

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA**



**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS S6, S7 Y
S8 ZONA SIGMOILINA DE LA FORMACIÓN LA PICA CAMPO
JUSEPÍN CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA - ESTADO
MONAGAS.**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR EL BACHILLER
RODRÍGUEZ L. ADRIÁN
J. PARA OPTAR AL
TÍTULO DE GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, ENERO 2011

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado intitulado “**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS S6, S7 Y S8 ZONA SIGMOILINA DE LA FORMACIÓN LA PICA CAMPO JUSEPÍN CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA-ESTADO MONAGAS**”, presentado por el bachiller **Rodríguez L., Adrián J.** ha sido aprobado, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre:

Firma:

Profesor Francisco Monteverde

(Asesor)

(Jurado)

(Jurado)

Profesor Rosario Rivadulla
Jefe del Departamento de Geología.

Ciudad Bolívar, ____ de ____ de 2011.

DEDICATORIA

A mi madre Aura y a mi padre Julio, por tantos esfuerzos y sacrificios que han hecho a lo largo de mi vida y que son mi motivo para seguir luchando y ser orgullo para ellos. Los quiero mucho!

A mis hermanas Yuraima y Maritza, a mis hermanos Carlos, Gabriel y Julio, que siempre me han apoyado en lo que he necesitado.

Muy especialmente a mis sobrinas Mariangel, Adriana, Carhermy y a mis sobrinos Jeancarlo y Carlos Elías por ser motivos de inspiración y a quien les dedico este trabajo para que les sirva de estímulo para cuando emprendan sus estudios universitarios.

A mis hermanos y hermanas que he conocido en los caminos de Dios dentro de la iglesia Católica Vladimir, Eduar, Luis M., Roswall, Jhorman, Luis C, Jesús, Rogelio y Fabiana. Muchas bendiciones para ustedes.

A mi linda Mariana que no he conocido personalmente pero que siempre ha estado pendiente de todo lo relacionado con mi carrera. Besos para tí!

Adrián Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso junto a María mi madre celestial y a Miguel mi arcángel protector.

A mis padres y hermanos quienes han puesto muchas esperanzas en mí, espero no defraudarlos.

A la empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) por darme la oportunidad de desempeñarme como tesista, asignado a la Gerencia Corporativa de Reservas y de esta manera cumplir con el requisito necesario para optar al título de Geólogo. Al Ingeniero Manolo Reyna, a mi tutor industrial Ingeniero Antonio Osorio, a mi asesor Ingeniero Ronny Vallenilla. A la Universidad de Oriente, por haberme permitido forjarme como profesional en sus aulas y en especial a mi tutor académico Profesor Francisco Monteverde por su orientación.

A todos los tesistas que laboramos en la empresa y en la que compartimos gratos momentos, especialmente a los de Ingeniería Petrolera, Civil, Química, Ambiental y por supuesto los Geólogos. A todos mis amigos: Yurima, María M, Carlina, Emirse, Yomar, Marbelys, Javier y Mary que con sus buenos deseos me han apoyado y que han sido parte importante de este logro, Mil gracias.

Adrián Rodríguez

RESUMEN

La zona en estudio se enmarca dentro del campo Jusepín el cual está ubicado al Noreste del estado Monagas a unos 30 Km de la ciudad de Maturín. Fue descubierto por la compañía Creole Petroleum Corporation en el año 1938 con la completación del pozo J-1. El presente estudio tiene como objetivo principal caracterizar geológicamente las arenas S6, S7 y S8 de la formación la pica zona Sigmoilina cuenca oriental de Venezuela y así cuantificar las reservas de hidrocarburos e incorporarlas a las estadísticas generales con las que ya cuenta el estado Venezolano. La zona Sigmoilina está constituida por intercalaciones de arenas, blandas, micáceas, arcillosas, masivas a laminadas con laminillas de arena fina, suelta. La forma de los registros eléctricos (SP) sugiere que las arenas son en ocasiones secuencias de grano más grueso hacia arriba, pero secuencias de grano más fino y combinaciones de ambas también ocurren, estas arenas son fáciles de correlacionar, están mejor desarrolladas hacia el Norte y el Oeste y son más arcillosas hacia el Sur y Sureste hacia donde desaparecen, por cambio laterales de facies, empezando por las mas superiores. La metodología seguida en la realización de este estudio consistió en la recopilación y validación de información existente del área (registros, mapas, libros, manuales, informes técnicos, tesis, publicaciones, Ambiente Integrado Web Channels, SIMDE, entre otros.), correlación y elaboración de bases de datos de los intervalos de las arenas en estudio pertenecientes al campo, realización de un modelo geológico y estructural (mediante elaboración de secciones estratigráficas y estructurales con la finalidad de revisar los límites laterales y verticales del campo para ello se elaboraron 10 secciones, mapas isópacos-estructurales y de electrofacies). Determinación de las propiedades petrofísicas (porosidad ($\emptyset$), permeabilidad (K), volumen de arcillosidad (Vsh) y saturación de petróleo inicial (Soi). Con el análisis de registros de pozos y mapas de electrofacies se determinó el ambiente de sedimentación, el cual se interpreta como transicional a Marino Somero. El modelo estructural de los yacimientos que conforman el área de interés en el campo lo constituyen dos sinclinales; uno al Norte del campo y otro al Suroeste, y dos anticlinales, uno al Oeste y otro al Sur del campo cortados por una serie de fallas normales, a partir de la información generada de las secciones estructurales se actualizaron los mapas estructurales – isópacos, generando 4 yacimientos en la arena S6 y 5 yacimientos en la arena S8 para un total de 9 yacimientos en todo el campo objeto de estudio. Se estimó que el POES de la arena S6 es de 15.875,32 MBN y para la arena S8 es de 25.940,86 MBN. Las reservas de las arenas S6 y S8 son de 2.857,5576 MBN y 4.669,3548 MBN respectivamente.

CONTENIDO

	Página
HOJA DE APROBACIÓN	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS	IV
CONTENIDO.....	VI
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABLAS	XIII
LISTA DE ANEXOS	XV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 SITUACIÓN OBJETO DE ESTUDIO.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.4 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.5 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	6
CAPÍTULO II.	7
GENERALIDADES	7
2.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	7
2.2 VÍAS DE ACCESO	8
2.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y NATURALES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	9
2.3.1 Clima	9
2.3.2 Vegetación.....	10
2.3.2.1 Formaciones herbáceas.	10
2.3.2.2 Formaciones arbustivasas.	10
2.3.2.3 Formaciones arborescentes	11
2.3.3 Drenajes.....	11
2.4 GEOLOGÍA REGIONAL	12
2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela	12
2.4.2 Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela	14
2.4.2.1 Mesozoico temprano.	16

2.4.2.2 Cretácico tardío - Eoceno medio	16
2.4.2.3 Eoceno tardío-Mioceno temprano	17
2.4.2.4 Mioceno Medio-Tardío.	18
2.4.2.5 Plio-Pleistoceno.....	18
2.4.3 Estructuras de la Cuenca Oriental de Venezuela	18
2.4.4 Límites de la Cuenca Oriental de Venezuela	20
2.5 GEOLOGÍA LOCAL.....	21
2.5.1 Subcuenca de Maturín.....	21
2.5.2 Área Norte de Monagas.....	27
2.5.3 Formación La Pica	30
2.5.3.1 Geología.	31
2.5.3.2 Litoestratigrafía.	33
2.5.3.3 Calidad del yacimiento.	35
2.5.3.4 Ambiente sedimentario.	35
2.5.3.5 Estructura.	36
CAPÍTULO III	37
MARCO TEÓRICO	37
3.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	37
3.2 BASES TEÓRICAS	38
3.2.1 Caracterización geológica de los yacimientos	38
3.2.2 Modelo estático	38
3.2.2.1 Modelo sedimentológico.	39
3.2.2.2 Modelo estructural.....	39
3.2.2.3 Modelo estratigráfico.	40
3.2.2.4 Modelo petrofísico.	40
3.2.3 Formación.....	41
3.2.4 Yacimiento de hidrocarburo	41
3.2.5 Estrato, capa, horizonte o manto	41
3.2.6 Trampa	42
3.2.7 Cuenca sedimentaria	42
3.2.8 Facies sedimentarias.....	42
3.2.9 Correlación de pozos	42
3.2.9.1 Tipos de correlación estratigráfica	43
3.2.10 Fallas	45
3.2.11 Estratigrafía secuencial	45
3.2.11.1 Sistema depositacional	46
3.2.11.2 Conformidad.....	46
3.2.11.3 Agradación.	46
3.2.11.4 Progradación.....	46
3.2.11.5 Retrogradación.	47
3.2.11.6 Transgresión.	47

3.2.11.7 Límite de secuencia.....	47
3.2.12 Sistemas sedimentarios	48
3.2.12.1 Sistema encadenado de nivel bajo (LST).	48
3.2.12.2 Sistema encadenado transgresivo (TST).	48
3.2.12.3 Sistema encadenado de nivel alto (HST).	48
3.2.13 Ambientes sedimentarios	49
3.2.13.1 Ambiente fluvial.....	51
3.2.13.2 Ambiente deltáico	52
3.2.13.3 Ambiente marino.	54
3.2.14 Foraminíferos	60
3.2.15 Metodología de correlación.....	63
3.2.15.1 Terminología general de las medidas de registros.	63
3.2.15.2 Correlación de registros de pozos.	65
3.2.16 Secciones geológicas	65
3.2.16.1 Secciones estratigráficas.	66
3.2.16.2 Secciones estructurales.....	68
3.2.17 Mapas geológicos	70
3.2.17.1 Mapa de plano de fallas.	70
3.2.17.2 Mapa estructural	71
3.2.17.3 Mapa isópaco.....	72
3.2.18 Perfiles de pozos.....	73
3.2.18.1 Herramientas de Perfilaje	73
3.2.18.2 Interpretación de perfiles de pozos.....	78
3.2.19 Geología de producción	82
3.2.20 Reservas	83
3.2.20.1 Reservas probadas	83
3.2.20.2 Reservas semiprobadas o probables	85
3.2.20.3 Reservas no probadas o posibles.	86
3.2.21 Cálculo de reservas.....	88
3.2.21.1 Método volumétrico.	88
CAPÍTULO IV	89
METODOLOGÍA DE TRABAJO	89
4.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	89
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	89
4.3 POBLACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	89
4.4 MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN.....	90
4.5 FLUJOGRAMA DE LA METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL FLUJOGRAMA	90
4.6 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	92
4.6.1 Recopilación bibliográfica	92
4.6.2 Revisión y validación de los datos oficiales.....	92
4.7 ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	95

4.8 CORRELACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA	96
4.9 MODELO ESTRATIGRÁFICO	99
4.9.1 Marcadores geológicos.....	100
4.9.2 Secciones estratigráficas	100
4.9.3 Análisis depositacional.....	102
4.10 MODELO ESTRUCTURAL	106
4.10.1 Mapa de plano de falla	106
4.10.2 Elaboración de mapas estructurales y mapas isópacos	107
4.10.2.1 Mapa estructural	107
4.10.2.2 Mapa isópaco de arena neta.	108
4.10.3 Secciones estructurales.....	108
4.10.4 Mapa isópaco-estructural	109
4.11 MODELO SEDIMENTOLÓGICO.....	110
4.11.1 Análisis de facies sedimentarias.....	110
4.11.2 Mapa de paleoambiente.....	111
4.11.3 Definición del ambiente	112
4.12 PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	113
4.12.1 Resistividad del agua de formación	116
4.12.2 Volumen de arcilla	116
4.12.3 Permeabilidad y porosidad	117
4.12.4 Saturación de agua	117
4.13 MODELO INTEGRADO DEL YACIMIENTO	119
4.13.1 Límites del yacimiento	119
4.14 ESTIMACIÓN DE RESERVAS	120
CAPÍTULO V	122
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	122
5.1 BASE DE DATOS	122
5.2 CORRELACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA	122
5.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO	123
5.4 SECCIONES ESTRATIGRAFICAS	123
5.4.1 Sección A-A'	124
5.4.2 Sección B-B'.....	125
5.4.3 Sección C-C'.....	125
5.4.4 Sección D-D'	126
5.4.5 Sección E-E'	127
5.4.6 Análisis depositacional S6, S7 y S8 en la Zona Sigmoidal.....	127
5.5 MODELO ESTRUCTURAL	130
5.5.1 Mapa de fallas	130
5.5.2 Mapas estructurales.....	130
5.5.3 Mapa isópaco.....	133
5.5.4 Mapa isópaco-estructural	133

5.5.5 Secciones estructurales.....	133
5.5.5.1 Sección estructural 1-1´.....	134
5.5.5.2 Sección estructural 2-2´.....	134
5.5.5.3 Sección estructural 3-3´.....	134
5.5.5.4 Sección estructural 4-4´.....	134
5.5.5.5 Sección estructural 5-5´.....	135
5.6 MODELO SEDIMENTOLÓGICO.....	135
5.7 DATOS PETROFÍSICOS.....	136
5.8 MODELO INTEGRADO DE LOS YACIMIENTOS.....	136
5.8.1 Yacimiento de la arena S6	136
5.8.2 Yacimientos en la arena S7.....	137
5.8.3 Yacimiento de la arena S8	137
5.9 ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	138
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	141
CONCLUSIONES	141
RECOMENDACIONES	142
REFERENCIAS.....	144
APÉNDICES.....	1498

LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación geográfica del área en estudio.....	7
2.2 Ubicación del área de estudio mostrando vías de acceso y pueblos. Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bplívar. (IGVSB, 2003).	9
2.3 Mapa de ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Schlumberger, S.C. 1998).....	13
2.4 Columna estratigráfica de laCuenca Oriental de Venezuela (PDVSA- intevep, 1997).	15
2.5 Rasgos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela. (díaz, a. 2006).....	20
2.6 Subdivisión de la Cuenca Oriental De Venezuela. (Díaz, A. 2006).	22
2.7 Esquema estructural de la Subcuenca De Maturín (Díaz, A. 2006).....	23
2.8 Modelo esquemático de la Subcuenca De Maturín (Díaz, A. 2006).....	24
2.9 Columna estratigráfica de la Subcuenca De Maturín (Carpio, M. 2002).....	26
2.10 División de la Subcuenca De Maturín y ubicación geográfica del trend El Furrial - Quiriquire (PDVSA-CIED,1997).....	27
2.11 Sección estructural del área Norte De Monagas (Carpio, M. 2002).	28
3.1 Apilamiento de parasecuencias. (Allen, G. 1997).....	49
3.2 Morfología de un ambiente fluvial (Alfonsi, P. 1989).	51
3.3 Tipos de ríos, depósitos y curvas asociadas (Alfonsi, P. 1989).	52
3.4 Aspectos geomórficos de un modelo deltáico. (Allen <i>et. al.</i> , 1997).	53
3.5 Diagrama que muestra los agentes marinos de los deltas (Allen, g. 1997).....	54
3.6 Ambiente marino (Schlumberger, 2006).....	56
3.7 Clasificación del ambiente marino según la profundidad y la distancia del continente. (Schlumberger, S.C. 2006).	59
3.8 Foraminífero Trochammina (Schlumberger, S.C. 2006).....	62
3.9 Diagrama que muestra la terminología general de las medidas de los registros (PDVSA - CIED 1997).....	64
3.10 Origen potencial espontáneo (Hunt, E. 1998).	74

