de la evaluación del sistema petrolífero, son las propiedades de fluidos como: análisis de presión, volumen y temperatura (PVT) y para ello se tienen 19 pozos con (PVT) y el resto de las pruebas de producción ya han sido inventariadas para la caracterización de roca sello y reservorio en la evaluación del sistema petrolífero (Figura 31)

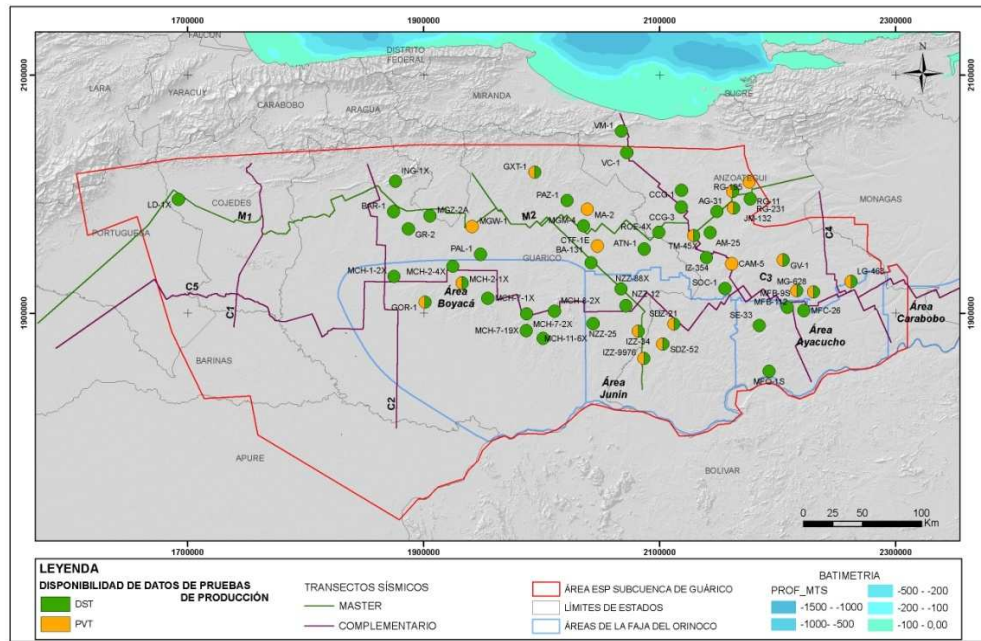


Figura 31. Disponibilidad de datos de pruebas de producción para la evaluación de *plays* en la subcuenca de Guárico.

De igual forma se recopiló la información de los pozos que tuviesen información de análisis de núcleos (Figura 32).

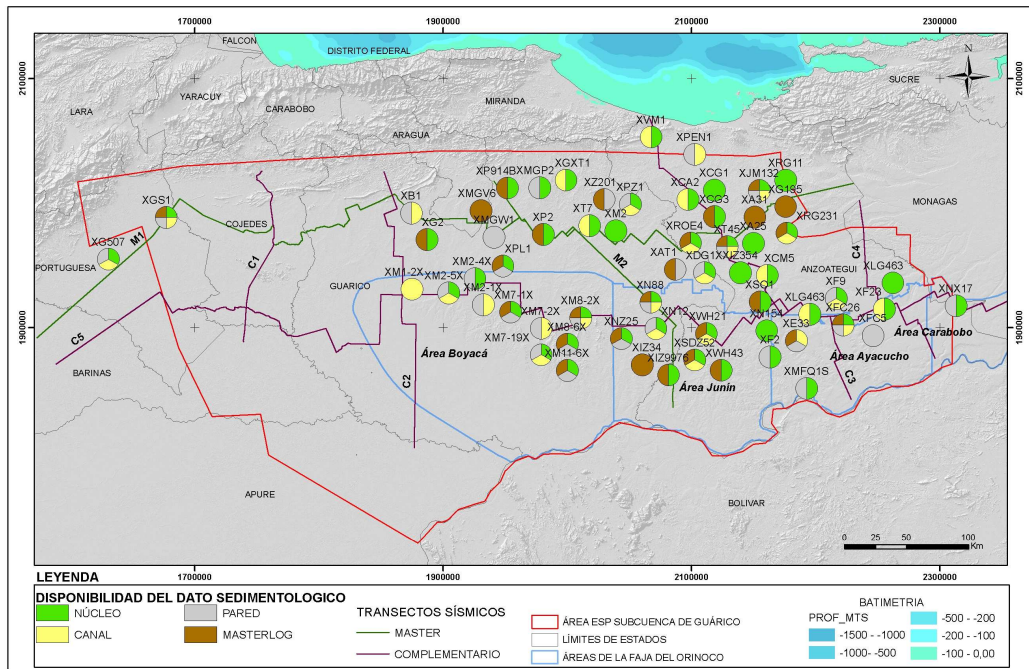


Figura 32. Pozos con disponibilidad de dato paleobatimétrico en los intervalos Cretácico y Paleógeno.

CAPÍTULO VI

MARCO METODOLÓGICO

La metodología aplicada para la definición de los elementos del sistema petrolero, parte de la definición de una unidad de trabajo de mayor orden de acuerdo al ciclo de Wilson, en este sentido se propone la tectonosecuencia como una sucesión de sedimentos depositados en un ciclo apertura continental-margen activo que a su vez contienen en su arquitectura interna, la unidad depositacional, que no es más que la sucesión de estratos depositados bajo un mismo evento tectónico. “Ciclo de Wilson” (Wilson, 1965 en Burker, 2011), el cual se describe de la siguiente manera “Estas características (montañas, cordilleras centro –oceánicas, fallas transformantes) están conectadas dentro de una cadena de eventos dinámicos que dividen la superficie de la tierra en un cantidad de placas rígidas. Si la deriva continental ha estado actuando por un periodo de tiempo apreciable, significa que una sucesión de cuencas han podido formarse, achicarse y cerrarse de nuevo”

Figura 33.

El marco tectonoestratigráfico de la subcuenca de Guárico a partir del cual se definieron tectonosecuencias y unidades depositacionales asociadas a los principales procesos formadores de cuencas, conformada por un ciclo de tres fases tectónicas según el criterio de Wilson (1965 en Burke, 2011),: apertura continental, margen pasivo y margen activo, donde cada fase tectónica caracteriza un tipo de cuenca; se definieron las secuencias depositacionales que corresponden a la sucesión de los sedimentos depositados bajo diferentes alteraciones de la cuenca, producto de pulsos tectónicos reconocibles dentro de los eventos tectónicos, eustático y climático.

Se estudió la evaluación del sistema petrolífero desde el punto de vista petrofísico, geoquímico y sedimentario la arquitectura interna de las unidades depositacionales dentro del marco tectonoestratigráfico, las cuales contienen las secuencias estratigráficas que preservan los elementos del sistema petrolero como son rocas

reservorio, sello y roca madre, de manera que sean caracterizados y cartografiados en términos de presencia y calidad de dichos elementos. A continuación la metodología integral aplicada en esta fase del estudio basada en los métodos que evalúan el sistema petrolero.

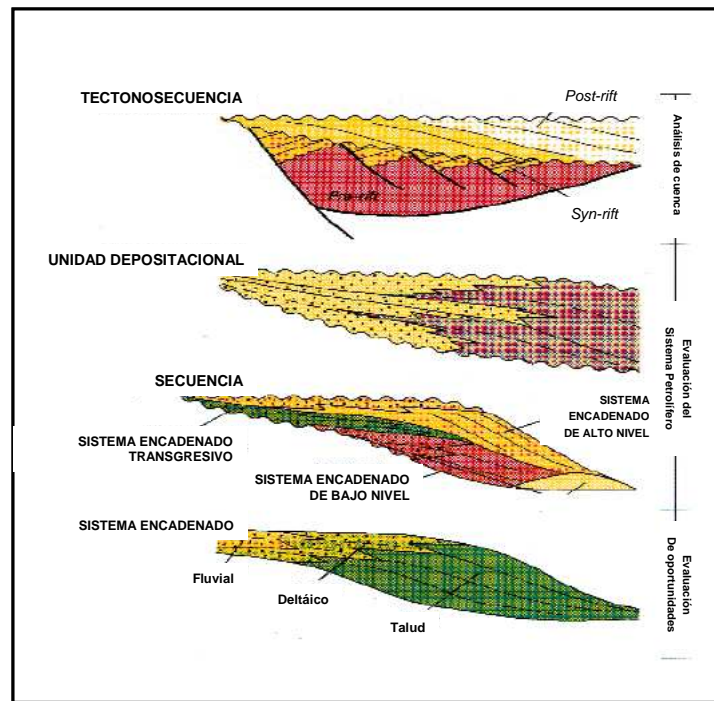


Figura 33. Flujo de trabajo basado en la jerarquización Estratigráfica-Secuencial (modificado de Valdez y otros, 1992)

6.1 GENERACIÓN DE UNA BASE DE DATOS

La primera etapa de este trabajo consistió en la recopilación de todos los trabajos previos como datos sísmicos, de pozo existentes en el área de estudio. La fase de recopilación de la información, no sólo permitió realizar un inventario de la misma; sino también conocer la disponibilidad y accesibilidad de la información. Una vez recopilada la información necesaria para la generación de un marco tectonoestratigráfico que permita la caracterización de un sistema petrolero, mapas de disponibilidad y calidad del dato de pozos (registros, sedimentología y bioestratigrafía). Estos mapas permiten establecer el estatus de información en el área

6.2 CARACTERIZACION DE ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO.

El análisis y caracterización de los sistemas petrolíferos, corresponde al tercer proceso investigativo de exploración, que se realiza después del análisis de cuenca representando el punto de partida para el descubrimiento de petróleo ó gas por pequeña que sea la acumulación.

El termino sistema petrolífero ha sido revisado y discutido ampliamente durante los últimos 30 años y su definición ha variado un poco dependiendo de la importancia que uno u otro autor de los elementos y procesos. El término sistema describe la interdependencia de elementos y procesos que forman la unidad funcional que origina acumulaciones de petróleo. Se puede observar en la literatura, autores como Dow (1974), Perrodon (1980), quienes definen un sistema compuesto por una o varias rocas madres (crudo y/o gas) y todos los elementos geológicos y procesos que son necesarios para que se formen acumulaciones de crudo y gas (yacimiento). Adicionalmente, consideran cuales fueron o son rocas madres activas y los elementos geológicos y los procesos que son esenciales para que se puedan formar las acumulaciones de petróleo. Los elementos esenciales de un sistema petrolífero deben incluir:

- a. Una o varias rocas madres
- b. Las rocas que actúan como vía de migración
- c. Las rocas reservorio
- d. Las rocas que actúen como sellos

Independientemente del autor que se use lo importante para el análisis en exploración del sistema petrolífero es construir un modelo efectivo para documentar oportunidades exploratorias y evaluar recursos petrolíferos de las cuencas sedimentarias, ya que presenta de manera sistemática y organizada la información

sobre los elementos esenciales y procesos necesarios para la formación y preservación de acumulaciones de hidrocarburos.

6.2.1. Caracterización de roca reservorio

Para la caracterización de las rocas reservorio es necesario conocer los volúmenes de fluido contenido y su distribución, ayudando a entender y predecir su comportamiento en el yacimiento. Este proceso involucra conocer la saturación de agua en el yacimiento la cual determina el espesor de arena neta y de arena neta petrolífera. Ello comienza con establecer los parámetros de corte de las propiedades petrofísicas de los sedimentos, en función de la determinación de saturación de agua a nivel de unidades depositacionales y otros en secuencias estratigráficas.

Para la realización de la caracterización se estableció una columna estratigráfica generalizada (Figura 34), la cual permitió visualizar los topes y bases de las unidades estratigráficas, en el sistema transgresivo en estudio y determinar las superficies que representan los límites de las unidades depositacionales. Es por tanto que toda la interpretación de las rocas reservorios, son reportados para estas secuencias estratigráficas específicas depositacionales UDII, en la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Guárico, en la unidad depositacional UDIV *foredeep* de Maturín

Para la caracterización de roca reservorio y roca sello, fue necesario determinar la relación existente entre los fluidos en la roca y su movimiento a través del medio poroso de un yacimiento determinado y de acuerdo a unos parámetros de corte específico aplicados por unidad depositacional, cada intervalo sedimentario va a ser definido como una roca almacén o una roca sello. Para poder llegar a esta etapa, ciertas estimaciones deben ser realizadas, tales como: cálculo del índice y volumen de arcilla, definición de las curva de temperatura, resistividad del agua de formación, cálculo de porosidades, estimaciones de permeabilidad y cálculo de saturación de agua; por lo que son considerados en esta metodología como datos generados para la consolidación de la base de datos.

	FASE TECTÓNICA	PERÍODO /ÉPOCA	ÉPOCA/ EDAD	UNIDAD DEPOSITACIONAL	
TECTONOSECUENCIA 1	MARGEN ACTIVO	Neógeno	Mioceno Medio-Temprano	UDIV <i>foredeep</i> Maturin	MFS_UDIV (15 Ma) Parcialmente erosionada
			Paleógeno	Oligoceno	UDIV <i>foredeep</i> Guárico
	MARGEN PASIVO	Cretácico		Paleoceno	UDII
			Tardío Temprano		

MFS (superficie de Máxima inundación) , SB (Discordancia)

Figura 34. Cuadro tectonoestratigráfico generalizado del área de estudio. (Parra *et al.*, 2018)

6.2.2. Calidad del Dato Petrofísico

Una vez registrados los perfiles, lo primero que interesa conocer es el tipo de litología atravesada. Ello permite discriminar las rocas que son potencialmente portadoras de hidrocarburos de las que no son. En general, las rocas reservorios tienen una respuesta típica en los registros en razón de las características petrofísicas, en particular por su aumento de porosidad y de permeabilidad.

Para la estimación de la calidad de la caracterización de la roca reservorio y sello es necesario realizar el inventario para cada una de las unidades depositacionales en el sistema transgresivo donde se encuentre presente el elemento reservorio y sello; para su posterior inventario y en función de la curva y datos disponibles se realizara la evaluación de las propiedades petrofísica tanto como presencia y calidad, la influencia de las mediciones y la escala para modelar reservorio resulta imprescindible considerar el tipo de calidad de la información disponible. Para la caracterización se torna fundamental contar con la mayor cantidad de información en aquellas zonas donde a variabilidad de las propiedades es máxima. Sin embargo, esta metodología

suele contraponerse con la práctica del muestreo equiespaciado o a intervalos de tiempo determinado.

Constituir la calidad del dato de los perfiles de los pozos, con el cual se trabajara para la caracterización de la roca reservorio y roca sello, genera criterios de selección de pozos, identificación de área con falta de información y niveles en cada una de las unidades depositacionales de interpretación a los cuales se puede llegar en la caracterización. La selección de pozos y nuevos análisis ya ha sido discutida en el capítulo de base de datos por lo que a continuación es realizada una comparación entre los resultados obtenidos y la calidad de los datos, a fin de comparar la capacidad predictiva de la matriz.

La elaborar la calidad del dato de los perfiles de pozo se realiza con la finalidad de generar un productos que permita estimar el alcance de la interpretación y la calidad de las propiedades y de áreas de atención del proyecto, tomando como criterio no la cantidad de análisis, sino la información que los perfiles disponibles proporcionan, de forma que conlleven a una caracterización eficaz.

La calidad de los datos de los perfiles se realizó acorde con los objetivos de caracterización por unidad depositacional correlación de roca reservorio y sello planteados para el proyecto, por lo que permitan realizar una caracterización del área pudiendo determinar el porcentaje de arcillosidad, porosidad y litología que va a depender de la cantidad y la calidad de perfiles

6.2.2.1 Matrices de evaluación de calidad de datos petrofísicos

Para la elaboración de la calidad del dato petrofísico se elaboraron dos matrices para la caracterización de la roca reservorio y la roca sello, una matriz para la estimación de la litología y otra para la calidad matriz de la porosidad.

La calidad del dato petrofísico se define en función de los resultados obtenidos, basados en la disponibilidad de los perfiles de pozos, registro litológico (*masterlog*),

núcleos y calidad del hoyo; adjudicando un nivel de incertidumbre a cada pozo por unidad depositacional.

Para establecer la matriz de calidad del dato petrofísico, es necesario un inventario de curvas por unidad depositacional. Los perfiles considerados para generar la matriz son aquellos con los que se caracteriza, tanto la roca reservorio como la roca sello, cuyas propiedades son posteriormente cartografiadas, estas son: espesor de arena neta, porosidad y espesor de sello. Adicionalmente, se considera la disponibilidad del registro litológico (*masterlog*), cuya descripción litológica a lo largo de todo el pozo permite cotejar y comparar la litología muestreada durante la perforación y la interpretada a través de la evaluación petrofísica, la cual en muchas ocasiones puede estar sujeta a incertidumbre por afectación de la lectura del perfil o la no disponibilidad de los mismos. La presencia de núcleos en la unidad depositacional es otro elemento utilizado para realizar la valoración, ya que los datos derivados del análisis de los mismos representan uno de los más confiables al momento de calibrar litologías y porosidades, permitiendo de esta manera escoger el método que proporcione los resultados más ajustados y que aporten un mayor grado de confianza. La calidad del hoyo es otro importante factor que también, ya que la confiabilidad de la lectura de algunos perfiles se ve altamente afectada por la presencia de cavernas y/u derrumbes en el hoyo, razón por la cual en muchos casos se descarta el uso de un perfil a pesar de estar disponible o simplemente el resultado obtenido no puede ser calificado como de alta confiabilidad.

Para valorar el grado de incertidumbre son usados los colores rojo (nivel de incertidumbre alto), amarillo (nivel de incertidumbre moderado) y verde (nivel de incertidumbre bajo). Además, en el caso de las valoraciones de incertidumbre moderadas (color amarillo) y baja (color verde) se detalla un poco más en nivel de confianza de la unidad depositacional por pozo, adjudicándole un número del uno al tres a la letra del color de la valoración, por ejemplo: A1, A2 y A3 para la incertidumbre moderada y V1, V2 y V3 para la incertidumbre baja.

Tabla 5. Matriz de calidad del dato petrofísico estado de hoyo

CALIDAD DEL HOYO	DISPONIBILIDAD DE PERFILES DE POZO				
	SP+RT	GR/SP+RT	GR/SP+RT+DT	GR/SP+RT+DT+RHOB+NPHI	GR/SP+RT+DT+RHOB+NPHI+PEF+MASTER LOG+NUCLEO
MALA	R	R	A2	A2	A2
REGULAR	R	A1	A3	V1	V2
BUENA	R	A1	V1	V2	V3

El criterio se establece en base a la calidad del resultado obtenido por el perfil utilizado y la calidad del hoyo, ya que a pesar de que se puede obtener una porosidad a través de un registro sísmico sintético, el nivel de confianza no puede ser el mismo a aquel resultado obtenido directamente de un perfil corrido en el pozo, de igual forma, a pesar de tener un buen set de registros, muchas veces la calidad del hoyo afecta la confiabilidad del resultado.

En la vertical se encuentra la calidad del hoyo, la cual puede ser mala, regular o buena (la cual es determinada por el registro caliper) y en la horizontal se ubica la disponibilidad de perfiles de pozo, *masterlog* y núcleo. Los perfiles de pozo considerados para la matriz son: Potencial Espontáneo (SP), Resistividad (RT), Rayos Gamma (GR), sísmico onda compresional (DT), Densidad (RHOB) y Neutrón (NPHI). Las valoraciones con incertidumbre moderada muestran un rango un poco más amplio, ya que se incorporan más perfiles en la valoración, distinguiéndose con más amplitud el nivel de incertidumbre por la presencia de un mejor set de registros y calidad del hoyo. Inicialmente, al incorporarse un perfil GR con una calidad de hoyo regular a buena la valoración será A1, sin embargo al presentar el pozo una mayor disponibilidad de perfiles pero con mala calidad de hoyo serán valorados siempre A2, aquellos valorados A3 cuentan con al menos un perfil que permite determinar reservorio, sello y porosidad con una calidad de hoyo regular.

Con relación a los pozos catalogados como de baja incertidumbre, se clasifican como V1 a aquellos con buena calidad de hoyo y la presencia de al menos un registro para estimar reservorio, sello y porosidad, de igual forma para aquellos pozos que presentan curvas adicionales como RHOB y NPHI, donde se pueden obtener las

propiedades por varios métodos pero cuya calidad de hoyo es regular. Los pozos valorados V2, presentan un set de varios perfiles donde la estimación de los resultados puede ser realizada por diferentes métodos y tienen buena calidad de hoyo y aquellos pozos que dispongan además de perfiles de pozo, un perfil litológico y de datos de núcleo para cotejar y/o comparar resultados pero presentan una calidad de hoyo regular. La valoración V3 es la de mínima incertidumbre y es considerada para aquellos pozos que presenten una variedad de curvas para determinar las propiedades, registro litológico (*masterlog*), datos de núcleos y adicionalmente cuya calidad de hoyo es buena. Con esta valoración se realizan los mapas de calidad del dato petrofísico, para cada unidad depositacional.

Para la realización de la matriz se evaluaron todas las posibles combinaciones de los parámetros antes descritos y se define la calidad según los colores: verde (buen dato litológico), amarillo (regular) y rojo (malo o deficiente).

Las combinaciones para el mejor dato “verde” es la siguiente: contar con una curva de factor fotoeléctrico y un *masterlog* de 4 puntos cada uno y en la construcción de la matriz se realizó un código que estos mismo son multiplicados por 100, es decir podemos contar con uno de ellos y será 400 y si tenemos los dos entonces sería 800. Contar con las 6 combinaciones posibles de las curvas (densidad y neutrón, densidad y tiempo de tránsito, densidad y *gamma ray* espectral, neutrón y *gamma ray* espectral, tiempo de tránsito y *gamma ray* espectral y por último tiempo de tránsito y neutrón) y también tener descripciones puntuales (muestra de núcleo, canal o pared) cada uno de ellos tiene valor de 3 puntos, para la matriz será multiplicado por 10 al tener este set completo el resultado es 210, además la curva de densidad tiene un valor de dos puntos. De esta manera, se puede definir los rangos en donde se obtendrán los datos verdes de y estos van a variar según la disposición de los datos. El rango establecido es de 2012 como un el dato ideal y 430 como el peor de los verdes, que el mismo tendrá el *masterlog* o la curva PEF, la combinación de dos perfiles o una descripción puntual.

En la jerarquización de un dato definido amarillo (regular), el rango definido se encuentra entre 212 y 30. Donde el mejor caso es la sumatoria de las 6 combinaciones de los perfiles, la descripción puntual además contar con la curva de densidad. El valor 30 se logra cuando nada más se tiene 1 combinación de los registros o la descripción puntual.

La calidad del dato evaluada como mala es definida cuando el pozo cuenta solo con la curva de densidad o cuando no se tiene disposición de ninguna curva ni descripción puntual. El rango establecido es de 2-0.

En particular la matriz de calidad del dato litológico, se considera que el mejor registro para su estimación es la curva del perfil del factor fotoeléctrico (PEF) y/o el *masterlog* obtenida de la información del pozo, cada uno de estos parámetros tiene una valoración de 4 puntos; por otro lado, la construcción de gráficos cruzados utilizando las combinaciones de los perfiles de densidad (RHOB), tiempo de tránsito (DT), neutrón (NPHI) y *gamma ray* espectral (GREsp) también pueden estimar la litología, cada una de las combinaciones de los registros tiene valor de tres puntos, las descripciones puntuales que disponga cada pozo del mismo modo su valor es tres. Se le asignará un valor de dos puntos a los pozos que nada más tenga en su set de curvas el perfil de densidad.

Las combinaciones para el mejor dato “verde” es la siguiente: contar con una curva de factor fotoeléctrico y un *masterlog* de cuatro puntos cada uno y en la construcción de la matriz se realizó un código que estos mismo son multiplicados por 100, es decir podemos contar con uno de ellos y será 400 y si tenemos los dos entonces sería 800. Contar con las seis combinaciones posibles de las curvas (densidad y neutrón, densidad y tiempo de tránsito, densidad y *gamma ray* espectral, neutrón y *gamma ray* espectral, tiempo de tránsito y *gamma ray* espectral y por último tiempo de tránsito y neutrón) y también tener descripciones puntuales (muestra de núcleo, canal o pared) cada uno de ellos tiene valor de tres puntos, para la matriz será multiplicado por 10 al tener este set completo el resultado es 210, además la curva de densidad tiene un valor de dos puntos. De esta manera, se puede definir los rangos en donde se obtendrán los datos verdes de y estos van a variar según la disposición de los datos.

El rango establecido es de 2012 como un el dato ideal y 430 como el peor de los verdes, que el mismo tendrá el *masterlog* o la curva factor foto eléctrico (PEF), la combinación de dos perfiles o una descripción puntual.

En la jerarquización de un dato definido amarillo (regular), el rango definido se encuentra entre 212 y 30. Donde el mejor caso es la sumatoria de las 6 combinaciones de los perfiles, la descripción puntual además contar con la curva de densidad. El valor 30 se logra cuando nada más se tiene una combinación de los registros o la descripción puntual.

La calidad del dato evaluada como mala es definida cuando el pozo cuenta solo con la curva de densidad o cuando no se tiene disposición de ninguna curva ni descripción puntual. El rango establecido es de 2-0.

Tabla 6. Matriz de calidad del dato petrofísico composición litológica

		COMPOSICIÓN LITOLÓGICA			
		Desc Puntual + Desc Continua + <i>Master Log</i>	Desc Puntual (núcleo + canal + pared)	<i>Master Log</i>	Sin Descripción Litológica
REGISTROS	(RHOB+NPHI +DT) y/o PEF y/o ECS	V1	V2	V3	A7
	RHOB+NPHI	A1	A2	A3	A8
	RHOB+DT				
	NPHI+DT				
	RHOB	A4	A5	A6	R
NPHI o DT					
SP y/o GR					

Tabla 7. Matriz de calidad del dato petrofísico para la calidad del reservorio

		REGISTROS				
		RHOB+NPHI	RHOB	NPHI	DT	DT SINT
Análisis de Núcleo	SI	V1	V2	V3	V4	A1
	NO	A2	A3	A4	A5	R

6.2.3 Estimación del volumen de arcilla

Los indicadores de arcillosidad tienen como finalidad demostrar cualitativamente si la unidad depositacional es limpia o arcillosa y cuál sería el procedimiento para su interpretación. Además, su utilidad es mayor cuando puede proporcionar un estimado cuantitativo de la fracción de arcilla en una roca reservorio, ya que haría posible la corrección por efecto de arcillosidad de las diferentes lecturas de los registros.

Es posible calcular el porcentaje de arcilla en las secuencias estratigráficas, utilizando indicadores de arcilla (Ish), a partir de las siguientes expresiones, dependiendo del perfil utilizado:

Rayos gamma.

$$Ish = \frac{Gr - Gr_{lim\ pio}}{Gr_{sucio} - Gr_{lim\ pio}} =$$

Gr: Lectura del registro rayos gamma (GR)
 Gr limpio: Lectura en el registro rayos gamma (GR) (arcilla 0%).
 Gr sucio: Lectura en el registro rayos gamma (GR) (arcilla 100%).
Potencial Espontáneo

$$Ish = \frac{SP - SP_{lim\ pio}}{SP_{sucio} - SP_{lim\ pio}} =$$

SP: Lectura del registro potencial espontáneo (SP)
 SP limpio: Lectura en el registro potencial espontáneo (SP) (arcilla 0%).
 SP sucio: Lectura en el registro potencial espontáneo (SP) (arcilla 100%).
Neutrón

$$Ish = \frac{Neutrón - Neutrón_{lim\ pio}}{Neutrón_{sucio} - Neutrón_{lim\ pio}} =$$

Neutrón: Lectura del registro Neutrón (Nphi)
 Neutrón limpio: Lectura del registro Neutrón (Nphi) (arcilla 0%).
 Neutrón sucio: Lectura del registro Neutrón (Nphi) (arcilla 100%).

El índice de arcillosidad (Ish) es la relación entre la distancia de línea de la arena más limpia a la distancia del punto de arcilla de arena más limpia. Según (Poupon *et al.* 1970), se puede considerar en el caso de contar con perfiles de densidad-neutrón, la lectura de ambos registros, deberán coincidir frente a zonas de areniscas limpias, es decir, la lectura de ambos perfiles el de densidad y el neutrón deben solaparse. Posterior a la determinación del Ish, esta metodología podrá ser utilizada para cotejar los resultados de “sh”, calculados para los reservorios en estudio.

$$Ish = \left[\frac{Rshale}{RRt * \left(\frac{Rmáx - Rt}{Rmáx - Rsh} \right)} \right]^{1/b} =$$

Sh: (sucio) indica la lutita más representativa del reservorio,

Cl: (limpio) la arena más limpia,
Rmáx: la máxima resistividad leída en la zona y
b: es un parámetro que depende del tipo de roca y varía entre 1 y 2.

Una vez calculado el índice de arcillosidad por las técnicas anteriores, se seleccionó el menor índice y se procedió a definir el modelo de arcillosidad. Además, a través de la técnica de gráficos cruzados de los perfiles de densidad-neutrón podrán determinarse la forma en la cual se encuentra la arcilla (dispersa, laminar o estructural) en los reservorios cuando el valor es superior al 10 % de volumen de arcilla.

Se calculó la arcillosidad por los métodos de Clavier, Larionov, Lineal, *Power Law* (Curved) y Steiber, con el propósito de comparar las respuestas de los diversos algoritmos. A fin de seleccionar el método óptimo, a ser aplicado en los pozos del área, se determinaron los valores máximos y mínimos de rayos *gamma*, de acuerdo a características litológicas y bioestratigráficas. Como mejor práctica, se estableció que para el cálculo del volumen de arcilla, los mejores métodos fueron el lineal y el de *Power Law*, por la presencia de arcillas laminares y dispersas en la cual se encuentran presentes en las rocas reservorio.

6.2.4 Distribución de porosidades y permeabilidades

Conocer la distribución de porosidades y permeabilidades, dentro de los intervalos sedimentarios con prospectividad de roca reservorio y/o roca sello, permite conocer la capacidad de acumulación y de migración de fluidos en una roca almacén; así como la efectividad de una roca sello.

La porosidad total o absoluta es el volumen de roca ocupado por los poros y en general se expresa en porcentaje. Se define como porosidad efectiva a la relación entre el espacio ocupado por poros interconectados y el volumen total de la roca.

Para la obtención del modelo óptimo de porosidad, fueron utilizados los perfiles de neutrón, densidad y la combinación de ambos. Luego, estos perfiles de porosidad serán comparados con los valores provenientes de la información de porosidad-núcleo y se seleccionara el modelo que mejor correlacionara con éstos, proceso que

fue realizado de forma local y áreal en cada una de las secuencias estratigráficas de interés.

Cabe destacar, que de acuerdo a la naturaleza del registro en algunos casos del área de estudio, los modelos de porosidad fueron calculados utilizando las curvas del perfil sísmico, debido a que las curvas de densidad estaban afectadas por las condiciones del estado del hoyo, o por no disponer de las mismas se usó el perfil sísmico; aplicando para este cálculo la ecuación de Wyllie 1956.

En los pozos donde no disponga de la información de la curvas para el cálculo de porosidad se calculara una densidad a partir de la curva de resistividad según la combinación de las técnicas de *Faust y Gardner*. La ecuación usada fue la siguiente:

$$\text{Rho}_b\text{Garner} = 0.23034 * \left(\frac{10^{16}}{10^{16}} \right) * 2374.6 * (\text{prof} * \text{ILD}) =$$

$$\text{DT_Faust} = 10^{16} / (2000 * ((\text{ILD_ESP} * \text{DEPTH})^{1/6}) * 1)^{1/6})^{1/4}$$

Posterior al modelo de porosidad, fue determinada la porosidad efectiva a través de la sustracción del efecto de volumen de arcilla dentro de la matriz mineral. Este resultado es comparado con los valores reportados en los análisis sedimentológicos de los núcleos a fin de validar la porosidad efectiva determinada por métodos indirectos. En el caso que estos coeficientes de correlación sean bajos, puede deberse a núcleos no consolidados y la incertidumbre de la presión de sobrecarga aplicada a los tapones (si es o no la correcta).

La metodología para estimar la permeabilidad se basó en la relación de Coates y Dumanoir (1974). Quienes arribaron a un modelo de ecuación que satisface la condición de cero permeabilidad a cero porosidad con 100% de saturación de agua irreducible *Swir*. Además, esta relación se puede aplicar en rocas que no hallan en saturación de agua irreducible así como en aquellas que tiene un alto contenido de minerales arcillosos.

$$K = ((\text{porosidad} / C)^2 (\text{FFI} / \text{BVI}))^2$$

Siendo: **BVI**= porosidad*Sxot, **FFI**= porosidad – BVI

Sxot es calculada de Saturación de agua y corregida por el factor de volumen de arcilla.

La constante C varía de 3 a 4.5, con un valor promedio de 3.5.

6.2.5. Saturación del agua/ Hidrocarburo (SW/So-Sg)

La caracterización de los fluidos hidrodinámicos tiene la finalidad de comprender sus patrones de movilidad dentro de la cuenca y con ello establecer su influencia en el flujo termal de la cuenca y/o en los procesos de entrapamiento de los hidrocarburos, como proceso de migración primaria y/o secundaria. El primero es definido a través de la caracterización de los fluidos y el segundo a partir de la resistividad del agua en los reservorios.

Existen diferentes formas de determinar su valor de la resistividad del agua de formación, que se, menciona a continuación y se pueden determinar según el orden de preferencia.

A partir de la caracterización de los fluidos en el yacimiento, para determinar la influencia de estos fluidos en la distribución de acuíferos en la acumulación de hidrocarburos, es necesario conocer la resistividad del agua en el reservorio; el análisis estadístico arrojará el valor más representativo de la cantidad en partes por millón (ppm) de cloruros de sodio (NaCl) equivalentes, según la cual debe calcularse la resistividad del agua a temperatura del análisis de laboratorio en el pozo analizado o pruebas de pozos cercanos.