3.11 Fundamento de medición de los perfiles de rayos gamma (Schlumberger, S.C. 1998).....	76
4.1 Flujograma de metodología aplicada.	91
4.2 Módulos de ambiente integrado Web Channels.....	93
4.3 Ventana principal del programa S.I.M.D.E.....	94
4.4 Pantalla de inicio de <i>Sigemap v8</i>	95
4.5 Registro tipo pozo J-47.	97
4.6 Ventana de inicio de Autocad 2008.	98
4.7 Ventana de inicio de Microsoft Powerpoint 2007.....	99
4.8 Mallado de las secciones estratigráfica del Campo Jusepín.....	101
4.9 Modelo depositacional de la Formación La Pica, Campo Jusepín. (LAGOVEN, 1987).....	103
4.10 Carta faunal-macrofósiles de la formación La Pica, Campo Jusepín (PDVSA CIED, 1997).....	104
4.11 Intervalos de profundidad de abundancia faunal en el registro pozo J-47.....	105
4.12 Modelo generado por la gerencia de reservas del Campo Jusepín.....	106
4.13 Mapa de falla del Campo Jusepín.	107
4.14 Mallado de secciones estructurales.	110
4.15 Relación entre las curvas Gr y Sp y el tamaño de grano (Schlumberger, S.C. 1998).....	112
5.1 Modelo depositacional zona Sigmoilina.	129

LISTA DE TABLAS

	Página
4.1 Dirección de las secciones estratigráficas.	101
4.2 Dirección de las secciones estructurales.	109
4.3 Parámetros eléctricos.	115
5.1 Listado de pozos utilizado para las secciones estratigráficas y estructurales. .	124
5.2 Parámetros petrofísicos usados.	136
5.3 Límites de los yacimientos de la arena S6.	137
5.4 Límites de los yacimientos de la arena S8.	137
5.5 Cálculos de POES para los yacimientos de la arena S6.	138
5.6 Cálculos de POES para los yacimientos de la arena S8.	139

LISTA DE APÉNDICES

	Página
A DATOS OFICIALES DE LOS POZOS.....	149
A.1 Información oficial de los pozos.....	150
B BASE DE DATOS RECOPIADA	159
B.1 Información recopilada de los registros Sp del campo Jusepín Arena S6.....	160
B.2 Información recopilada de los registros Sp del campo Jusepín Arena S7.....	171
B.3 Información recopilada de los registros Sp del campo Jusepín Arena S8.....	182
B.4 Información de las arenas S6, S7 y S8 en el campo MURI.....	193
B.5 Información de las arenas S6, S7 y S8 en el campo MULATA.....	197
C BASE DE DATOS DE PETROFÍSICA	199
C.1 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J360.....	200
C.2 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J387.....	200
C.3 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J351.....	200
C.4 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J123.....	201
C.5 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J265.....	201
C.6 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J448.....	202
C.7 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J15.....	202
C.8 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J57.....	203
C.9 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J387.....	203

LISTA DE ANEXOS

- 1 MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL ARENA S6
- 2 MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL ARENA S7
- 3 MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL ARENA S8
- 4 MAPA DE PALEOAMBIENTE ARENA S6
- 5 MAPA DE PALEOAMBIENTE ARENA S7
- 6 MAPA DE PALEOAMBIENTE ARENA S8
- 7 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A'
- 8 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B'
- 9 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C'
- 10 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA D-D'
- 11 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA E-E'
- 12 SECCIÓN ESTRUCTURAL 1-1'
- 13 SECCIÓN ESTRUCTURAL 2-2'
- 14 SECCIÓN ESTRUCTURAL 3-3'
- 15 SECCIÓN ESTRUCTURAL 4-4'
- 16 SECCIÓN ESTRUCTURAL 5-5'
- 17 MAPA DE FALLA

INTRODUCCIÓN

Caracterizar las arenas S6, S7 y S8 de la Formación La Pica en el área del Norte de Monagas constituye un reto en cuanto a operaciones de relevante importancia que posee PDVSA Exploración y Producción en el ámbito nacional, ya que esta área actualmente es el principal eje de desarrollo petrolero en la Cuenca Oriental de Venezuela; para ello la gerencia corporativa de reservas dirige estudios como el planteado en la zona Sigmoilina.

El área Norte de Monagas específicamente en la Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental, la cual esta dividida en ocho (8) campos petrolíferos, de Oeste a Este: Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocual, Boquerón, Quiriquire y Pedernales, siendo la Cuenca Oriental de Venezuela la cuenca más importante del país, en cuanto a reservas petrolíferas; y la primera cuenca en magnitud de América del Sur por sus recursos de hidrocarburos. La Cuenca Oriental está situada en la zona Centro-Este del país formando una depresión topográfica y estructural y se constituye como la segunda cuenca más importante de Venezuela. La misma comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre.

Para ello es importante disponer actualmente de secciones, bases de datos y mapas geológicos, entre otros que muestren con razonable certeza las reservas recuperables en años futuros del campo Jusepín, bajo condiciones económicas y de operaciones existentes que permitan cuantificar el potencial de hidrocarburos y así incorporarlos a las estadísticas generales de reservas con las que ya cuenta la empresa petrolera, a su vez generar nuevas propuestas de perforación en la recuperación de reservas remanentes en esta zona.

El desarrollo de esta investigación comprende cinco (5) capítulos, seguido de las conclusiones y recomendaciones: Capítulo I, se define la situación a investigar, se exponen los argumentos que sustentan el planteamiento del problema así como los objetivos que guiaron el desarrollo del trabajo, justificación y los alcances del mismo. Capítulo II, se encuentran las generalidades que trata de manera general las características del área como son su ubicación geográfica, acceso al área, características físico-naturales, la geología regional y local. Capítulo III, antecedentes o estudios previos donde se resume una serie de elementos conceptuales relacionados con el tema de la presente investigación que sirven de base al desarrollo de la misma. Capítulo IV. Se explica la metodología del trabajo, el cual consta del procedimiento de la realización de esta investigación y la forma en que se desarrolló el estudio. Capítulo V, en esta parte de la investigación se indica el análisis, la interpretación y la forma en que se procesaron los datos. Se describen con detalles los resultados, analizando la información a fin de elaborar inferencias al caso y finalmente en las conclusiones y recomendaciones se exponen los resultados obtenidos derivadas de la investigación.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

Este trabajo de investigación nace de la necesidad de cuantificar para la industria petrolera las reservas de petróleo recuperables en el campo Jusepín, para ello la Gerencia Corporativa de Reservas E y P Oriente de PDVSA dirige la ejecución de estudios de yacimientos, cuyo objetivo es el de garantizar el incremento de volúmenes remanente recuperable, con la finalidad de sincerar y/o maximizar los volúmenes de petróleo que pueden ser económicamente explotados con la tecnología actualmente disponible.

El campo Jusepín posee escasa información oficial, por consiguiente es primordial la actualización de dicha data; para la realización de dicha actualización se debe efectuar una caracterización geológica del yacimiento de la zona Sigmoilina de la Formación La Pica apoyándonos en la construcción de los modelos sedimentológico, estratigráfico, estructural y petrofísicos del yacimiento, los cuales de forma integrada determinan los parámetros que condicionan el comportamiento del fluido a través del medio poroso en dicha área.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Caracterizar geológicamente los intervalos arenosos S6, S7 y S8, zona Sigmoilina de la Formación La Pica, Campo Jusepín, estado Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Validar la información geológica y dinámica del área de estudio a través de mapas oficiales del yacimiento, registros de pozos, historia de producción u otra data existente que aporte al proyecto.

2. Elaborar el modelo estratigráfico, mediante correlaciones y secciones estratigráficas utilizando registros eléctricos (GR - SP) con la finalidad de mostrar la continuidad lateral y vertical de los intervalos arenosos.

3. Elaborar el modelo sedimentológico a partir del análisis de electrofacies y la realización de mapas de electrofacies para la determinación del ambiente sedimentario correspondiente a las arenas S6, S7 y S8 de la zona Sigmoidal, pertenecientes a la Formación La Pica del campo Jusepín, estado Monagas.

4. Elaborar el modelo estructural; a través de la validación de fallas y la realización del mapa de fallas y secciones estructurales con la finalidad de obtener el mapa estructural, mapa isópaco y el mapa estructural - isópaco (mapa del yacimiento) en las unidades estratigráficas S6, S7 y S8 de la zona Sigmoidal pertenecientes a la Formación La Pica del campo Jusepín, estado Monagas.

5. Determinar los parámetros petrofísicos tales como porosidad, permeabilidad, volumen de arcillosidad y saturación del agua en caso de tener información adecuada de los pozos, tales como estudios existentes, análisis de núcleo, entre otros que aporten información petrofísica del área.

6. Estimar el petróleo original en sitio y gas original en sitio (POES y GOES) así como las reservas del yacimiento, utilizando el método volumétrico.

1.3 Justificación de la investigación

La caracterización geológica de las arenas S6, S7 y S8, zona Sigmoilina de la Formación La Pica en el subsuelo del Campo Jusepín, esta enmarcada en los planes y proyectos de actualización de reservas remanente recuperable donde se espera recuperar las reservas de petróleo principalmente de pozos abandonados en el área, usando equipos y métodos de operación disponibles.

Estas reservas son revisadas para considerar, entre otras cosas, los niveles de la producción, las revisiones del campo, la adición de nuevas reservas por descubrimiento y estudios de factibilidad económica.

Esta investigación involucra una revisión de la información geológica de los yacimientos, como las profundidades de las arenas de interés, su espesor, así como la validación de los límites de los yacimientos y de sus propiedades petrofísicas. Con el modelo geológico que se pretende generar se estará contribuyendo en la búsqueda de nuevas áreas óptimas para futuras localizaciones, que aumenten la productividad de las arenas y que permitan generar planes de explotación teniendo como punto de partida la información petrofísica arrojada en este estudio.

1.4 Limitaciones de la investigación

Al iniciar la investigación correspondiente al área de estudio se observó que el material con el que se cuenta se encuentra un poco disperso, tanto en las carpetas como en los informes realizados del campo Jusepín.

La no actualización de los registros de pozos en forma digital así como la ausencia de algunos registros en físico no permite obtener los mejores resultados al momento de realizar la evaluación de los pozos.

La información existente de los pozos es muy antigua mostrando en algunos casos inconsistencia a causa malas lecturas y otras donde se ha suprimido la información debido a la calidad del material utilizado en la transcripción de datos.

1.5 Alcance de la investigación

La Gerencia Corporativa de Reservas Exploración y Producción Oriente de PDVSA, propuso actualizar la información existente de los niveles estratigráficos S6, S7 y S8 de la Formación La Pica en el campo Jusepín para generar un modelo geológico actualizado que permita maximizar las potencialidades productivas de dichas arenas. En ese mismo sentido obtener información que sirva de referencia para futuros proyectos de explotación en las arenas Sigmoilinas pertenecientes a la Formación La Pica.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación del área de estudio

El campo Jusepín está ubicado al Noroeste del estado Monagas, 30 km al Oeste de Maturín, la cual limita al Norte con la Serranía de Turimiquire, al Este con los campos de Orocuai, Quiriquire y la ciudad de Maturín, al Oeste con el poblado de Viento Fresco, y al Sur por el río Amana. Abarca una extensión aproximada de 4500 km², en el borde Norte de la Subcuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela. (Caicedo, M. 2007) (Figura 2.1).

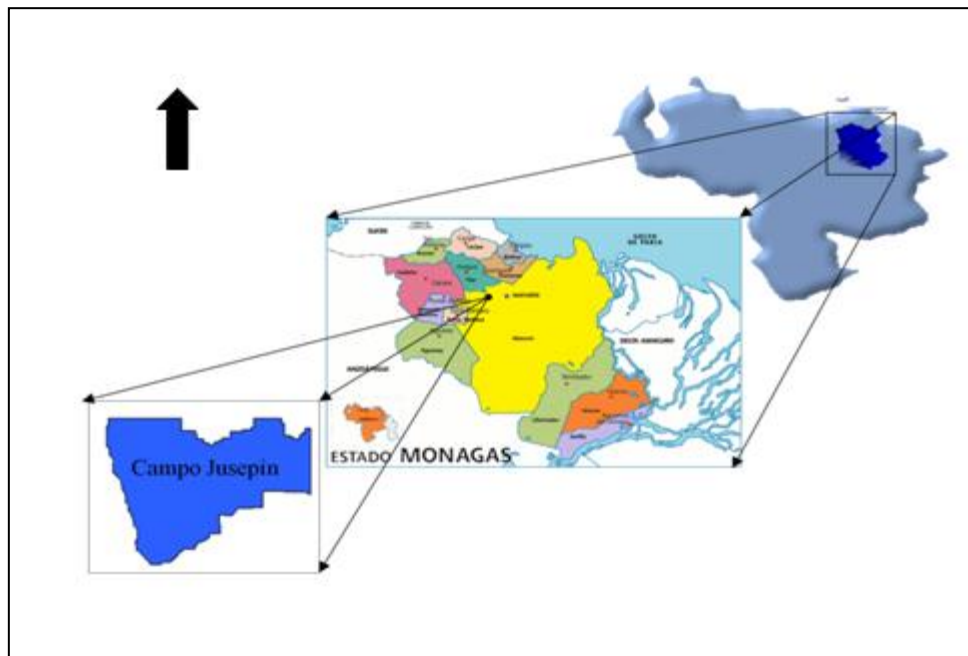


Figura 2.1 Ubicación geográfica del área en estudio.

Desde el punto de vista geológico el campo está enmarcado dentro de una región compleja estructuralmente como resultado de la colisión entre las placas

Caribe y Suramericana, en subsuelo se han encontrado estructuras post-pliocenas relacionadas con el emplazamiento del Corrimiento de Pirital.

El área productora puede ser descrita como una sola unidad conocida como el área Santa Barbara - Jusepín, aun cuando las empresas concesionarias dieron diferentes nombres a sus campos petrolíferos. Conformada por una extensa franja de rumbo N 60° E, con mas de 45 kilómetros de extensión y 7 kilómetros de ancho.

2.2 Vías de acceso

Las principales rutas de acceso son: hacia el Noreste de la zona de estudio, la carretera que va desde la ciudad de Maturín hasta Quiriquire; hacia el Norte la vía que comunica Aragua de Maturín - Guanaguana, y La Toscana-Jusepín-Caicara de Maturín y El Tejero en dirección Oeste. (Caicedo, M. 2007).

Los accesos secundarios en el piedemonte de la Serranía son los caminos de siembra y carga de los campesinos de los poblados y los ríos Aragua, río Chiquito, Punceres, Taguaya, Guayuta y sus diferentes quebradas afluentes. En la Subcuenca, el acceso a los ríos es complicado por sus dimensiones y el tipo de vegetación. No obstante, las actividad petrolera durante años a dejado numerosas picas que cortan las mesas topográficas, Mesa de Antonia al Norte; la mesa de San José y Viento Fresco al Oeste; Paila Chinga y Rucio Viejo-Sabaneta al Sur. (Caicedo, M. 2007). (Figura 2.2).



Figura 2.2 Ubicación del área de estudio mostrando vías de acceso y pueblos. Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bolívar. (IGVSB, 2003).

2.3 Características físicas y naturales del área de estudio

2.3.1 Clima

Según Zinck, U. (1970), el clima en los Llanos Orientales es del tipo tropical seco, hacia el Norte pasa progresivamente a un clima tropical húmedo (Reserva Forestal de Guarapiche y Caripito). Tiene las características siguientes:

1. Pocas variaciones en el régimen térmico: el promedio anual de temperatura es de alrededor de 26°C, con una variación anual pequeña de 2,8 °C. La amplitud térmica diaria fluctúa entre 8°C y 11°C
2. Pluviosidad anual oscila entre 850 mm y 1320 mm.

3. Período lluvioso de 7 a 8 meses; Junio, Julio y Agosto, corresponden a los meses de máximas lluvias (mas de 50% de las precipitaciones anuales).

4. Período seco generalmente de 5 meses, comprendido entre Diciembre y Abril, siendo los meses de mayor sequía Marzo y Abril.