Existen métodos indirectos para la determinación de la resistividad del agua de formación, uno de ellos es la técnica generada por Pickett (1966), mediante ecuaciones en función de zonas 100% saturadas de agua (acuíferos) considerando registros de pozos. Los cálculos convencionales en cuanto a la saturación en diferentes tipos de litología, son sensibles a la incertidumbre en la resistividad del agua, porosidad y exponente de cementación (m).

Esta técnica se usa en aquellos pozos que tengan arenas limpias saturadas 100% de agua (acuíferos) en condiciones iniciales y que dispongan de sus respectivos registros (editados y normalizados) de resistividad y porosidad, además de valores confiables del exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n) (Pickett, 1966).

En un gráfico *Log-Log* de R_t vs. Porosidad, la ecuación de los puntos pertenecientes a la zona con saturación de agua igual a 100 %, representará la familia de líneas rectas con pendientes de $-m$, cuyo intercepto es de resistividad de agua aparente “ aR_w ” en la abscisa de porosidad =100%, al designarle el valor de 1 a la tortuosidad (a) dicho intercepto será la resistividad del agua de sección estratigráfica a la temperatura del estrato. Los puntos de la zona con saturación de agua menor a 100% caerán por encima de la línea recta (Pickett, 1966).

6.2.6. Caracterización litológica

Los productos de la fase de distribución y calidad de reservorio son: mapas de espesor neto, relación entre el reservorio neto y espesor total y porosidad y los mapas de *Gross Depositional Environment* (mapas de distribución de facies litológicas y sus respectivos ambientes depositacionales en el transgresivo).

Para elaborar estos mapas se seleccionaron las superficies de máxima inundación en cada pozo y se identificaron los ambientes sedimentarios en esta superficie. Una vez identificadas las tendencias paleoambientales de la unidad, según información bioestratigráfica (continental, transicional, neríticos y batial) se identifican los tipos litológicos en el sistema transgresivo de la unidad depositacional y se cartografían tomando en cuenta la tendencia paleoambiental a nivel de la superficie de máxima inundación.

Las bandas de tendencias representan las facies litológicas generalizadas del sistema transgresión de la unidad depositacional y permiten la visualización de la distribución de potenciales rocas reservorios, sellos y rocas madre en dicho intervalo.

Para visualizar la distribución de las facies asociadas a rocas reservorio, sello y roca madre en la parte regresiva de la unidad depositacional es necesario bajar la escala del estudio y repetir el análisis en los transgresivos de las secuencias depositacionales

contenidas en la unidad depositacional, para así obtener los mapas de distribución de las facies litológicas y su respectivo ambiente depositacional en el sistema transgresivo de la unidad ó GDE (*Gross Depositional Environment*)

6.3 CARACTERIZACION DE ELEMENTO DEL SISTEMA PETROLIFERO ROCA SELLO

Para realizar la caracterización de la roca sello se llevan a cabo las siguientes estimaciones. Con el objetivo de aplicar cualquier tipo de análisis cuantitativo, la metodología para determinar el potencial de la roca sello, se basa en el estudio de las macropiedades que se resume el siguiente flujo de trabajo que se describe en la Figura 35

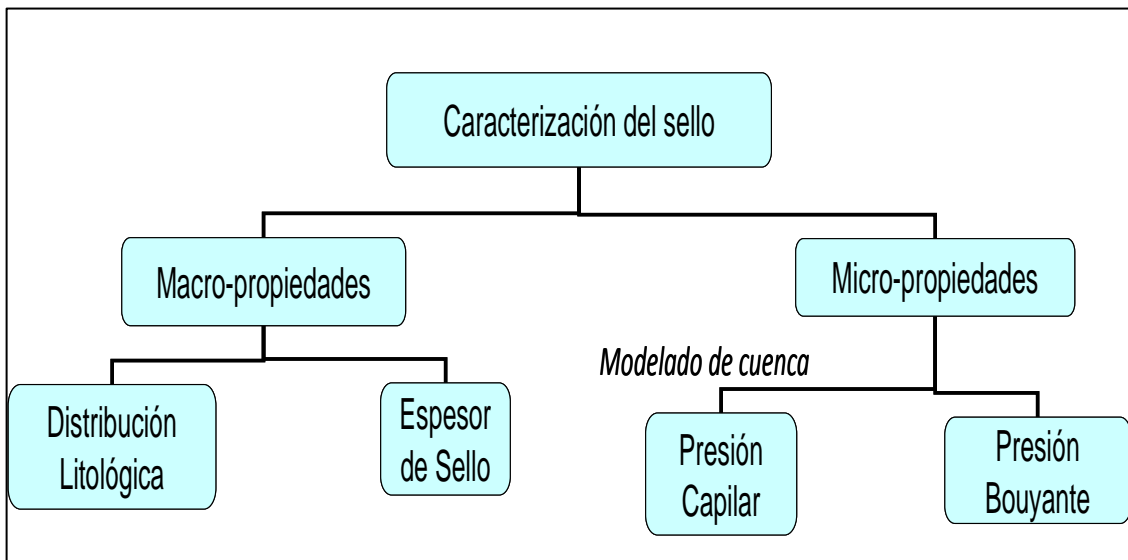


Figura 35. Flujograma de la metodología de trabajo para la caracterización de la roca sello

6.3.1. Cálculo de espesor de roca sello

La definición de la roca sello es la extensión geográfica de un sistema petrolífero, está definido por las ocurrencias observadas de hidrocarburos genéticamente relacionados. Esta acumulación es producto de la presencia de barreras o confinamientos limitados por rocas sello; definidas como aquel tipo de roca que actúa como obstáculo al escape

del petróleo dentro de la roca reservorio o yacimiento. Estos sellos pueden ser una roca o en ocasiones una anomalía estructural o estratigráfica. La existencia de sello en la cuenca constituye un factor fundamental de los sistemas petrolíferos; entre otros su ausencia genera emanaciones en superficie, La capacidad de ser una roca sello depende del tamaño y distribución de las mayores gargantas porales de la roca y su extensión limita la efectividad de acumulación en un sistema petrolífero. Las litologías más efectivas son las evaporitas, las pelitas y las rocas organógenas; las cuales tienen alta presión de entrada, son lateralmente continuas, uniformes lateralmente por grandes distancias y relativamente dúctiles.

Para la eficiencia del sello, el estudio es realizado a nivel de dos escalas: los regionales que son los que definen las vías migratorias de hidrocarburos y los sellos locales que son los que tienen mayor influencia en el confinamiento de acumulación de hidrocarburo en áreas particulares. Para el estudio de los regionales son aplicadas la macropropiedades y en el estudio de los locales se utilizan las micropropiedades.

El potencial de sello de una roca es una combinación de la columna de hidrocarburo retenida calculada (capacidad del sello), de su posición estructural y espesor, del desarrollo areal (geometría del sello) y de sus propiedades mecánicas (integridad del sello). Los análisis de sello empiezan con la determinación de la edad y lugar donde los hidrocarburos son generados y expulsados, muchos estratos u horizontes estratigráficos pueden tener propiedades como roca sello, pero solo algunos tienen la madurez, extensión, propiedades de transividad, que los hacen aptos para integrar un sistema petrolífero.

La metodología para determinar el potencial del sello, se basa en el estudio de sus **micropropiedades** para a partir del estudio de pozo estudiar las **macropropiedades** y extensión de los niveles de sello propuestos.

6.3.1.1 Propiedades macroscópica

Las propiedades macroscópica se basan en el estudio de las características sedimentológicas y estratigráficas de un intervalo sedimentario con potencial de roca sello. En orden de determinación es estimado el espesor sedimentario y la

distribución litológica de este espesor sedimentario en función de su ductibilidad y uniformidad.

Para la estimación del espesor de unidades sedimentarias con propiedades de roca sello fue utilizada y modificada la metodología empleada por Audemard *et al.*, (2002), la cual consiste en contabilizar el espesor de lutitas presente inmediatamente por encima y por debajo de las superficies de inundación máxima (MFS) de las unidades depositacionales, hasta el primer cuerpo de reservorio encontrado en la sucesión de estratos con arreglo transgresivo y/o regresivo; a partir de la curva de volumen de arcilla y del registro de tiempo de tránsito. Metodología que es aplicada a todos los pozos que forman parte del estudio.

Como paso previo, en el caso de los pozos que no tenían disponible los registros sínicos, se generó un registro sintético a partir del registro de resistividad y se calculó la corrección a partir del pozo más cercano con registro disponible de tiempo de tránsito, para tener un buen *pseudo* sínico calculado a partir de la ecuación de Wyllie, 1956.

Como mejor práctica para a la metodología de Audemard *et al.*, (2002) fue incluido el uso del registro de tiempo de tránsito. El producto de la determinación de las rocas con propiedades de sellos; una vez que se dispone de los valores promedios de la curva de los tiempos de tránsito y la curva del volumen de arcilla, es el cartografiado de los primeros 100 pies de esta secuencia, en función de las unidades depositacionales ya definidas. Las áreas con tiempos de tránsito de 90 ms/pie, se consideran rocas sello, en base a la presión y aquellos con valores de 85 ms/pie son considerados igualmente como sellos pero de menor certidumbre. Este valor es experimental y fue definido por la compañía Amoco a partir de estudios a nivel mundial. Igualmente, este autor considera que el límite para la detección de los sellos, no debe ser la superficie de máxima inundación (MFS), porque este puede estar muy por encima de este contacto de la secuencia productora.

Adicionalmente, en función de la litología asociada a las rocas sello, existen parámetros de ductibilidad, definida como el comportamiento plástico frente a la

deformación, propiedad que varía con la presión y la temperatura (soterramiento). Litologías micro porosas y dúctiles pueden soportar grandes esfuerzos en régimen dúctil a grandes profundidades. Las rocas organógenas que contienen querógeno, también soportan grandes esfuerzos dúctilmente, que determinarán su capacidad de respuesta en procesos de reactivación de un paleo-alto estructural.

Si una lutita posee un alto contenido de fósiles marinos estos durante el soterramiento pueden disolverse y precipitarse como carbonato de calcio, lo cual a partir de lutitas marinas inicialmente buenos sellos regionales de presión se comporten de manera frágil. Cabe destacar que al aplicar esta metodología, existe un margen de confiabilidad con respecto a la presencia de una "*waste zone*", la cual son zonas en la que se acumula el hidrocarburo no recuperable por las bajas propiedades del reservorio.

La uniformidad de una roca sello varia con su contenido de arcilla, teniendo diferencias laterales determinadas a partir de la determinación de facies sedimentológicas.

El potencial de sello de una roca es una combinación de la columna de hidrocarburo retenida calculada (capacidad del sello), de su posición estructural y espesor, del desarrollo areal (geometría del sello) y de sus propiedades mecánicas (integridad del sello). Los análisis de sello empiezan con la determinación de la edad y lugar donde los hidrocarburos son generados y expulsados, muchos estratos u horizontes estratigráficos pueden tener propiedades como roca sello, pero solo algunos tienen la madurez, extensión, propiedades de transividad, que los hacen aptos para integrar un sistema petrolífero.

6.4 EVALUACIÓN DEL ANALISIS DE PLAYS

Para la evaluación del sistema petrolero dentro del marco tectonoestratigráfico, se elaboraron los cartografiados de distribución de las unidades depositacionales (cartografiado roca de sellos, roca reservorio) a partir de los datos de pozos interpretado. El cartografiado de roca reservorio se elaboraron con la finalidad de

evaluar la geometría de las unidades, dirección de aporte de sedimentos y ambientes sedimentarios, característicos de la rocas sello y roca reservorio para definir características y posibles zonas de interés que puedan conformar un *play* exploratorio.

6.5 ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES (*PLAYS*)

El último nivel de investigación en este estudio le corresponde al análisis de *plays*. El marco tectonoestratigráfico y el análisis del sistema petrolero provee la base para realizar la revisión del potencial exploratorio de la cuenca. El *input* para esta fase son los mapas generados en el estudio regional, los cuales muestran la distribución y características de los diferentes elementos del sistema petrolero en cada unidad estratigráfica y que permitirán realizar un análisis exploratorio del área en términos de riesgo.

La arquitectura interna de las unidades depositacionales comprende las secuencias depositacionales y sus sistemas encadenados asociados. Los ambientes depositacionales en esos sistemas encadenados definen el tipo y distribución de reservorio, roca madre y sello. El estudio regional ha generado los mapas GDE en los cuales se muestra la distribución de los sistemas encadenados para cada unidad depositacional.

El mapa de distribución litológico es el producto de entrada para el análisis de distribución de *plays*, el cual es un método de jerarquización de áreas exploratorias en términos de riesgo geológico (Valdés *et al.*, 1992).

6.5.1 Identificación de *plays*

La definición de un *plays* se fundamenta en (a) el sistema de carga (b) el par sello/reservorio y (c) estilo estructural, tripartita que está relacionada con los eventos geodinámicas, sedimentarios y tectónicos que controlan la evolución de la cuenca, lo que correlaciona directamente el concepto con un modelo geológico (Doust, 2010), por lo que la definición de nuevos *plays* debe ir respaldada por un modelo geológico

que documente el sistema petrolífero del área y permita la evaluación del riesgo geológico asociado al *plays*.

Para la definición de nuevos *plays* se superponen a las envolventes de los sistemas de entrapamiento con los mapas de reservorio (unidad que puede acumular hidrocarburo), sello (techo que permite al reservorio acumular hidrocarburo) y roca madre (capaz de producir hidrocarburo) para ver la combinación de factores geológicos que coincidan en la acumulación de hidrocarburo.

Se genera un mapa con los nuevos *plays* del área documentados por el nuevo modelo geológico.

6.5.2 Análisis de riesgo

El objetivo del análisis de riesgo geológico es cuantificar el riesgo de fracaso o probabilidad de éxito de las diferentes oportunidades exploratorias (*plays*, lead y/o prospectos) y proveer la información base de uno de los puntos de mayor importancia en la toma de decisiones para el diseño de planes y programas exploratorios en las áreas de interés.

El análisis de riesgo geológico para *play* representa una práctica en la que se requiere que todos los elementos y procesos del sistema petrolífero sean evaluados de forma sistemática (basado en el modelo tectonoestratigráfico) con la finalidad de valorar cuantitativamente la probabilidad de su existencia y su efectividad, así como determinar la relación entre los elementos que permitan soportar la hipótesis de acumulación de hidrocarburos en un nivel estratigráfico determinado.

La revisión de diversos materiales bibliográficos relacionados al tema de análisis de riesgo (Treesh, 2008; NORAD, 2000), muestran una gran variedad de alternativas al momento de definir los elementos y procesos que deben ser considerados y documentados en la evaluación de riesgo, los cuales van desde escenarios muy detallados a otros más simples. En el caso de estudios detallados de riesgo, propios para la evaluación de riesgo geológico de prospectos, consideran el riesgo o probabilidad de éxito como el promedio probabilístico (producto) del riesgo de

trampa, reservorio, carga, sello, preservación, sincronización y factor de recobro, otros consideran el riesgo asociado a trampa (en conjunto con el sello), reservorio, roca madre y preservación. Los escenarios más simples definen el riesgo geológico en base al producto del riesgo de cuatro factores tales como trampa, reservorio, sello y carga más aplicada a la evaluación de oportunidades en escala de *play*, debido a que se encuentra fundamentado en la disponibilidad y escala de la información producto del análisis de cuenca (Allen y Allen, 1990).

Así mismo, los parámetros que definen el riesgo de cada elemento es producto de diversas metodologías de trabajo e incluso acuerdos internos en las compañías petroleras siendo igualmente muy detalladas o simples (Treesh, 2008). En este caso se acordó definir el riesgo de los elementos a partir de aquellos parámetros que permitan evaluar su existencia y calidad o efectividad tomando en cuenta la premisa de no duplicar el efecto de riesgo geológico en el *plays*. En tal sentido los elementos a evaluar fueron definidos de la siguiente manera:

El riesgo de reservorio fue definido por la combinación del riesgo asociado a su presencia, evaluado en función de la distribución del espesor neto del reservorio, y el riesgo asociado a su calidad o efectividad en función de la distribución de la porosidad en el reservorio. Igualmente el riesgo de sello fue definido en función de su presencia, a través de la distribución espacial de su espesor y su calidad en función de su composición litológica y por ende de la presión capilar. El riesgo en el proceso de carga fue definido en función del riesgo asociado a la presencia de roca madre a través de la distribución de su potencial y madurez termal (identificación de áreas o paleo área de generación) y el riesgo por efectividad en función de la distancia de migración lateral. En el caso del riesgo de trampa, fue definido solo en función de la presencia de la misma, puesto que para definir parámetros que midan la calidad o efectividad de la trampa es requerido un análisis de mayor detalle estructural o estratigráfico al que es posible obtener con el alcance del análisis de cuenca y evaluación de sistemas petrolíferos (proyectos ESP). La definición de los elementos y parámetros, fue el paso inicial en la etapa de evaluación de riesgo geológico, puesto

que permitió optimar la generación de productos o documentos necesarios para sustentar la estimación regional de riesgo.

Finalmente, los productos del proceso de análisis de riesgo en escala de *plays* o escala regional son los mapas de riesgo de cada elemento y el mapa de riesgo de los *plays* a diferentes niveles estratigráficos (Figura 36). Cuyos niveles de riesgo se encuentran cuantificados entre 0 y 1, donde 0 representa un escenario sin riesgo y 1 representa un escenario sin probabilidad de éxito, pasando por una escala de valores de 0,1 de variación. Desde el punto de vista gráfico o cualitativo estos valores se han agrupado en colores para definir tres niveles de riesgo: verde como bajo riesgo, amarillo como riesgo moderado y rojo como alto riesgo.

Debido a la existencia de dos escalas de valoración de riesgo geológico de las oportunidades, una cualitativa y otra cuantitativa, se requirió establecer la equivalencia entre ambas escalas, para lo cual se adoptó la correlación realizada por Otis y Schneidermann en 1997, la cual ha sido de gran aceptación mundial (Figura.37), en la que definen riesgo alto (rojo) para valores de probabilidad de éxito menores a 0,15 (valores de riesgo mayores a 0,85), riesgo moderado o medio (amarillo) para valores de probabilidad de éxito entre 0,15 y 0,30 (valores de riesgo entre 0,85 y 0,70) y riesgo bajo (verde) para valores de probabilidad de éxito mayores a 0,30 (valores de riesgo menores a 0,70).

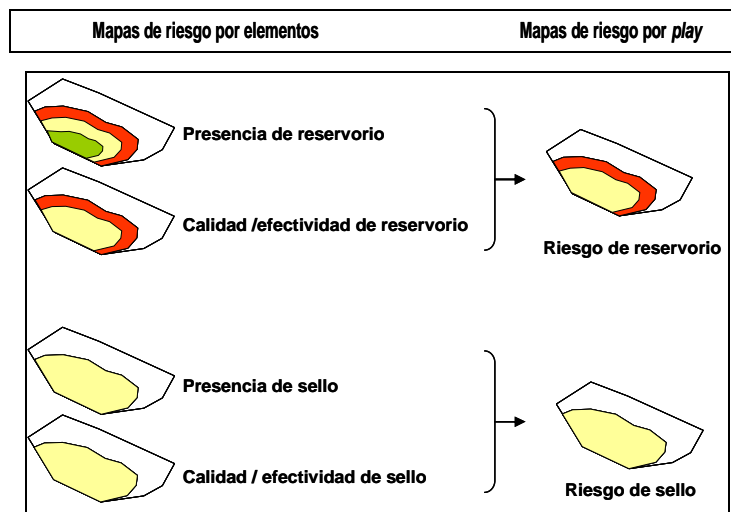


Figura 36. Esquema de productos a generar en el análisis de riesgo de *play* o regional. (Modificado

Tom Levis, 2013)

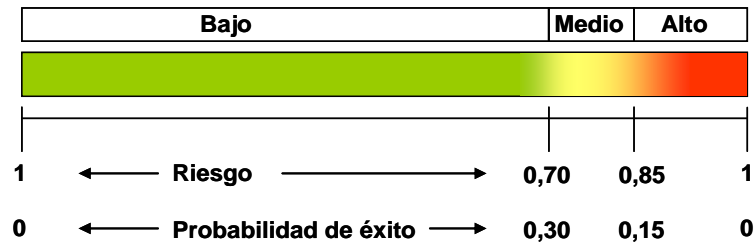


Figura 37. Correlación entre escala cuantitativa y cualitativa de riesgo o probabilidad de éxito de *plays* (Modificado de Otis y Schneidermann, 1997).

En el caso de la cuantificación de riesgo o probabilidad de éxito para cada parámetro, se requirió establecer un criterio de transformación de los valores propios de cada parámetro (espesores, litologías, porosidades, presiones, distancias, etc.) a valores de probabilidad de éxito en escala entre 0 y 1. Para ello se utilizaron dos principios: uno, el riesgo asociado a un parámetro debe depender de la calidad (alta, media o baja) del dato utilizado y el tipo de información (positiva, incierta o negativa) que posee el modelo geológico generado a partir de los datos utilizados (NORAD, 2000; Levy, comunicación personal, 2013); y dos, la transformación debe ser calibrada asumiendo que el valor del parámetros evaluado en un pozo productor sea valorado como bajo riesgo o alta probabilidad de éxito (verde) con valores entre 0.6 y 1 dependiendo de la calidad del dato tal como se muestra en la matriz de cuantificación de probabilidad de éxito (Figura 38).

Nivel de calidad de los datos	Alta	0 - 0,2		0,8 - 1,0
	Media	0,2 - 0,4	0,4 - 0,7	0,7 - 0,9
	Baja	0,3 - 0,5	0,5 - 0,6	0,6 - 0,7
Conclusiones obtenidas a partir de los datos				
		Negativa	Incierta	Positiva

Figura 38. Matriz para cuantificar la probabilidad de éxito de los parámetros que definen los elementos del sistema petrolífero (Levy, 2013).

Tomando en cuenta la matriz de cuantificación de probabilidad de éxito, se definieron matrices de transformación para cada uno de los parámetros tomando en consideración los datos de la subcuenca de Guárico, las cuales fueron combinadas con el resultado de la evaluación de calidad de datos, tal como se muestran a continuación (Figura 39):

Reservorio				Sello			
Parametro	Valoración			Parametro	Valoración		
	Positiva	Incierta	Negativa		Positiva	Incierta	Negativa
Esesor	> A	A - B	< B	Esesor	> A	A - B	< B
Porosidad	> M	M - N	< N	Litológia	X	P	Y
Carga							
Parametro	Valoración						
	Positiva	Incierta	Negativa				
COT (%)	> A	A - B	< B				
Madurez (% Ro)	X	P	Y				
Distancia de migración (Km)	> 300	200 - 300	< 200				

Figura 39. Matrices de valoración de la información obtenida de los datos

CAPITULO VII

ANÁLISIS DE RESULTADOS

La caracterización de roca reservorio se muestra en función de la presencia y calidad en el sistema transgresivo de cada unidad depositacional. Se aplicó la metodología mostrada en el capítulo VI, para determinar: el espesor total, el espesor neto, el porcentaje de espesor neto del espesor total y la distribución de las facies litológicas asociadas con sus respectivos ambientes depositacionales (*Gross Depositional Environmet*, GDE). Mientras para calidad del reservorio se utilizó la porosidad.

A continuación el esquema de la caracterización comienza con una evaluación de la calidad de los datos petrofísicos para así conocer el alcance de las interpretaciones que permiten dichos datos. La presencia de la roca reservorio y la calidad serán definidas por unidad depositacional

Se muestra el resultado del cartografiado de la aplicación de la metodología por cada unidad depositacional. En primer lugar se muestra el resultado para el espesor de sello de la unidad depositacional UD II en el sistema transgresivo, seguido de las siguiente unidades depositacionales UDIV para el *foredeep* de Guárico y *foredeep* de Maturín.

De igual forma se muestra el resultado de los mapas con la interpretación de análisis de *Plays*, en cada una de las unidades depositacionales con el uso de la interpretación de los cartografiados de los elementos petroleros

7.1 CALIDAD DEL DATO CALIDAD DEL DATO PETROFÍSICO

En un primer paso se realizó la aplicación de las matrices de calidad del dato diseñadas en este trabajo, cuya finalidad es estimar el alcance de la caracterización petrofísica de roca reservorio y roca sello, a partir de la disponibilidad y completitud de los registros eléctricos en los pozos utilizados para realizar la caracterización. Una matriz de calidad está enfocada a la capacidad para determinar litología a través de datos de perfiles de pozo y la otra matriz está enfocada en la capacidad para

determinar la porosidad a través de datos de perfiles de pozo. Los resultados se muestran por cada una de las matrices y en cada una de las unidades de interés petrolífero (UDII, UDIV *foredeep* Guárico y UDIV *foredeep* Maturín).

7.1.1 Calidad del dato petrofísico para la unidad depositacional UDII

En primer lugar se elaboró un inventario de los perfiles de pozo disponibles en los pozos del proyecto que perforan la unidad depositacional UDII; necesarios para realizar la estimación de litología (densidad, neutrón, tiempo de tránsito y/o espectroscopia de rayos gamma, potencial espontáneo, factor foto eléctrico, espectroscopia de rayos gamma, entre otros) y se le aplicó la matriz de calidad de acuerdo con el marco tectonoestratigráfico, la interpretación de esta unidad se muestra el resultado son once 11 pozos y la calidad del dato se muestra en la Figura 40 se puede describir que:

1. El 45 % de los pozos tienen calidad del dato verde (V1 y V2) de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el sur este de la cuenca. Estos pozos permitirán realizar la estimación de litología, para establecer la presencia de la roca sello o de la roca reservorio.
2. El 45% de los pozos de acuerdo a la aplicación de las matrices, arrojo que tienen la calidad del dato amarilla (A1, A2 y A4), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el sur y oeste de la cuenca. Los pozos con calidad A1 y A2, no poseen en el inventario de perfiles, el registro espectroscopia de rayos gamma (ECS) o factor foto eléctrico (PEF), la calidad A2, además no cuenta con información de datos de *masterlog*. Los pozos con calidad del dato A4, cuentan sólo con uno de los perfiles necesarios para realizar la determinación de la litología, con lo cual disminuye la confiabilidad del dato interpretado.
3. Por último, 10% de los pozos tienen la calidad del dato roja (R), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados al este de la cuenca. Los pozos con calidad R, no poseen en el inventario de perfiles los datos de

perfiles de pozo requeridos por la matriz de calidad del dato que permiten estimar litología; por lo cual no serán utilizados.

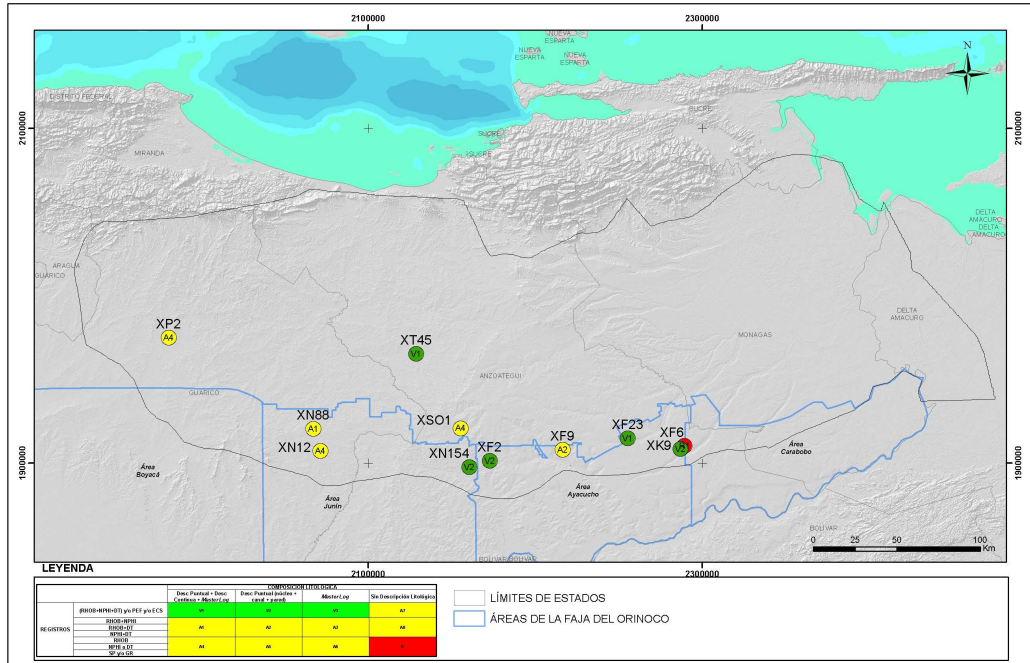


Figura 40. Calidad del dato petrofísico para estimar litología del transgresivo de la unidad depositacional UDII

En segundo lugar se elaboró un inventario de los perfiles de pozo disponibles en los pozos del proyecto que perforan la unidad depositacional UDII; necesarios para realizar la estimación de porosidad (densidad y tiempo de tránsito, registro sintético) y se le aplicó la matriz de calidad. El resultado son once 11 pozos y la calidad del dato se muestra en la Figura 41 se puede describir que:

1. El 46 % de los pozos tienen calidad del dato verde (V1 y V2) de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el sur de la cuenca. Estos pozos permitirán realizar la estimación de porosidad, para establecer la calidad de roca reservorio.
2. El 33% de los pozos tienen la calidad del dato amarilla (A2, A3, A4 y A5), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el centro y oeste de la cuenca. Los pozos con calidad del dato amarilla no disponen de datos de núcleo

para realizar la calibración en la estimación de la porosidad y por tanto la confiabilidad de la estimación disminuye.

- Por último, 21% de los pozos tienen la calidad del dato roja (R), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados al este de la cuenca. Los pozos con calidad Roja (R), no poseen datos de núcleo y en algunos casos sólo disponen de un perfil DT sintético, se considera que no posee los datos requeridos por la matriz de calidad del dato que permiten estimar porosidad; por lo cual no fueron utilizados.

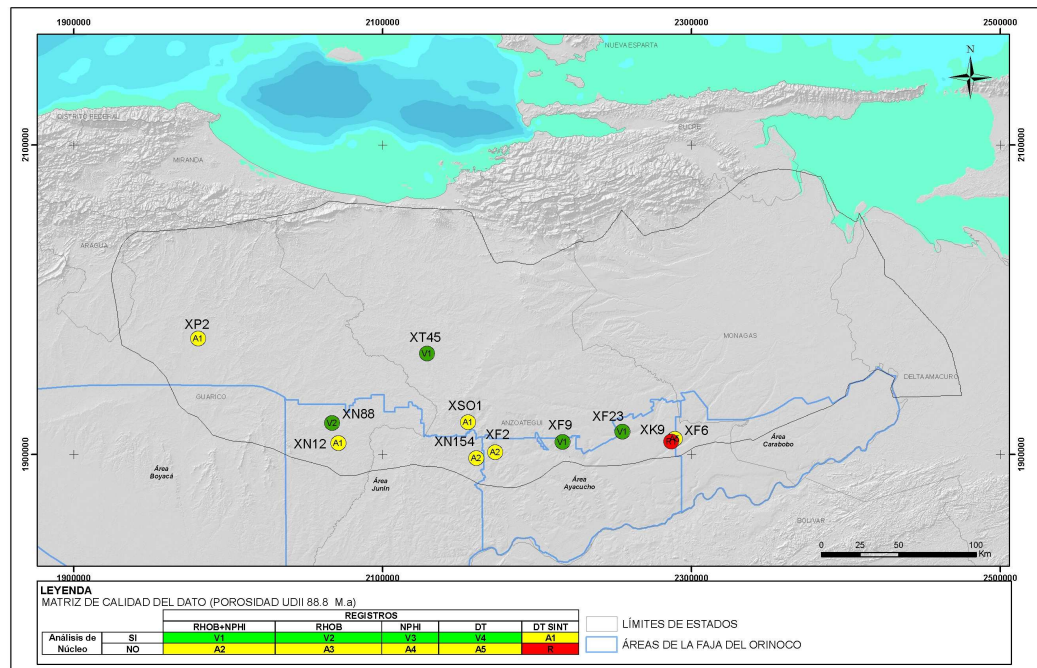


Figura 41. Calidad del dato petrofísico para estimar porosidad del transgresivo de la unidad depositacional UDII

7.1.2 Calidad del dato petrofísico para la UDIV *foredeep* Guárico

En primer lugar se elaboró un inventario de los perfiles de pozo disponibles en los pozos del proyecto que perforan la UD IV *foredeep* de Guárico de edad Eoceno Medio- Mioceno; necesarios para realizar la estimación de litología (densidad,

neutrón, tiempo de tránsito y/o espectroscopia de rayos *gamma*, entre otros) y se le aplicó la matriz de calidad. El resultado son 25 pozos y la calidad del dato se muestra en la Figura 42 se puede describir que:

1. El 31 % de los pozos tienen calidad del dato verde (V1) de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el sur este de la cuenca. Estos pozos permitió realizar la estimación de litología, para establecer la presencia de roca sello o de roca reservorio.
2. El 54% de los pozos tienen la calidad del dato amarilla (A1, A2, A4, A5, A7 y A8), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el sur y oeste de la cuenca. Los pozos con calidad A1 y A2, no poseen en el inventario de perfiles, el registro espectroscopia de rayos *gamma* (ECS) o factor foto eléctrico (PEF), la calidad A2, además no cuenta con información de datos de *masterlog*. Los pozos con calidad del dato A4 A5 cuentan sólo con uno de los perfiles necesarios para realizar la estimación de la litología, la calidad A5 no cuenta con los datos de *masterlog*. Los pozos con calidad del dato A7 no tienen descripciones de muestras de pozo pero cuentan con todo los perfiles necesarios. Por último, los pozos con calidad del dato A8 cuentan con los mismos perfiles de pozo que A1 y A2 pero no cuentan con descripciones de muestras de pozo para realizar la calibración. Conforme el número de la calidad del dato aumenta disminuye la confiabilidad del dato interpretado.
3. Por último, 15% de los pozos tienen la calidad del dato roja (R), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados al este de la cuenca. Los pozos con calidad R, no poseen en el inventario de perfiles los datos de perfiles de pozo requeridos por la matriz de calidad del dato que permiten estimar litología; por lo cual no serán utilizados.

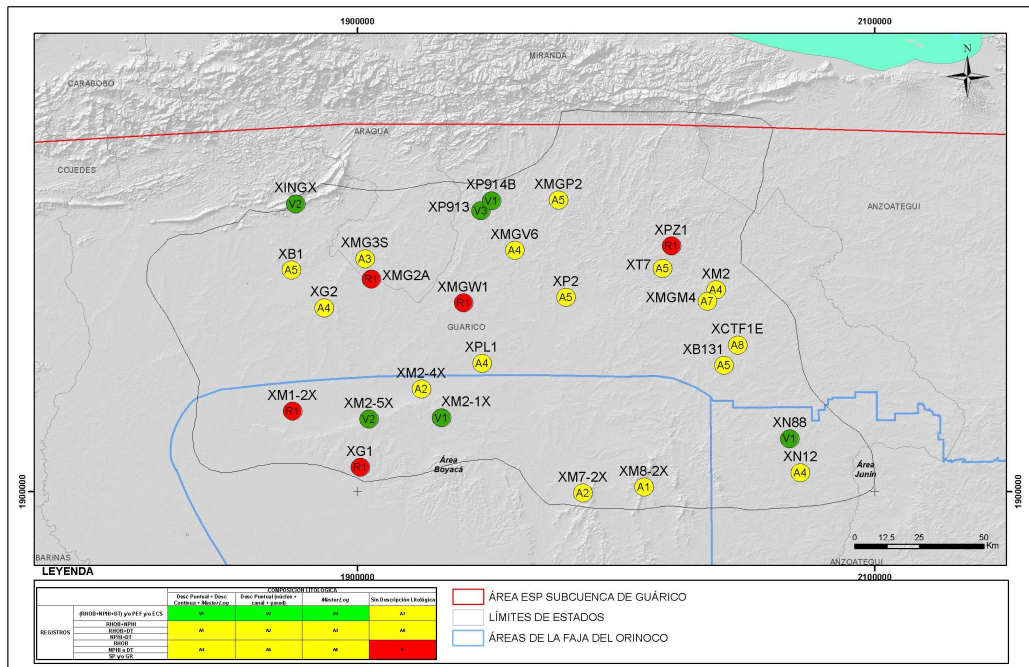


Figura 42. Calidad del dato petrofísico para estimar litología del transgresivo de la UDIV *foredeep* Guárico

En segundo lugar se elaboró un inventario de los perfiles de pozo disponibles en los pozos del proyecto que perforan la UD IV *foredeep* de Guárico de edad Eoceno Medio- Mioceno; necesarios para realizar la estimación de porosidad (densidad y tiempo de tránsito, entre otros) y se le aplicó la matriz de calidad. El resultado son 25 pozos y la calidad del dato se muestra en la Figura 43 se puede describir que:

1. El 19 % de los pozos tienen calidad del dato verde (V1 y V2) de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el sur de la cuenca. Estos pozos permitirán realizar la estimación de porosidad, para establecer la calidad de reservorio.
2. El 65 % de los pozos tienen la calidad del dato amarilla (A2, A3, A4 y A5), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el centro y oeste de la cuenca. Los pozos con calidad del dato amarilla no

disponen de datos de núcleo para realizar la calibración en la estimación de la porosidad y por tanto la confiabilidad de la estimación disminuye.

- Por último, 20% de los pozos tienen la calidad del dato roja (R), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados al este de la cuenca. Los pozos con calidad R, no poseen datos de núcleo y en algunos casos sólo disponen de un perfil DT sintético, se considera que no posee los datos requeridos por la matriz de calidad del dato que permiten estimar porosidad; por lo cual no serán utilizados.

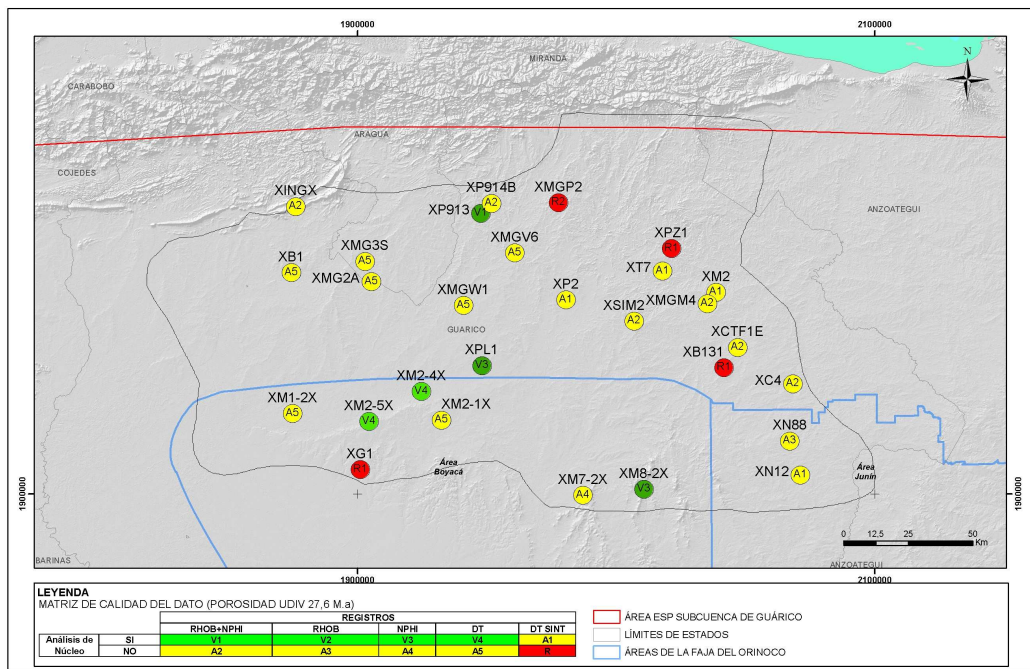


Figura 43. Calidad del dato petrofísico para estimar porosidad del transgresivo de la unidad depositacional UDIV *foredeep* Guárico

7.1.3 Calidad del dato petrofísico para la unidad depositacionales UDIV *foredeep* Maturín

En primer lugar se elaboró un inventario de los perfiles de pozo disponibles en los pozos del proyecto que perforan la unidad depositacional UD IV *foredeep* de

Maturín; necesarios para realizar la estimación de litología (densidad, neutrón, tiempo de tránsito y/o espectroscopia de rayos *gamma*, entre otros) y se le aplicó la matriz de calidad. El resultado son 34 pozos y la calidad del dato se muestra en la Figura 44 se puede describir que:

1. El 16 % de los pozos tienen calidad del dato verde (V1) de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el sur de la cuenca. Estos pozos permitieron realizar la estimación de litología, para establecer la presencia de roca sello o de roca reservorio.
2. El 54% de los pozos tienen la calidad del dato amarilla (A1, A2, A4, A5, A6 y A7), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en toda la cuenca. Los pozos con resultado de calidad A1 y A2, no poseen en el inventario de perfiles, el registro espectroscopia de rayos gamma (ECS) o factor foto eléctrico (PEF), la calidad del dato A2, además no cuenta con datos de descripción litológica (*masterlog*). Los pozos con resultado de calidad del dato A4, A5 y A6 conto sólo con uno de los perfiles eléctricos necesarios para realizar la determinación de la litología, la calidad A5 no cuenta con los datos de *masterlog* y la calidad A6 cuenta es con *masterlog*. Por último, los pozos con calidad del dato A7 no tienen descripciones de muestras de pozo pero cuentan con todo los perfiles necesarios. Conforme el número de la calidad del dato aumenta disminuye la confiabilidad del dato interpretado en la caracterización de la roca sello y roca reservorio.
3. Por último, El 30% de los pozos el resultado tienen la calidad del dato roja (R), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados al este de la cuenca. Los pozos con calidad R, no poseen en el inventario de perfiles los datos de perfiles de pozo requeridos por la matriz de calidad del dato que permiten estimar litología; por lo cual no serán utilizados.

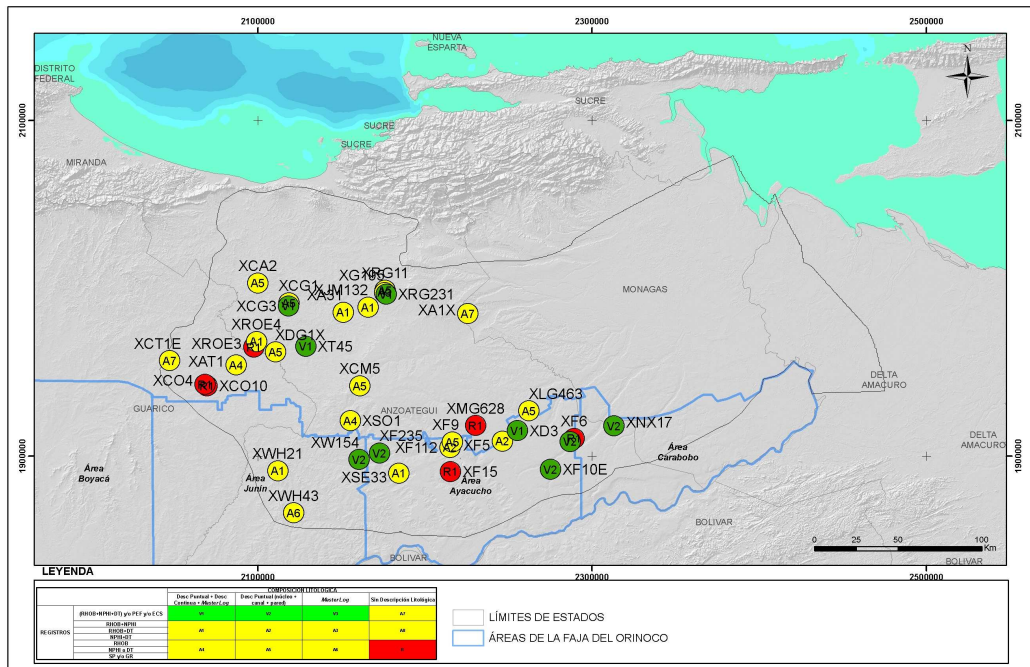


Figura 44. Calidad del dato petrofísico para estimar litología del transgresivo de la UDIV *foredeep* Maturín

En segundo lugar se elaboró un inventario de los perfiles de pozo disponibles en los pozos del proyecto que perforan la unidad depositacional UD IV *foredeep* de Maturín; necesarios para realizar la estimación de porosidad (densidad y tiempo de tránsito, entre otros) y se le aplicó la matriz de calidad. El resultado son 34 pozos y la calidad del dato se muestra en la Figura 45 se puede describir que:

1. El 32 % de los pozos tienen calidad del dato verde (V1 y V2) de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en toda cuenca. Estos pozos permitirán realizar la estimación de porosidad, para establecer la calidad de la roca reservorio.
2. El 61 % de los pozos tienen la calidad del dato amarilla (A2, A3, A4 y A5), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados en el centro y oeste de la cuenca. Los pozos con calidad del dato amarilla no disponen de datos de núcleo para realizar la calibración en la estimación

de la porosidad y por tanto la confiabilidad de la estimación de la caracterización de la roca reservorio y roca sello disminuye.

- Por último, El 7% de los pozos tienen la calidad del dato roja (R), de acuerdo a la matriz de calidad del dato utilizada, ubicados al este de la cuenca. Los pozos con calidad R, no poseen datos de núcleo y en algunos casos sólo disponen de un perfil DT sintético (tiempo de transito sintético), se considera que no posee los datos requeridos por la matriz de calidad del dato que permiten estimar porosidad; por lo cual no serán utilizados Figura 45.

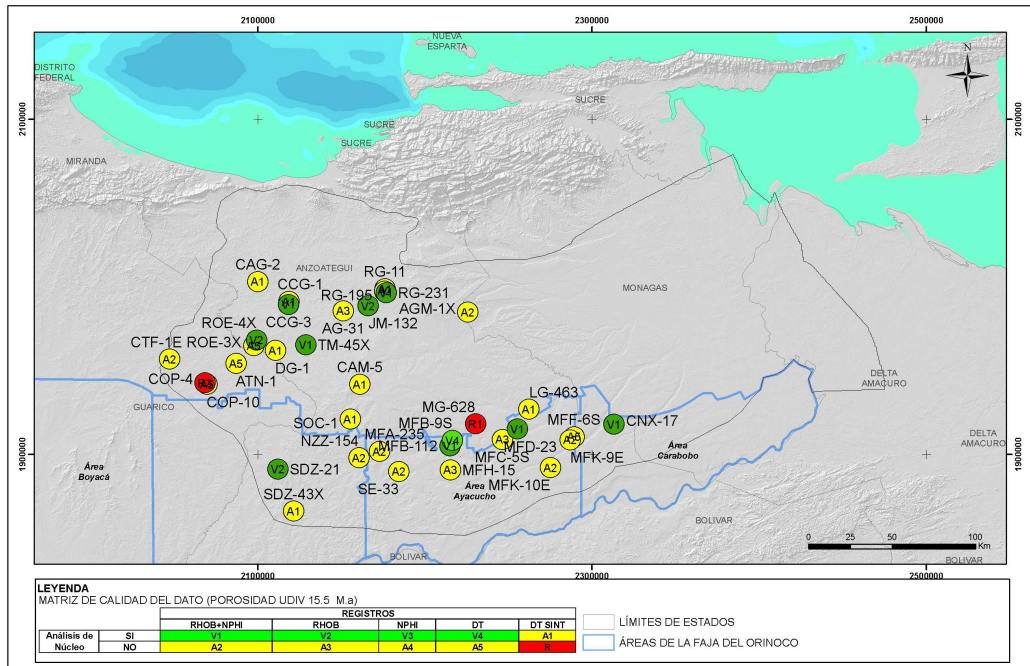


Figura 45. Calidad del dato petrofísico para estimar porosidad del transgresivo de la unidad depositacional UDIV *foredeep* Maturín

7.2 ROCA RESERVORIO UNIDAD DEPOSITACIONAL UDII

La roca reservorio de la unidad depositacional UDII, fue caracterizada en el sistema transgresivo, el cual fue interpretado desde la superficie de máxima inundación MFS_88.8 Ma hasta la base de la unidad denominada SB_UDII, de acuerdo con el marco tectonoestratigráfico, esta unidad se encuentra presente en casi toda el área de

estudio; litoestratigráficamente corresponde con la Formación San Juan hacia el este, las formaciones Grupo Temblador hacia el Noroeste y la Formación Tigre del Grupo Temblador en el resto del área.

De acuerdo con la descripción de muestras de núcleo y reportes litológico (*masterlog*), el sistema transgresivo de la UDII se caracteriza por presentar un alto porcentaje (>50 %) de areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de lutitas y limolitas (en menor proporción), depositadas en ambientes que varían de fluvial a transicional, hacia el sur de la subcuenca de Guárico (Faja Petrolífera del Orinoco). Hacia el centro de la subcuenca se observa una variación de las facies, constituidas mayormente por areniscas de grano fino a medio, glauconíticas, calcáreas con intercalaciones lutitas y calizas fosilíferas, depositadas en un ambiente marino somero. Hacia el norte se interpretaron facies predominantemente lutíticas (>50 %), depositadas en un ambiente de plataforma (marino abierto). En la Figura 46, se muestra la distribución generalizada de las facies litológicas y sus respectivos ambientes depositacionales en el transgresivo de la unidad UDII, las cuales están asociadas a la roca reservorio que fueron depositadas hacia el sur y centro de la Cuenca Oriental de Venezuela (subcuencas de Guárico y Maturín), mientras que las facies litológicas asociadas a la roca sello y la roca madre fueron depositadas principalmente hacia el norte de la misma.

El sistema transgresivo de la unidad depositacional UDII presenta un rango de espesor total que oscila entre 120 y 3200 pies, con una dirección preferencial suroeste-noreste hacia donde aumenta progresivamente de espesor. Los menores espesores se encuentran presentes hacia sur-sureste de la cuenca, donde alcanza un rango entre 120 y 400 pies (color magenta), mientras que los mayores espesores se observan al noreste de la misma, donde alcanza valores máximos entre 3000 y 3200 pies (color naranja oscuro) (Figura 47). El espesor total del transgresivo de esta unidad fue estimado principalmente a partir de la interpretación sísmica, ya que la mayoría de los pozos en el área no perforaron la unidad o atravesaron sólo el espesor parcial del transgresivo. De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos, el menor

espesor total perforado fue de 73 pies en el pozo XF23, mientras que el mayor espesor total fue de 2160 pies en el pozo XT45.

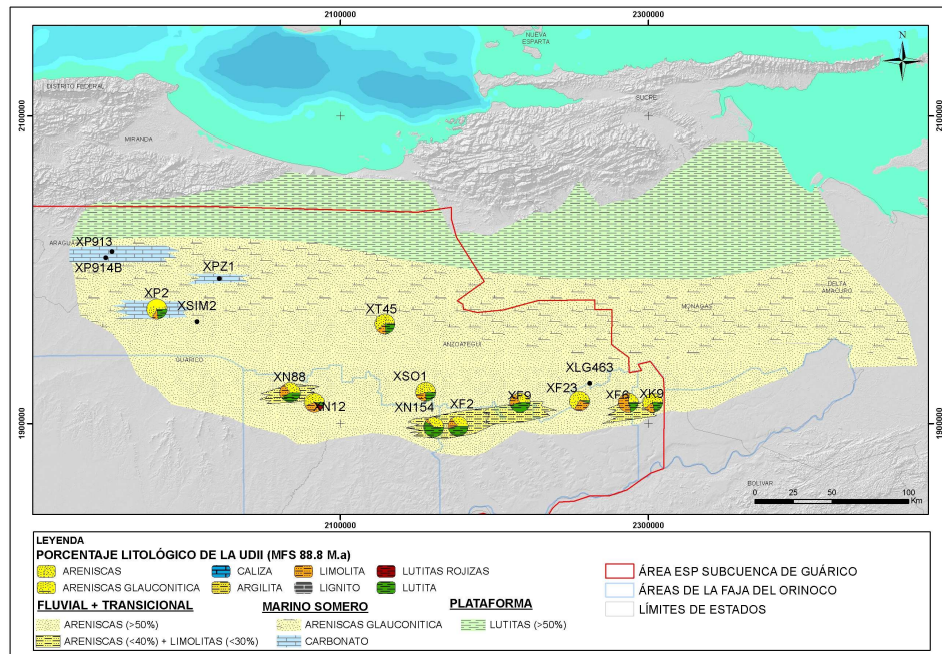


Figura 46. Distribución de las facies litológicas y sus respectivos ambientes deposicionales en el transgresivo de la unidad UDII. La envoltura de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma)

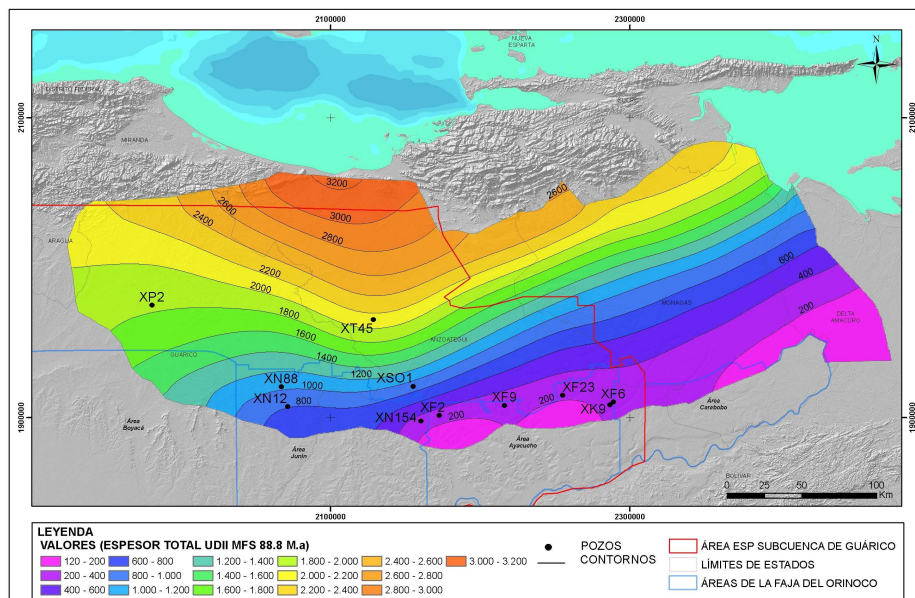


Figura 47. Espesor total del sistema transgresivo la Unidad Deposicional UDII a @ 88.8 La envoltura de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma)

El espesor neto de reservorio en el transgresivo de la unidad UDII presenta una tendencia similar al espesor total. El rango de espesor neto varía entre 100 y 2400 pies, aumentando progresivamente hacia el noreste. Los menores espesores neto de reservorio se encuentran hacia sur de la cuenca, donde se observa un rango entre 100 y 400 pies (color magenta), mientras que los mayores espesores se observan al noreste de la misma, donde alcanza valores máximos entre 2200 y 2400 pies (color naranja oscuro, (Figura 48) De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos, el menor espesor neto de reservorio perforado fue de 40 pies en el pozo XF23, mientras que el mayor espesor neto fue de 1539 pies en el pozo XT45.

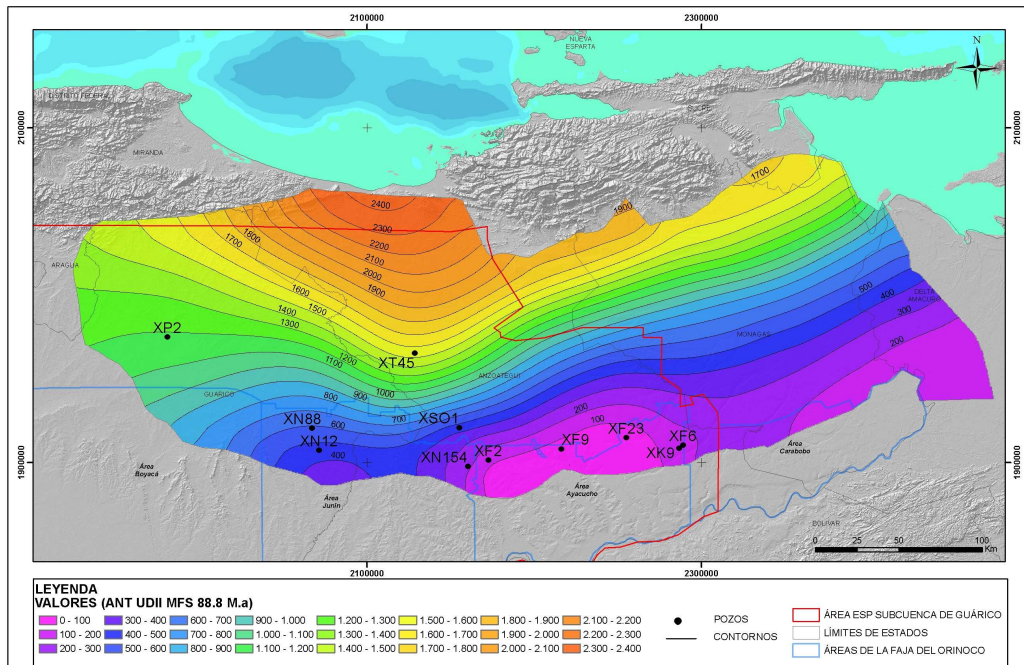


Figura 48. Espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma)

El porcentaje de reservorio neto oscila entre un 52 % y 99 % (fracción 0,52 y 0,99) del espesor total del transgresivo de la unidad UDII, el cual aumenta progresivamente en dirección norte-sur. Los menores porcentajes de reservorio se encuentran en general hacia el suroeste y centro de la cuenca, donde se observa un rango entre 52 % y 60 % (equivalente a la fracción 0,52 y 0,60) (color magenta), mientras que los

mayores espesores se observan al sur de la misma, donde alcanza valores superiores al 90% (equivalente a la fracción que varía entre 0,90 y 0,99) (color naranja oscuro) (Figura 49). Por otro lado, la evaluación petrofísica de los pozos indica que el porcentaje menor de reservorio fue de 45 % (equivalente a la fracción 0,45) en el pozo XF2, mientras que el porcentaje mayor fue de 89 % (equivalente a la fracción 0,89) en el pozo XT45.

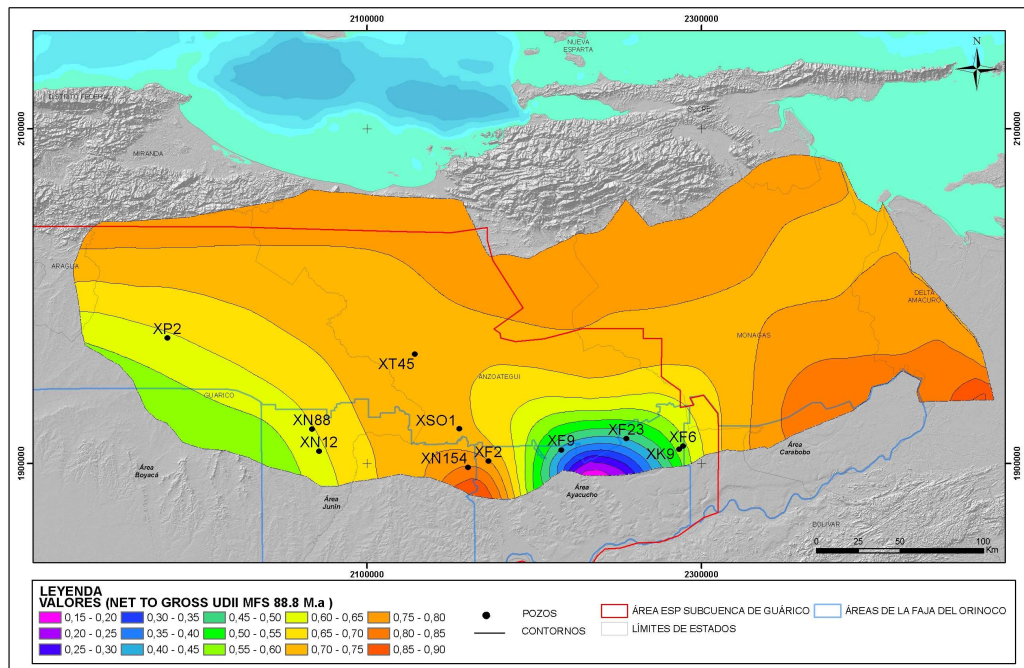


Figura 49. Relación entre el reservorio neto y espesor total de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma)

En cuanto a la calidad del reservorio, las porosidades totales oscilan entre 1 % y 24 % (equivalente a la fracción entre 0,01 y 0,24), incrementándose en una dirección preferencial sur-sureste de la cuenca. El valor de corte de porosidad efectiva para la roca reservorio es de 4 % para yacimientos de gas y 8% (equivalente a la fracción entre 0,04 y 0,08) para yacimientos de petróleo, de acuerdo con la evaluación petrofísica y los datos de producción de los yacimientos en el área. Los menores porcentajes de porosidad total se encuentran en general hacia el norte del área, donde

se estimaron valores mínimos entre 1% y 4% (equivalente a la fracción entre 0,01 y 0,04), siendo inferiores al valor de corte de porosidad efectiva. Es importante destacar que estos valores bajos de porosidad fueron estimados por el método de interpolación de la aplicación debido que en esta zona no se tiene información de pozos. Existe la posibilidad de que los reservorios tengan porosidades bajas en esta zona debido que se encuentran más profundo (soterrado). Los mayores porcentajes de porosidad efectiva se encuentran hacia al sur del área, alcanzando porcentajes entre 18% y 24 % (equivalente a la fracción entre 0,18 y 0,24). (Figura 50)

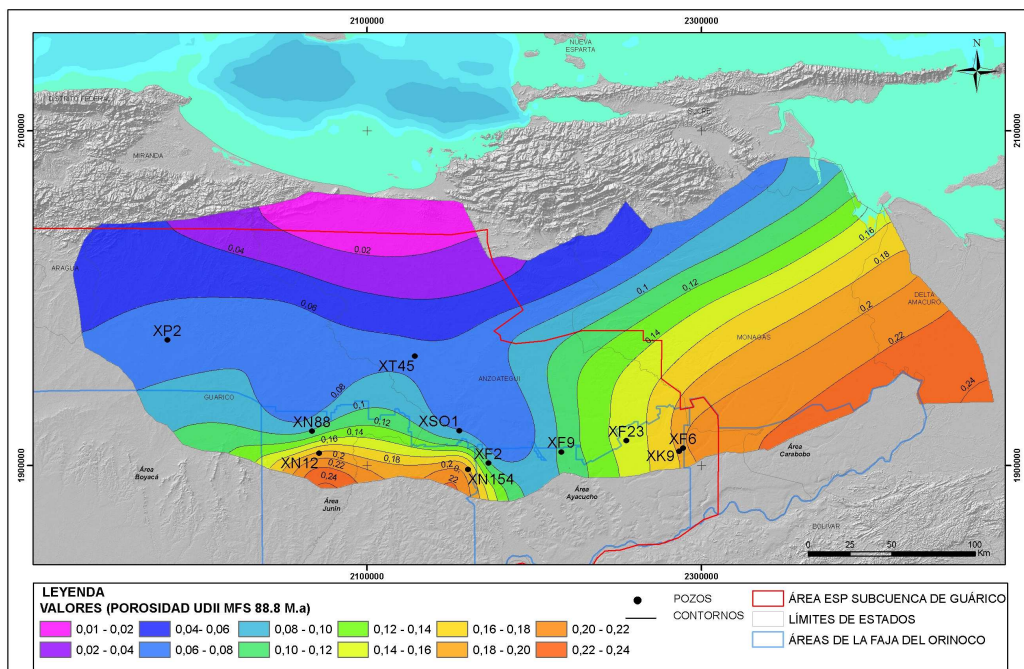


Figura 50. Distribución de la porosidad en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@ 88.8 Ma)

7.3 ROCA RESERVORIO UNIDAD DEPOSITACIONAL UDIV-FOREDEEP DE GUÁRICO

La roca reservorio de la unidad depositacional UDIV-foredeep Guárico, fue caracterizada en el sistema transgresivo, el cual fue interpretado desde las superficies de máxima inundación MFS_27,6 Ma hasta la base de la unidad denominada SB_UDIV -foredeep Guárico. De acuerdo con el marco tectonoestratigráfico, esta

unidad se encuentra en el centro y al norte de la subcuenca de Guárico, y litoestratigráficamente corresponde con las Formaciones La Pascua y Roblecito, de edad Oligoceno-Eoceno.

De acuerdo con la descripción de muestras de núcleo y reportes litológico (*masterlog*), el sistema transgresiva de la unidad UDIV-*foredeep* Guárico, se caracteriza por presentar un alto porcentaje (>50%) de areniscas de grano medio. Hacia el centro de la subcuenca se observa una variación de las facies constituidas mayormente por areniscas de grano fino a muy fino moderadamente escogidas en los pozos (MFQ-1, CAM-5, RG-195), con intercalaciones de lutitas oscuras microcarbonosas y limolitas de color amarillo (en menor proporción), depositadas en un ambiente que varía de fluvial a transicional (asociado a zona de canales entrelazados y meandriformes), siendo descritas en los pozos del campo Machete, MCH-2-4, CTF-1E, XN12. Hacia el norte, se interpretaron facies predominantemente lutitas (> 50%), con intercalaciones de areniscas fosilíferas y colmatando el sistema, con una sedimentación de facies netamente lutíticas, de tonalidades verde claro a verde oscuro; identificada en los pozos XP913, XMGV-6 y XP2, depositadas en un ambiente que varían de plataforma a marino profundo. En la Figura 51 se muestra la distribución generalizada de facies litológicas y sus respectivos ambientes depositacionales en la secuencia transgresiva de la unidad UDIV *foredeep* Guárico. En esta figura se puede apreciar el predominio de facies litológicas asociadas a la roca reservorio que fueron depositadas hacia el sur de la cuenca Oriental de Venezuela (subcuenca de Guárico), mientras las facies litológicas asociadas a la roca sello y roca madre fueron depositadas hacia el norte de la misma.

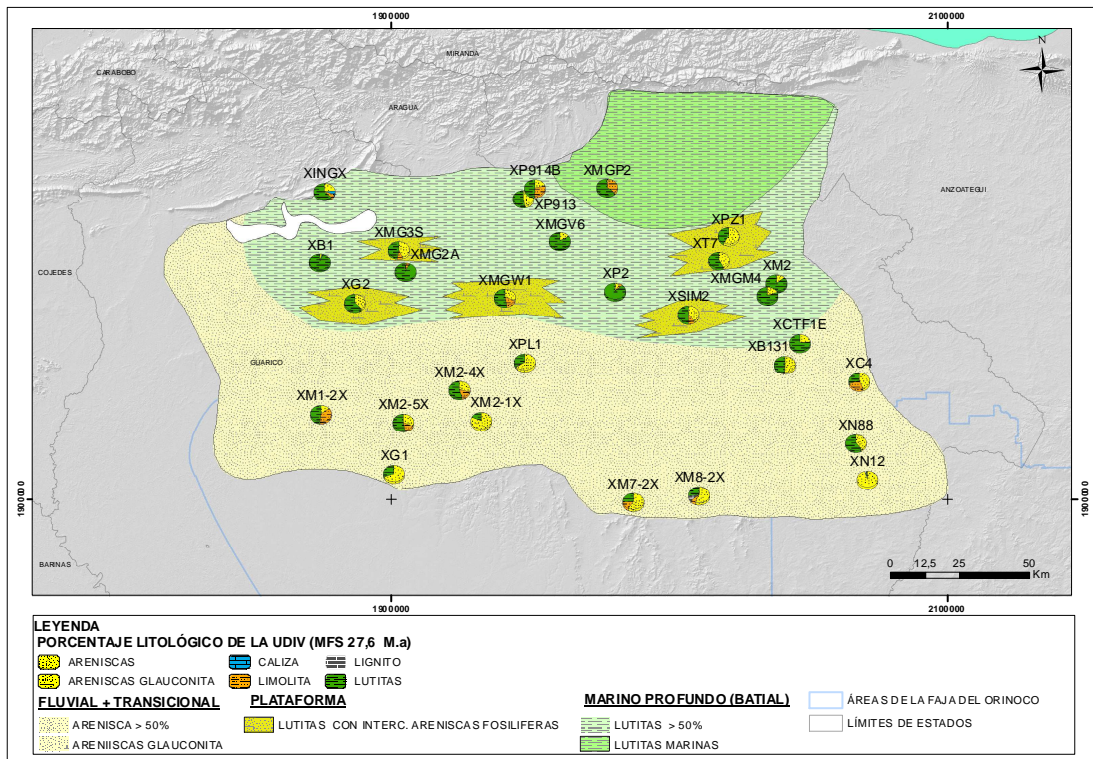


Figura 51. Distribución de las facies litológicas y sus respectivos ambientes deposicionales en el transgresivo de la unidad UDIV *foredeep* de Guárico. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@27.6 Ma.)