5. Lluvias de corta duración, pero intensidad fuerte, generalmente en forma de chaparrones. Las lluvias de mayor intensidad ocurren principalmente en Junio, es decir, inmediatamente después del periodo seco, cuando la cobertura vegetal esta muy rala.

6. Vientos moderados, pero continuos y de dirección constante procedente del Este-Noroeste con velocidad media anual de 5,8 Km/h en el mes de Abril.

2.3.2 Vegetación

De acuerdo con Zinck, U. (1970), en la mesa Oriental se encuentran los siguientes tipos de cobertura vegetal:

2.3.2.1 Formaciones herbáceas: sabana pastizal o inarbolada que cubre la mayor superficie de la mesa.

2.3.2.2 Formaciones arbustivas: sabana abierta con chaparros y mantecos que caracterizan a las depresiones, los suelos coluviales, algunos montículos granzonosos y el sector meridional de la mesa.

2.3.2.3 Formaciones arborescentes

1. Selva veranera decidua en las colinas de terciario de la mesa de piedemonte en las cercanías de Caicara de Maturín.

2. Selva veranera semidecidua en la región de Quiriquire.

3. Selva veranera siempre verde o bosques semihigrófilo en la mayor parte de la planicie aluvial.

4. Bosques de galerías en las vegas de los ríos Guarapiche y Amana.

5. Morichales en los valles y en los vallecitos de la superficie de la mesa. Morichales y bosques de galería son independientes de las condiciones climáticas generales, y están relacionados con la presencia de mesas de agua freática.

2.3.3 Drenajes

Los ríos que bajan de la Serranía entran en la mesa con una dirección Norte - Sur, para después de unos 20 a 30 km. de curso, orientarse hacia el Este. En la zona de piedemonte y durante la edificación de la Formación Mesa, la orientación de los sistemas depositacionales (ejes y canales de explayamiento) era bastante semejante a la dirección actual de los ríos que bajan de la Serranía. En El Tejero estos canales tienen una dirección Norte a Sureste. En la mesa del río Guarapiche, Zinck, U. (1970) encontraron una dirección Norte – Sur hasta aproximadamente la altura de Jusepín.

2.4 Geología regional

2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Está ubicada entre las regiones Norcentral y Noreste de Venezuela, al Sur de la Cordillera de la Costa y la Serranía del Interior, hasta el Escudo de Guayana, hacia el Este se extiende hacia la Plataforma Continental del Atlántico y al Oeste hasta el Arco de El Baúl, comprende la Subcuenca de Maturín al Este y la Subcuenca de Guárico al Oeste como una depresión estructural y sedimentaria, se encuentra delimitada al Norte por la Cordillera de la Costa y la Serranía del Interior, al Sur por curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca. Hacia el Este hasta Boca Grande con el borde del Cratón de Guayana, al Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la cordillera septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico más allá de la costa del Delta del Orinoco y al Oeste por el lineamiento de El Baúl. (PDVSA-Intevep, 1997).

La Cuenca Oriental comprende a los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, prolongándose hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad, abarcando una superficie de 165.000 Km² aproximadamente, lo cual la hace la cuenca de mayor extensión en el país. Esta Cuenca es del tipo Foreland o de Margen Cratónico, su primera etapa de formación se caracterizó por un régimen extensivo y en la segunda etapa, predominio de movimientos de compresión relacionados con orogénesis y levantamientos. Sus dimensiones oscilan entre unos 800 km de longitud en dirección Oeste-Este y un ancho promedio de 200 km en sentido Norte-Sur. (PDVSA-Intevep, 1997).

La Cuenca Oriental contiene más de 20.000 pies de sedimentos cuyas edades varían del Paleozoico, Cretáceo y Terciario, entre cadenas montañosas situadas al Norte y el Escudo de Guayana, emplazado al Sur.

Toda la cuenca se inclina hacia el Este, de manera que su parte más profunda se encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. (Figura 2.3).

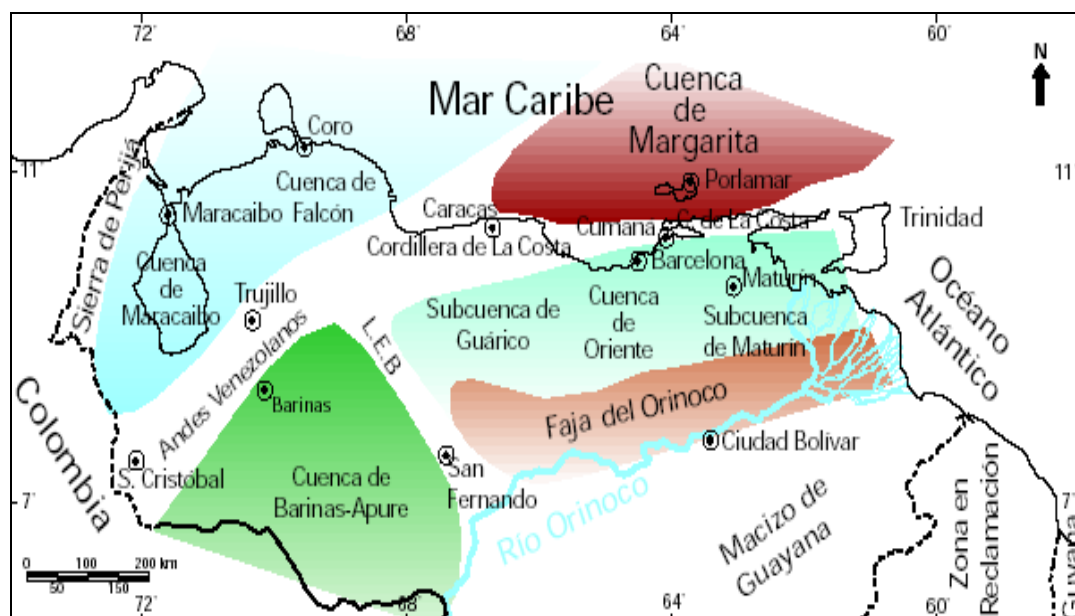


Figura 2.3 Mapa de Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Schlumberger, S.C. 1998).

Representa la segunda cuenca más importante para Venezuela en cuanto a reservas petrolíferas, precedida solamente por la Cuenca de Maracaibo. Si se incluyen las reservas petrolíferas del Orinoco y las áreas prospectivas al Norte de Anzoátegui y Monagas sería una de las cuencas petrolíferas con mayores reservas en el mundo. En esta se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales.

Ambos flancos de la cuenca han sido productores, de hecho es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur por sus recursos de hidrocarburos y probablemente constituye el área petrolífera más importante del país debido a la relevancia de los resultados obtenidos en el desarrollo de los campos El Furrial, Carito, Mulata y Santa Bárbara en el Norte de Monagas, constituyendo en la actualidad uno de los cuatro campos gigantes descubiertos desde 1980 en el Norte de Suramérica. (González et al., 1980).

2.4.2 Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela

La evolución de la cuenca es sencilla por haber estado en el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana, suaves movimientos de levantamientos y hundimientos de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Por consiguiente, aunque la cuenca oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno Superior, ni alcanzo su forma definitiva hasta el Mioceno Inferior (± 20 m.a), su prehistoria se sitúa en el Devoniano-Carbonífero, hace aproximadamente unos 350 m.a. durante este periodo se reconocen tres ciclos sedimentarios separados: Paleozoico Medio-Superior y Superior, el segundo comienza durante el Cretaceo Medio y se hace regresivo durante el terciario Superior y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. (González et al, 1980). La figura 2.4 muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

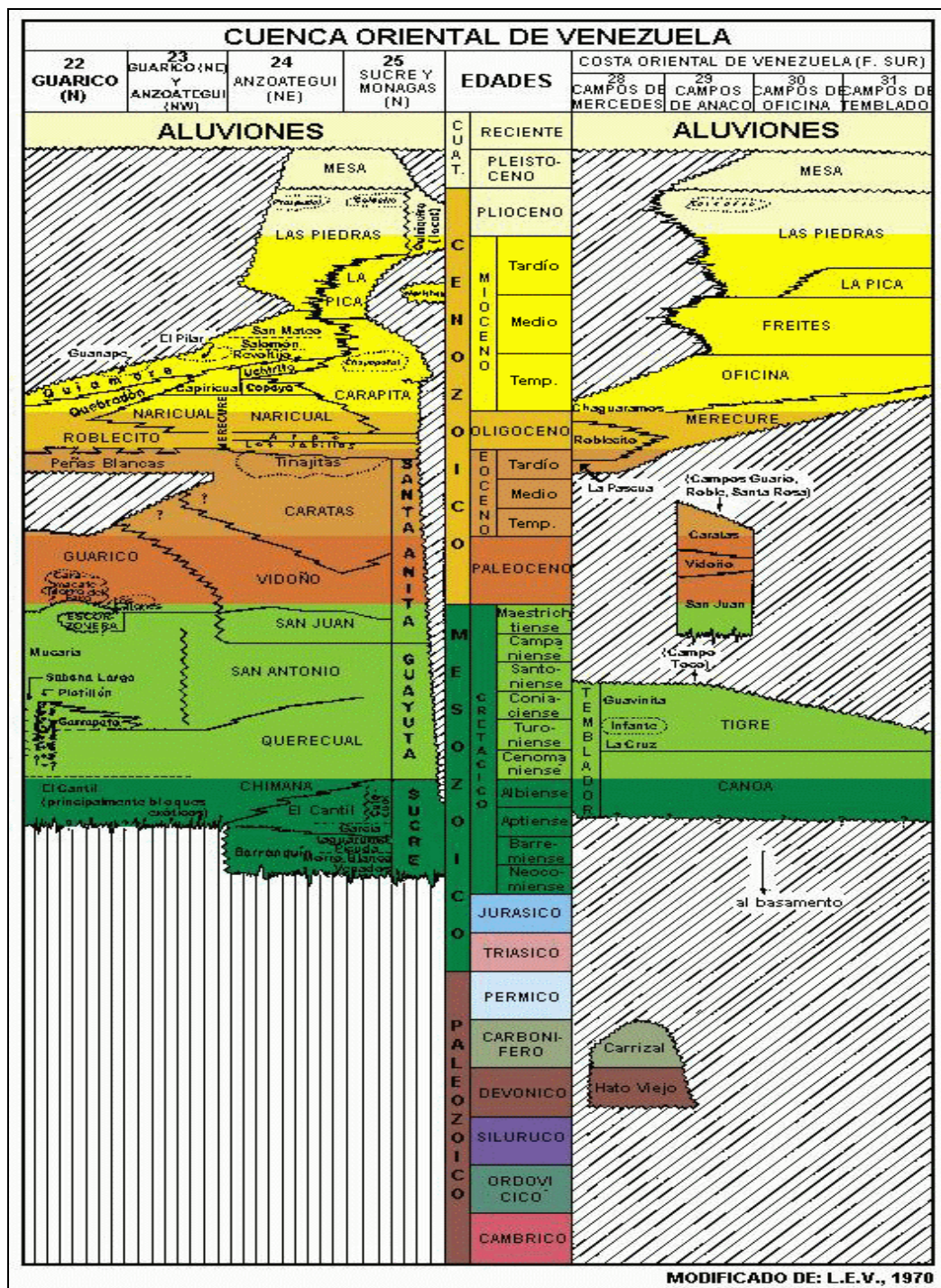


Figura 2.4 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA-Intevep, 1997).

Podemos dividir la evolución tectono -estratigráfica de la cuenca en cinco (5) etapas:

2.4.2.1 Mesozoico temprano: a) el Jurásico se caracteriza por una fase de *rifting* o período de tectónica extensional con estructuras tipo *horst* y *grabens* (González de Juana *et al.*, 1980, y Parnaud *et al.*, 1995). Posteriormente ocurre el levantamiento del Cratón de Guayana, produciendo la retirada de los mares hacia el Norte, ocasionando la erosión de gran parte de los sedimentos de edad Triásico-Jurásico; b) durante el Cretácico Temprano sobre la placa continental, adelgazada y rebajada por erosión, un sistema de margen pasivo se hace dominante. La sedimentación caracterizada por depósitos de plataforma con clásticos basales (Formación Barranquín) es cubierta hacia el Norte por carbonatos de plataforma (Formaciones El Cantil y Chimana), poniendo en evidencia una transgresión hacia el Sur sobre el Macizo de Guayana (González de Juana *et al.*, 1980).

2.4.2.2 Cretácico tardío - Eoceno medio: a) en la parte Norte de la cuenca durante el Cenomaniense-Santonense se depositaron sedimentos batiales (Formación Querecual) y hacia el Sur la Formación Querecual pasa de sedimentos de plataforma marina marginal a continental del Grupo Temblador (Formación Tigre). En este período se produce la fragmentación de la plataforma externa y la subsidencia que marca la mayor transgresión del Turoniense; b) para el Campaniense-Maastrichtiense se inicia un aumento progresivo de capas de areniscas hacia el Norte (Formación San Antonio) y la progradación de Sur a Norte de abanicos clásticos fuera de la plataforma (Formación San Juan). Posteriormente ocurre la sedimentación de lutitas (Formación Vidoño). Al Sur de la cuenca la secuencia se encuentra truncada; y c) durante el Paleoceno-Eoceno Medio continúa la sedimentación en ambientes batiales, se forman depósitos de talud de plataforma (Formación Caratas) y se depositan calizas de plataforma exterior (Miembro Tinajitas), indicando un levantamiento y el

inicio de una nueva etapa de sedimentación en el flanco Norte (González de Juana *et al.*, 1980).

2.4.2.3 Eoceno tardío-Mioceno temprano: a) durante el Eoceno tardío ocurre la deposición de arenas de plataforma (Formación Los Jabillos) provenientes de la Serranía del Interior al Norte y las del Grupo Merecure en el Sur. El ambiente tectónico pasivo del Terciario temprano es interrumpido por la aproximación entre las placas Caribe y Suramericana, produciendo un levantamiento inicial en la región de la Serranía del Interior y una depresión al Sur que marca el principio de la formación de la Subcuenca de Maturín. Además ocurren los primeros aportes provenientes del Norte, que evidencian el inicio del proceso erosivo de la Serranía del Interior; b) el periodo Oligoceno está caracterizado por el hundimiento pronunciado de la Subcuenca de Maturín. Se producen cambios de facies producto de la flexión elástica del basamento hacia el Norte y del efecto compresivo de la placa Caribe. Se deposita la Formación Naricual suprayacente a la Formación Los Jabillos, la cual pasa a conformar las lutitas batiales de la Formación Areo hacia el centro de la cuenca. En el flanco Sur continúa la deposición de las arenas marginales del Grupo Merecure sobre una plataforma estable; y c) durante el Mioceno temprano comienza la sedimentación de lutitas batiales (Formación Carapita inferior), las cuales pasan al Oeste a una facies más somera (Formación Capaya) en el Norte y de clásticos de plataforma marina interna en el Sur debido a sistemas fluvio-deltaicos (Formación Oficina) (González de Juana *et al.*, 1980). Según Parnaud, F. (1995) el margen pasivo finaliza durante el Oligoceno cuando ésta fue interrumpida por la colisión de la placa Caribe contra la placa Suramericana por lo que la cuenca pasa a ser una Cuenca foreland o cuenca antepaís. La colisión oblicua migró progresivamente hacia el Este durante el Oligoceno-Mioceno Temprano, dividiendo la cuenca foreland en tres áreas: a) un área al Sur (desde Cerro Negro a Oritupano) correspondiente a la zona de plataforma, b) una zona central (desde Acema-Casma a Pirital) correspondiente al foredeep, y c) una región al Norte (Norte de la falla Pirital) correspondiente al área sobrecorrida.