El sistema transgresivo de la unidad depositacional UDIV-*foredeep* Guárico presenta un rango de espesor total que oscila entre 150 y 4100 pies, con dirección preferencial hacia Norte-Noroeste, aumenta progresivamente de espesor. Los menores espesores se encuentran presentes hacia al sur de la cuenca, donde alcanza un rango entre 130 y 150 pies (color magenta), (pozo XG-1) al sur, mientras que los mayores espesores se observan al noreste de la misma, donde alcanzan valores máximos entre 5100 y 5400 pies (color naranja oscuro) (Figura 52). El espesor total del sistema transgresivo de esta unidad fue estimada principalmente a partir de la interpretación sísmica, ya que la mayoría de los pozos en el área no reflejaban la geometría de la cuenca. De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos, el menor espesor total perforado fue en el pozo XG-1 con 130 pies, mientras que el mayor espesor total fue en el pozo XING de 4072 pies.

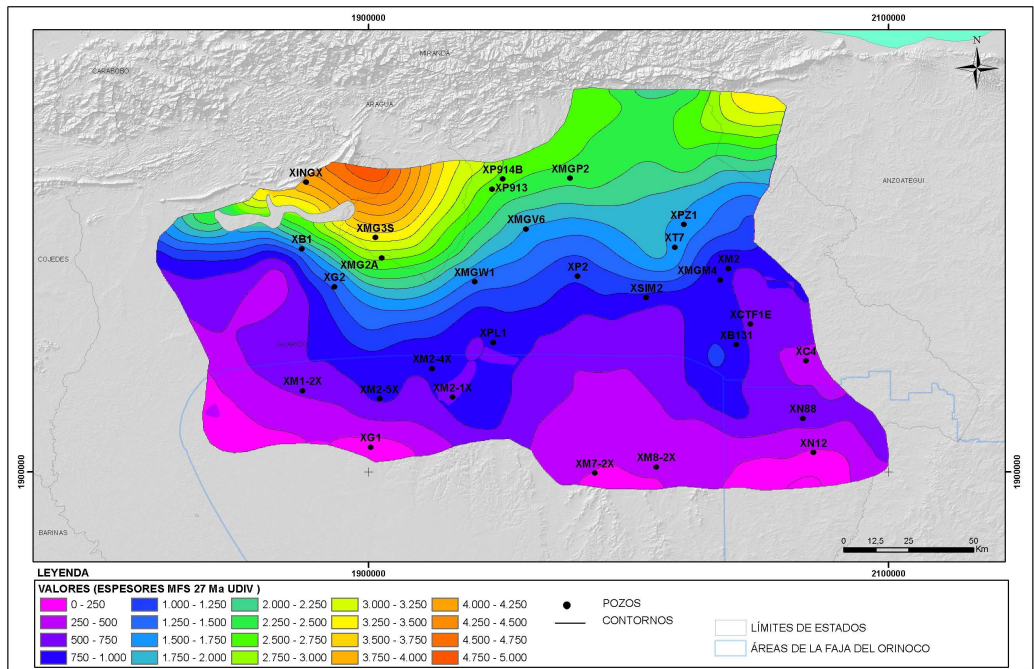


Figura 52. Espesor total del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UIV (@27.6 Ma *foredeep* Guárico)

El espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la unidad UDIV-*Foredeep* Guárico presenta tendencia similar al espesor total. El rango de espesor neto varía entre 120 y 1700 pies, aumentando progresivamente hacia el norte. Los menores espesores netos de reservorio se encuentran hacia el sur de la cuenca, donde se observa un rango entre 100 y 200 pies (color magenta), mientras que los mayores espesores se observan al noreste de la misma, donde alcanza valores máximos entre 1000 y 1400 pies (color naranja oscuro) (Figura 53). De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos, el menor espesor neto de reservorio perforado fue de 135 pies en el pozo XG-1, mientras que el mayor espesor neto fue de 1226 pies en el pozo XING.

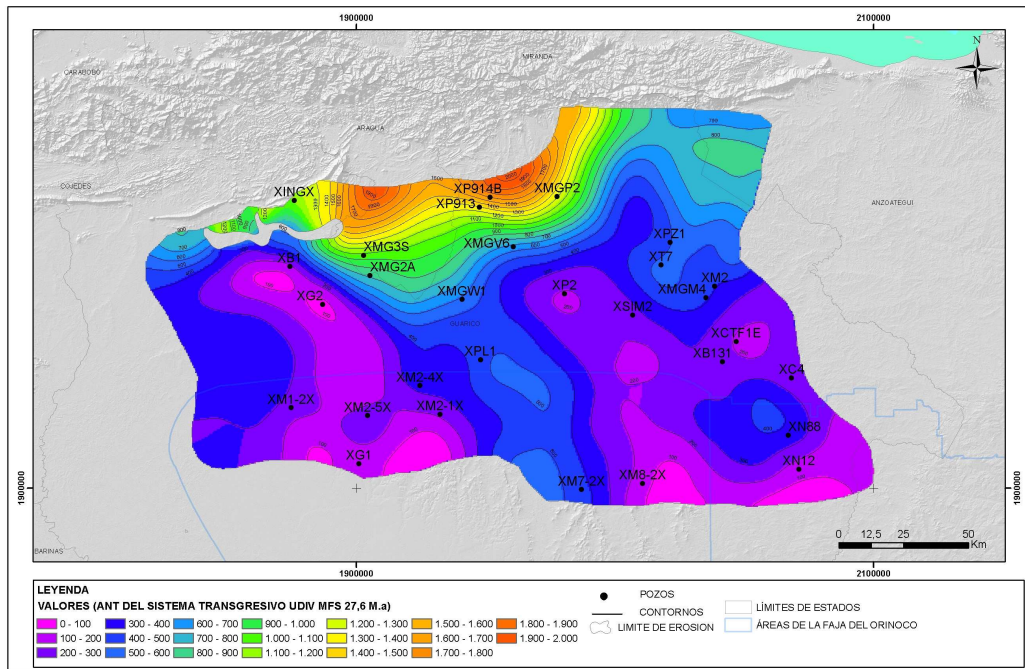


Figura 53. Espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Deposicional UDIV *foredeep* de Guárico. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@27.6 Ma)

El porcentaje de reservorio neto oscila entre 20% y 90% (fracción 0,20 y 0,90) de espesor total del transgresivo de la unidad UDIV *foredeep* de Guárico, el cual aumenta progresivamente en dirección sur y suroeste. Los menores porcentajes de reservorio se encuentran en general hacia el este de la cuenca, donde se observa un rango de 20% y 50% (equivalente a la fracción 0.20 y 0.50) (color magenta), mientras que los mayores espesores aumentan hacia la zona Sur y Sureste, donde alcanzan valores que varían entre 75% y 90% (equivalente a la fracción entre 0,75 y 0,90) (color naranja) (Figura 54).

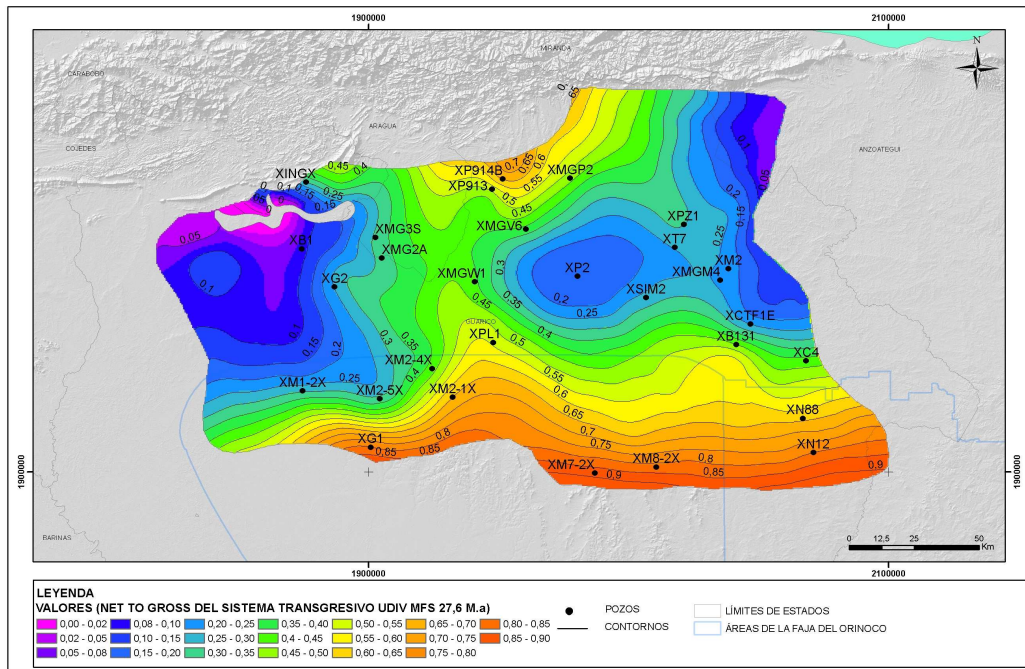


Figura 54. Relación entre el reservorio neto y espesor total de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Deposicional UDIV *Foredeep* Guárico. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@27.6 Ma)

En cuanto a la calidad de reservorio, las porosidades totales oscilan entre 2% a 23% (equivalente a la fracción entre 0,02 y 0,23), incrementando en dirección preferencial hacia el sur de la cuenca. El valor de corte de la porosidad efectiva para la roca reservorio es de 5 % para yacimiento de petróleo y para yacimiento de gas es de 20%, de acuerdo a la evaluación petrofísica y el cotejo con los datos de producción de los yacimientos en el área. Los menores porcentajes de porosidad total se encuentran en general hacia el norte del área, donde se estimaron valores mínimos entre 2% y 4% (equivalente a la fracción de 0,02 y 0,04), esto es reflejo de la carga litostática a la que fue sometida la unidad hacia el norte, con un mayor espesor de la columna sedimentaria, así como la carga tectónica producto de los corrimientos, favoreciendo la compactación y disminución de porosidad. Por el contrario, hacia el sur existe las rocas de la UDIV *Foredeep* Guárico han sufrido una menor compactación debido a una menor carga litostática, siendo inferior al valor de corte de porosidad efectiva. Es importante destacar que estos valores bajos de porosidad fueron estimados por el

método de interpolación de la aplicación debido que en esta zona no se tiene información de pozos. Existe la posibilidad de que los reservorios tengan porosidades bajas en esta zona debida que se encuentran más profundo. Los mayores porcentajes de porosidad efectiva se encuentran hacia el sur de la cuenca, alcanzando porcentajes entre 15% y 23% (equivalente a la fracción entre 0,15 y 0,24) (Figura 55).

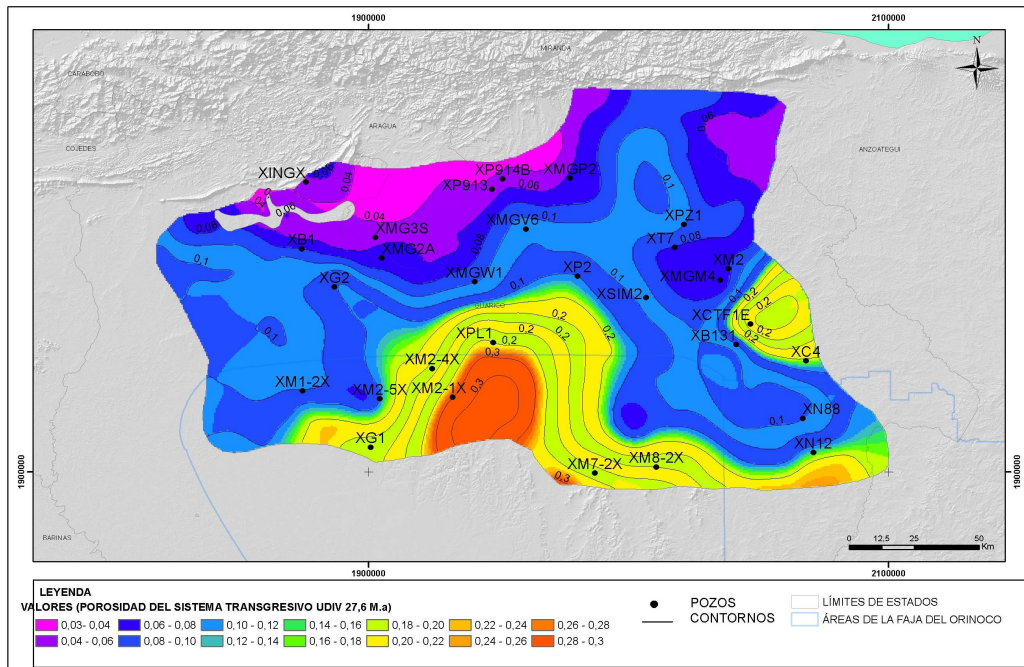


Figura 55. Distribución de la porosidad en el sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV *foredeep* Guárico @ 27.7 Ma. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@27.6 Ma)

7.4 UNIDAD DEPOSITACIONAL UDIV-FOREDEEP MATURÍN

La roca reservorio del sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDIV - *Foredeep* Maturín, fue caracterizada desde la superficie de máxima inundación MFS_15.5 Ma hasta la base de la unidad denominada SB_UDIV - *Foredeep* Maturín. De acuerdo al marco tectonoestratigráfico, esta unidad se encuentra presente hacia el centro y este de la Cuenca Oriental de Venezuela, cubriendo específicamente el extremo este de la subcuenca de Guárico (área de estudio) y toda la subcuenca de Maturín y litoestratigráficamente corresponde con las formaciones Merécure y

Oficina de edad Mioceno Temprano a Medio al oeste y sur de la cuenca, y las formaciones Capaya y Carapita de edad Mioceno Temprano a Medio al este.

De acuerdo con la descripción de muestras de núcleo y reportes litológico (*masterlog*), el sistema transgresivo de la UDIV *foredeep* de Maturín se caracteriza por presentar un alto porcentaje (>50%) de areniscas de grano grueso, medio a fino moderadamente escogidas e incluso intercalada por láminas de lutitas color gris oscuro a negro, en parte carbonaceas (en menor proporción), depositadas en ambientes que varían de fluvial –Transicional, posiblemente con predominio de canales distributarios y zona de llanura de inundación en función de la influencia de material carbonoso, siendo reconocidos en los pozos XSO1, XF2, XF10E y XNX17. Hacia el noreste de la cuenca, el sistema transgresivo se interpretan facies predominante de lutitas (>50%) con intercalaciones de areniscas de grano medio, fino a muy fino de color marrón, eventualmente con fragmentos de conchas de moluscos, reconocidas en los pozos RO-3EX Y RG-195. depositadas en ambientes de bahía y estuarios. Hacia el este de la subcuenca de Maturín, se observan evidencia el incremento de la sedimentación marina, asociado a un paleoambiente marino profundo. En la Figura 56 se muestra la distribución generalizada de facies litológica y sus respectivos ambientes depositados en el transgresivo de la unidad UDIV *foredeep* Maturín. En esta figura se puede apreciar el predominio de las facies litológicas asociadas a roca sello y roca madre fueron depositadas principalmente al oeste de la misma.

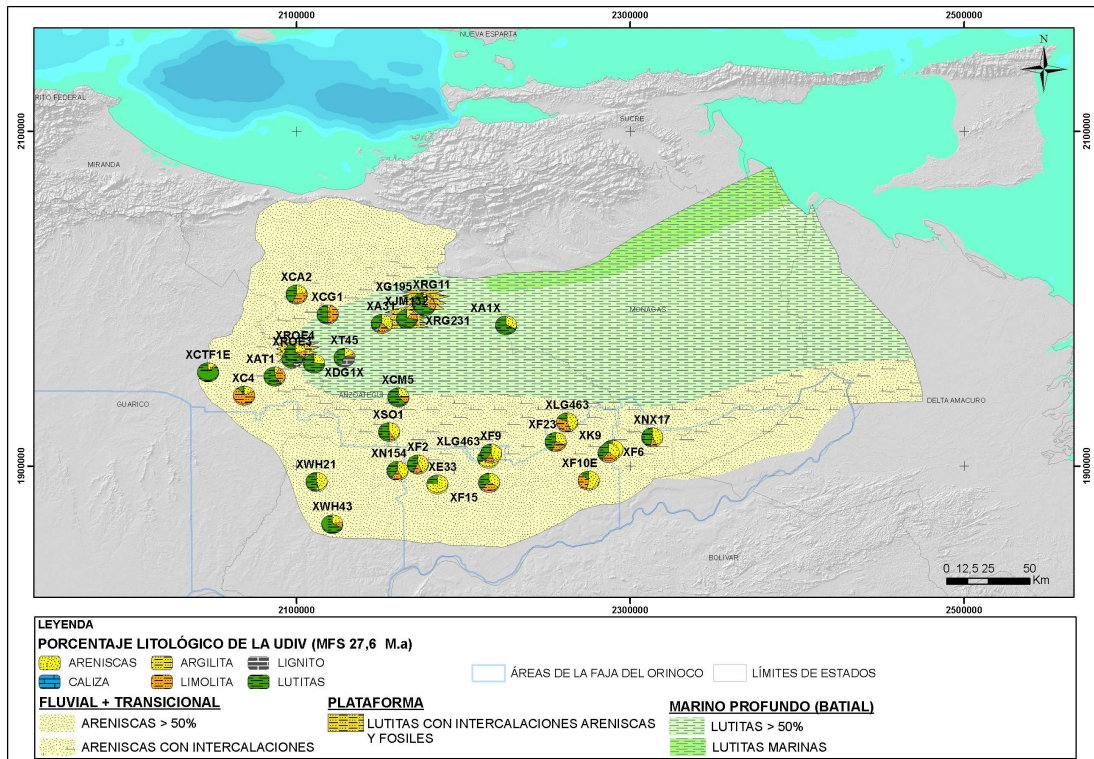


Figura 56. Distribución de las facies litológicas y sus respectivos ambientes deposicionales en el transgresivo de la unidad UDIV. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@15.5 Ma)

El sistema transgresivo la unidad depositacional UDIV *foredeep* Maturín, presenta un rango de espesor total que oscila entre 300 y 5000 pies. Con una dirección preferencial suroeste-noreste hacia donde aumenta progresivamente de espesor. Los menores espesores se encuentran presentes hacia el sur de la cuenca Faja Petrolífera del Orinoco, donde alcanza un rango entre 300 y 700 pies (color magenta), mientras que los mayores espesores se observan en dos depocentros ubicados al norte de la cuenca. Hacia al noreste de la subcuenca de Guárico con valores entre 7500 y 8000 pies y otro al noreste de la subcuenca de Maturín, donde alcanza valores mayores a los 12000 pies (color naranja oscuro) (Figura 57). De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos el menor espesor perforado fue de 296 pies en el pozo SDZ-43, mientras que el mayor espesor total fue de 4900 pies en el pozo XCA2.

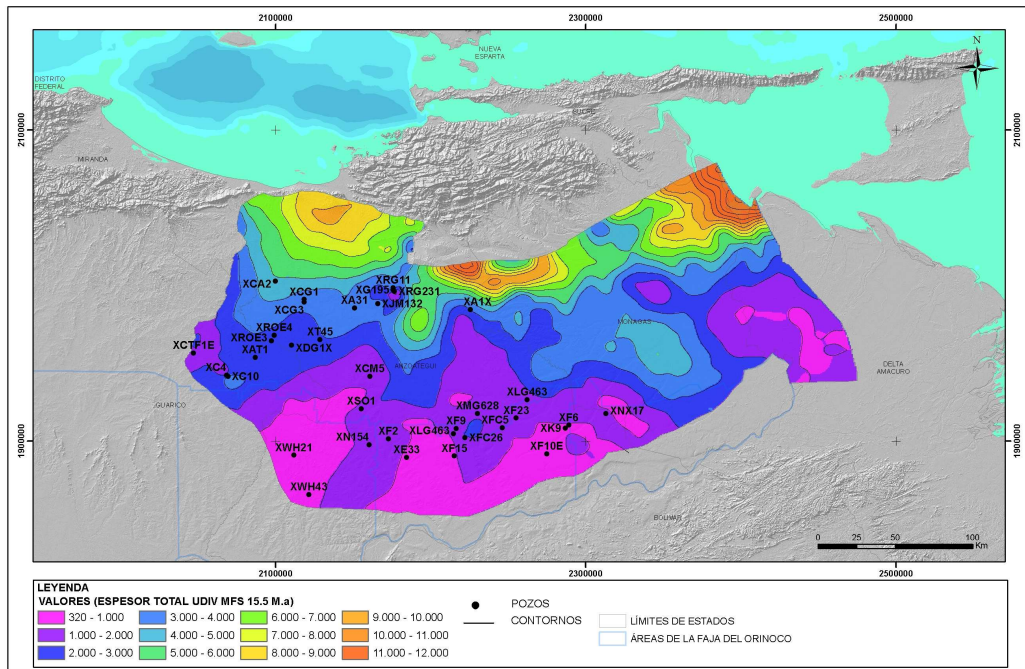


Figura 57. Espesor total del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV *foredeep* de Maturín
 La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la
 MFS_UDIV(@15.5 Ma)

El espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la unidad UDIV - *foredeep* Maturín, presenta una tendencia similar al espesor total. El rango de espesor neto varía entre 80 y 1300 pies, aumentando progresivamente hacia el noreste. Los menores espesores netos de reservorio se encuentran hacia el suroeste de la cuenca, donde alcanza valores entre 100 y 200 pies (color magenta), mientras que los mayores espesores se observan noreste de la misma, donde alcanza valores máximos entre 1300 y 1800 pies (color naranja oscuro) (Figura 58). De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos, el menor espesor neto de reservorio perforado fue de 77 pies en el pozo XDZ-43X, mientras que el mayor espesor neto fue de 1239 pies en el pozo XROE-3

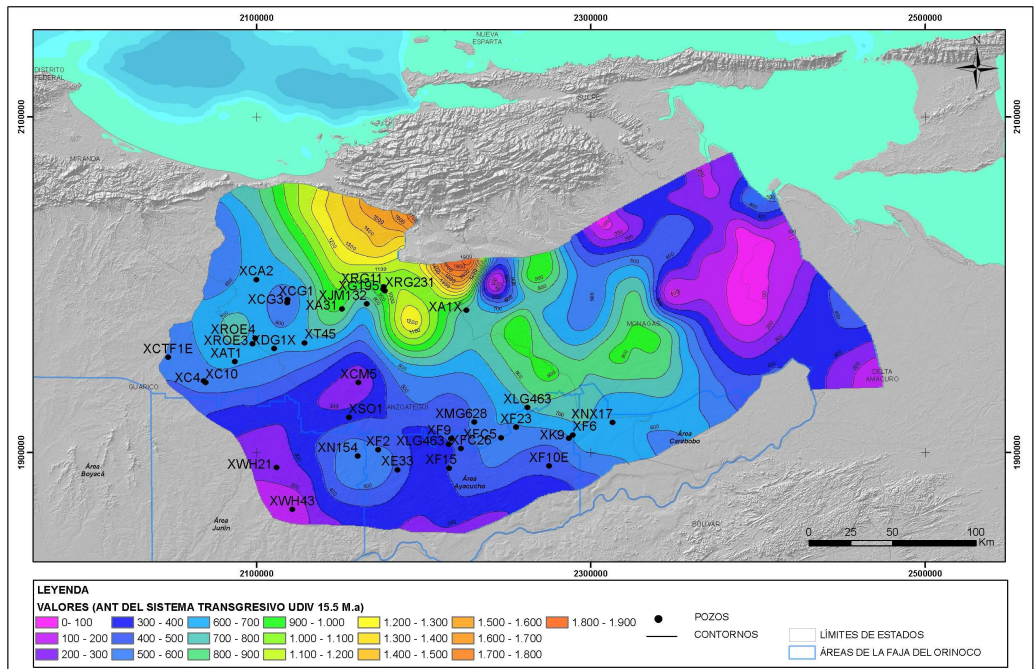


Figura 58. Espesor neto de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDIV - *foredeep* Maturín. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV(@15.5Ma)

El porcentaje de reservorio neto oscilan entre 5% y 64% (fracción 0,27 y 0,64) del espesor total del transgresivo de la unidad UDIV - *foredeep* Maturín, el cual aumenta progresivamente en dirección noreste y centro de la cuenca. Los menores porcentajes de reservorio se encuentran en general hacia noroeste de la cuenca, donde se observa un rango entre 27% y 30% (equivalente a la fracción de 0.27 y 0.30) (color azul), mientras que los mayores espesores se observan al sur de la misma, donde alcanza valores superiores a 65% (equivalente a fracción 0.65) (color naranja oscuro) (Figura 59). Por otro lado, la evaluación petrofísica de los pozos indica que el menor porcentaje de reservorio fue de 5% (fracción 0.05) en el pozo XCM-5, mientras que el porcentaje mayor fue de 65% (fracción 0.65) en el pozo XK9.

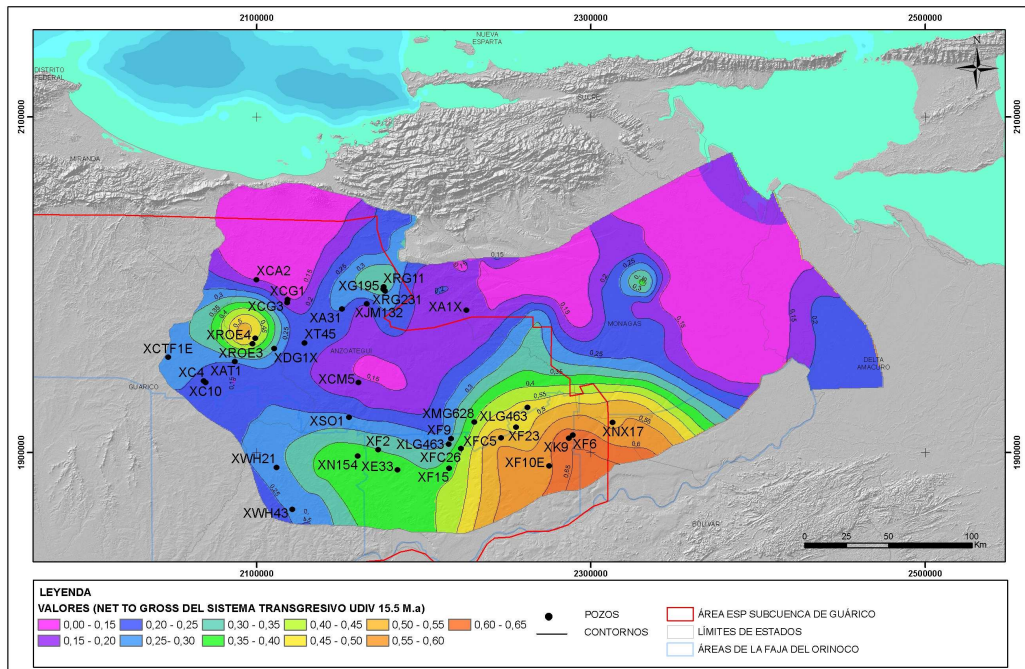


Figura 59. Relación entre el reservorio neto y espesor total de reservorio en el sistema transgresivo de la Unidad Depositacional UDIV *foredeep* de Maturín. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@15.5 Ma)

La porosidad del reservorio las porosidades totales oscilan entre 5% y 50 % (equivalente a la fracción entre 0.05 y 50), incrementándose en una dirección preferencial sur-sureste de la cuenca. El valor de corte de porosidad efectiva para la roca reservorio es 4% para yacimientos petróleo y de 8% para yacimientos de gas, de acuerdo con la evaluación petrofísica y de los datos de producción de los yacimientos del área, donde se estimaron los valores mínimos entre 5% y 10% (equivalente a la fracción entre 0.05 y 0.10). Las porosidades máximas y mínimas que han sido reportadas en el área se encuentran en los pozos XRG11 y XRG195 con un 4% (fracción 0.04) y el pozo SDZ- 43 con un valor de 26% (fracción 0.26) (Figura 60).

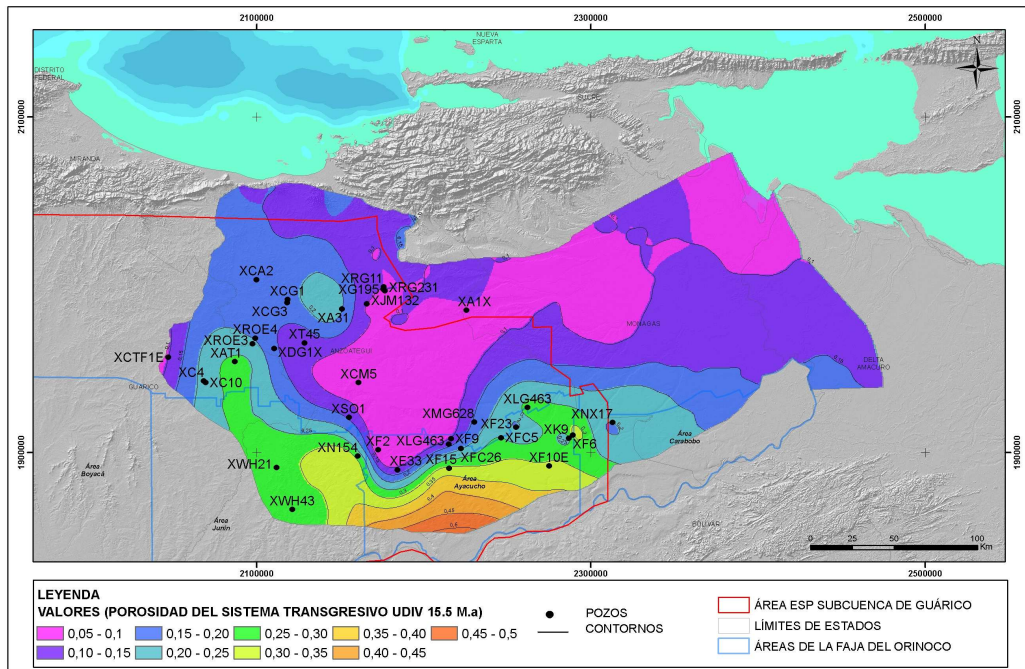


Figura 60. Distribución de la porosidad en el sistema transgresivo la Unidad Deposicional UDIV *foredeep* Maturín @ 27.7 Ma. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDIV (@15.5 Ma)

7.5 ROCA SELLO UNIDAD DEPOSITACIONAL UDII

La caracterización de roca sello se muestra en función de su presencia en el sistema transgresivo de cada unidad estratigráfica a partir de los productos generados. Para determinar la presencia se utilizó la metodología descrita en el capítulo III, la cual corresponde a contabilizar el espesor de lutitas presente inmediatamente por encima y por debajo de la superficie de máxima inundación (MFS) interpretadas en cada unidad depositacional interpretada en el marco tectonoestratigráfico, es decir hasta conseguir el primer cuerpo de roca reservorio en la sucesión de estratos con arreglo transgresivo y/o regresivo; a partir de la curva de volumen de arcilla y del registro de tiempo de tránsito. Se muestra el resultado del cartografiado de la aplicación de la metodología por cada unidad depositacional.

7.5.1. Roca Sello Unidad Depositacional UDII

La roca sello en el sistema transgresivo de la Unidad depositacional UDII, litoestratigráficamente corresponde a la Formación Tigre, depositada en ambientes que varían de transicional a continental, mostrando influencia marina al norte en el pozo XP2 por la presencia de areniscas glauconíticas y pequeños niveles de calizas. El espesor de la roca sello de la unidad depositacional UDII presenta un rango de espesor que oscila entre 200 y 780 pies. Hacia el sur de la cuenca los espesores de roca sello disminuyen progresivamente, hasta alcanzar valores menores a los 10 pies, se pueden observar los menores espesores de roca sello hacia el área central de la cuenca. Los menores espesores se encuentran presentes hacia sur-sureste de la cuenca, donde alcanza un rango entre 100 y 240 pies (color magenta), mientras que los mayores espesores se observan al noreste de la misma, donde alcanza valores máximos entre 500 y 780 pies (color naranja oscuro) (Figura 61).

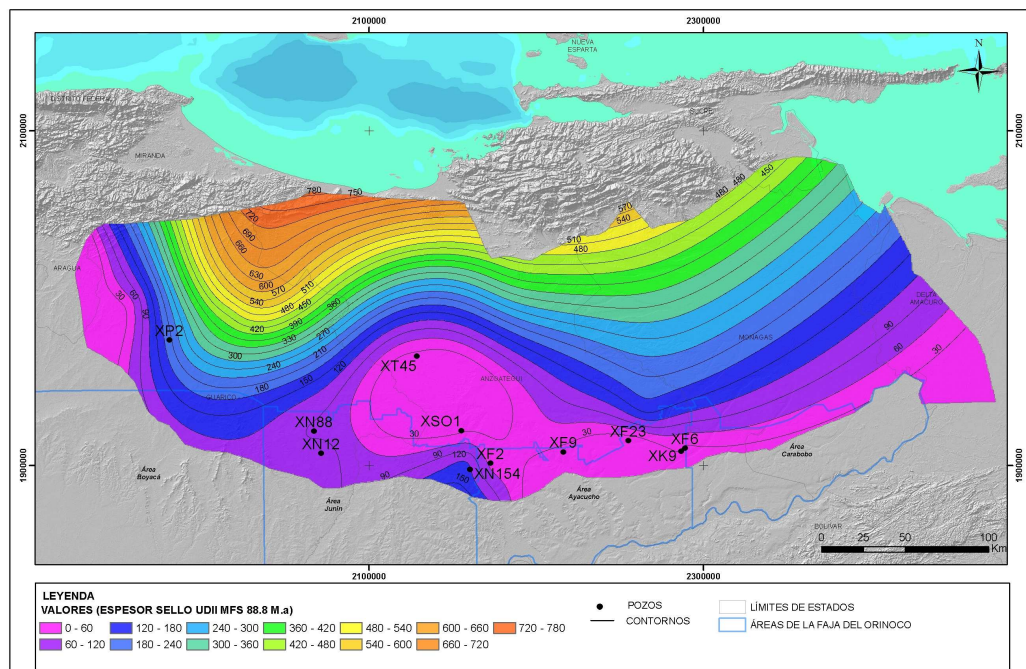


Figura 61. Espesor de roca sello del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDII. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@88.8 Ma)

El espesor de la roca sello de esta unidad fue interpretado con información de registros, se utilizaron los pozos que no atravesaron la unidad en la base y estaba presente el SB. De acuerdo a la evaluación petrofísica, el menor espesor de la roca sello fue de un pies en el pozo XN154.

7.5.2. Roca Sello Unidad Deposicional UDIV *foredeep* Guárico

El espesor del sello de la unidad deposicional UDIV *foredeep* Guárico presenta un rango de espesor que oscila entre 200 y 2400 pies. Los menores espesores se encuentran presentes hacia sur-este y sur-oeste de la cuenca, donde alcanza un rango entre 200y 240 pies (color magenta), mientras los mayores espesores se observan al nor-oeste de la misma, donde alcanza valores máximos entre 2000 y 2400 pies (color naranja oscuro). (Figura 62). De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos, el menor espesor de la roca sello fue de 7 pies estimado en el pozo XMCH-7-2, mientras que el mayor espesor de roca sello fue de 1895 pies en el pozo XP2.

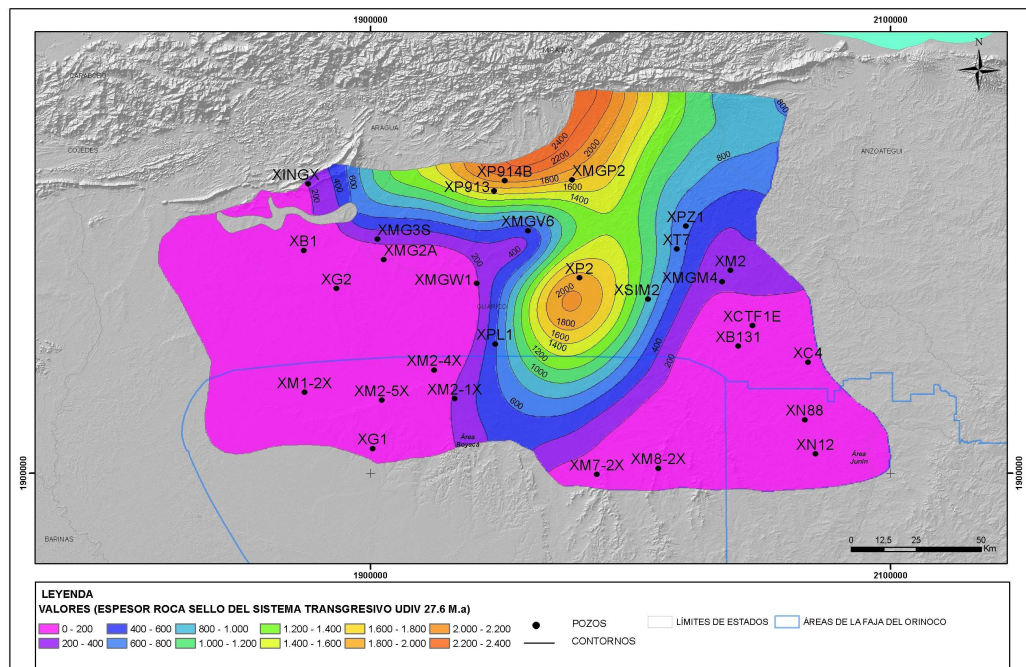


Figura 62. Espesor de roca sello del sistema transgresivo la Unidad Deposicional UDIV. *foredeep* de Guárico. La envoltura de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@27.6Ma)

7.5.3. Roca Sello Unidad Depositacional UDIV *foredeep* Maturín

La roca sello de la unidad depositacional UDIV - *foredeep* Maturín, presenta un rango que oscila entre 10 y 7500 pies. Los menores espesores se encuentran presentes hacia el sureste-noreste de la cuenca, donde alcanza un espesor entre 10 y 1000 pies (color magenta), mientras que los mayores se observan al centro de la misma, donde alcanza valores máximos entre 3000 y 7500 pies (color naranja oscuro) (Figura 63). El cartografiado del espesor de roca sello de esta unidad fue estimado principalmente a partir de la interpretación sísmica, de igual forma se tomo en consideración el cartografiado de las distribución litológica. De acuerdo a la evaluación petrofísica de los pozos, el menor espesor de roca sello fue estimado fue 10 pies en el pozo XCG-1, mientras que el mayor espesor de la roca sello fue de 300 pies en el pozo XJM13.

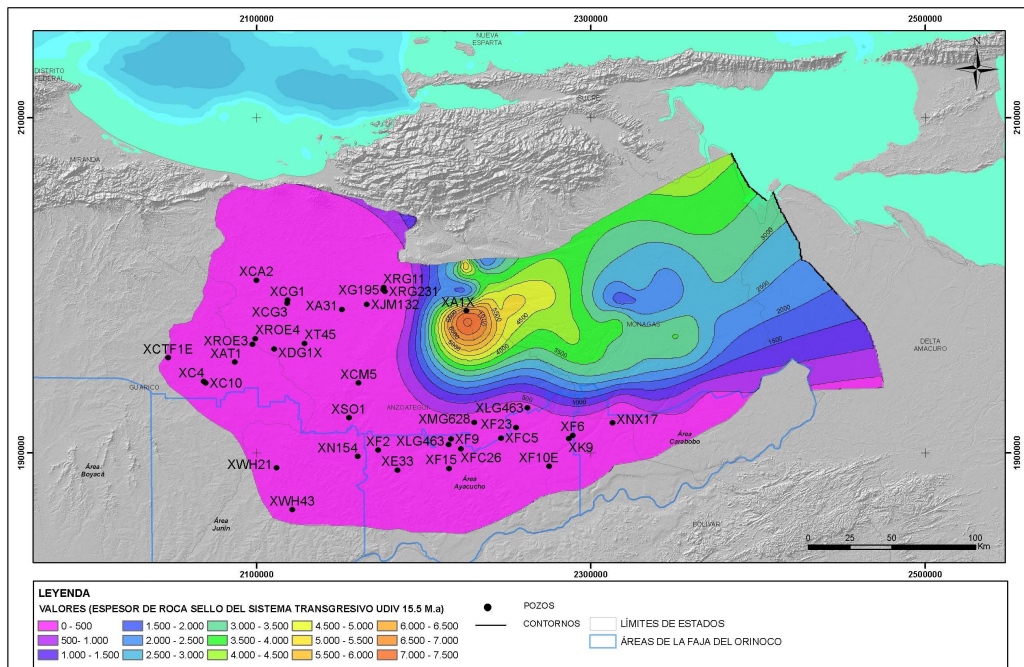


Figura 63. Espesor de roca sello del sistema transgresivo la Unidad Depositacional UDIV. *foredeep* de Maturín. La envolvente de este mapa fue tomada del cartografiado sísmico realizado a nivel de la MFS_UDII (@15.5 Ma)

7.6 ANALISIS DE OPORTUNIDADES (TIPO PLAYS)

El análisis del sistema petrolífero de la subcuenca de Guárico permitió disponer de la información necesaria para realizar el análisis de las oportunidades, el cual comprende la identificación de los *plays*, el análisis de riesgo y la estimación de los recursos asociada a cada *play*.

Esta información permitió obtener además ciertas premisas necesarias para esta fase del proyecto, tales como: 1) la presencia de los elementos reservorio, sello y carga de las unidades UD0 y UDI no fueron caracterizados debido a la carencia de datos. 2) la presencia de los elementos reservorio y sello del sistema transgresivo de las unidades UDII y UDIV (*foredeeps* Guárico y Maturín) se encuentra limitada en el área debido a procesos de no depositación (acuñamientos). 3) El elemento trampa definido en la unidad UDII se encuentra presente en toda el área, mientras que en la unidad UDIV (*foredeeps* Guárico y Maturín) se encuentra limitado en ciertos lugares. 4) El sistema de carga para las unidades UDII, UDIV_*foredeep* Guárico y UDIV_*foredeep* Maturín presenta, en general, la mejor efectividad en las regiones norcentral y este de la subcuenca.

7.7 IDENTIFICACIÓN DE PLAYS

La identificación de los *plays* se realizó a partir de la superposición de los mapas de presencia de los elementos del sistema petrolífero, tales como: reservorio, sello, trampa y carga pertenecientes a un mismo nivel estratigráfico. Para la estimación de la presencia del elemento reservorio se utilizó el mapa de espesor neto de arena, para el elemento sello se utilizó el mapa de espesor neto de lutita, para el elemento trampa se utilizó el mapa de sistemas de entrapamiento y para el elemento carga se utilizaron los mapas de migración lateral.

7.7.1 Unidad Depositacional UDII

Los elementos reservorio y sello en el transgresivo de la unidad depositacional UDII se encuentran presentes en la región centro-oriental de la subcuenca, encontrándose ausentes hacia el oeste y sur de la misma, debido a un acuñamiento estratigráfico

(*pinch-out*) del sistema transgresivo en esa dirección. Las envolventes de sistemas de entrapamiento están distribuidas en toda el área de estudio. La efectividad del sistema de carga para la unidad UDII se extiende en casi todo el área, con un rango de distancia de migración máxima de 135 km para petróleo y 77 km para gas. A excepción de la región oeste, donde no hay indicios de hidrocarburos (Figura 64).

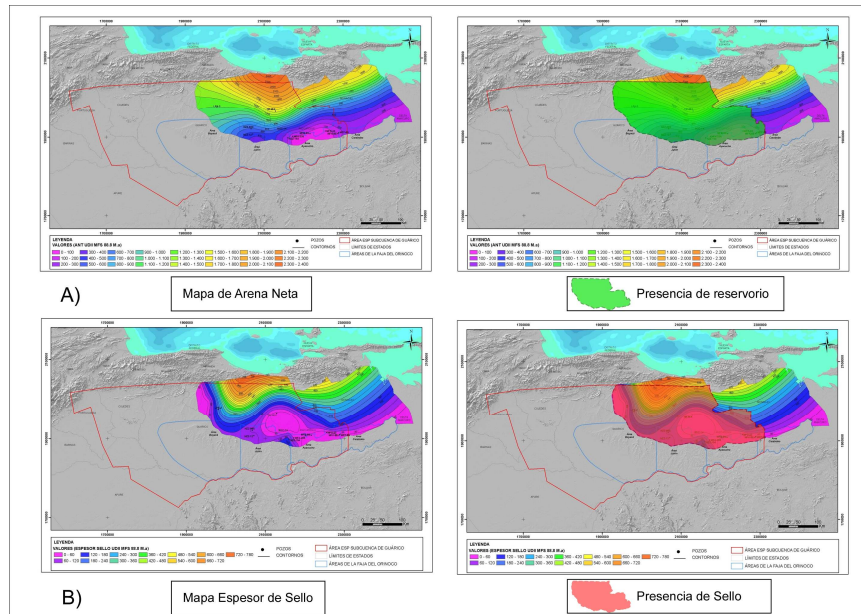


Figura 64. Presencia de los elementos A) Reservorio, B) Sello de la unidad depositacional UDII.

Al superponer los mapas de presencia de los elementos del sistema en el transgresivo de la unidad UDII, se determinó que el factor crítico es la presencia del sello y reservorio hacia el oeste y sur del área, descartándose así como posibles oportunidades exploratorias aquellos sistemas de entrapamiento ubicado en esas zonas. De esta manera, se identificaron seis (6) *plays* en esta unidad depositacional (Figura 65) y (Figura 66)

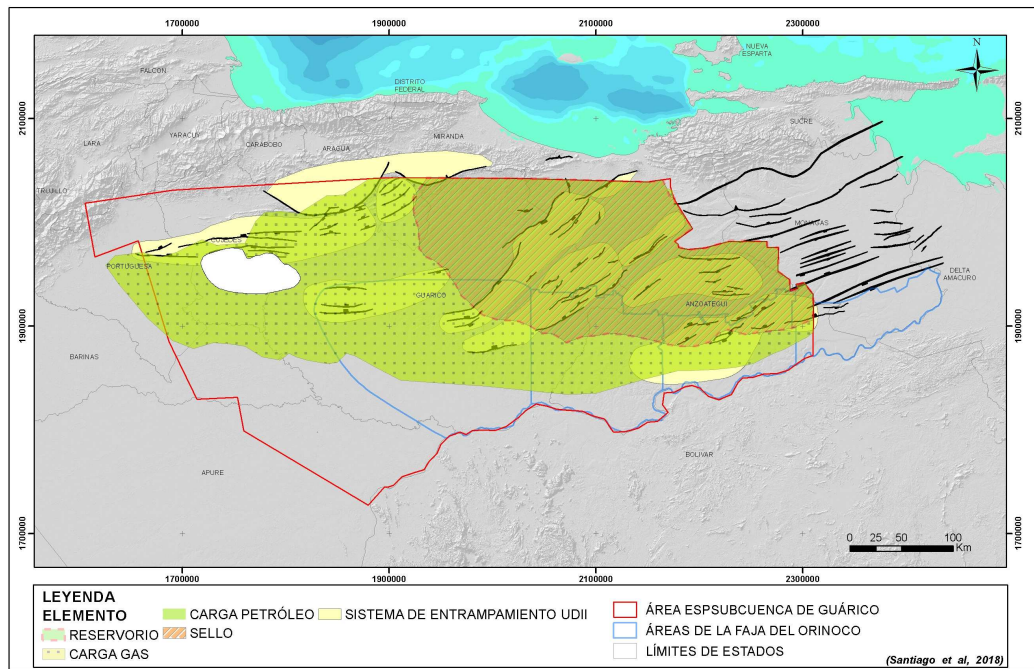


Figura 65. Superposición de los mapas de presencia del reservorio, sello, sistemas de entrapamiento y efectividad del sistema de carga de la unidad UDII

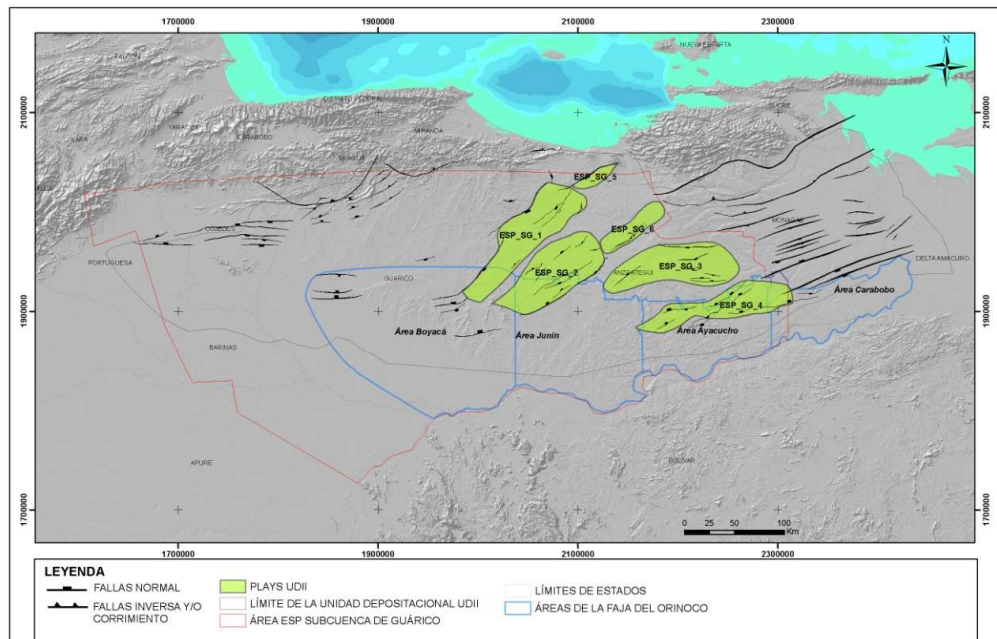


Figura 66. Ubicación de los plays en la unidad deposicional UDII

7.7.2 Unidad Depositacional UDIV_ *foredeep* Guárico.

En términos de presencia de los elementos del sistema petrolífero, tenemos que los elementos reservorio y sello se encuentran restringidos hacia la región norcentral de la subcuenca, encontrándose delimitada por acuñamientos hacia el resto del área. Los sistemas de entrapamiento se encuentran presentes en toda el área de estudio. La efectividad del sistema de carga para la unidad UDIV_ *foredeep* Guárico está presente a lo largo de toda la región norte del área, cubriendo una distancia de migración máxima de 83 km para petróleo y 29 km para gas (Figura 67).

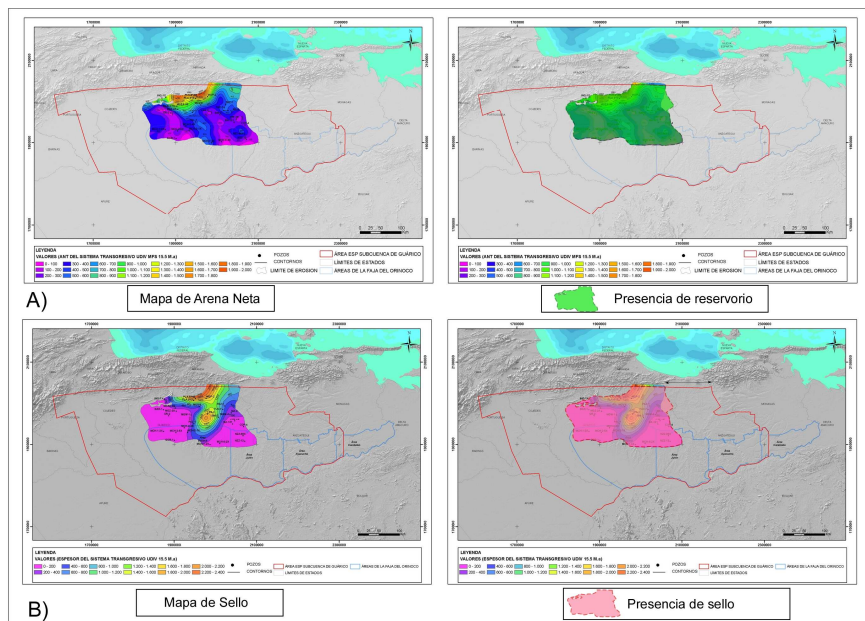


Figura 67. Presencia de los elementos del sistema petrolífero de la unidad UDIV *foredeep* Guárico

A) Roca reservorio, B) Roca sello, Oligoceno – Mioceno de la unidad depositacional UDIV_ *foredeep* Guárico.

Al superponer los mapas de presencia de los elementos del sistema petrolífero en el sistema transgresivo de la unidad UDIV_ *foredeep* Guárico (Figura 68), se puede observar como factor crítico la presencia del sello y reservorio hacia las regiones oeste, este y sur de la subcuenca, descartándose así como posibles oportunidades exploratorias aquellos sistemas de entrapamientos ubicados en esas direcciones. De esta manera, se identificaron siete *plays* en esta unidad depositacional (Figura 69)

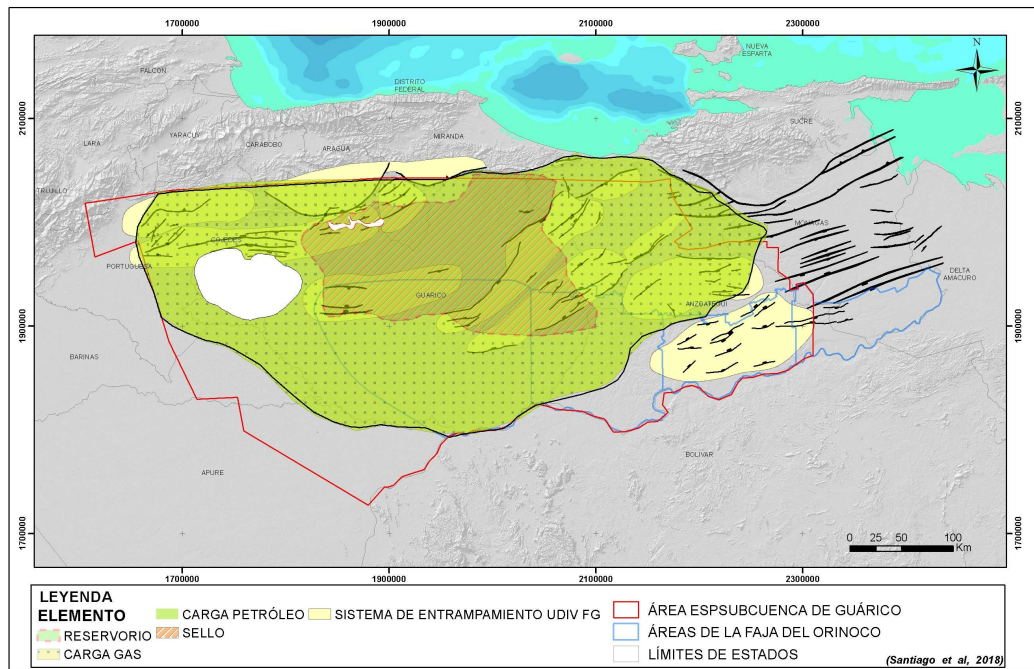


Figura 68. Superposición de los mapas de presencia del reservorio, sello, sistemas de entrapamiento y efectividad del sistema de carga de la unidad UDIV_ *foredeep* Guárico

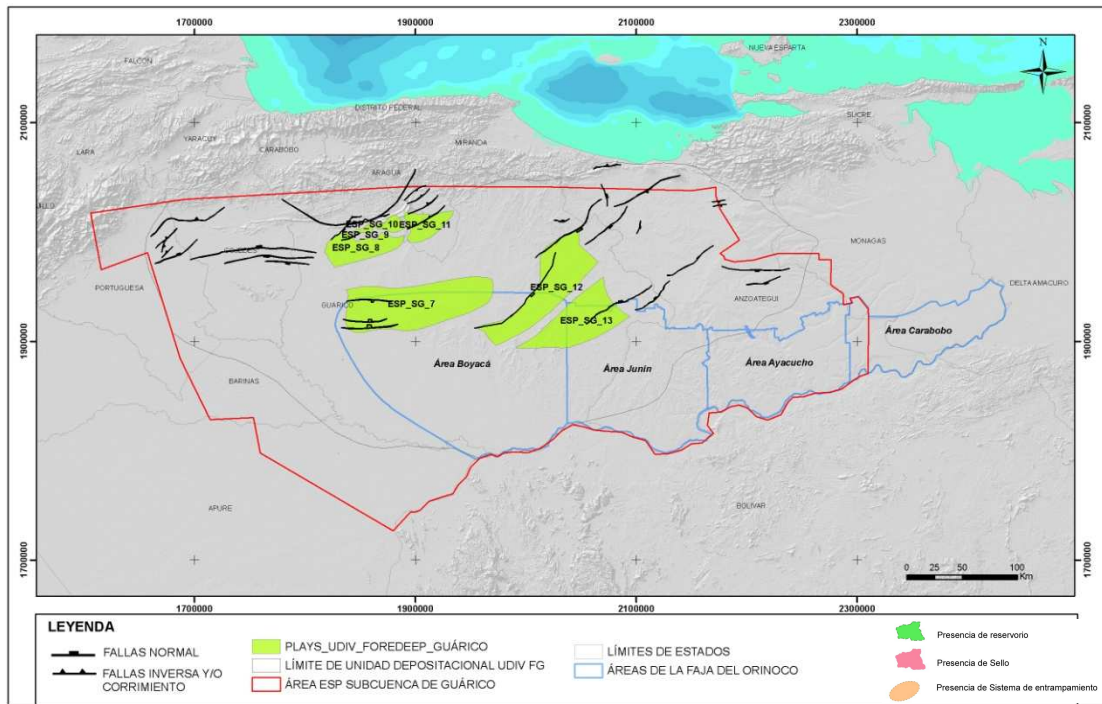


Figura 69. Ubicación de los *plays* en la unidad UDIV_ *foredeep* Guárico

7.7.3 Unidad Depositacional UDIV_ *foredeep* Maturín.

Esta unidad depositacional se encuentra al noreste y este – sureste del área de estudio, presentando espesores de reservorio y sello en esa misma orientación. Revisar y acomodar según las correcciones de las unidades anteriores No hay presencia de reservorio y sello en el extremo sur del área debido a que este sistema transgresivo desaparece por acuñaamiento hacia esta dirección. Las envolventes de sistemas de entrapamiento están distribuidas en toda el área de estudio (Figura 70). La efectividad del sistema de carga para la unidad UDIV_ *foredeep* Maturín está presente a lo largo de toda la región norte del área, cubriendo una distancia de migración máxima de 83 km para petróleo y 29 km para gas (Figura 71).

Al superponer los mapas de presencia de los elementos del sistema petrolífero en el transgresivo de la unidad depositacional UDIV_ *foredeep* Maturín (Figura 70), se concluye que el factor crítico es la presencia del sello y reservorio hacia el oeste y sur de la subcuenca, descartándose así como posibles oportunidades exploratorias aquellos sistemas de entrapamiento ubicado en esas áreas. De esta manera, se identificaron seis *plays* en esta unidad depositacional (Figura 70).

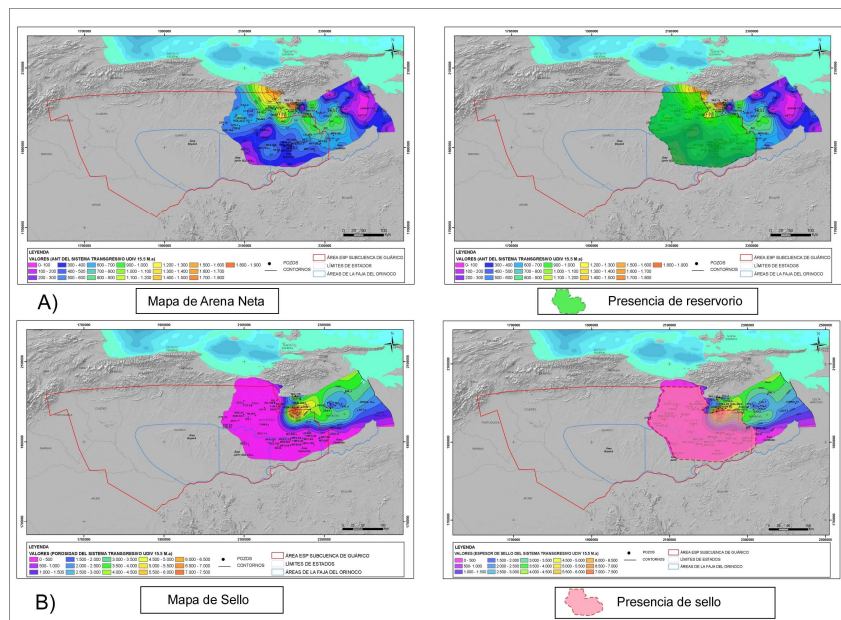


Figura 70. Presencia de los elementos A) Reservorio, B) Sello de la unidad depositacional UDIV_ *foredeep* Maturín

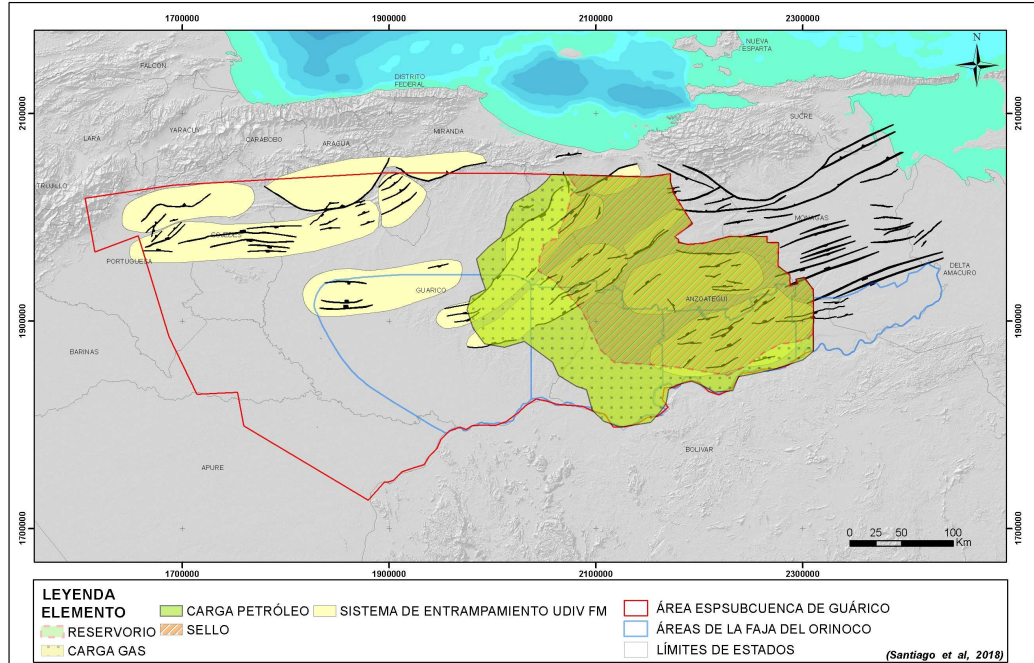


Figura 71. Superposición de los mapas de presencia del reservorio, sello, sistemas de entrapamiento y efectividad del sistema de carga de la unidad UDIV_ *foredeep* Maturín

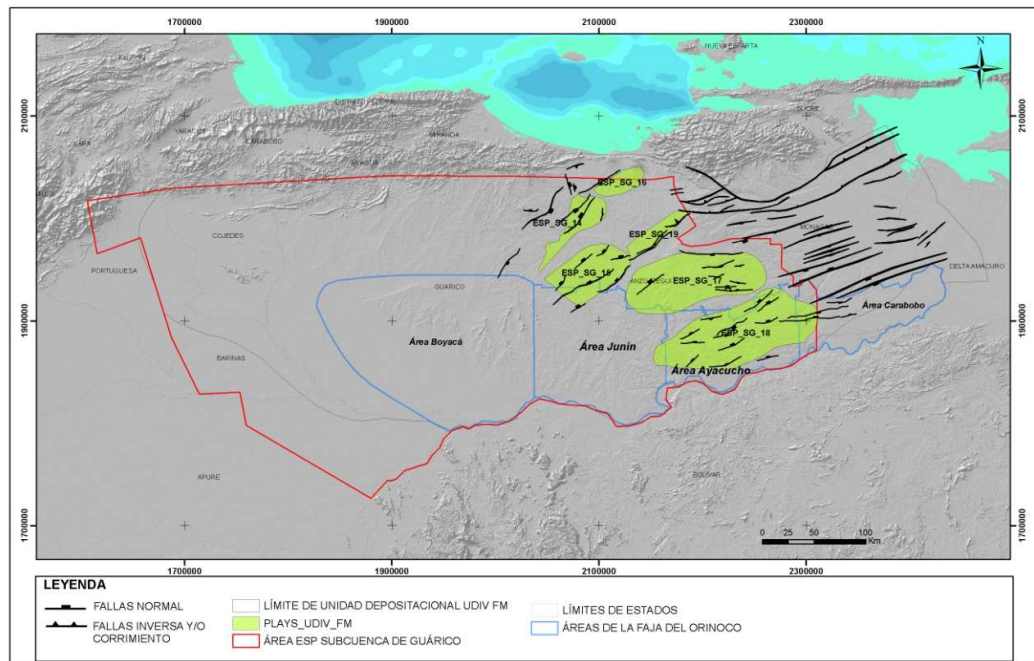


Figura 72. Ubicación de los *plays* en la unidad UDIV_ *foredeep* Maturín

Al generar y superponer los mapas de los elementos del sistema petrolífero se concluye que en términos de presencia estos elementos (reservorio, sello, carga y sistema de entrapamiento) se encuentran presente en todas las unidades depositacionales, identificándose un total de dieciocho *plays* en la subcuenca: seis en la UDII, siete en la UDIV_*foredeep* Guárico y cinco en la UDIV_*foredeep* Maturín.

7.8 IDENTIFICACIÓN DE PLAYS

El análisis de riesgo consistió en asignar una probabilidad de éxito a los elementos geológicos (reservorio, sello y carga) que son críticos para la existencia de acumulación de hidrocarburo en los *plays* identificados. Posteriormente, estas probabilidades fueron combinadas entre sí, con la finalidad de obtener la probabilidad de éxito geológico para cada uno de los. Los parámetros evaluados en la estimación de la probabilidad de éxito de los elementos geológicos fueron la presencia y efectividad de la roca reservorio, la presencia y efectividad de la roca sello, y la efectividad de la carga en función de la distancia de migración lateral. Cada uno de estos elementos y parámetros fueron subdivididos en áreas de probabilidad de éxito alta (1.0-0.7); moderada (0.7-0.4) y baja (0.4-0), que fueron representadas gráficamente en los mapas de probabilidad con los colores verde, amarillo y rojo, respectivamente.