2.4.2.4 Mioceno Medio-Tardío: a) durante el Mioceno edio la estructuración de la Serranía del Interior venía acompañada del desplazamiento progresivo del frente de deformación hacia el Sur y el desplazamiento del eje de la cuenca en la misma dirección; b) en el Mioceno Tardío después de la sedimentación de la Formación Carapita superior se produce el levantamiento del alto de Pirital. Esto queda evidenciado por el fanglomerado de la Formación Morichito con sedimentos provenientes de la Serranía del Interior, los cuales nunca pasaron al Sur del alto, y por el cambio brusco de facies existente entre las Formaciones Carapita y La Pica. Por otra parte, los movimientos contemporáneos a la sedimentación se traducen en un cambio en el estilo y dirección de los aportes (González de Juana *et al.*, 1980). Además ocurre la reactivación del bloque de Pirital y deformación reciente hacia el Sur. (PDVSA-Intevep, 1997).

2.4.2.5 Plio-Pleistoceno: el levantamiento de la cadena se intensifica, finalmente el mar se retira de la cuenca. El crecimiento del régimen fluvial proto-Orinoco contribuye en gran parte al relleno de la cuenca y da como resultado la formación de ambientes progresivamente más continentales (formaciones Las Piedras y Mesa). Tectónicamente, el frente de deformación activo se desplaza, formando los últimos cabalgamientos que cortan las series sin llegar hasta la superficie. El régimen de colisión parece haberse desplazado al Este, hacia Trinidad y las islas de las Antillas Mayores (González de Juana *et al.*, 1980). Debido a que el área de estudio se encuentra ubicada en la Subcuenca de Maturín, nos concentraremos únicamente en esta última.

2.4.3 Estructuras de la Cuenca Oriental de Venezuela

Las estructuras presentes en el Noroeste de Venezuela, están asociadas a una subducción de tipo A, donde sucesivos cinturones plegables, obducen la corteza continental. La zona Noreste de Venezuela presenta una extrema complejidad

estructural, caracterizada por la existencia de un sistema de corrimientos y fallas. (PDVSA-Intevep, 1997).

El corrimiento Frontal de Guárico, es un sistema de corrimientos, a lo largo de los planos de estratificación, que se ubica al Norte de la cuenca y tiene una longitud aproximada de 400 km, y representa el límite Norte de la misma.

Los corrimientos frontales de Anzoátegui y Guárico representan varios corrimientos de hasta 50 km de extensión que llegan hasta la Falla de Úrica. La Falla de Úrica fue definida por, como un lineamiento transcurrente ubicada en la zona petrolera de Tácata, siguiendo por Anzoátegui y Monagas, hasta la población de Úrica y desaparece al sur de Barcelona, esta falla conjuntamente con la falla de San Francisco, separa la Serranía de Interior Oriental de la Cuenca Oriental de Venezuela en una zona compleja muy fallada. (PDVSA-Intevep, 1997).

La falla de San Francisco comienza en Cumanacoa, con rumbo N65-80°O, de buzamiento vertical en Quiriquire donde se confunde con el Corrimiento de Pirital. Hacia el extremo Oriental del corrimiento frontal, en el Este se confunde con la falla de Pirital. Esta falla presenta un plano axial de falla principalmente vertical en el campo Quiriquire donde se inclina y buza hacia al Norte (González de Juana et al 1980).

El Corrimiento de Pirital, es un cabalgamiento de sedimentos de edades del Cretácico hasta el Oligoceno sobre la Formación Carapita, la estructura de Pirital coincide con los campos de Santa Bárbara, Jusepín y Quiriquire donde localmente se observan sobrecorridos los sedimentos Cretácicos sobre los sedimentos del Mioceno. Al Sur del sistema de fallas de Pirital se observa una franja de diápiros arcillosos, derivados de las lutitas de la Formación Carapita, que localmente desaparecen como volcanes de barro en Pedernales, que se extienden desde las cercanías de Musipán al

oeste de la cuenca, hasta la zona costera de Trinidad al Este. El anticlinal de Capiricual, es la estructura más predominante de la Cuenca Oriental de Venezuela, está asociado a una zona triangular fallada con edad de 8 a 10 millones de años (Ma). Esta estructura deforma a otra de aspecto triangular algo más antigua (10 a 12 Ma) a la cual se asocia el Sistema de Fallas de Úrica. (Mendoza, V. 2005). (Figura 2.5).



Figura 2.5 Rasgos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Díaz, A. 2006).

2.4.4 Límites de la Cuenca Oriental de Venezuela

Está limitada al Norte con la línea que demarca el piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental, los cinturones ígneos-metamórficos de la Cordillera de Costa/Villa de Cura y de Araya/Paria y la Falla de El Pilar que la separa del Caribe; al Sur con el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca, hacia el Este de Boca Grande, siguiendo aproximadamente el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Este continúa por debajo del Golfo de Paria, abarcando la parte ubicada al Sur de la cordillera septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico Ecuatorial al Oeste de la costa del Delta del Orinoco; y hacia el Oeste con

el levantamiento o Arco de El Baúl y su conexión estructural con el cratón, el cual sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao, (González de Juana et al. 1980).

La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este.

2.5 Geología local

2.5.1 Subcuenca de Maturín

La subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Es una cuenca alargada, asimétrica de dirección N 50°E. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acunamiento de las unidades estratigráficas hacia el Sur definen dos dominios operacionales: uno al Norte del Corrimiento de Pirital y otro al Sur. Las unidades tectono-estratigráficas en el flanco Norte de la Subcuenca Maturín, son complejas relaciones tectónicas y estratigráficas de las unidades sedimentarias que constituyen los equivalentes verticales y laterales de la Formación Carapita en el subsuelo; mientras que al depositarse sedimentos en ambientes profundos de Surco al Sur, mientras que al Norte del Alto de Pirital se desarrolló una cuenca de ambientes someros y continentales. (Figura.2.6).

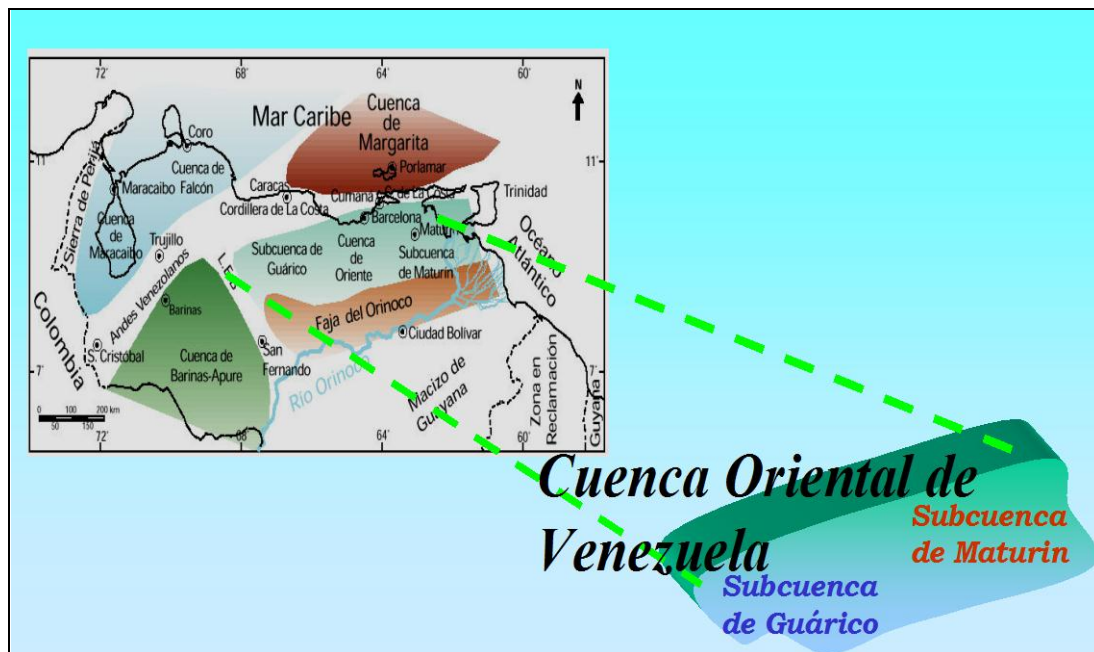


Figura 2.6 Subdivisión de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Díaz, A. 2006).

El origen de la Subcuenca de Maturín puede explicarse por la sobrecarga de cabalgamientos encima del Escudo Guayanés, lo cual dio como resultado una diferencia en la compensación isostática produciendo el arqueamiento hacia el Norte de la superficie de la Placa Suramericana. La estructura constituye la parte Este de la Cuenca Oriental de Venezuela.

El flanco Sur de la Subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo – metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo; su flanco Norte, donde se encuentra el Norte de Monagas, está asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el Sur y caracterizado, por la presencia de estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana en el Oligoceno transformando la cuenca de margen pasivo a cuenca de Antepaís lo que

genero elementos tectónicos, donde el modelo actual divide a la cuenca en tres bloques estructurales (Figura 2.7).

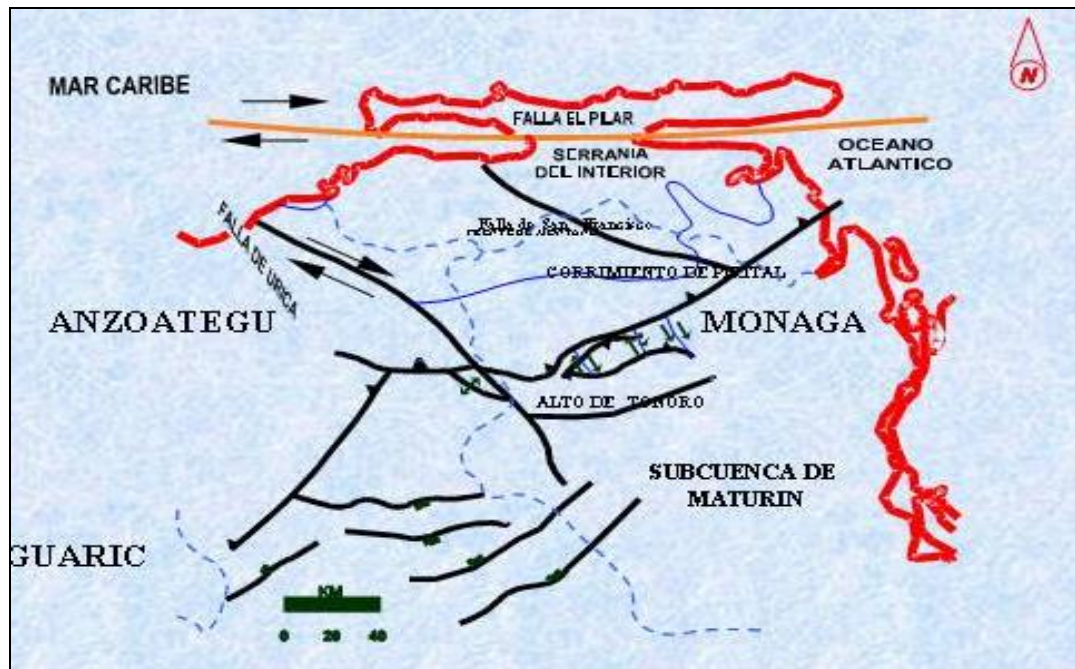


Figura 2.7 Esquema estructural de la Subcuenca de Maturín (Díaz, A. 2006).

En la Subcuenca de Maturín es posible identificar de Sur a Norte tres zonas diferentes según el grado de complejidad estructural progresiva:

1. Al Norte una zona compresiva representada por la Serranía del Interior y el bloque alóctono de Pirital, cuyo límite Sur es el Corrimiento de Pirital, que representa el rasgo estructural más importante del área. También se encuentran pliegues concéntricos de gran escala.

2. Al Sur, se encuentra una zona extensiva relacionada con la plataforma estable de la cuenca.

3. En la parte central, se encuentra el bloque parautoctono, constituido por el alineamiento Tejero – Furrial, el cual corresponde a una zona de transición representada por un conjunto de escamas o imbricaciones frontales y corrimientos que se horizontalizan en profundidad y a los cuales están asociadas las grandes acumulaciones de petróleo en el Norte de Monagas.

Por otro lado las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la subcuenca de Maturín se presentan como complejas relaciones tectónicas y estratigráficas de las unidades sedimentarias que constituyen los equivalentes verticales y laterales de la Formación Carapita en el subsuelo, mientras se depositaban sedimentos en ambientes profundos de surco al Sur, al Norte del Alto de Pirital se desarrolló una cuenca del tipo “Piggy-Back” (Intracuenca) con ambientes someros y continentales. (Figura 2.8).

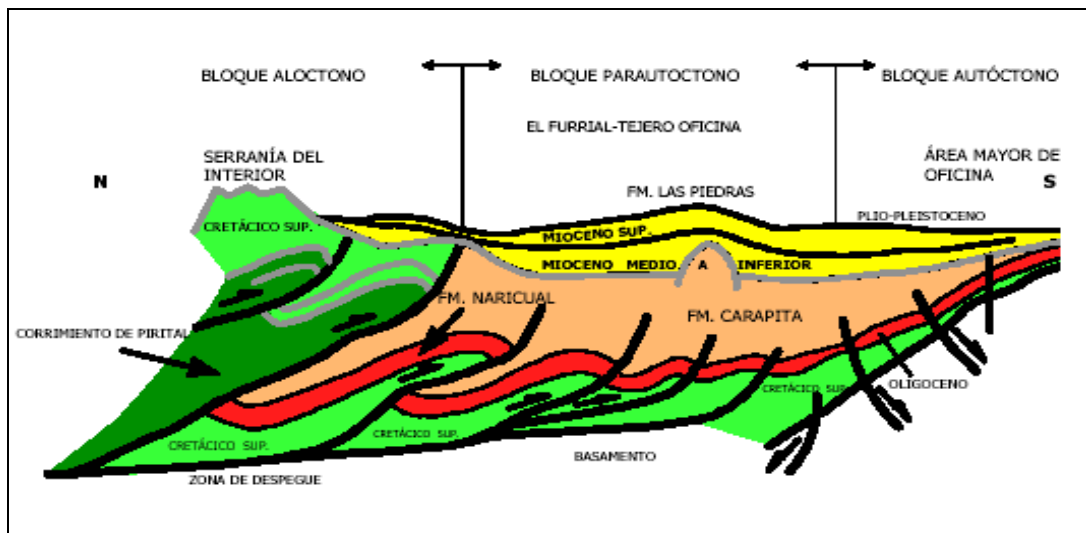


Figura 2.8 Modelo esquemático de la Subcuenca de Maturín (Díaz, A. 2006).

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco Norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador, en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno – Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio – deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble del espesor que su equivalente (Formación La Luna) en Venezuela Occidental. Con similares características de roca madre. Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco Norte de la Subcuenca, no se puede establecer con claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades Cretácicas hacia el Grupo Temblador del Sur; sin embargo, se estima que para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre cercana.

Los yacimientos más importantes son de edad Terciaria; en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las formaciones: Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras – Quiriquire (molasa mio – pliocena) revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, para los entrapamientos de hidrocarburos. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia Cretácico – Terciaria en el flanco norte de la sub-cuenca, son las formaciones Vidoño, Areo, y Carapita. Estas dos últimas

también pueden ser contenedoras de yacimientos lenticulares. Son de particular importancia los lóbulos turbidíticos de la Formación Carapita (Miembro Chapapotal).

Los principales campos petrolíferos, de Este a Oeste y en el Norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocual, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. Hacia el Sur de la subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia.

En su límite Sur, la subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos Neógenos y roca madre Cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico – Neógeno y Basamento – Neógeno. (Figura 2.9).