. 7.8.1 Unidad Depositacional UDII

. 7.8.1.1 Roca reservorio

Presencia de la roca reservorio:

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII se determinó a través del mapa de espesor de arena neta y la calidad de los datos con los que se realizó la estimación de arena neta. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con un rango de espesor entre 300-1500 pies y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con rangos de espesor entre 2-300 pies y 1500-7800 pies y una

calidad del dato baja, y (3) una valoración negativa con un rango de espesor entre 1-2 pies y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII está representada por una probabilidad alta (color verde, $>0.7-1.0$) en la región central y este del área, y una probabilidad moderada (color amarillo, $<0.7 - >0.4$) en las regiones norte, noreste y sureste (Figura 72).

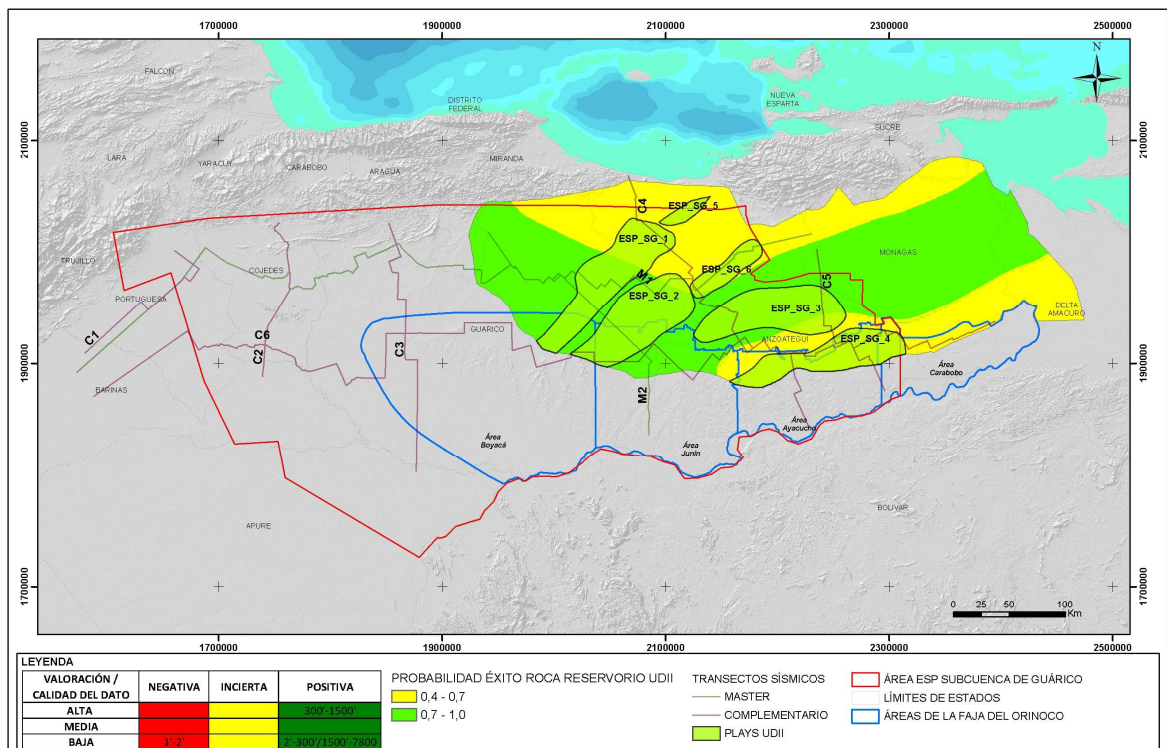


Figura 73. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII

- Efectividad de la roca reservorio:

La probabilidad de éxito de la efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII se estimó a través del mapa de porosidad y la calidad del dato con el que se realizó la estimación de la porosidad. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con porosidades entre 5-20% y una calidad del dato media; (2) una valoración positiva con

porosidades entre 20-28% y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con porosidades entre 4-5% y una calidad del dato baja; y por último, (4) una valoración negativa con porosidades entre 1%-4% y una calidad del dato baja (Figura 73).

La probabilidad de éxito de la efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII está representada por una probabilidad alta (color verde, $>0.7-1$) en la región central y este del área, una probabilidad media (color amarillo, $>0.4-<0.7$) en las regiones norte, noreste y sur, y una probabilidad baja (color rojo, $>0.1 - <0.4$) en la en el extremo más al norte del área (Figura 74).

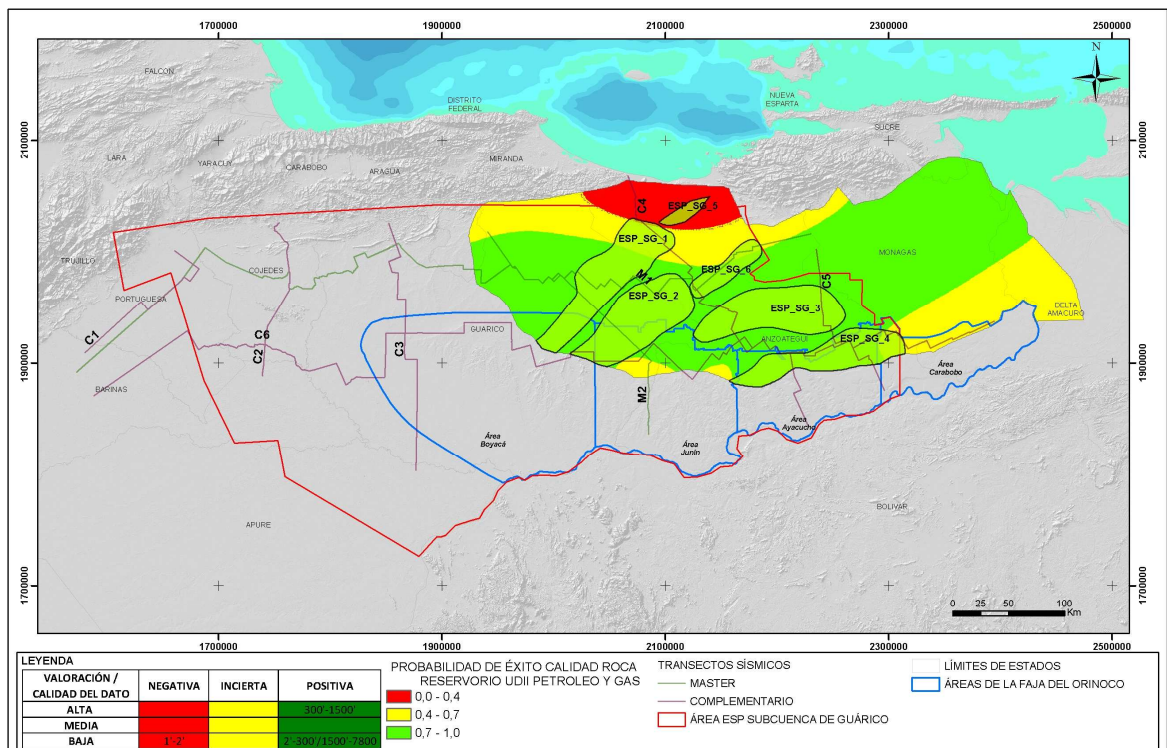


Figura 74. Probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII

- Probabilidad de éxito del elemento reservorio:

La probabilidad de éxito del elemento reservorio en el transgresivo de la unidad UDII se calculó a través de la multiplicación de la probabilidad de éxito de los subelementos presencia y efectividad del mismo, dando como resultado una

valoración alta (color verde, entre 0.7-1.0) en las regiones central y este del área, una valoración moderada (color amarillo, entre 0.4-0.7) en las regiones noreste y sur, y una valoración baja (color rojo, entre 0.4-0.0) en la región noreste (Figura 75).

7.8.1.2 Roca sello

- Presencia de la roca sello:

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca sello en la unidad UDII se determinó a través del mapa de espesor de lutita neta y la calidad de los datos con los que se estimó la lutita neta. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con un rango de espesor entre 30-200 pies y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con un rango de espesor entre 200-709 pies y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con un rango de espesor entre 2-30 pies y una calidad del dato baja; y (4) una valoración negativa con un rango de espesor entre 1-2 pies y una calidad del dato baja.

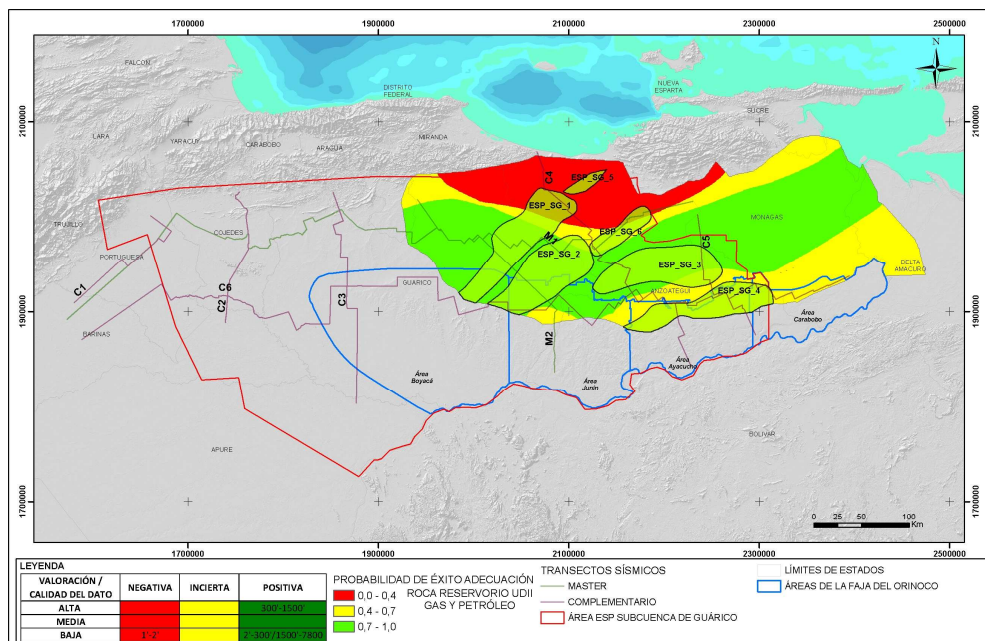


Figura 75. Probabilidad de éxito del elemento roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDII

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca sello en la unidad UDII está representada por una probabilidad alta (0.7-1; color verde) en las regiones central y

este del área, una probabilidad media (0.4-0.7; color amarillo) en la región norte y noreste y en algunas zonas locales al noroeste y sur, y una probabilidad baja (0.1-0.4; color rojo) en unas algunas zonas locales hacia el oeste, centro y sur (Figura 76).

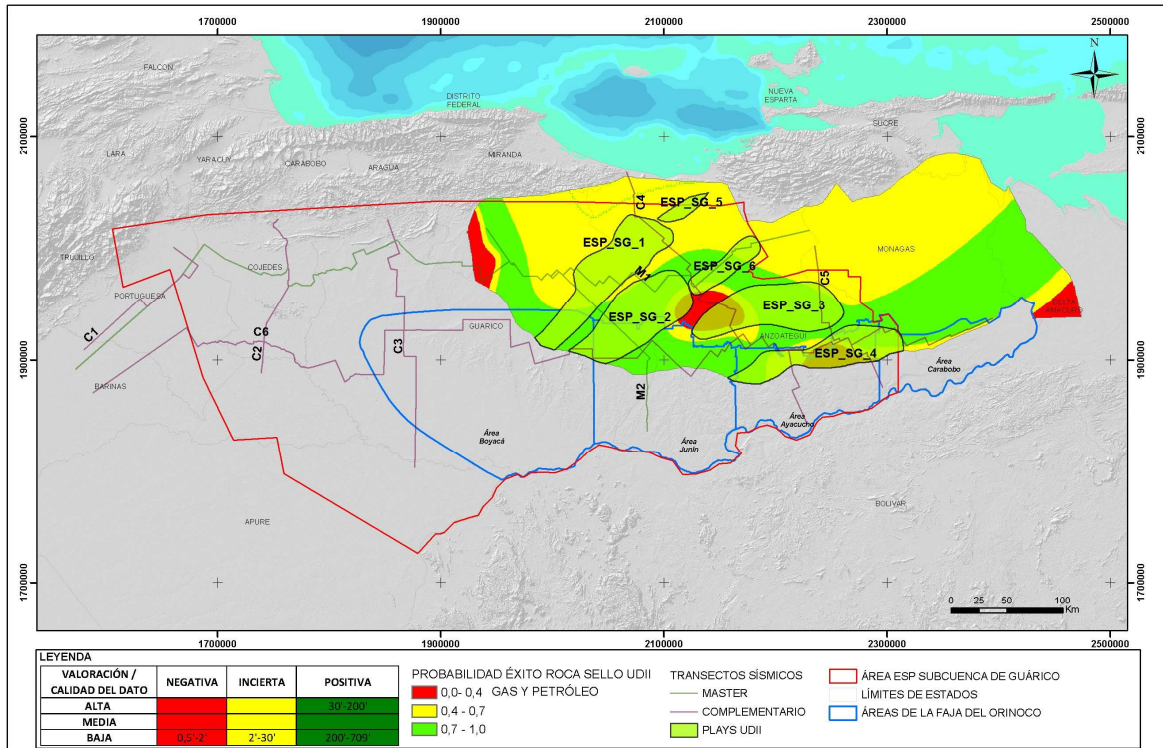


Figura 76. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en UDII

Probabilidad de éxito del elemento sello:

La probabilidad de éxito del elemento sello en la unidad UDII es la misma de la presencia de la roca sello (Figura 76), ya que no se realizó la estimación de la efectividad del mismo por no disponer de la cantidad de datos suficiente.

7.8.1.3. Carga

- Efectividad del sistema de carga para petróleo:

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo se determinó a través del mapa de migración de fluidos realizado en la unidad UDII. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con una distancia de migración entre 0-42 km y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con una distancia de migración entre 42-135 km

y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con una distancia de migración entre 135-183 km y una calidad del dato baja; (4) una valoración negativa con una distancia de migración mayor a 183 Km y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo en el área está representada por una probabilidad alta (color verde, $>0.7-1.0$) en las regiones central y este y oeste del área, una probabilidad moderada (color amarillo, $<0.7 - >0.4$) hacia la región sur, y una probabilidad baja (color rojo, entre $0.4-0.0$) hacia un extremo oeste y sur (Figura 77).

- Efectividad del sistema de carga para gas:

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas se determinó a partir del mapa de migración de gas realizado en la unidad UDII. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con una distancia de migración entre 0-10 Km y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con una distancia de migración entre 10-29 km y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con una distancia de migración entre 29-77 Km y una calidad del dato baja; (4) una valoración negativa con una distancia de migración mayor a 77 km y una calidad del dato baja. La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas en el área está representada por una probabilidad alta (color verde, $>0.7-1.0$) en la región central y norte, este y oeste del área, una probabilidad moderada (color amarillo, $<0.7 - >0.4$) a baja (color rojo, entre $0.4-0.0$) en todo el borde sur del área (Figura 78).

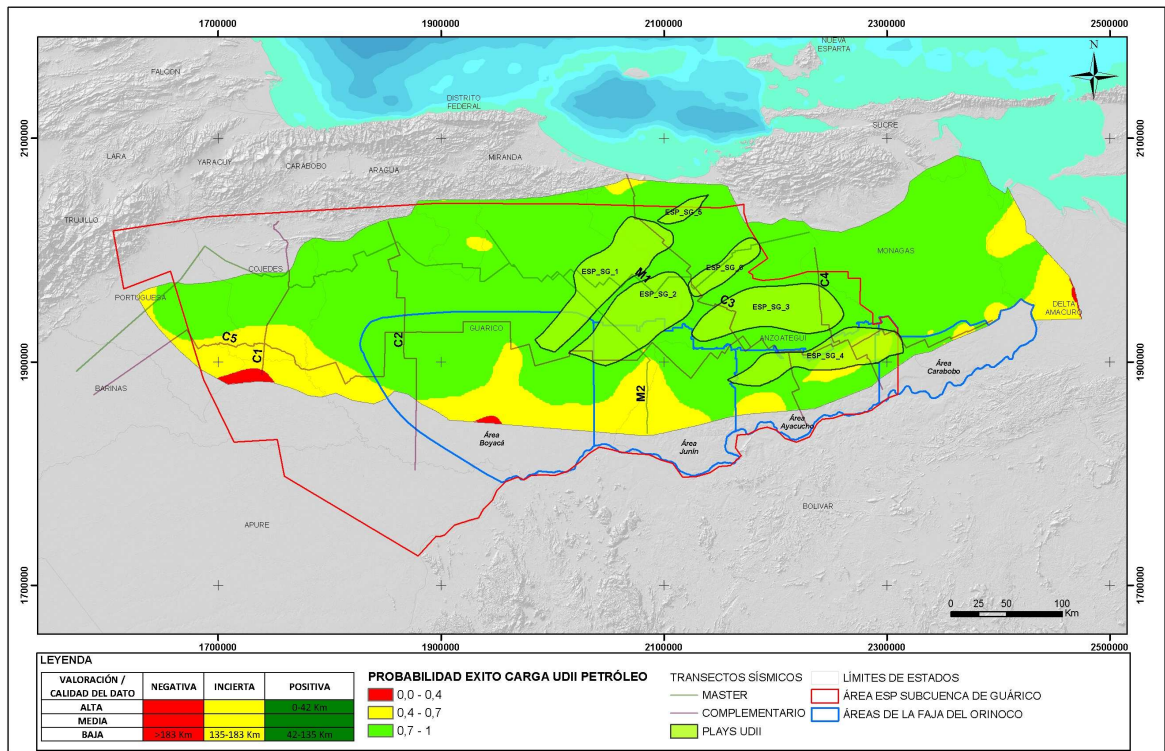


Figura 77. Probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo en la unidad UDII

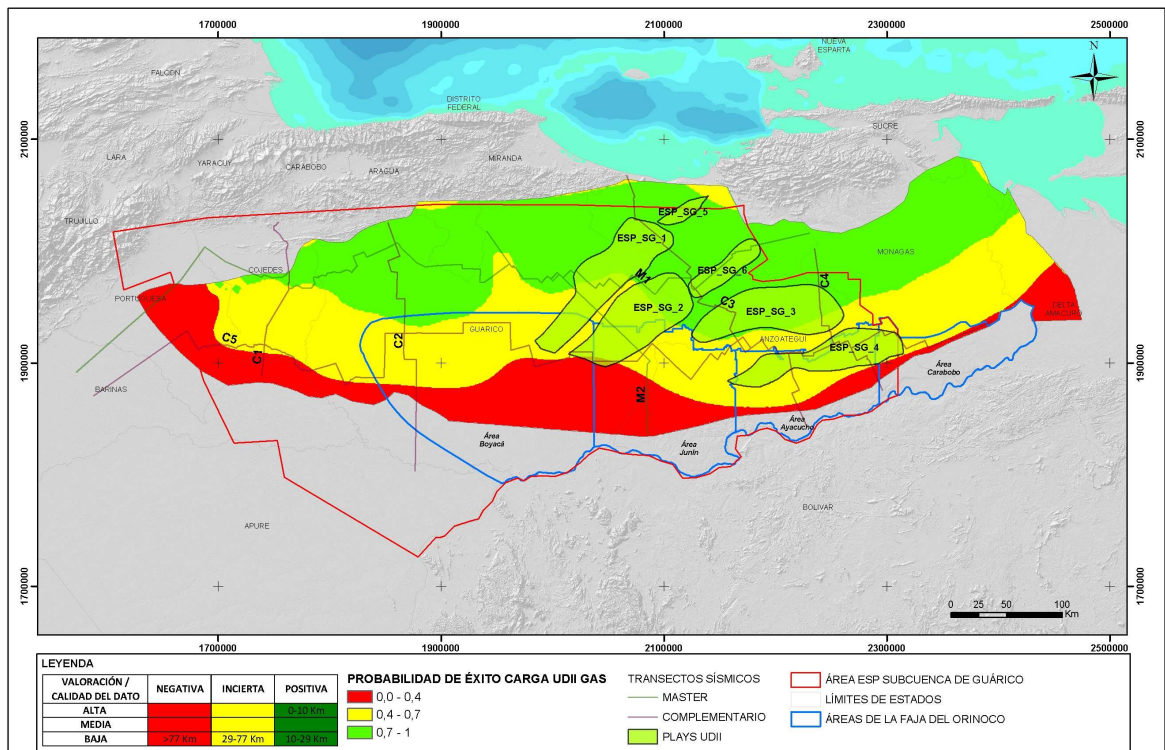


Figura 78. Probabilidad de éxito del elemento efectividad de la carga para gas en la unidad UDII

Probabilidad de Éxito de los Plays:

La combinación de los mapas de probabilidad de éxito de los elementos reservorio, sello y carga permitió generar un mapa de riesgo compuesto para los *plays* de UDII, tanto para escenario de petróleo como de gas. Los *plays* ESP_SG_1, ESP_SG_2, ESP_SG_3 y ESP_SG_6 presentan las mejores probabilidades de éxito, con una tendencia de valoración predominantemente alta (color verde, >0.3), y localmente una valoración moderada (color amarillo >0.15) en ambos escenarios (petróleo y gas). El *play* ESP_SG_4 presenta una probabilidad de éxito variable, que va de alta (color verde, >0.3) a baja (color rojo, <0.15) en el escenario de gas, y de alta (color verde, >0.3) a moderada (color amarillo >0.15) en el escenario de petróleo. Por último, el *play* ESP_SG_5 presenta la menor probabilidad de de éxito, cuya valoración es baja (color rojo, <0.15) en ambos escenarios (petróleo y gas) (Figura 78 y Figura 79).

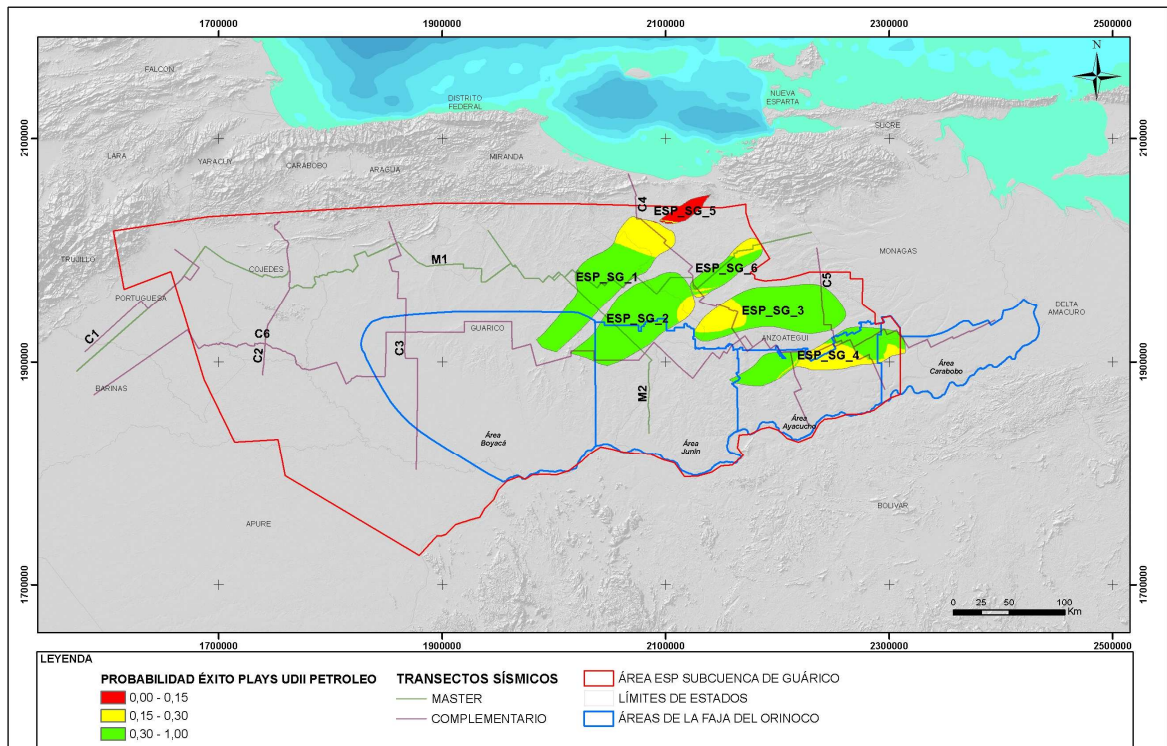


Figura 79. Probabilidad de éxito de los *plays* con escenarios de petróleo en la unidad UDII

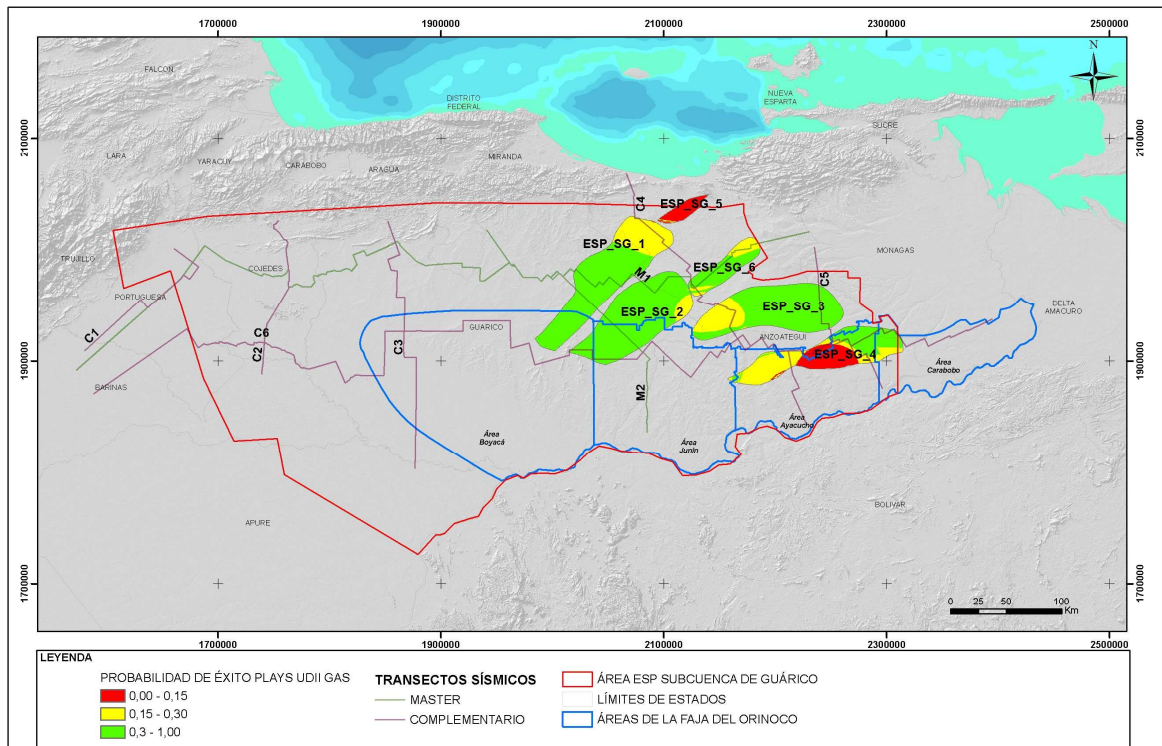


Figura 80. Probabilidad de éxito de los *plays* con escenarios de gas en la unidad UDII

7.8.2. UNIDAD DEPOSITACIONAL UDIV *FOREDEEP* GUÁRICO

7.8.2.1. Roca reservorio

- Presencia de la roca reservorio:

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV *foredeep* Guárico se determinó a través del mapa de espesor de arena neta y la calidad de los datos con los que se realizó la estimación de arena neta. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con rangos de espesor entre 100-1500 pies y una calidad del dato regular o media; (2) una valoración positiva con rangos de espesores entre 2-100 pies y 1500-2117 pies y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con un rango de espesor entre 1-2 pies y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico está representada con una probabilidad alta (color verde, >0.7-1.0) en casi toda el área y una probabilidad moderada (color amarillo, <0.7 - >0.4) localmente en las región noroeste y localmente al sur (Figura 81).

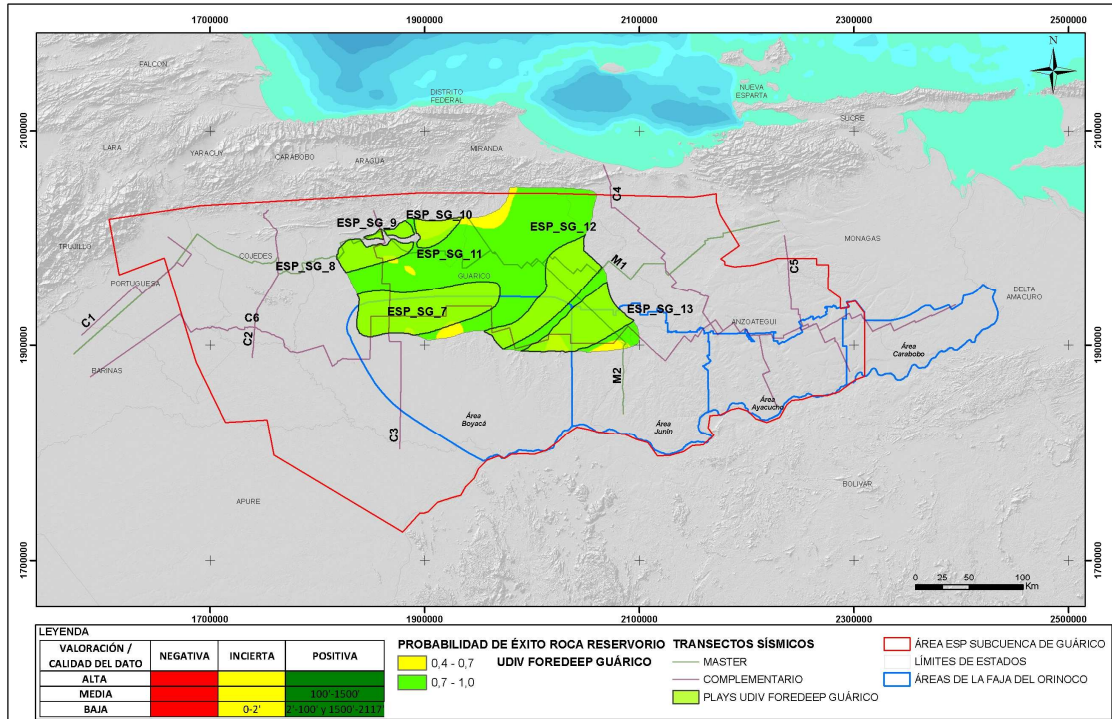


Figura 81. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico.

- Efectividad de la roca reservorio:

La probabilidad de éxito de la efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico se estimó a través del mapa de porosidad y la calidad del dato con el que se realizó la estimación de la porosidad. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con porosidades entre 5-30% y una calidad del dato alta; (2) una valoración incierta con porosidades entre 4-5% y una calidad del dato alta; y por último, (3) una valoración negativa con porosidades entre 1%-4% y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito de la efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_*foredeep* Guárico está representada por una probabilidad alta (color verde, >0.7-1) en casi toda el área, y una probabilidad que va de moderada (color amarillo, >0.4-<0.7) a baja (color rojo, >0.1 - <0.4) en la región noroeste 131 Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_*foredeep* Guárico. Figura 82.

- Probabilidad de éxito del elemento reservorio:

La probabilidad de éxito del elemento reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_*foredeep* Guárico se calculó a través de la multiplicación de la probabilidad de éxito de los subelementos presencia y calidad, dando como resultado una valoración alta (color verde, entre 0.7-1.0) en más de un 80% del área, una valoración moderada (color amarillo, entre 0.4-0.7) en las regiones norcentral y sur, y una valoración baja (color rojo, entre 0.4-0.0) en el norte (Figura 82).

7.8.2.2. Roca sello

- Presencia de la roca sello:

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca sello se determinó a través del mapa de espesor de lutita neta, y la calidad de los datos con los que se estimó la lutita neta. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con un rango de espesor entre 2-2054 pies y una calidad del dato media; (2) una valoración positiva con un rango de espesor entre 2054-2445 pies y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con un rango de espesor entre 0-2 pies y una calidad del dato baja. La probabilidad de éxito de la presencia de la roca sello en el área está representada por una probabilidad alta (color verde, 0.7-1) que cubre la mayor parte del área, y una probabilidad moderada (color amarillo, 0.4-0.7) ubicada localmente en las regiones oeste, noreste y sureste (Figura 82).

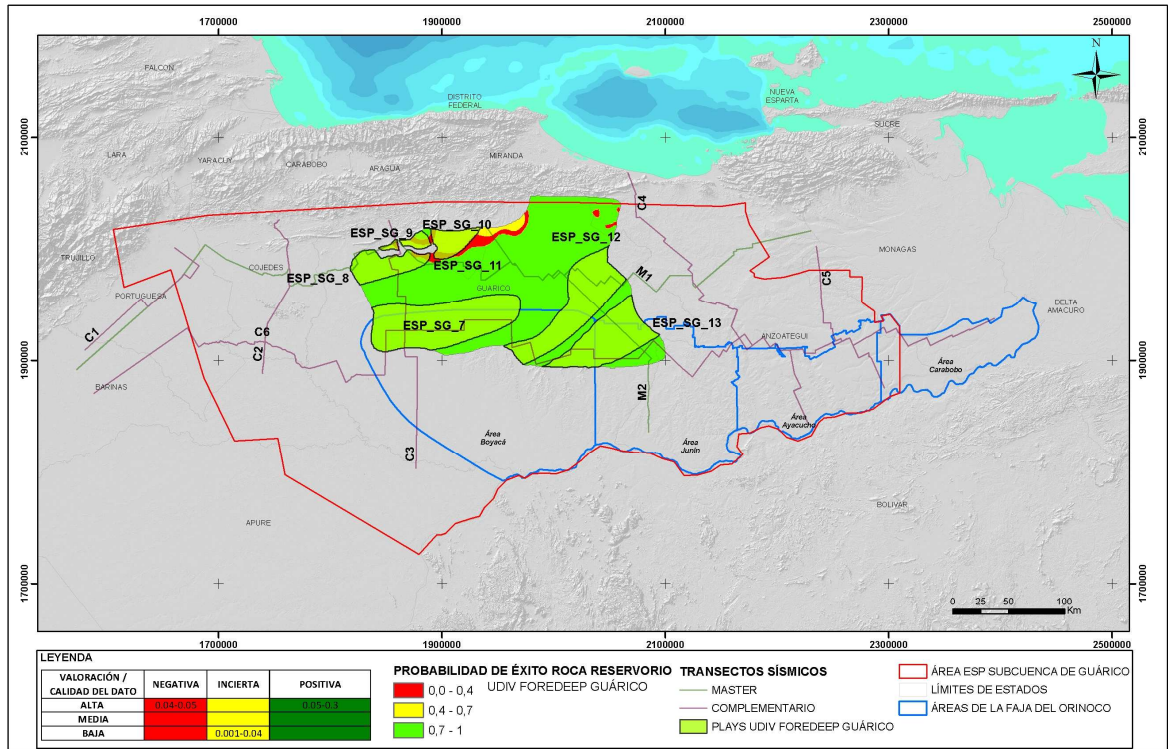


Figura 82. Probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico

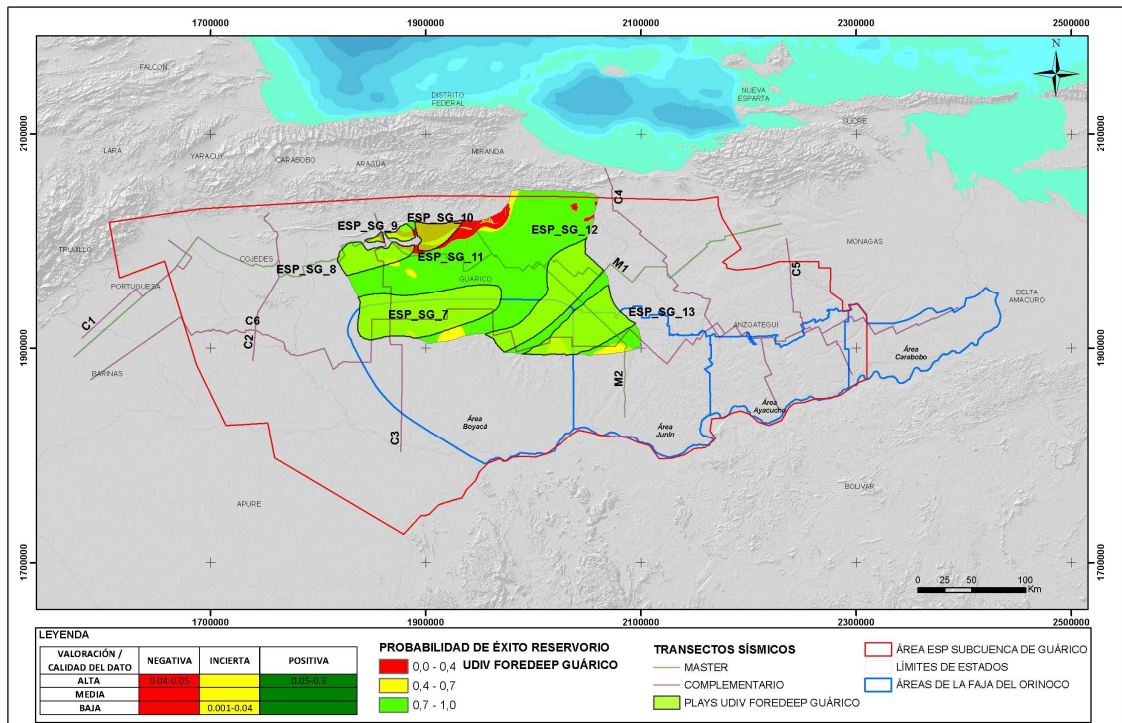


Figura 83. Probabilidad de éxito del elemento roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Guárico

- Probabilidad de éxito del elemento sello:

La probabilidad de éxito del elemento sello en la unidad UDIV_foredeep Guárico es la misma de la presencia de la roca sello, (Figura 84) ya que no se realizó la estimación de la efectividad del mismo por no disponer de la cantidad de datos suficiente.

7.8.2.3. Carga:

- Efectividad del sistema de carga para petróleo:

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo se determinó a través del mapa de migración de fluidos realizado en la unidad UDIV_foredeep Guárico. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con una distancia de migración entre 0-28 km y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con una distancia de migración entre 28-83 km y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con una distancia de migración mayor a 83 km y una calidad del dato baja.

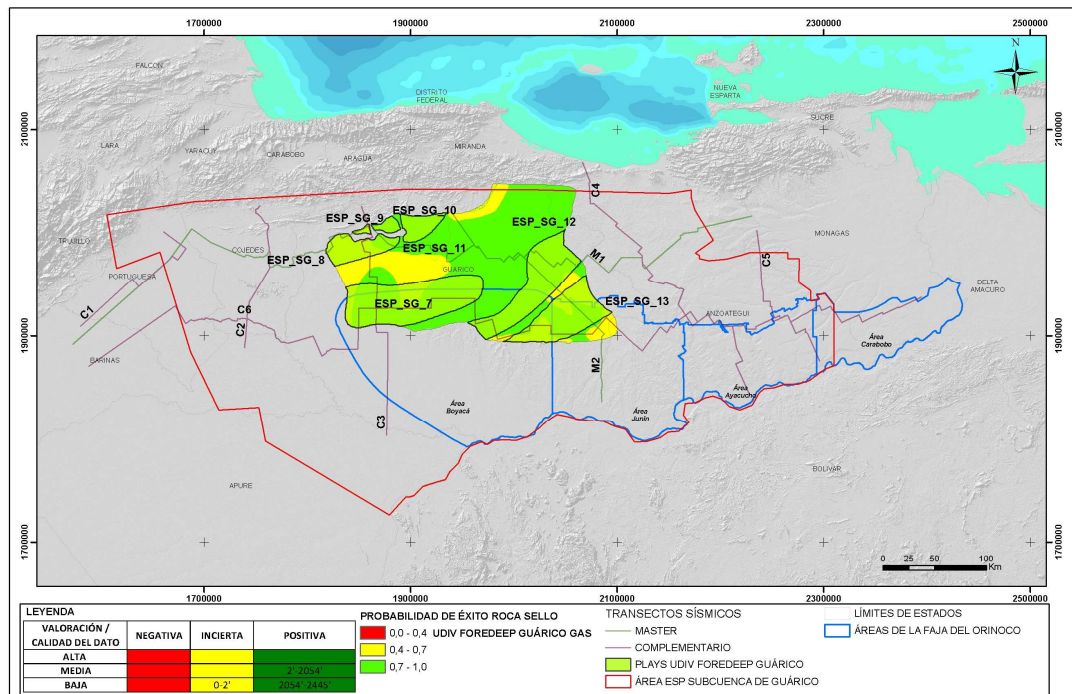


Figura 84. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad UDIV_foredeep Guárico

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo en el área está representada por una probabilidad alta (color verde, 0.7-1) en toda la región norte, oeste y este y una probabilidad de éxito moderada (0.4-0.7) en color amarillo y baja (< 0.7) en color rojo ubicados localmente hacia la región central, sur y suroeste (Figura 85).

- Efectividad del sistema de carga para gas:

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas se determinó a partir del mapa de migración de gas en la unidad UDIV_foredeep Guárico. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con una distancia de migración entre 0-10 km y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con una distancia de migración entre 10-15 km y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con una distancia de migración entre 15-28 km y una calidad del dato baja; (4) una valoración negativa con una distancia de migración mayor a 28 km y una calidad del dato baja.

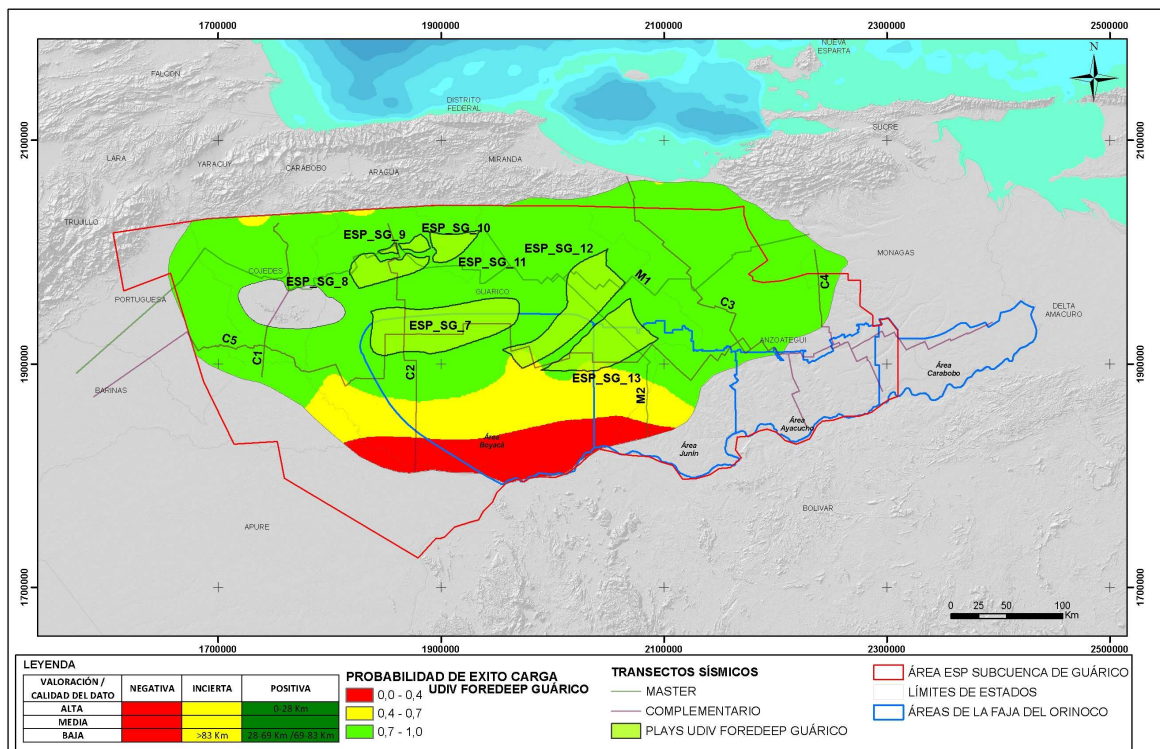


Figura 85. Probabilidad de éxito del elemento efectividad de la carga para petróleo en la unidad UDIV_foredeep Guárico.

La probabilidad de éxito del elemento efectividad de la carga para gas está representada por una probabilidad alta (color verde, 0.7-1) en toda la región norte, oeste y este y una probabilidad de éxito moderada (0.4-0.7) en color amarillo y baja (< 0.7) en color rojo ubicados localmente hacia la región central y sur del área (Figura 86).

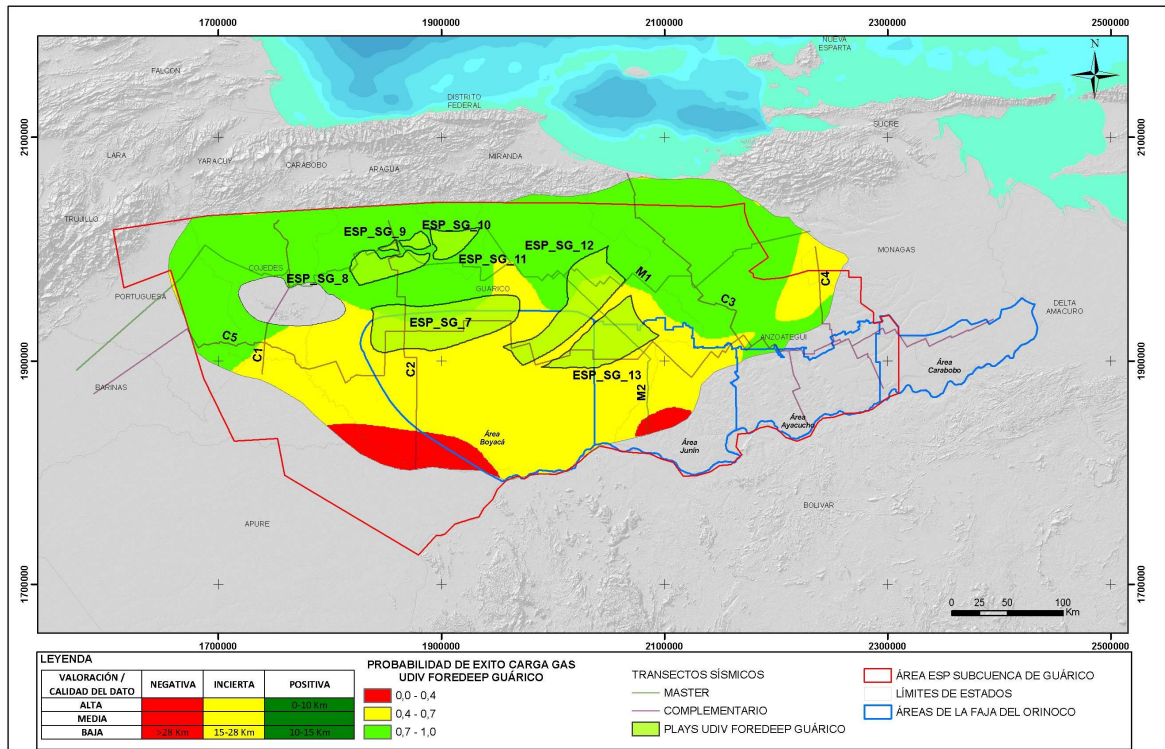


Figura 86. Probabilidad de éxito del elemento efectividad de la carga para gas en la unidad UDIV_foredeep Guárico.

Probabilidad de éxito de los *plays* en la unidad UDIV_foredeep Guárico.

La combinación de los mapas de probabilidad de éxito de los elementos reservorio, sello, sistemas de trampa y carga permitió generar un mapa de riesgo compuesto para los *plays* de la unidad UDIV_foredeep Guárico, tanto para escenario de petróleo como de gas. Los *plays* ESP_SG_7, ESP_SG_12 y ESP_SG_13 presentan las mejores probabilidades de éxito, con una tendencia de valoración predominantemente alta (color verde, >0.3) para los escenarios de petróleo y gas, y una valoración moderada (color amarillo >0.15) localmente en los *plays* ESP_SG_7 y ESP_SG_13. Los *plays* ESP_SG_8, ESP_SG_10 y ESP_SG_11 presentan una probabilidad de

éxito predominantemente alta (color verde, >0.3) para los escenarios de petróleo y gas, y una valoración baja (color rojo, <0.15) localmente. El *play* ESP_SG_9 presenta en general una probabilidad de éxito predominantemente moderada (color amarillo, >0.15) para ambos escenarios (petróleo y gas), y localmente unas valoraciones alta (color verde, >0.3) y baja (color rojo, <0.15) (Figura 87y Figura 88).

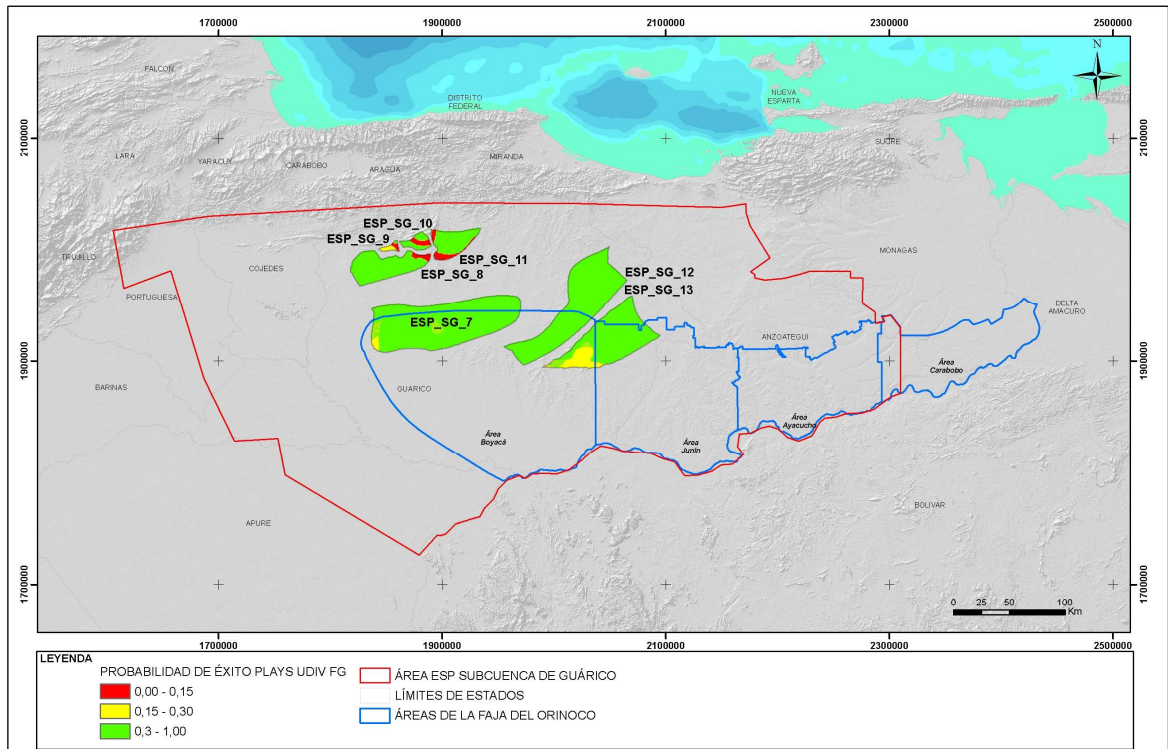


Figura 87. Probabilidad de éxito de los *plays* para escenario de petróleo en la unidad UDIV_foredeep Guárico.

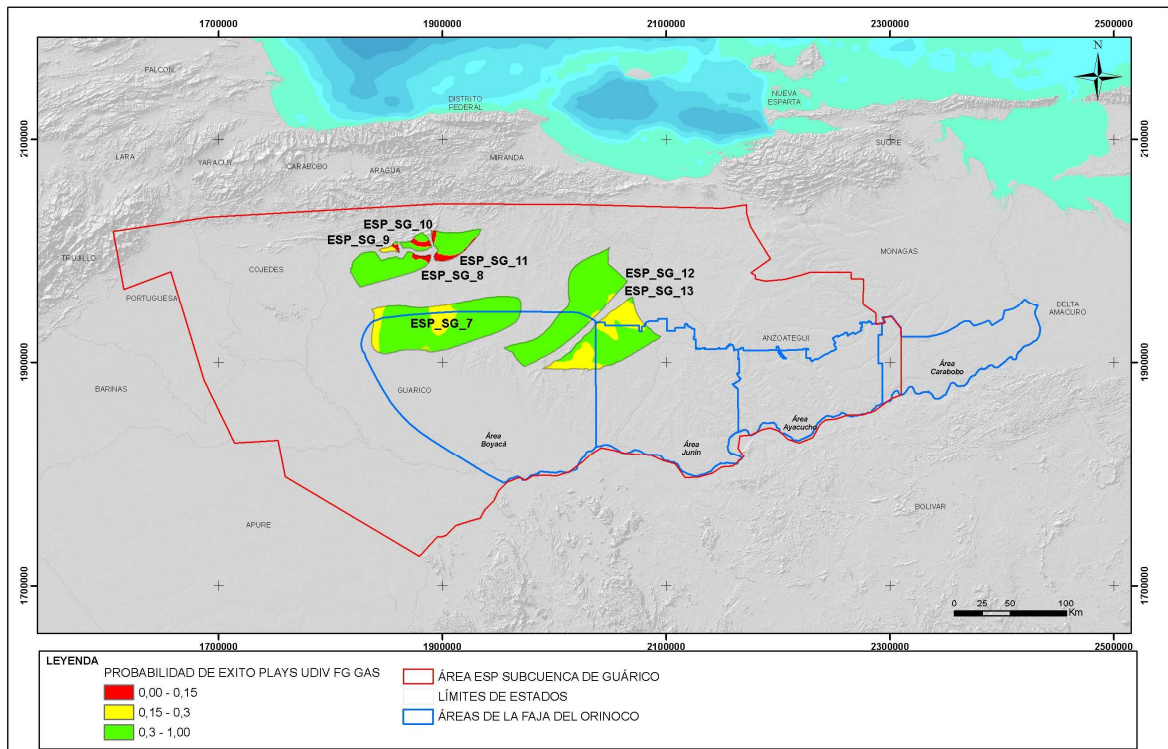


Figura 88. Probabilidad de éxito de los *plays* para escenario de gas en la unidad UDIV_foredeep Guárico.

7.8.3. UNIDAD DEPOSITACIONAL UDIV_FOREDEEP MATURÍN

7.8.3.1. Roca reservorio

Presencia de la roca reservorio:

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Maturín se determinó a través del mapa de espesor de arena neta y la calidad de los datos con los que se realizó la estimación de arena neta. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con un rango de espesor entre 200-2700 pies y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con rangos de espesor entre 2-200 pies y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con un rango de espesor entre 1-2 pies y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito de la presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Maturín está representada por una probabilidad predominantemente alta (color verde, >0.7-1.0) en casi toda el área y localmente una probabilidad moderada (color amarillo, <0.7 - >0.4) hacia el suroeste, sureste, este y norteste (Figura 89).

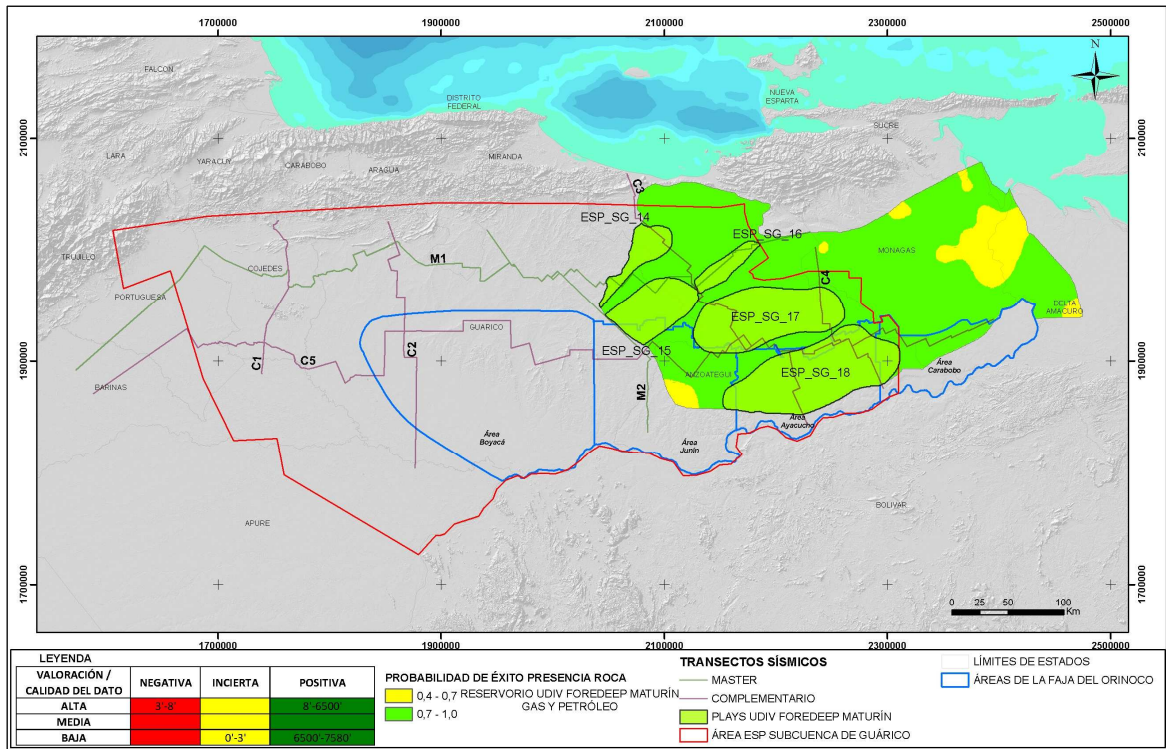


Figura 89. Probabilidad de éxito del elemento presencia de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Maturín.

Efectividad de la roca reservorio:

La probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Maturín se estimó a través del mapa de porosidad y la calidad de los datos con los que se realizó la estimación de porosidad. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con porosidades entre 10-30% y una calidad del dato alta; (2) otra valoración positiva con porosidades entre 5-10% y 30-40% y una calidad del dato baja y (3) una valoración incierta con porosidades entre 1-5% y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Maturín está representada por una probabilidad alta (color verde, $>0.1-0.30$) en la región norte, centro y sureste del área, y una probabilidad moderada (color amarillo, $>0.-<0.7$) localmente en las regiones noreste y sur (Figura 90).

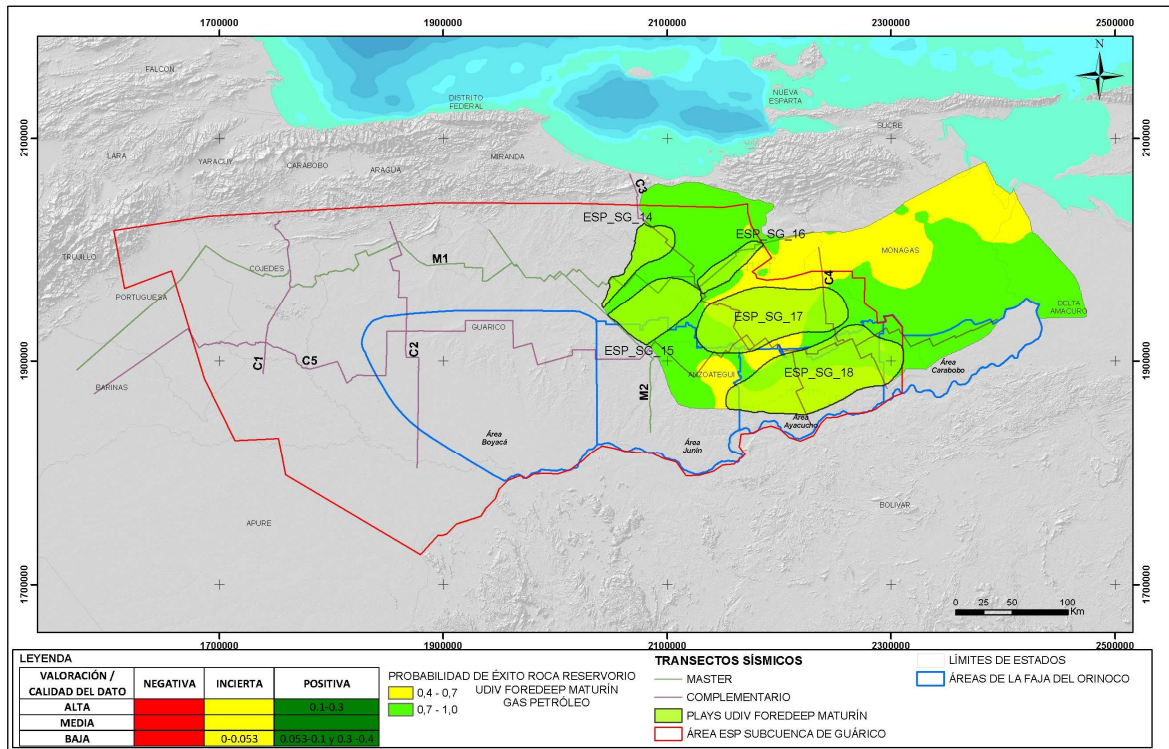


Figura 90. Probabilidad de éxito del subelemento efectividad de la roca reservorio en UDIV_foredeep Maturín.

- Probabilidad del elemento reservorio:

La probabilidad de éxito del elemento reservorio en el transgresivo de la unidad UDVI se calculó a través de la multiplicación de la probabilidad de éxito de los subelementos presencia y efectividad, dando como resultado una probabilidad alta (color verde, entre 0.7-1.0) en la región norte y sureste del área, una probabilidad moderada (color amarillo, $>0.4-<0.7$) localmente en las regiones noreste y sur; a su vez una probabilidad baja (color rojo, 0-0.4) muy localizada hacia el noreste (Figura 91).

7.8.3.2. Roca sello

- Presencia de la roca sello para escenario de petróleo

La probabilidad de éxito del subelemento roca sello en la unidad *UDIV_foredeep* Maturín se determinó a través del mapa de espesor de lutita neta, y la calidad de los datos con los que se realizó la estimación de lutita neta. Adicionalmente, se tomó como referencia el espesor de la roca sello por encima de los yacimientos de petróleo para estimar las valoraciones. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con un rango de espesor entre 3-6500 pies y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva para espesores mayores a 6500 pies y una calidad del dato baja; y (3) una valoración incierta con un rango de espesor entre 1-3 pies y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad *UDIV_foredeep* Maturín está representada por una probabilidad predominantemente alta (color verde, 0.7-1) en toda el área, y una probabilidad moderada (0.4-0.7) localmente hacia el este (Figura 92).

La probabilidad de éxito del subelemento roca sello en la unidad *UDIV_foredeep* Maturín se determinó a través del mapa de espesor de lutita, y la calidad de los datos con los que se realizó la estimación de lutita neta. Adicionalmente, se tomó como referencia el espesor de la roca sello por encima de los yacimientos de gas para estimar las valoraciones. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con un rango de espesor entre 8-6500 pies y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva para espesores mayores a 6500 pies y una calidad del dato baja; (3) una valoración negativa con un rango de espesor entre 1-8 pies y una calidad del dato baja.

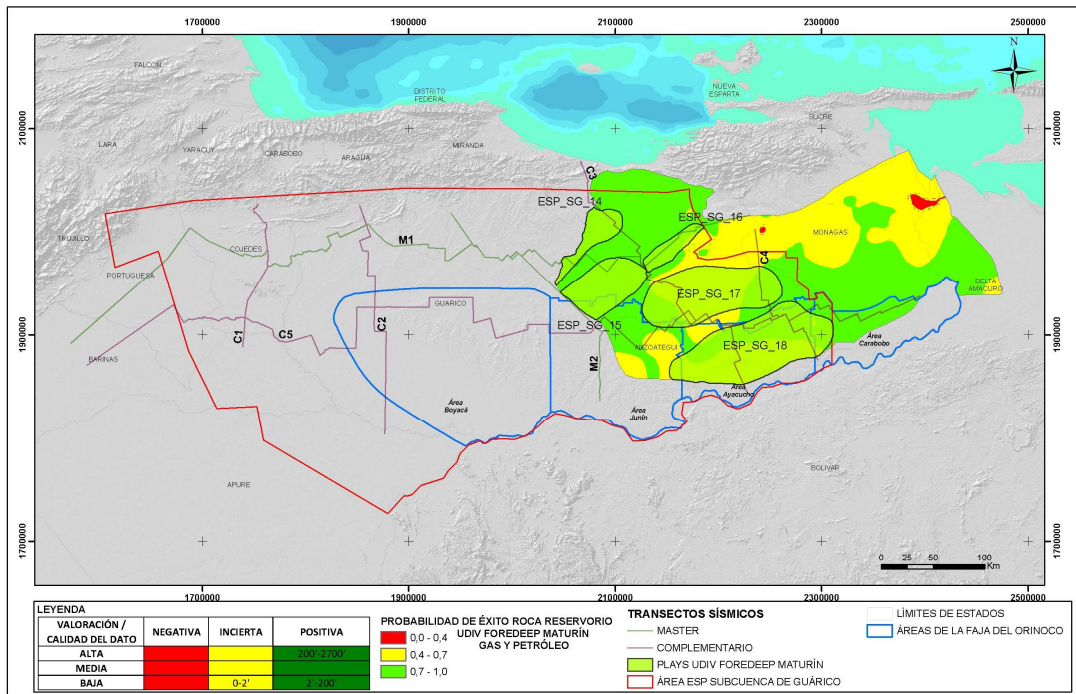


Figura 91. Probabilidad de éxito del elemento roca reservorio en el transgresivo de la unidad UDIV_foredeep Maturín

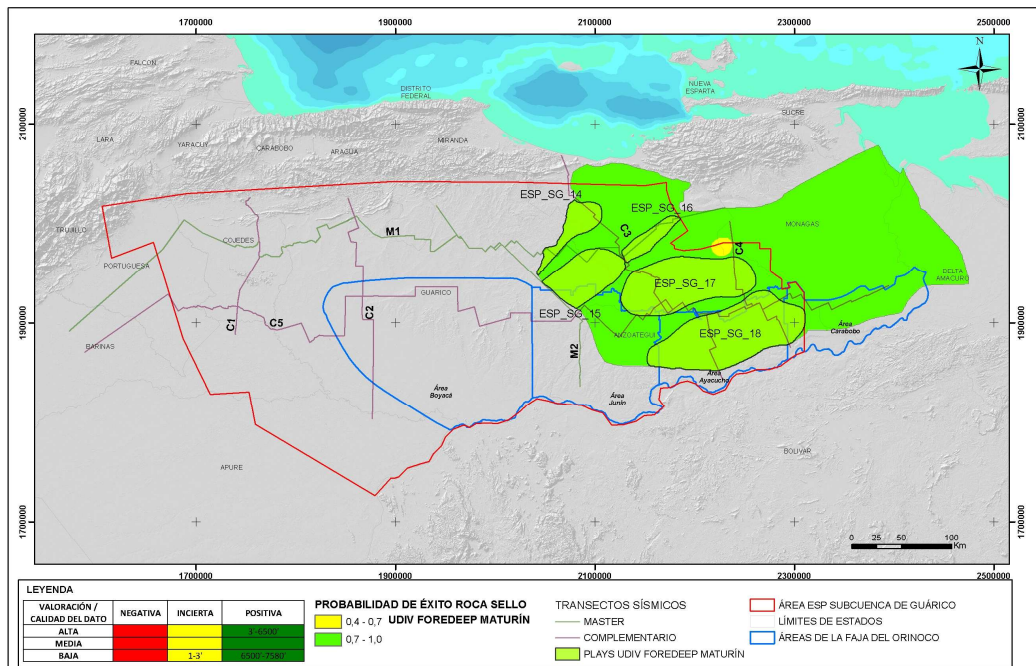


Figura 92. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad UDIV_foredeep Maturín para escenario de petróleo.