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA LOCAL DE LA SUBCUENCA DE MATURÍN			
ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACIÓN
CENOZOICO (72)	CUATERNARIO (2)	PLEISTOCENO (1) EL ESTO CENO (1)	MESA
	TERCIARIO (70)	PLIO CENO (10)	LAS PIEDRAS LA PICA
		MIO CENO (15)	CARAPITA
		OLIGOCENO (10) EOCENO (20) PALEOCENO (15)	NARICUAL VID OÑO
			SAN JUAN SAN ANTONIO QUERRECUAL CHIMANA EL CANTIL BARRANQUIN
MESOZOICO (130)	CRETACEO (55)		

Figura 2.9 Columna estratigráfica de la Subcuenca de Maturín (Carpio, M. 2002).

El cuadro estructural de la Subcuenca de Maturín evidencia una complejidad tectónica, destacándose fallamientos como el de Úrica y Anaco, la Falla Furrial-Carito, el omo de Tonoro y el Corrimiento de Pirital (Bloque Alóctono) que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión. (Figura 2.10).

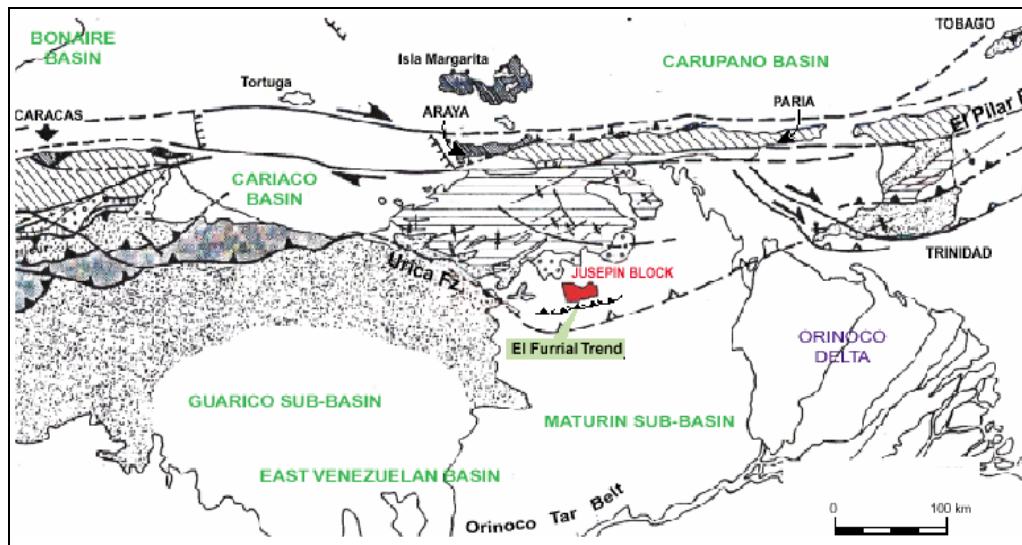


Figura 2.10 División de la Subcuenca de Maturín y ubicación geográfica del Trend El Furrial - Quiriquire (PDVSA-CIED,1997).

2.5.2 Área Norte de Monagas

El Área del Norte de Monagas, se encuentra localizada al Este de Venezuela y forma parte de la Cuenca Oriental de Venezuela. Está enmarcada entre las poblaciones de Punta de Mata al Norte, Santa Bárbara y Musipán al Sur, El Tejero al Oeste y El Furrial al Este.

Se divide en cinco campos de gran importancia operacional: Santa Bárbara, Pirital, El Carito, Mulata y El Furrial, Comprende un área de 515 kilómetros cuadrados aproximadamente. Esta área se caracteriza, por poseer grandes

profundidades y dimensiones, altas presiones y temperaturas, grandes heterogeneidades, y complejas columnas de fluidos.

El Norte de Monagas presenta una estructura anticlinal en dirección Noreste - Suroeste, interceptada por fallas inversas y normales y que se caracteriza por tener un alto ángulo de buzamiento al Norte - Sur que podría estar asociado a movimientos horizontales de bloques. Los campos que pertenecen al Norte de Monagas son independientes uno del otro debido a las fallas que presentan entre sí (Figura 2.11).

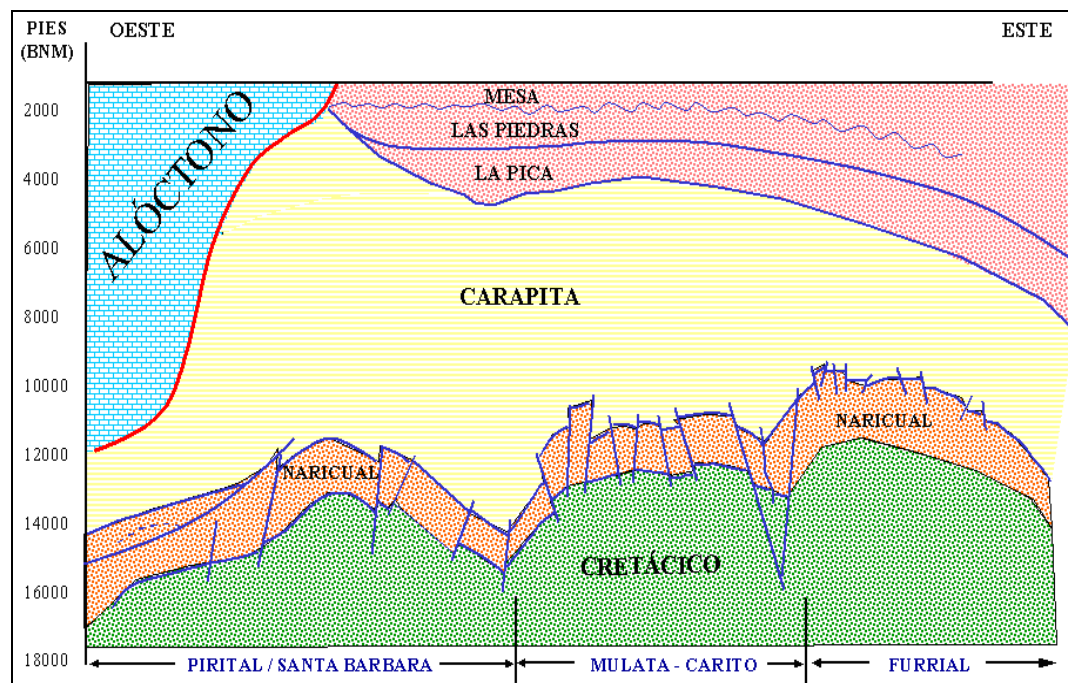


Figura 2.11 Sección estructural del Área norte de Monagas (Carpio, M. 2002).

Los yacimientos más importantes son de edad Terciaria; en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (CretácicoTardío), y en unidades tan jóvenes como las formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras Quiriquire (Molasa Mio-Plioceno).

Revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, Carito y Santa Bárbara para los entrapamientos de hidrocarburos. (González de Juana et al, op cit).

Los campos productores de gas condensado y petróleo volátil más importante del Norte de Monagas son Santa Bárbara y Pirital, los cuales contribuyen con el 23% de la producción diaria del petróleo y representan una parte significativa de las reservas probadas de P.D.V.S.A. Estos conjuntamente con el Furrial, Mulata y Carito, constituyen los yacimientos profundos de alta presión más prolíficos del Oriente de Venezuela.

La gravedad de los crudos es bastante diversa, en los campos de El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare y La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41° API.

En los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; en la Faja del Orinoco los crudos pesados y extrapesados constituyen la característica esencial.

En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros: La Faja del Orinoco en el flanco Sur, y los campos de Quiriquire, Manresa y Guanaco en el flanco Norte (estos dos últimos contienen hasta crudos extrapolados). Los principales yacimientos productores de Santa Bárbara (área Tejero/Bosque) y Pirital lo constituyen los horizontes de las formaciones del Cretáceo (sin diferenciar), los cuales han sido divididos con un lenguaje operacional, del tope a la base en unidades denominadas KB, KC, KD, KK; y la unidad Kp del Cretáceo Paleoceno y la Formación Naricual del Oligoceno, siendo las últimas de las mencionadas las de mayor productividad. Se observa una marcada variabilidad vertical de la calidad de la roca yacimiento, en

general la calidad disminuye con la profundidad y dependiendo de la posición estructural de las formaciones, estas pueden contener gas condensado, petróleo volátil, petróleo negro y agua.

2.5.3 Formación La Pica

En la localidad tipo la Formación La Pica consiste en lutitas grises, limolitas, con desarrollos importantes de areniscas arcillosas de grano fino. En el área mayor de Santa Bárbara, según la descripción de De Sisto (1961-a), la zona basal “E” es una cuña de lutitas grises, con algunas arenas y limolitas. La zona “E” está constituida por arenas fiabiles de grano fino, que forman numerosos lentes separados por intervalos lutíticos. La zona “D” es también lutítica, con muy pocas arenas, mientras que la “C”, presenta un desarrollo de areniscas similar al de la zona “E”. La zona “B” es un intervalo lutítico, y la zona superior “A’1, consiste en limo litas, lutitas limosas y areniscas laminadas, de grano fino. En Pedernales, según Barnola (op. cit.), el Miembro Amacuro está formado por lutitas y arcillas grises a verdes, micáceas y carbonáceas, con intercalaciones de limos y arenas limosas. El Miembro Pedernales está formado por areniscas de grano medio, con intercalaciones de lutita.

El Miembro Cotorra está constituido por areniscas de grano fino, areniscas limosas y limo litas estratificadas con arcillas y lutitas de color gris azulado a verde. Esta unidad estratigráfica para el campo El Furrial, está caracterizada litológicamente en su parte superior por una secuencia de arcillas grises, solubles e hidratables que gradan a lutitas grises verdosas moderadamente blandas limosas con intercalaciones de areniscas de granos finos a medios mal consolidados. La parte media y basal de esta formación está compuesta por lutitas grises a verdosas, moderadamente compactadas con intercalaciones de areniscas de grano fino. Su edad comprende desde el Plioceno al Mioceno Superior, y según las características litológicas, las pocas estructura sedimentarias descritas, la forma de la curva de potencial espontáneo

y la microfauna estudiada permiten afirmar que la formación La Pica se depositó en un ambiente marino somero, en forma de barras litorales modificadas por la acción de las olas y corriente litorales.

2.5.3.1 Geología: la Formación la Pica posee un total de 24 horizontes productores repartidos en dos zonas; una superior denominado Zona Sigmoilina con 7 horizontes y la Zona Textularia con 17 horizontes; cada uno de ellos forma a través de toda el área una serie de yacimientos independientes, separados entre sí por fallas de diferentes magnitudes. Antes de ocurrir los movimientos orogénicos que finalizaron en la configuración actual, es menester comentar que la sedimentación de la Formación La Pica estuvo influenciada por la inclinación regional hacia el Sur de la superficie de sedimentación y por la presencia de algunos altos topográficos (Ledezma, E. 1998).

El poco espesor que presentan las arenas de la Formación la Pica y el contenido de lutita intercalados en las mismas demuestran lo cambiante del ambiente depositacional. Todas las arenas representan secuencias de grano más grueso hacia arriba y conforman mantos de excelente continuidad lateral, que al sur del campo es interrumpida por fallamiento normal. Hacia el Norte, las arenas se acuñan cerca de la paleo costa y al Sur desaparecen por cambio de facies al profundizar la cuenca en esa dirección. La base de esta formación está definida por una discordancia de tipo erosiva que define el tope de la Formación Carapita (Ledezma, E. 1998).

La Formación La Pica se extiende desde el área mayor de Santa Bárbara, al Norte del estado Monagas hacia el Este, pasando por el campo Pedernales, hasta el campo Posa, en la parte Sur-Central del Golfo de Paria. Hacia el Sur la formación llega hasta la porción Norte de los campos del Sur de Monagas. No se presenta en superficie, excepto por pequeños afloramientos expuestos en las islas Pedernales y Plata en la punta norte del estado Delta Amacuro (De Sisto, J. 1975).

En el Área Mayor de Santa Bárbara, la zona productora de la Formación La Pica es un cinturón que se extiende desde Mata Grande hasta Jusepín, con una extensión superior a los 40 km. de largo por 7 km. de ancho. La Formación La Pica en el área de Jusepín se adelgaza rápidamente y se acuña sobre la discordancia mayor La Pica en el norte, o sobre el corrimiento anterior de Pirital. Las capas individuales de areniscas y lutitas de la formación también se adelgazan hacia el Norte; las areniscas desaparecen hacia el Sur y el Este por transición a lutitas o por erosión en discordancias intraformacionales. La Formación La Pica comprende dos conjuntos operacionales productivos: la zona inferior, conocida como arenas Textularia, y una zona superior, denominada arenas Sigmoidina. Una zona más alta, denominada Cassidulina, no muestra producción. Dicha formación yace por debajo de la Formación Las Piedras y suprayace discordantemente sobre la Formación Carapita. Hacia el centro de la cuenca, esta relación se hace concordante y lateralmente equivalente. Al Sur, la formación pasa transicionalmente a la Formación Freites. El contenido faunal y la litología de La Pica, indican un ambiente marino somero cercano a la costa. Los eventos tectónicos contemporáneos con la sedimentación originaron una secuencia complicada de transgresiones y regresiones, y a las discordancias intraformacionales señaladas por De Sisto y Barnola (De Sisto, J. 1975).

Las arenas de la formación La Pica, se acuñan hacia el Norte contra la discordancia Pre-La Pica y desaparecen hacia el Sur por cambios de facies.

Los yacimientos están constituidos por mantos de arenas continuos en toda la extensión del campo depositado en un ambiente marino somero.

La continuidad de las arenas es interrumpida hacia el Sur por fallas normales sellantes, con lado deprimido hacia el Sur y saltos variables entre 20 y 130 pies.

2.5.3.2 Litoestratigrafía: La Formación la Pica ha sido subdividida basado en marcadores eléctricos en cuatro biozonas nombradas de más joven a más vieja, Cassidulina, Sigmoilina, Textularia y Frondicularia. (LAGOVEN, S.A. 1988).

1. La zona Cassidulina es arcillosa con muy pocas láminas de arenas intercaladas y no contiene yacimientos de hidrocarburos. El límite Cassidulina-Sigmoilina es fácilmente identificable y correlacionable excepto hacia el Sureste del campo. (LAGOVEN, S.A. 1988).

2. La zona Sigmoilina ha sido subdividida en siete subunidades; S-S se refiere a la lutita del tope y S-A hasta S-F para cada uno de los intervalos arenosos. En general, Sigmoilina está constituida por intercalaciones de arenas, blandas, micáceas, arcillosas, masivas a laminadas con laminillas de arena fina, suelta. La forma de los registros eléctricos sugiere que las arenas son en ocasiones secuencias de grano más grueso hacia arriba, pero secuencias de grano más fino y combinaciones de ambas también ocurren. Las arenas de Sigmoilina son fáciles de correlacionar, están mejor desarrolladas hacia el Norte y el Oeste y son más arcillosas hacia el Sur y Sureste hacia donde desaparecen, por cambio laterales de facies, empezando por las mas superiores. Un intervalo lutítico de 100 a 150 pies de espesor, separa la zona Sigmoilina de la infrayacente zona Textularia. (LAGOVEN, S.A. 1988).

3. La zona Textularia ha sido subdividida en tres unidades; superior, medio e inferior. La Textularia Superior comprende los intervalos J-1 hasta J-12 inclusive, la Textularia Medio constituida por los intervalos J-13 a J-16 y finalmente la unidad Textularia Inferior que incluye los intervalos J-17 a J-21. Los intervalos J-1 a J-5 son los mas difíciles de correlacionar y casi no contienen arenas con hidrocarburos excepto en la parte Norte-Noreste del campo. El intervalo J-6 a J-12 constituye las llamadas arenas de Textularia Superior, las cuales son de fácil correlación excepto, en el Norte de algunas se juntan y otras desaparecen por acuífamiento contra la

discordancia Pre-La Pica, y en el Sur-Sureste donde desaparecen por cambio de facies. El intervalo esta constituido por una alternancia de arenas y lutitas. Las arenas son marrón claro a grises, de grano muy fino, blandas a poco consolidadas, micáceas, arcillosas, carbonosas, arenas, masivas a laminares con laminas irregulares de arena muy fina de color claro. El tope de la arena J-6 en casi todo el campo ha sido afectado por una erosión que localmente corta hasta la J-9. (LAGOVEN, S.A. 1988).

En general Textularia Superior suprayace concordantemente a Textularia Medio excepto en la porción Noreste del campo donde descansa discordantemente sobre la Formación Carapita. La unidad Textularia Medio, intervalos J-13 a J-16, cubre concordantemente a Textularia Inferior, pero en el Noreste del campo recubre en forma discordante la Formación Carapita.

El intervalo consiste principalmente de lutitas masivas a pobremente laminadas, duras, glauconíticas, piríticas, fosilíferas, calcáreas, sideríticas, limolíticas. Las arenas son laminadas, arcillosas de grano muy fino micáceas. El registro de SP indica que cada uno de los intervalos forma una secuencia de granos mas gruesos hacia el tope, indicando mayores niveles de energía en la cuenca. La unidad Textularia Inferior, arenas J-17 a J-21, recubre concordantemente las lutitas de Frondicularia, excepto en la parte Norte-Noreste donde cubre en forma discordante la Formación Carapita. La unidad consiste de intercalaciones de arcillas y arenas, principalmente arenas, las cuales son marrones a grises, blandas limosas, de granos muy fino, micáceas, carbonosas, pobremente estratificadas que hacia el Sur pasan a lutitas comenzando por las arenas superiores. Las lutitas son de colores oscuros, fosilíferas, y arenosas con pequeñas bolsas y lentes irregulares de arenas limosas, blandas, grises, de granos muy finos. La forma de la curva de registro eléctrico muestra son de granos mas gruesos hacia el tope, aunque los espesores individuales de arena son menores hacia arriba debido a una mayor profundidad de la cuenca.

4. La zona Frondicularia cubre discordantemente la Formación Carapita y esta constituida, principalmente, por lutitas de color oscuro, masivas a laminadas, medianamente duras, fosilíferas, micáceas, piríticas, glauconíticas, ocasionalmente con láminas delgadas de arenas micáceas de granos muy finos. La zona se acuña hacia el Norte contra la discordancia Pre-La Pica.

2.5.3.3 Calidad del yacimiento: Las correlaciones estratigráficas claramente ilustran la excelente continuidad lateral de las arenas la cual es interrumpida hacia el Sur por fallas normales. Los intervalos arenosos, son de granulometría muy fina donde más del 50% de los granos son de tamaño igual o menor a 63 micrones. Los intervalos productores, son también ricos en minerales de arcillas incluyendo Montmorillonita, Illita, Clorita y Kaolinita, de carácter pobremente cementadas, con los mayores valores de porosidad y permeabilidad hacia el tope. En las arenas se han identificado además minerales tales como glauconita, siderita, pirita y marcasita.

En la zona Sigmoilina, se han medido entre 20 y 60 pies de arena neta petrolífera, el mayor valor en el sector Noreste del campo, con porosidades atmosféricas que oscilan entre 21 y 25%, se desconocen los valores de permeabilidad en este miembro.

2.5.3.4 Ambiente sedimentario: Las características litológicas, las pocas estructuras sedimentarias descritas, la forma de la curva de potencial espontaneo y la microfauna estudiada permiten afirmar que la formación La Pica se deposito en un ambiente marino somero, en forma de barra litorales modificadas por la acción de olas y corrientes litorales. Todas las arenas representan secuencias de grano más grueso hacia arriba y conforman mantos de excelente continuidad lateral, que en el Sur del campo es interrumpida por fallamiento normal. Hacia el Norte, las arenas se acuan cerca de la paleocosta y hacia el Sur desaparecen por cambios de facies al profundizar la cuenca en esa dirección. El tamaño de grano predominante sugiere una cuenca

relativamente tranquila donde la profundidad del agua era constante. Algunas arenas tales como la J-9 y la J10/11, muestran topes gradacionales lo cual se interpreta como indicativo de ligeras transgresiones o variaciones en el nivel de las aguas.

2.5.3.5 Estructura: La formación La Pica en el campo Jusepín está plegada en sinclinales y anticlinales dispuestos escalonadamente, orientados suroeste-noreste y Oeste-Suroeste-Este-Noreste. El eje del sinclinal principal esta inclinado al Este.

En la parte Sur del campo el yacimiento está cortado por numerosas fallas normales orientadas Oeste-Suroeste-Este-Noreste con lado deprimido hacia el Sur y secciones omitidas que varían entre 25 y 130 pies. Todas estas fallas se han interpretados a partir de secciones omitidas en pozos, suplementados con datos de presión, pruebas de pozos y contacto petróleo-agua. No se encontraron evidencias inequívocas de fallamiento sin sedimentario. Se cree que la mayoría del fallamiento ocurrió cerca de o al finalizar la sedimentación de la zona Sigmoilina.

Las falla más al Norte, constituyen una barrera d presión. Evidencias de producción y presión indican que dichas fallas son sellantes y subdividen al yacimiento en dos sectores; un sector Norte no fallado y un sector Sur intensamente fallado. Sobre las características sellantes de otras fallas en el Sur del campo no se tienen evidencias conclusivas, requiriéndose para ello de estudios adicionales de Ingeniería de Yacimientos relacionados con análisis detallados de datos de presión, pruebas e información de producción.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), (1975) “**Informe Geológico del Área de Mulata-Jusepín, estado Monagas**” concluyen que la zona de Sigmoidina se adelgaza hacia el Norte y sur del área debido al acunamiento progresivo de Sur a Norte de los intervalos contra la discordancia del tope de la Formación Carapita y a la erosión que afectó el área después de su deposición, llegando al punto de eliminar por completo todo el intervalo arenoso de la formación. Además la zona de Sigmoidina alcanza su máximo desarrollo dentro del área en la parte suroeste de la misma.

Rossi, T. (1985) “**La Serranía del Interior Oriental**” hace una síntesis paleogeografía y geodinámica, definiendo estilos estructurales por medio de levantamiento de campo, datos bibliográficos y estudio de líneas sísmicas sobre un transecto Cariaco – Maturín.

LAGOVEN (1988) “**Estudio de Inyección de gas en la arena J-6 del yacimiento La Pica-01 del campo Jusepín**” señalan que las arenas de la Formación La Pica, se acunian hacia el norte contra la discordancia Pre-La Pica y desaparecen hacia el sur por cambios de facies. Los yacimientos están constituidos por mantos de arenas continuos en toda la extensión del campo depositado en un ambiente marino somero.

Según Basanta L.; Basanta M, (2002), “**Caracterización Geológica de las arenas Sigmoidina y Textularia pertenecientes a la Formación La Pica en los campos Murí y Mulata Norte, estado Monagas**” realizaron una identificación de

las propiedades de las arenas de La Pica las cuales producían en esos Campos, recalculando parámetros petrofísicos promedios de dichas arenas, así como calculando los hidrocarburos provenientes de las mismas.

Según Rojas, Roberto. (2008), " **Determinación del área y volumen de la Formación La Pica en toda la Cuenca Oriental de Venezuela**" concluye que la formación la pica tiene un área aproximada de 21.290 Km², un perímetro aproximado de 736 Km, que los mayores espesores de la formación la pica se encuentran en el centro de estado Monagas al norte del campo las piedritas (mayores a 9000 pies) y la envolvente de la formación evidencia una sedimentación noroeste sureste, siendo la serranía del interior su principal fuente.

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Caracterización geológica de los yacimientos

La caracterización de un yacimiento debe incluir la descripción de la estructura y la geometría del mismo, además de una definición de sus propiedades estáticas y dinámicas.

La primera fase de una caracterización geológica es el diagnóstico de las cualidades del yacimiento incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y la calidad de los datos son suficientes para hacerla (Rojas, H. 2007).

3.2.2 Modelo estático

Es la descripción física y geológica del yacimiento, se inicia con el estudio e interpretación de los distintos registros de pozos para determinar la orientación,

distribución y geometría de los elementos estructurales del área en estudio, así como los principales parámetros petrofísicos para evaluar un yacimiento.

El modelo estático está constituido por el modelo estratigráfico, modelo estructural y el modelo sedimentológico (PDVSA – CIED, 1997).

3.2.2.1 Modelo sedimentológico: la caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de las unidades de flujo y los yacimientos presentes en el área. (Mejía, J. 1980).

El proceso comienza con la identificación y codificación de las facies, las unidades sedimentarias a partir del afloramiento, muestras de los núcleos, muestras de canal y pared. Posteriormente se realiza la calibración núcleo perfil cuyo objetivo es extrapolar la información hacia los pozos vecinos. Se identifican además la superficie de máxima inundación, discordancias y superficies transgresivas con el fin de establecer los límites del yacimiento (Mejía, J. 1980).

3.2.2.2 Modelo estructural: definir la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues, buzamientos) del área de estudio es el principal objetivo de este proceso, así como delimitar las estructuras o cierres que afecten el objetivo.

Este marco abarca la revisión de la Geología regional y local para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimientos. Si se dispone de sísmica de mayor resolución, se podrán delimitar trampas estratigráficas

más sutiles como acuñaientos, capas delgadas y apilamientos de cuerpos. (Díaz, A. 2006).

3.2.2.3 Modelo estratigráfico: desde el principio de la industria petrolera, construir el marco estratigráfico de un depósito ha sido posiblemente la más tradicional entre las tareas de los geólogos. Se refiere a considerar la correlación de todos los pozos posibles para definir las superficies que limitaron las principales unidades del yacimiento. El objetivo general del modelo estratigráfico es definir la naturaleza y ubicación de las principales unidades de flujo, es decir, identificar las unidades estratigráficas que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica. (Consentino, L. 2000).

3.2.2.4 Modelo petrofísico: el estudio se inicia con el análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos o para recalibrar algunos perfiles, pasando luego a una fase de edición y normalización este procedimiento está basado en aplicaciones estadísticas y permite reutilizar e incorporar datos viejos a la caracterización del yacimiento. (Díaz, A. 2006).

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos parámetros basados en el origen y ambiente sedimentario común. (Díaz, A. 2006).

Luego se realiza la correlación núcleo perfil con el fin de obtener relaciones para porosidad, volumen de arcillas, exponente de saturación, coeficientes de cementación, que permitan ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y extrapolar estas relaciones a los pozos sin datos de núcleo. (Díaz, A. 2006).

3.2.3 Formación

Es un cuerpo de roca que se caracteriza por su homogeneidad litológica; es prevaleciente pero no necesariamente tabular, y es maleable en la superficie de la tierra o puede seguirse en subsuelo. La formación es la unidad fundamental en la clasificación estratigráfica de las rocas, Las características litológicas distintivas pueden comprender la composición química y otros rasgos suplementarios tales como marcas de corrientes, estratificación cruzada, la presencia de fósiles o de minerales poco comunes, estructura esquistosa o gnéissica en las rocas metamórficas y textura en las rocas ígneas. (Krumbein, J. y Sloss, E. 1969).

3.2.4 Yacimiento de hidrocarburo

Son unidades volumétricas formadas por uno o más cuerpos de rocas reservorio en el subsuelo y que contienen hidrocarburos líquidos y/o gaseosos. Las rocas reservorio son porosas y permeables, y la estructura que las contiene se ve limitada por una barrera impermeable que entrapa a los volúmenes de hidrocarburos cuya estructura está gobernada por fuerzas gravitatorias. Para que estas acumulaciones de hidrocarburos sean consideradas como yacimientos, deben ser económicamente rentables para su explotación.

3.2.5 Estrato, capa, horizonte o manto

Una capa es la más pequeña unidad estratigráfica de roca que se reconoce en la clasificación definida dentro de una formación. (Krumbein, J. y Sloss, E. 1969).

3.2.6 Trampa

Es donde ocurre la acumulación del recurso en el subsuelo (petróleo y/o gas). Puede ser estructural, estratigráfico o una combinación de ambas. (Spalletti, L. 2006).

3.2.7 Cuenca sedimentaria

Es una depresión de tamaño variable donde se acumulan los sedimentos y cuyo relleno registra la evolución paleo-geográfica de la misma. El relleno no sólo está formado por sedimentos, sino también por discordancias y superficies no depositacionales. Una cuenca sedimentaria, es por tanto, una zona de la corteza terrestre que, durante un período de tiempo, ha estado sometida a subsidencia y en la que la sedimentación ha rellenado, parcial o totalmente el volumen disponible (Spalletti, L. 2006).

3.2.8 Facies sedimentarias

Una facies sedimentaria es una unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y diferencian de las otras rocas adyacentes. Estos parámetros son definidos con base a la descripción de color, tamaño de grano, escogimiento, estructuras sedimentarias y presencia o ausencia de macrofósiles e icnofósiles, entre otras (Allen, G. 1997).

3.2.9 Correlación de pozos

La correlación de registros de pozos es una actividad fundamental para la interpretación de unidades en el subsuelo, tiene como finalidad determinar e identificar unidades estratigráficas y estructurales que son equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica. Constituye la fuente generadora de mapas del subsuelo

e interpretaciones con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos. (Díaz, A. 2006).

El sistema de correlación se basa en algunos principios generales:

1. Identificación de horizontes o estratos (marcadores), preferiblemente lutitas de carácter regional, que sirven de guía para la correlación.
2. Definición de la dirección conveniente de la correlación, a través de una red envolvente de pozos.
3. Se conectan por medio de líneas las arenas que muestren electrofacies similares y aspectos característicos de los perfiles.

La correlación se realiza con los registros eléctricos de cada uno de los pozos del yacimiento en estudio y debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés, así como determinar continuidad. (Díaz, A. 2006).

3.2.9.1 Tipos de correlación estratigráfica

♦ Correlación cronoestratigráfica: se basa en usar los perfiles de pozos, para correlacionar las capas con el fin de definir unidades sedimentarias depositadas durante un determinado lapso de tiempo. (Díaz, A. 2006).

♦ Correlación litoestratigráfica: define unidades físicas de rocas comunes, depositadas en ambientes sedimentarios similares, independientes de la estratificación; y por ende, del tiempo. (Díaz, A. 2006).

♦ **Correlación bioestratigráfica:** los análisis bioestratigráficos constituyen la herramienta principal para determinar la edad de secuencias de rocas sedimentarias. El uso de los diferentes fósiles permite maximizar la información de las muestras caracterizando los ambientes de depositación en función de la edad y paleobatimetría. La correlación según la escala de estudio puede ser: a) de detalle, b) semi-regional y c) regional. La escala vertical de los perfiles de pozos utilizados, así como la separación geográfica entre pozos, depende del tipo de estudio requerido, aunque algunas veces el grado de detalle está determinado por la cantidad de depósitos disponibles.

Correlación detallada: se efectúa entre pozos cercanos (0,1 a 5 Km.) y se utiliza para el estudio de yacimientos. Aquí se pueden correlacionar secuencias elementales, megasecuencias y cuerpos sedimentarios individuales. En este último caso se utiliza el análisis de compatibilidad de fluidos para discernir sobre la conexión lateral de los cuerpos arenosos con agua, petróleo o gas. La escala vertical más utilizada para este tipo de trabajo es la 1:500.

Correlación semi-regional: Se efectúa entre pozos de 3 a 20 Km. En este análisis se pueden correlacionar marcadores con adecuada distribución espacial, megasecuencias, ciclos sedimentarios y, en algunos casos, cuerpos sedimentarios. (Díaz, A. 2006).