Presencia de la Roca Sello para escenario de gas.

La probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad UDIV_foredeep Maturín está representada por una probabilidad predominantemente alta (color verde, 0.7-1) en toda el área, y una probabilidad moderada (0.4-0.7) localmente hacia el este (Figura 93).

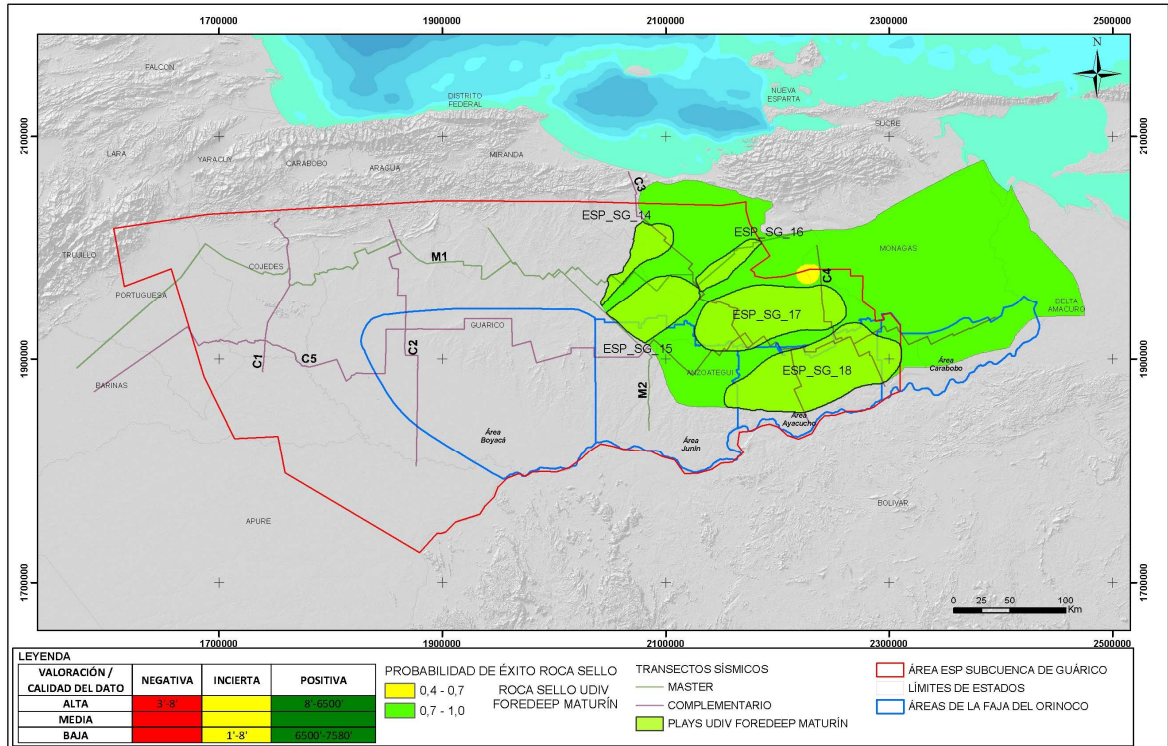


Figura 93. Probabilidad de éxito del subelemento presencia de la roca sello en la unidad UDIV_foredeep Maturín para escenario de gas.

- Probabilidad de éxito del elemento sello:

La probabilidad de éxito del elemento sello en la unidad UDIV_foredeep Maturín es la misma de la presencia de la roca sello (Figura 92 y Figura 93), ya que no se realizó la estimación de la efectividad del mismo por no disponer de la cantidad de datos suficiente.

7.8.3.3. Carga

Efectividad del sistema de carga para petróleo:

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo se determinó a través del mapa de migración de fluidos realizado en la unidad UDIV_*foredeep* Maturín. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con una distancia de migración entre 0-38 Km y una calidad del dato alta; (2) una valoración positiva con una distancia de migración entre 38-53 Km y una calidad del dato baja; (3) una valoración incierta con una distancia de migración mayor a 53 Km y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo en la unidad UDIV_*foredeep* Maturín está representada por una probabilidad alta (color verde, 0.7-1) en la región noreste del área y una probabilidad moderada (color amarillo, 0.4-0.7) en la región centro-noreste, y una probabilidad de éxito baja (color rojo; < 0.7) hacia el sureste (Figura 94).

- Efectividad de la carga para gas:

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas se determinó a través del mapa de migración de gas realizado en la unidad UDIV_*foredeep* Maturín. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con una distancia de migración entre 0-10 Km y una calidad del dato alta; (2) una valoración incierta con una distancia de migración entre 10-35 Km y una calidad del dato baja; (3) una valoración negativa con una distancia de migración mayor a 35 Km y una calidad del dato baja.

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas en la unidad UDIV_*foredeep* Maturín está representada por una probabilidad alta (color verde, 0.7-1) en la región noreste del área y una probabilidad moderada (color amarillo, 0.4-0.7) en la región centro-noreste, y una probabilidad de éxito baja (color rojo; < 0.7) hacia el sureste (Figura 95).

- Efectividad de la carga para gas:

La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas se determinó a través del mapa de migración de gas realizado en la unidad UDIV_foredeep Maturín. A partir de esta información, se establecieron los siguientes escenarios: (1) una valoración positiva con una distancia de migración entre 0-10 Km y una calidad del dato alta; (2) una valoración incierta con una distancia de migración entre 10-35 Km y una calidad del dato baja; (3) una valoración negativa con una distancia de migración mayor a 35 Km y una calidad del dato baja. La probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas en la unidad UDIV_foredeep Maturín está representada por una probabilidad alta (color verde, 0.7-1) en la región noreste del área y una probabilidad moderada (color amarillo, 0.4-0.7) hacia el suroeste (Figura 95).

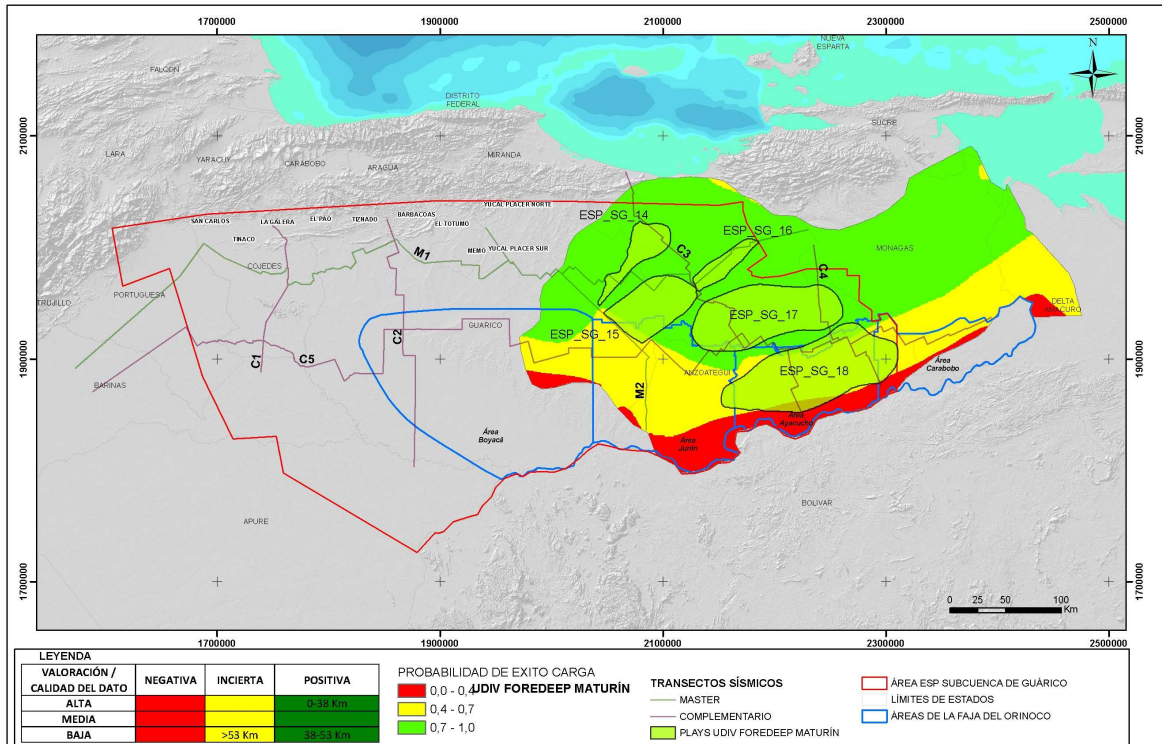


Figura 94. Probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para petróleo en la unidad UDIV_foredeep Maturín.

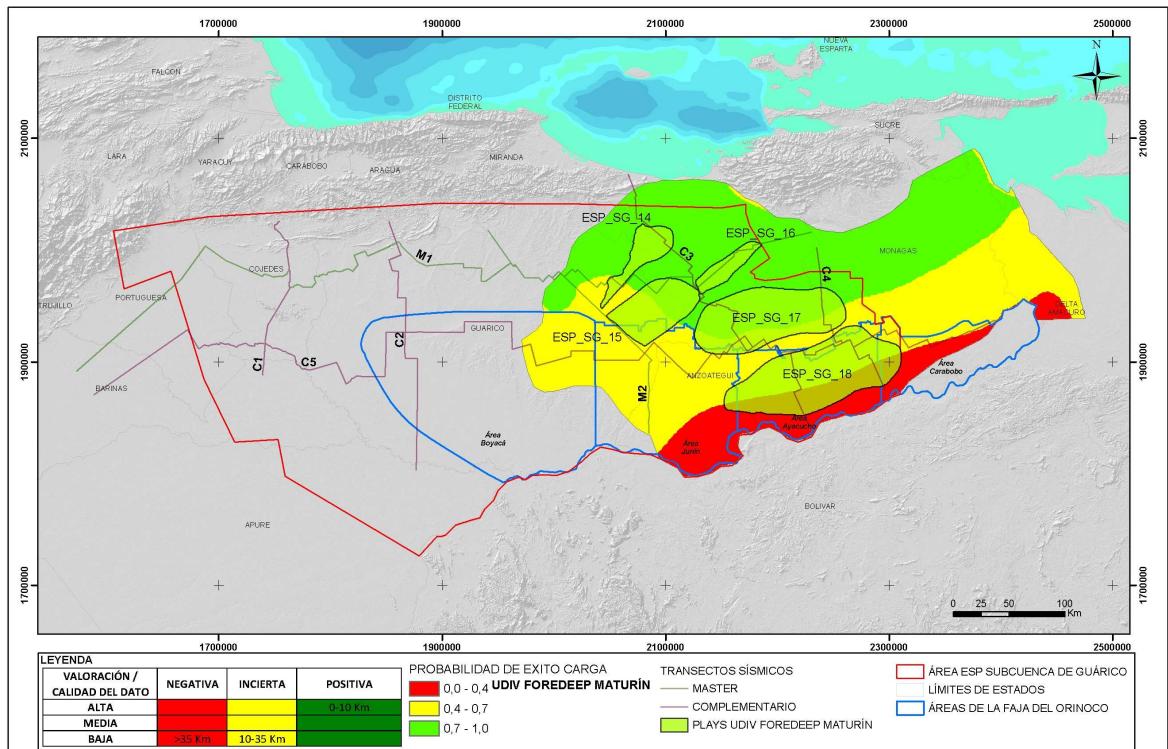


Figura 95. Probabilidad de éxito del elemento efectividad del sistema de carga para gas en la unidad UDIV_foredeep Maturín.

- Probabilidad de éxito de los *plays*:

La combinación de los mapas de probabilidad de éxito de los elementos reservorio, sello y carga permitió generar un mapa de riesgo compuesto para los plays de la unidad UDIV_foredeep Maturín, tanto para escenario de petróleo como de gas. Los plays ESP_SG_14, ESP_SG_15, ESP_SG_16, ESP_SG_17 y ESP_SG_18 presentan una probabilidad de éxito predominantemente alta (color verde, >0.3) en ambos escenarios (petróleo y gas) (Figura 96).

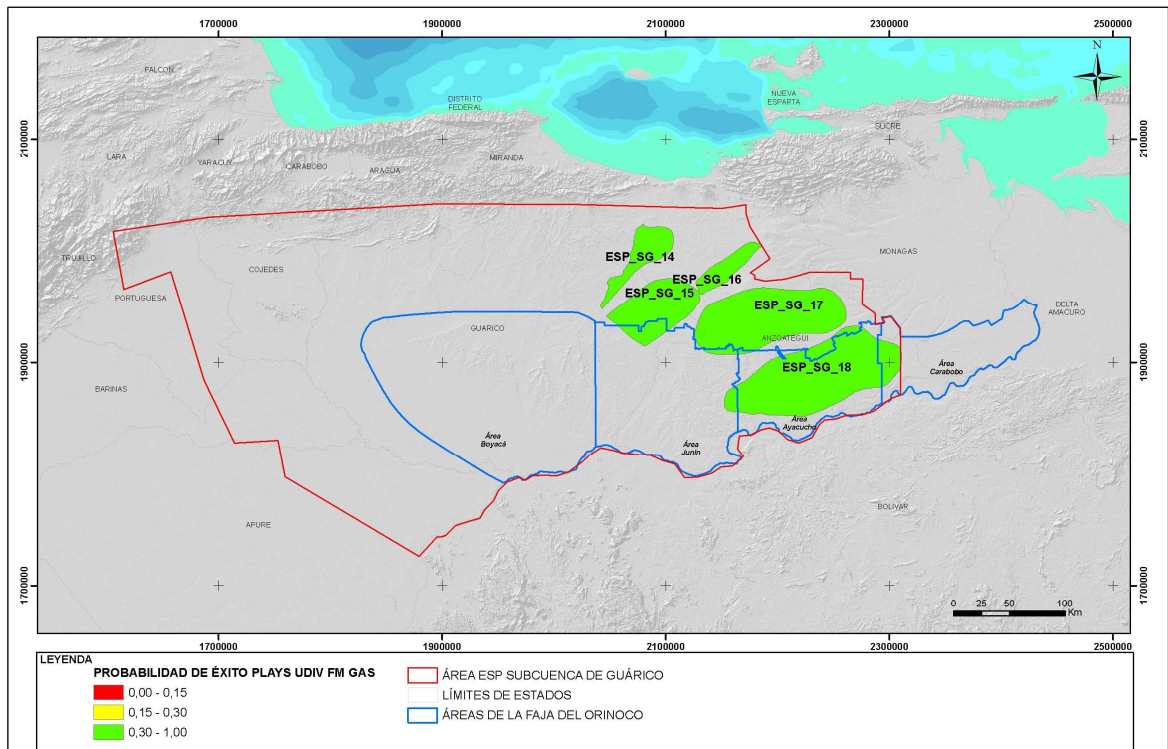


Figura 96. Probabilidad de éxito de los *plays* para escenario de petróleo y gas en la unidad UDIV_foredeep Maturín.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSIONES

Se generó una base de datos sólida y confiable que permitió comprender la disponibilidad y nivel de confiabilidad de los datos que sirvieron para desarrollar la caracterización de los elementos del sistema petrolífero y definir los *Plays* de las unidades depositacionales

Para la caracterizaron cuatro unidades depositacionales que fueron consideradas la matriz de calidad del dato, limitados por discordancias, en base al concepto de secuencia depositacional de Vail y otros, 1987, las cuales fueron definidas y controladas por tectonismo.

Al generar y superponer los mapas de los elementos del sistema petrolífero se concluye que en términos de presencia estos elementos (reservorio, sello, carga y sistema de entrapamiento) se encuentran presente en todas las unidades depositacionales, identificándose un total de dieciocho *plays* en la subcuenca: seis en la UDII, siete en la UDIV_*foredeep* Guárico y cinco en la UDIV_*foredeep* Maturín.

Se corroboró la existencia de los elementos del sistema petrolífero en el conjunto transgresivo de la Unidad UD_Cretácico a partir del análisis realizado a los elementos, determinándose: existencia de roca reservorio con buena calidad (porosidad y espesor), presencia de elemento sello y existencia de entrapamiento hacia el sur conformado por fallas subverticales con componente transtensivo – transpresivo de edad Paleoceno.

En términos de presencia de los elementos del sistema petrolífero en la unidad UD_Eoceno Medio, se probó que la roca reservorio y roca sello están presente hacia el norte, este y oeste del área, a su vez y están ausente al sur del área de estudio. Al

existir el sistema de entrapamiento, ratifica la existencia de los elementos del sistema petrolífero que hace posible definir el norte del área de estudio como una zona con posibles *plays* exploratorios.

Las unidades UDII, UDIV_*foredeep* Guárico y UDIV_*foredeep* Maturín son las unidades prospectivas de la subcuenca, ya que poseen las mejores propiedades de la roca madre, reservorio y sello.

RECOMENDACIONES

Se propone utilizar la definición de unidades depositacionales en trabajos de escala regional ya que ayudarán a homologar y simplificar las correlaciones en las diferentes cuencas del país.

Generar proyectos de menor extensión y más detalle estratigráfico que permitan madurar los *plays* definidos en el análisis del sistema petrolero y proponer futuros prospectos exploratorios que soporten la cartera de oportunidades en la subcuenca de Guárico.

El nuevo esquema metodología y análisis de resultados en el informe técnico lo hizo más funcional y resumido. La metodología propuesta se dividió en tres fases: Base de datos, Evaluación de elementos del sistema petrolífero, y Análisis de *Plays* donde los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y geoquímico, pasaron a ser una herramienta para generar un análisis de cuenca que llevan a la evaluación de posibles zonas con potencial petrolífero.

BIBLIOGRAFÍA

- Allen, P. y Allen, J. (1990). Basin analysis: principles and applications. Oxford Blackwell Scientific Publications. London, 1st Edition. 451 pp.
- Audemard, F., Hernández, G., Lilliu, A., Azpíritxaga, I., Bejarano, C., Cabrera, E., Del Castillo, H., De Toni, B., Di Croce, J., Duerto, L., Ferrer, B., Jaimes, M., Márquez, X., Violino, R., Ysaccis, R., Alvarez, M., Bolívar F., Cantisano, M., Olivares, C., Petit, P., Pinzón, O., Santiago, N., Serrano, I., Taylhardat, V., Truskowski, I., Vera, P., Coriat, R., Giral, W. y Gómez, M. (2002). Proyecto Visión Integrada del Potencial Petrolífero de Venezuela (VIPA). PDVSA – EXPLORACIÓN. Reporte Interno. 175 pp.
- Audemard, F., Hernández, G., Lilliu, A., Azpíritxaga, I., Bejarano, C., Cabrera, E., Del Castillo, H., De Toni, B., Di Croce, J., Duerto, L., Ferrer, B., Jaimes, M., Márquez, X., Violino, R., Ysaccis, R., Alvarez, M., Bolívar, F., Cantisano, M., Olivares, C., Petit, P., Pinzón, O., Santiago, N., Serrano, I., Taylhardat, V., Truskowski, I., Vera, P., Coriat, R., Giral, W., Gómez, M. (2000). Atlas - Proyecto Visión Integrada del Potencial Petrolífero de Venezuela (VIPA). Atlas interno PDVSA – EXPLORACIÓN.
- Blanco, B. y Sánchez, H. (1989). Estudio Regional Frente de Montañas. Informe Interno PDVSA EP-30892. 1-36 p.
- Catuneanu, O., Hancox, P.J., Cairncross, B., y Rubidge, B.S. (2002). Foredeep submarine fans and forebulge deltas: orogenic off-loading in the underfilled Karoo Basin. *Journal of African Earth Sciences*, Vol. 33, pp. 489–502.
- Catuneanu, Octavian. (2006). Principles of Sequence Stratigraphy”. Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta Edmonton, Alberta, First Edition. pp. 222 – 233.
- Doust, Harry. (2010). The exploration play: What do we mean by it?. *AAPG Bulletin*, v. 95, n. 11. pp. 1657-1672.

- Embry, A.F y Johannessen E.P. (1992). T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada- Norwegian Petroleum Society (NPF). Special Publication 2. Elsevier, Amsterdam. pp121-25.
- Escandon, M. y Lamus, J. F. (1990). Aguas de formación: origen en cuencas sedimentarias y aplicaciones en la exploración de hidrocarburos. Vol 1. informe interno # INT-E-00060.90.
- Finno, A., Berrizbeitia, J., Lara, J., Montilla, L., Oliveros, R., Parra, K., Pomonti, K., Rivas, J., y Valdez, R. (2008). Informe Final del proyecto PGP Roblote. PDVSA. Reporte interno.
- Galloway, William E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis. I. Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 73, 125–142.
- Gradstein, F. M., Ogg, J., Schmitz, M., y Ogg, G. (2012). The geologic time scale 2012”. Elsevier. 1176 p Disponible: <https://engineering.purdue.edu/Stratigraphy>. Última actualización 16/03/2013.
- Haq, B. U. y Shutter, S. R. (2008). A chronology of Paleozoic sea-level changes. Science , Vol. 322, October 2008, p. 64-68.
- Hunt, John. (1996) Petroleum geochemistry and Geology; 2nd edition Freeman and Company (New York).
- Kiser, G (1992). Programa para Renovar la Exploración en el Área de Machete. Corpoven. Reporte Interno.
- Levy, Tom (2013). Petrel petroleum system-based play to prospect: integrated exploration. Course Manual. Schlumberger. Capitulo III. 120 p.
- Levy, Tom. (2013). Comunicación Personal. En Santiago, N., Bellizzi, L., Escorcía, L., Hernández, M., Hernández, Z., Lara, J., Marcano, J., Moya, M., Oliveros, R., Oropeza, Y., Parra, K., Peña, Y., Rivas, Y. (2014). Proyecto de Evaluación de

Sistemas Petrolíferos Apure – Portuguesa. PDVSA. 602 p. Reporte Interno # #017596.

- Magoon L. B. y Dow W. G. (1994). The petroleum system, from source to trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, pp. 73-89.
- Miall, Andrew D. (2000). Principles of Sedimentary Basin Analysis. 3rd edition. Springer- Verlag, Tiergartenstrasse 17, D-69121 Heidelberg, Germany; 616 pages.
- Mitchum, R.M., Vail, P. y Thompson, S. (1977) Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 2: The depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis. Seismic Stratigraphy Applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, pp. 53-62.
- Mitchum, R.M., y Vail, P. (1977) Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part seven: seismic stratigraphic interpretation procedure. Seismic Stratigraphy Applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, pp. 135-144.
- Morales, F., Kawka, V., Heredia W. (2015). Nota Técnica determinación del Contenido de Carbono Organico Total (COT) en los pozos MCH-11-6X, XK9E, MGZA-3S, XN12 y RG-195. ESP Subcuenca de Guarico. PDVSA, Exploración. Gerencia de Laboratorios y Nucleotecas. Laboratorio Geológico El Chaure. Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui.
- Nederlof, Marinus. (1996). Estimate Thickness of an Eroded Interval. Programa GAEAPAS, RESTORE. The Gaea Prospect Appraisal Sistem. Version 1.3. Geology and Energy Analysis. The Hague, Netherlands.
- NORAD, (2000). The CCOP Guidelines for risk assessment of petroleum prospects. Bangkok. Norwegian agency for development cooperation.
- Otis, R. y Schneidermann, N. (1997). A process for evaluating exploration prospects: AAPG Bulletin, vol.81, N° 7, p. 1087-1109.

- Parra, K., Álvarez, M., Escorcía, L., González, S., Hernández, M., Lara J., Marcano, J., Moya, M., Oliveros, R., Oropeza, Y., Peña, Y. y Rivas, Y. (2014). Anteproyecto ESP Subcuenca de Guárico. Informe Técnico PDVSA.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J. y Stroud, J. D. (1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs AAPG Bull, V.74, No. 12.
- Posamentier, H.W., Allen, G.P. (1999). Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology no. 7, 210 pp.
- Poupon, A., Clavier, C, Dumanoir, J., Gaymard, R. and Misk, A., (1970). Log Analyses of Sand-Shale Sequences- A Systematic Approach: JPT.
- Santiago, N., Álvarez, M., Bastardo, M., Escorcía, L., González, S., Hernández, M., Hernández, Z., Lara, J., Marcano, E., Marcano J., Montilla, L., Moreno, J., Moya, M., Mussa, S., Oliveros, R., Parra, K., Peña, Y., Repilloza, H. y Rivas Y. (2016). Instructivo para la aplicación de las Matrices de Calidad del Dato en proyectos Exploratorios. PDVSA. Reporte Interno # 017664.
- Santiago, N., Álvarez, M., Bastardo, M., Escorcía, L., González, S., Hernández, M., Hernández, Z., Lara, J., Marcano, E., Marcano J., Montilla, L., Moreno, J., Moya, M., Mussa, S., Oliveros, R., Parra, K., Peña, Y., Repilloza, H. y Rivas Y. (2015). Procedimiento Evaluación de Sistemas Petrolíferos. Informe Sistema de Gestión de Calidad DEXEIIY. DXIIY-EXP-PEX-ESP-P.001.
- Santiago, N., Bastardo, M., Bellizzi, L., Hernández, Z., Herrera, M., Marcano J., Moreno, J., Montilla, L., Moya, M., Mussa, S., Oropeza, Y., Repilloza, H. (2015). Evaluación del Sistema Petrolífero Monagas. 507 p. Reporte Interno # 017672.
- Santiago, N., Bellizzi, L., Escorcía, L., Hernández, M., Hernández, Z., Lara, J., Marcano, J., Moya, M., Oliveros, R., Oropeza, Y., Parra, K., Peña, Y., Rivas, Y. (2014). Proyecto de Evaluación de Sistemas Petrolíferos Apure – Portuguesa. PDVSA. 602 p. Reporte Interno # #017596.

- Stinco, Luis. (2001). Introducción a la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones. Asociación Geológica Argentina. Serie “B” (didáctica y complementaria) N°25. ISSN 0328 – 2759. 128 p.
- Perrodon, Alain. (1992). Petroleum systems: models and applications. Journal of Petroleum Geology, 15(3), 319-325.
- Treesh, M. (2008). Prospect and play assessment course manual. Oklahoma, En: PetroSkill.
- Valdés, G., Ainger, S., Figueroa, J., Ochoa, E., Zaizarbitoria, I., Daly, M., Zambrano, E. y Zamora, L. (1992). Regional Geological and Petroleum Resource Study of Venezuela. PDVSA and BP. Executive Atlas. 38 p.
- Wilson, J. Tuzo (1965). A new class of faults and their bearing on continental drift. Nature v.207 No 4995, p 343-347.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., y Gardner, L.W.. (1956). Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media: Geophysics, 21, 41-70.

GLOSARIO

Análisis de Cuenca: Estudio integrado de cuencas sedimentarias como entidades geodinámicas (Allen&Allen, 1990). La historia tectonoestratigráfica esta compuesta, de mayor a menor orden, por Tectonosecuencia, Unidad Depositacional y Secuencia.

Análisis de riesgo geológico: Consiste en cuantificar el riesgo de fracaso o probabilidad de éxito de las diferentes oportunidades exploratorias (*play*, *lead* y/o prospectos) considerando el riesgo de cada elemento del sistema petrolífero.

Bioestratigrafía: Estudio de la organización espacial y temporal de las sucesiones estratigráficas sedimentarias basadas sobre el dato paleontológico Utiliza el rango cronoestratigráfico de las especies fósiles para correlacionar secciones estratigráficas, y sus preferencias paleoambientales para proporcionar información sobre el medio depositacional.

Ciclo de Wilson: Ciclo evolutivo de apertura y cierre de las cuencas oceánicas. Comprende diversos estadios: a) estadio embrionario o de rift continental, b) estadio de juventud o de apertura de cuenca oceánica, c) estadio de madurez o de costa atlántica, d) estadio de decadencia o de costa pacífica (subducción), e) estadio relicto o de colisión continental.

Discordancia: Interrupción significativa en el registro estratigráfico representado por una discordancia angular y/o hiatos estratigráfico.

Facies: Aspecto general o conjunto de características que posee una roca ya sea paleontológicas (fósiles) o litológicas (composición mineral, estructura sedimentaria, geometría, etc) que definen una unidad sedimentaria o conjunto de estratos, y que

permiten diferenciarla de las demás.

Hiatus: Ruptura o interrupción en la continuidad del registro geológico, debido a no-deposición, erosión o ambas. La superficie formada durante este evento, se refiere como superficie hiatal o una discordancia.

Paleobatimetría: Determinación de la batimetría de un ambiente marino en el cual se produjo la sedimentación de una determinada unidad litológica que caracteriza un momento de la historia en el cual se produjo.

Play: Grupo de campos y/o potenciales acumulaciones petrolíferas que se ubican en un determinado nivel estratigráfico; tienen un reservorio común, un sello en el tope y/o en la base y un sistema de carga de hidrocarburos.

Porosidad: Es el porcentaje o fracción de los espacios vacíos o poros entre granos en relación con el volumen total de la roca y representa la capacidad que tiene una roca de almacenar fluidos.

Riesgo de reservorio: Definido por la combinación del riesgo asociado a su presencia, evaluado en función de la distribución del espesor neto del reservorio, y el riesgo asociado a su calidad o efectividad en función de la distribución de la porosidad en el reservorio.

Riesgo del sello: Definido en función de su presencia a través de la distribución espacial de su espesor y su calidad en función de su composición litológica y presión capilar.

Roca Madre: es un intervalo sedimentario, que contiene materia orgánica fosilizada, insoluble en solventes orgánico y definida como querógeno (Dow, 1977), la cual es

capaz de generar hidrocarburos líquidos o gaseosos, al ser sometida a un proceso de maduración (Huc, 2013). Para que esta materia orgánica pueda ser fosilizada, una alta productividad primaria y capacidad de preservación de los residuos orgánicos que son generados es necesaria y son precisamente estas condiciones de sedimentación las que permiten su caracterización (Peters y Cassa, 1994); por tanto, como es de suponer, no todas las rocas madre son equivalentes, ya que difieren en la calidad de la materia orgánica, el espesor de la roca contenedora y en la extensión areal que poseen. (Huc, 2013).

Roca reservorio: Roca capaz de contener y retener hidrocarburos.

Roca sello: Tipo de roca impermeable que actúa como barrera al escape del hidrocarburo dentro del reservorio o yacimiento (generalmente lutitas)

Secuencia: Originalmente definida por Sloss y otros, 1949 como una unidad estratigráfica limitada por discordancias. Los continuos desarrollos de los paradigmas de la estratigrafía secuencial en los años 1980 y 1990 resulto en una diversificación de enfoques y la definición de varios tipos de secuencia (Figura 7):

Sistema petrolífero: Es un sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que exista una acumulación de hidrocarburo en la naturaleza. Los elementos esenciales incluyen la roca generadora, roca almacén, roca sello y rocas de sobrecarga y los procesos son la formación de la trampa y generación – migración – acumulación. Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a la acumulación de hidrocarburos. La ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento de hidrocarburo.

Superficie Cronoestratigráfica: Es una superficie que limita una Unidad

cronoestratigráfica. En el caso de una discordancia, la edad de la superficie se considera la misma de su concordante correlativa. Todas las rocas arriba de esta superficie, son más jóvenes que las infrayacentes.

Superficie de máxima inundación: (Frazier, 1974; Posamentier y otros., 1988; Van Wagoner y otros., 1988; Galloway, 1989) Es una superficie que marca un cambio en la trayectoria de la línea de costa de transgresión a regresión normal de alto nivel. Esta superficie separa los estratos retrogradantes debajo de los estratos progradantes (regresivos de alto nivel) arriba. El cambio de patrones de apilamientos de retrogradacional a suprayacente progracional toma lugar durante un aumento del nivel base en la línea de costa, cuando la tasa de sedimentación empieza a superar la tasa de aumento del nivel base. Sísmicamente, que se expresa a menudo como una superficie de *downlap*. Los sedimentos asociados con esta superficie son el resultado de bajas tasas de deposición de sedimentos pelágicos de hemipelágicos y por lo general son delgados y de grano fino.

Superficie de máxima regresión: La superficie de máxima regresión es definida en relación a la curva transgresiva – regresiva marcando el cambio de la regresión costera a la subsecuente transgresión. Por lo tanto, esta superficie separa estratos progradantes debajo de estratos retrogradantes arriba. El cambio de patrones de apilamientos progracional a retrogradacional toma lugar durante un aumento del nivel base en la línea de costa, cuando las crecientes tasas de aumento de nivel de base comienzan superando las tasas de sedimentación.

Superficies estratigráficas: Las superficies estratigráficas marcan cambio a través del tiempo en los regímenes de depositación (es decir, cambios en los entornos de depositación, la carga de sedimentos y / o flujo de energía del medio ambiente) y se crean por la interacción de los cambios de nivel base y la sedimentación. Estos cambios en los regímenes de sedimentación pueden o no corresponder a los cambios en las tendencias de sedimentación, pueden o no estar asociado con hiatos

estratigráficos, y pueden o no pueden colocar facies contrastantes en contacto a través de una superficie determinada.

Tectonosecuencia: Es un ciclo de eventos tectónicos (denominado ciclos de Wilson) generados como resultado de la unión de los supercontinentes debido a la expansión del fondo oceánico y su subsecuente apertura y dispersión.

Unidad cronoestratigráfica: Es un cuerpo de roca formado durante un lapso de tiempo geológico específico y limitado por superficies isócronas utilizado como la base para definir un intervalo de tiempo específico.

Unidad depositacional: Corresponden a una sucesión de sedimentos depositados bajo diferentes alteraciones de la cuenca, producto de pulsos tectónicos reconocibles dentro de una misma fase tectónica.

Unidad estratigráfica: Se define como un estrato o conjunto de estratos adyacentes que se distinguen por una o varias de las muchas propiedades que las rocas poseen.

Unidad informal: Se conciben por razones tanto económicas como científicas. Los términos informales son apropiados para unidades nuevas que no han sido definidas de acuerdo con el código.