Correlación regional: Se hace entre pozos con mayor alejamiento para cubrir una extensión importante dentro de una cuenca sedimentaria. En este caso se pueden correlacionar marcadores regionales, megasecuencias y sistemas sedimentarios. En este estudio debe incluir análisis bioestratigráfico e identificación de las unidades litoestratigráficas, así como la utilización de la información sismoestratigráfica

existente. Las escalas verticales utilizadas más frecuentemente para este tipo de trabajo son 1:1.000, 1:2.000 y 1:5.000. (Díaz, A. 2006).

3.2.10 Fallas

Son discontinuidades que se forma en las rocas superficiales de la Tierra (hasta unos 200 km de profundidad) por fractura, cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de las rocas. La zona de ruptura tiene una superficie generalmente bien definida denominada plano de falla y su formación va acompañada de un deslizamiento de las rocas tangencial a este plano. (Mejía, J. 1980).

Existen diversos tipos de fallas: Fallas verticales – subverticales (Fallas normales e inversas), fallas con desplazamiento horizontal, fallas de rumbo, fallas tectónicas.

La función principal de las fallas en los yacimientos es servir de barrera a la migración de hidrocarburos, cuando por movimiento relativo de los estratos, un cuerpo saturado de hidrocarburo se desplaza a lo largo de la fractura y se detiene a un estrato impermeable o lutita. (Aguilera, M. 2006).

La diferencia entre una falla normal y una inversa, es que la normal produce un "espacio". Se puede definir un sondeo vertical sin encontrar un piso (o techo) de referencia. Una falla inversa produce una "duplicación": Se puede definir un sondeo vertical para encontrar el mismo piso (o techo) de referencia dos veces.

3.2.11 Estratigrafía secuencial

A continuación se definirá la terminología empleada en la Estratigrafía Secuencial, tomada del glosario de términos relacionados con el Análisis de Cuencas.

3.2.11.1 Sistema depositacional: Es un conjunto tridimensional de litofacies, genéticamente relacionados por ambiente y procesos depositacionales activos ó inferidos. (Emery, J. 1996).

3.2.11.2 Conformidad: Es la relación mutua que separa los estratos sedimentarios más recientes a lo largo de cual no hay evidencia de erosión o no deposición o de hiato en un lapso de tiempo.

3.2.11.3 Agradación: Acumulación vertical de una secuencia sedimentaria. Ocurre generalmente cuando hay una subida relativa del nivel del mar producido por una subsidencia y/o subida del nivel del mar, y el índice de la afluencia del sedimento es suficiente para mantener la superficie depositacional cerca del nivel del mar (es decir el carbonato guarda una subsistencia un HST o HST clástico). Ocurre cuando el flujo del sedimento es igual al índice de subida del nivel del mar. Produciendo un patrón de parasecuencias de Agradación por un apilamiento de patrones en parasecuencias cuando los patrones de facies en el tope de cada parasecuencia son esencialmente iguales (Emery, J. 1996).

3.2.11.4 Progradación: Dependencia lateral, de estratos en una dirección de un ambiente marino. La progradación puede ocurrir como resultado de una subida del nivel del mar acompañado por un alto flujo de sedimento (que causa una regresión). Este último ocurre generalmente durante las últimas etapas del desarrollo de los sistemas de una zona de nivel alto y/o una zona de de nivel bajo de los sistemas. Una progradación es un patrón de parasecuencia apilado que se refiere al patrón en el cual las facies de cada parasecuencia llega a ser progresivamente más próxima al tope según (Emery, J. 1986).

3.2.11.5 Retrogradación: El movimiento de sedimentos de un ambiente marino hacia la línea de la costa es en respuesta a una trasgresión. Esto puede ocurrir durante una subida del nivel del mar con flujo bajo del sedimento. (Emery, J. 1996).

Las retrogradaciones son patrones de parasecuencias que se refiere a los patrones en los cuales las facies llegan a ser progresivamente más distal cuando están remontadas hacia arriba verticalmente.

3.2.11.6 Transgresión: Un movimiento de la zona de tierra del litoral indicado por una migración de la zona de tierra de las facies litorales en una unidad estratigráfica dada. Esto ocurre cuando el índice de la zona de tierra de subida del nivel del mar excede al índice del sedimento entrante y causa un aumento en la comodidad, iniciando el desarrollo de un excedente transgresivo de la superficie de retrogradación de los sedimentos transgresivos del solapamiento de la zona de los sistemas. (Emery, J. 1996).

3.2.11.7 Límite de secuencia: Las secuencias son envueltas por los límites de la secuencia (SB) que se identifican como incompatibilidades erosionales significativas y sus disconformidades correlativas. Estos límites son el producto de una caída en el nivel del mar que erosiona la superficie subaerea expuesta de sedimento de la secuencia o de las secuencias anterior.

Estos límites son diacrónicos, envolviendo a la zona anterior de los sistemas de alto nivel y erosionando la superficie de los sedimentos de avance profundo depositados durante el acompañamiento de la regresión forzada asociada a la caída del nivel del mar.

3.2.12 Sistemas sedimentarios

Unidades estratigráficas genéticamente asociadas que fueron depositadas durante fases específicas del ciclo relativo del nivel del mar. Estas unidades se representan en la roca como sistemas tridimensionales de la facies. Se definen en base a superficies de limitación, de la posición dentro de una secuencia, y de una parasecuencia de apilamiento de patrón.

3.2.12.1 Sistema encadenado de nivel bajo (LST): Incluye depósito que se acumularon después de que se dio inicio a una subida del nivel del mar. Este sistema tiene una superficie directa de una zona y puede ser encerrado por una superficie de trasgresión cuando el sedimento onlap se forma sobre plataforma margen. Sedimento de zona de sistema de nivel bajo a menudo pueden incidir parcial o totalmente en un valle al ser cortado en una zona de alto nivel y otro anterior depositándose, durante FSST. Este sistema ultimo llamado también zona de bajo nivel (Allen, G. 1997).

3.2.12.2 Sistema encadenado transgresivo (TST): Abarca depósitos costeros que se acumularon al inicio de una trasgresión hasta una época de máxima trasgresión HST. La prueba de terminación directa en superficie transgresivo (TS) formar cuando el sedimento onlap subyacente LST y es cubierto por una superficie de máxima inundación (MFS) se formo cuando el sedimento marino alcanzo en la mayoría de su posición un nivel bajo.

3.2.12.3 Sistema encadenado de nivel alto (HST): Los depósitos progradacionales se formaron cuando la tasa de acumulación de sedimentos excede el coeficiente de incremento en espacio de comodidad. Este HST constituye la zona superior de los sistemas de una secuencia estratigráfica, y termina directamente en la superficie de máxima inundación (MFS) formado cuando la mayoría de los sedimentos marinos alcanzaron su posición de nivel bajo. Esta zona de los sistemas estaba separada por un

límite de la secuencia. Apilado por patrones que exhiba a los clinoformes, agradación, progradación que se enrarecen hacia arriba. (Figura 3.1).

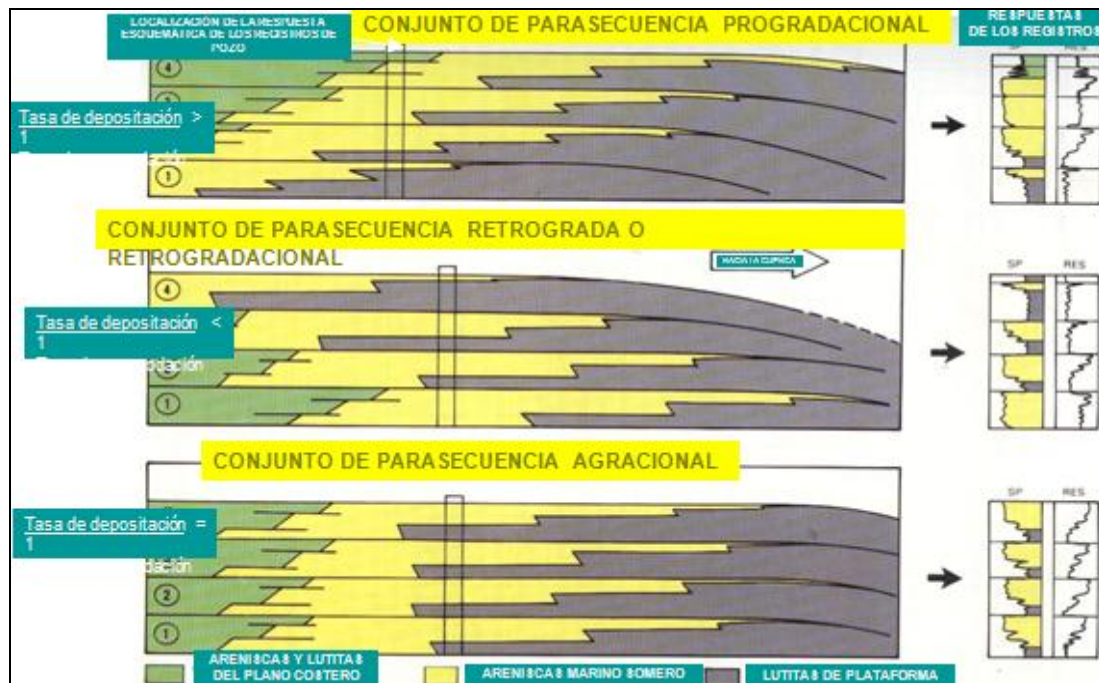


Figura 3.1 Apilamiento de parasecuencias. (Allen, G. 1997).

3.2.13 Ambientes sedimentarios

Los ambientes sedimentarios ejercen un gran control sobre las configuraciones geométricas, características petrofísicas y litológicas de los sedimentos depositados en ellos. Es así como en el estudio de las cuencas sedimentarias, es de gran utilidad el reconocimiento de los ambientes representados por las distintas asociaciones de rocas sedimentarias; así mismo, para reconocer la historia geológica de una región, es importante establecer la distribución espacial y temporal de los ambientes sedimentarios y para establecer el interés económico de los depósitos minerales es esencial definir la forma del cuerpo sedimentario en el que se encuentren, y su geometría dependerá del ambiente deposicional. En vista de su importancia, se

considera que su estudio y el de sus productos son claves para la evaluación geológica de los yacimientos de hidrocarburos en el subsuelo. (Alfonsi, P. 1989).

Un ambiente sedimentario se define como una parte de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo las cuales se acumulan los sedimentos. Tal conjunto de condiciones incluye la geología, el clima, la flora y la fauna, y si el ambiente es subacuático, profundidad, salinidad, temperatura y movimiento del agua. Las propiedades de los sedimentos depositados en un ambiente determinado, estarán altamente influenciadas por las características de ese ambiente. La sedimentación en cada zona de la superficie terrestre se da bajo ciertas condiciones físicas, químicas y biológicas que las diferencian de otras áreas circundantes esto es lo que se conoce como ambiente sedimentario. (Alfonsi, P. 1989).

Un ambiente sedimentario se puede deducir por análisis de las facies presentes en él, una facie sedimentaria es una secuencia de roca sedimentaria que se caracteriza por su geometría, litología, estructuras sedimentarias, paleocorrientes y fósiles. Una facies es así el producto de un ambiente sedimentario, aunque también influyen en ella las fases erosionables y de no deposición que hayan sufrido previamente el material sedimentario. (Alfonsi, P. 1989).

Los ambientes sedimentarios se clasifican en continentales, transicionales y marinos. De acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la Cuenca Oriental de Venezuela, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente transicional fluvio-deltaico (Alfonsi, P. 1989).

A continuación se describen algunos de los ambientes más comunes:

3.2.13.1 Ambiente fluvial: La acción predominante de las aguas del curso del río ha construido depósitos de arenas de gran desarrollo lateral y vertical en forma de canales de corrientes entrelazadas y/o barras de meandro de acreción lateral (Figura 3.2).

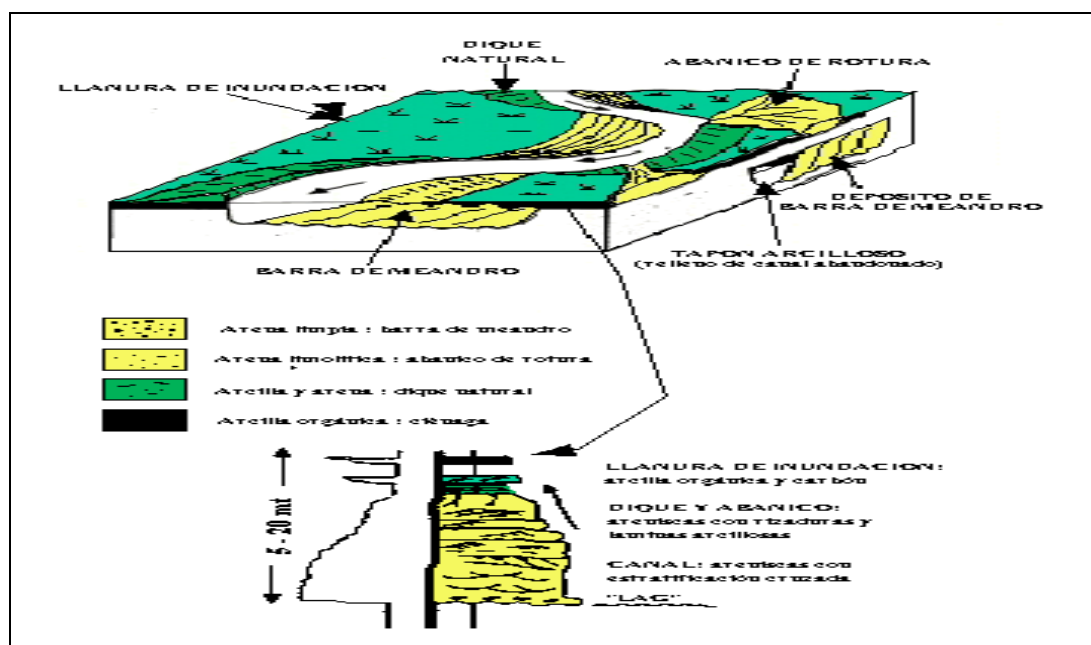


Figura 3.2 Morfología de un ambiente fluvial. (Alfonsi, P. 1989).

En este ambiente, los depósitos de canal se caracterizan por el desarrollo de una secuencia vertical de arenas en forma masiva con delgadas intercalaciones de lutitas. El perfil eléctrico de la curva SP, es abrupto en el tope y en la base debido a su origen por migración lateral del canal o corrientes entrelazadas. Su electrosecuencia es de tipo cilíndrica.

El ambiente fluvial comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque estos últimos suelen tratarse actualmente como un ambiente

separado del fluvial. El canal de un río se puede comportar de tres maneras como se indica en la figura 3.3.

<i>Tipo de río</i>	<i>Depósitos sedimentarios</i>	<i>Expresión de un perfil de rayos gamma o SP</i>	
		<i>Descripción</i>	<i>GR o SP</i>
Rectilíneo	Alternancia vertical de grava y/o arena	Tendencia a una forma cilíndrica o de bloque	
Entrelazado	Intercalaciones de grava y arena, delgada capa de arcilla en el tope del depósito.	Cilíndricas hacia sus partes basal y media con aumento gradual de radioactividad hacia el tope.	
Meandriforme	Barra de meandro	Tiende a una deflexión abrupta hacia la izquierda en la base del depósito y una evolución acampanada hacia la parte superior.	

Figura 3.3 Tipos de ríos, depósitos y curvas asociadas (Alfonsi, P. 1989).

3.2.13.2 Ambiente deltáico: Los deltas se forman cuando la tasa de aporte de sedimentos fluviales a la costa excede la energía erosiva de olas y mareas. Cuando esto sucede, los sedimentos en la desembocadura del río llenan el espacio disponible en la plataforma y la línea de costa programada, por esto un delta siempre forma un sistema regresivo. Cada delta comprende; la llanura deltáica, el frente deltáico y el prodelta.

Un delta se forma donde un río trae al mar más sedimentos que los que las olas corrientes litorales pueden distribuir hacia otras áreas. El tipo de delta resultante depende del grado de acción fluvial (aporte de sedimentos), y su redistribución post olas y mareas o una combinación de ellos. Además influyen otros factores como profundidad del agua, velocidad del hundimiento y el clima. (Figura 3.4).

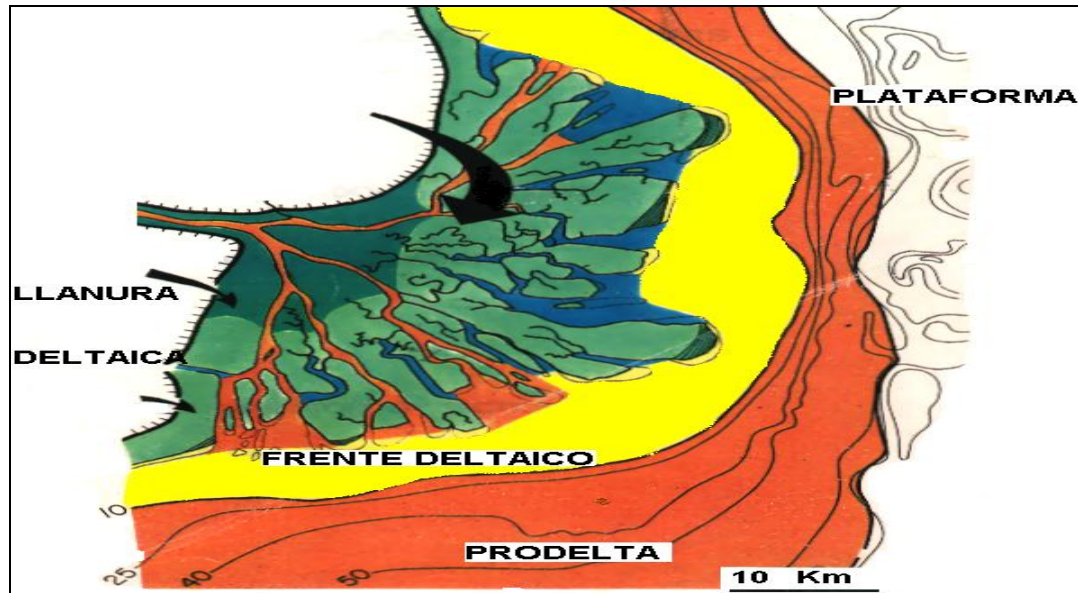


Figura 3.4 Aspectos geomórficos de un modelo deltáico. (Allen *et. al.*, 1997).

En un delta existen tres ambientes principales de acumulación: Prodelta, frente deltáico, y llanura deltáica.

♦ Prodelta, es una franja que se extiende desde el límite marino del frente deltáico, que es donde termina la sedimentación de arena de la barra de desembocadura, hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla. El Prodelta es donde se deposita normalmente la carga en suspensión de un río (costa afuera). Esta zona está compuesta por arcillas marinas y/o lagunares.

♦ Frente deltáico, es el área subacuática, cercana a los brazos del delta, donde la carga basal de arena del cauce se acumula en el primer lugar. Comprende depósitos de arenisca bajo la forma de barras de desembocadura, las cuales están formadas por arena fluvial que se acumula en la desembocadura de los canales distributarios.

♦ Llanura deltáica, representa la parte emergente del delta, la cual forma una llanura de inundación plana, subáerea y con marismas, se desarrolla después que el delta ha rellenado el espacio disponible en la plataforma y donde ocurre deposición de granos finos como arcillas, restos de plantas entre otros. (Alfonsi, P. 1989).

3.2.13.3 Ambiente marino: Los procesos sedimentarios presentan siempre una influencia geográfica, ya que están definidos por una serie de factores físicos, biológicos y químicos, formando lo que se denomina ambiente sedimentario. El conjunto de estas características imprime al sedimento o facies sedimentaria, unas propiedades que les hacen diferenciables al resto de los sedimentos depositados en otros ambientes. (Allen *et al*, 1997).

Los elementos más importantes que definen los ambientes sedimentarios marinos son: fisiografía del medio, energía, clima, aporte de sedimento y cambios del nivel del mar. La fisiografía del medio define y limita las dimensiones del medio, geometría y profundidad. (Allen *et al*, 1997). (Figura 3.5).

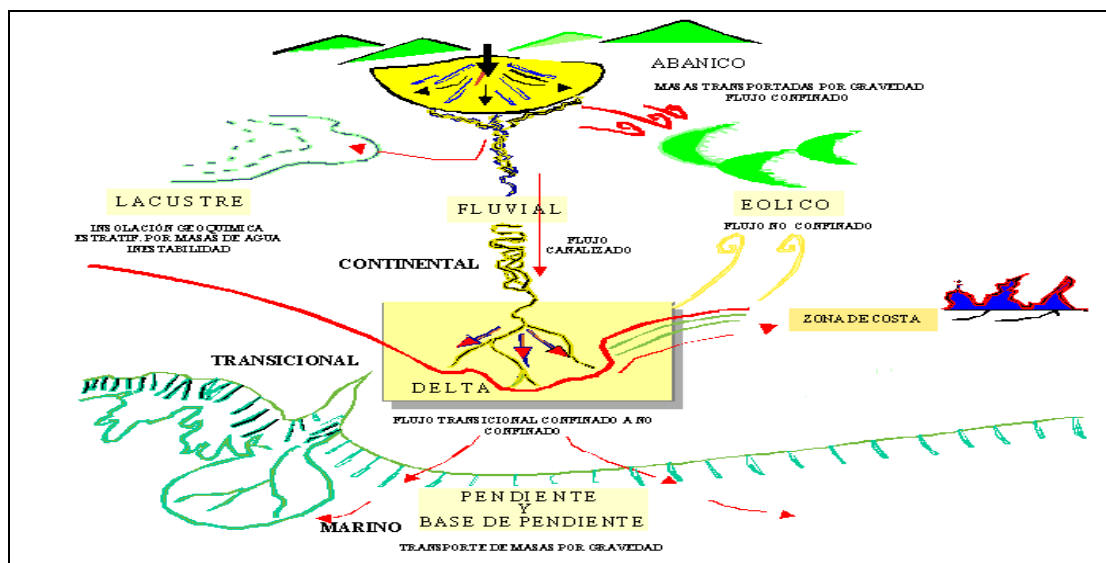


Figura 3.5 Diagrama que muestra los agentes marinos de los deltas (Allen, G. 1997).

Aparte de los medios sedimentarios de transición entre el continente y el mar, los medios puramente marinos los constituyen la plataforma continental por un lado y el borde precontinental y la llanura abisal por el otro. A la plataforma continental van a parar gran cantidad de materiales detríticos transportados por los ríos y sedimentados en el mar dando lugar a las formas deltaicas. De ellos, los más finos se distribuyen por la plataforma. Además, es aquí donde la sedimentación organógena alcanza mayor desarrollo (por ejemplo, arrecifes coralinos). En el borde precontinental y llanura abisal existen dos tipos de sedimentación. Una autóctona o sedimentación pelágica producto del acumulo de caparazones de organismos planctónicos, ya calcáreos, ya silíceos. Y por otra, alóctona, o de tipo detrítico, a base de los materiales que desde el continente y pasando a través de la plataforma continental, van a parar al pie del talud. Este transporte de materiales detríticos se realiza ya por deslizamientos gravitacionales desde la plataforma, ya por corrientes de turbidez localizadas en los cañones submarinos que al llegar a su desembocadura son esparcidos sobre la llanura abisal, construyendo abanicos o deltas de sedimentación.

La energía comprende factores como la oceanografía (corrientes geostróficas, olas, mareas, tormentas) hasta otros como la tectónica. El clima, que a su vez puede condicionar algunos aspectos de la oceanografía, así como la naturaleza del aporte de sedimento y el volumen de material aportado. (Allen *et al*, 1.997).

El aporte de sedimento afecta a la composición de los materiales procedentes de ella, y al volumen de sedimento. Las áreas fuentes pueden ser externa (terrestre o atmosférica) e internas (producción biológica marina). (Allen *et al*, 1.997).

Aparte de los medios sedimentarios de transición entre el continente y el mar, los medios puramente marinos los constituyen la plataforma continental por un lado y el borde precontinental y la llanura abisal por el otro. A la plataforma continental van a parar gran cantidad de materiales detríticos transportados por los ríos y

sedimentados en el mar dando lugar a las formas deltaicas. De ellos, los más finos se distribuyen por la plataforma. Además, es aquí donde la sedimentación organógena alcanza mayor desarrollo (por ejemplo, arrecifes coralinos). En el borde precontinental y llanura abisal existen dos tipos de sedimentación. Una autóctona o sedimentación pelágica producto del acúmulo de caparazones de organismos planctónicos, ya calcáreos, ya silíceos. Y por otra, alóctona, o de tipo detrítico, a base de los materiales que desde el continente y pasando a través de la plataforma continental, van a parar al pie del talud. Este transporte de materiales detríticos se realiza ya por deslizamientos gravitacionales desde la plataforma, ya por corrientes de turbidez localizadas en los cañones submarinos que al llegar a su desembocadura son esparcidos sobre la llanura abisal, construyendo abanicos o deltas de sedimentación. (Figura 3.6).

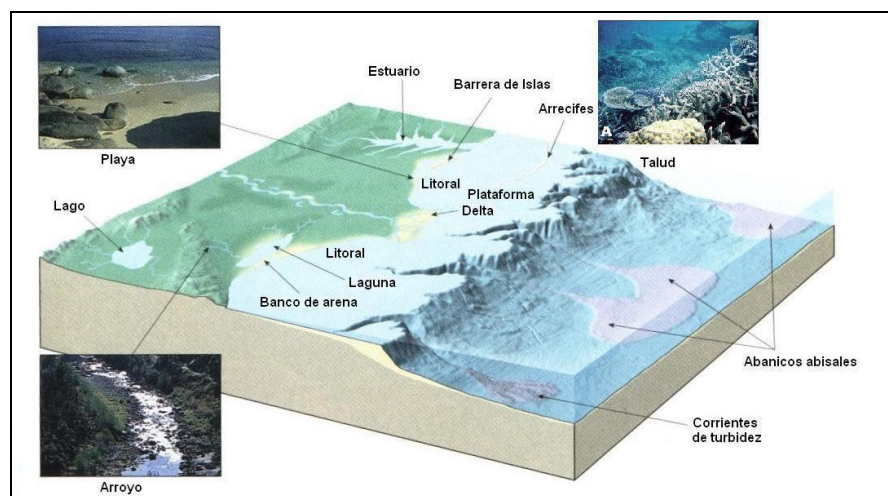


Figura 3.6 Ambiente marino (Schlumberger, S.C. 2006).

♦ Sedimentación en plataformas continentales: la zona de transición entre el límite externo de la playa (shoreface) en sentido amplio (medio de transición) y la plataforma continental propiamente dicha (offshore) participa de las características sedimentológicas de ambas. Es un área de dominio de sedimentación de limos y

lutitas, aunque pueden existir capas intercaladas arenosas originadas durante las grandes tormentas (storm sand layers). Debido al gran dominio de vida (en especies e individuos) el sedimento se halla frecuentemente bioturbado y, además, no es raro encontrar capas formadas por la acumulación de conchas. (Alfonsi, P. 1989).

En la plataforma continental propiamente dicha existe un dominio de sedimentación de margas, limos o arcillas. La mayor parte de los materiales limosos y lutíticos han sido transportados en suspensión procedentes del continente. En la parte más proximal aún pueden existir capas originadas por grandes tormentas, aunque con menor frecuencia que en la zona de transición a las playas. La fauna puede ser variada según las áreas. Pueden producirse, pues, acumulaciones locales de conchas. La bioturbación de los materiales es localmente muy fuerte, dando lugar a burrows que a veces poseen formas bien definidas. Es frecuente hallar asimismo acumulaciones de pellets fecales. En los mares cálidos gran parte de los sedimentos son producto de la erosión de conchas producida por organismos perforantes. Los relictos, que representarían, según este autor, un 70% del total, se habrían depositado allí cuando el área en cuestión formaba parte de otro ambiente sedimentario, generalmente más proximal por hallarse el nivel del mar a cotas inferiores a las actuales. Ello habría ocurrido durante la era Cuaternaria, en que, como consecuencia de las glaciaciones, se produjeron rápidas transgresiones y regresiones. (Alfonsi, P. 1989).

Estos sedimentos, en la actualidad, no se hallan en equilibrio con el medio donde se encuentran. Son, pues, heredados y en gran parte retrabajados por los organismos (sedimentos relictos). Los modernos los dividen en material detrítico (transportado en suspensión, ya sea por el agua, el viento o el hielo); material organógeno (producto del acúmulo de conchas y de fragmentos de las mismas), y minerales autógenos (o de formación en el propio medio, como son la fosforita y la glauconita). Los sedimentos relictos pueden ser retrabajados por corrientes marinas y

dar lugar a capas de geometría distinta. Entre los más importantes se encuentran los ripples gigantes y las cintas de arena. En sedimentos fósiles los materiales de plataforma más frecuentes son las margas y arcillas a veces limolíticas, con estratificación paralela, a veces nodulosas por la diagénesis y con fauna característica de este ambiente (Alfonsí, P. 1999).

♦ Talud y ascenso continental: el talud continental corresponde a la provincia fisiográfica definida entre el borde de plataforma (aprox 100-200 m) y la cuenca (1.400 a 3.200 m) y se caracteriza por presentar los gradientes más altos en los márgenes continentales. Es la parte central del margen continental y generalmente se localiza allí donde tiene lugar la transición entre la corteza continental y la corteza oceánica. El ascenso continental representa la provincia fisiográfica de transición entre margen continental y los ambientes marinos profundos. Generalmente sus pendientes son más suaves que las del talud continental y su límite externo es variable (1.400 a 4.000 m). Los elementos morfosedimentarios más característicos de los ambientes de talud y ascenso continental son los valles submarinos (cañones, canales, cárcavas...) los cuales representan las principales vías de transferencia de sedimento hacia los ambientes marinos profundos. Estos valles presentan una morfología abrupta, son estrechos con paredes de gran pendiente, con un corte transversal en forma de "V" y "U" y generalmente están desarrollados perpendicularmente al margen continental. (Alfonsi, P. 1989).

La mayoría del material que se acumula en el talud superior es generalmente inestable y tiende a moverse mar adentro. Tales movimientos pueden clasificarse de acuerdo al grado de deformación interna de la masa de sedimento que es movida. Estos varían entre deslizamientos, en los cuales la deformación es mínima y las corrientes de turbidez, en los que el sedimento se desplaza como una suspensión turbulenta. Los depósitos acumulados en las zonas de talud y ascenso continental

pueden cubrir toda una gama de sedimentos que va desde turbiditas (grava, arena, limo y fango), masas deslizadas, arenas de canal, arenas de desbordamiento de borde de plataforma, conglomerados organizados, sedimentos de corrientes de fondo, fangos de talud, hemipelagitas. Este conjunto de sedimentos pueden ser agrupados en tres grupos en función del tipo de proceso que los origina resedimentados (flujos en masa, flujo de cantos, flujos granulares, flujos turbidíticos...), deposición hemipelágica (o sedimentación diferencial que consiste en la sedimentación lenta y continua de partículas a través de la columna de agua) y corrientes de fondo. (Alfonsi, P. 1989). (Figura 3.6).

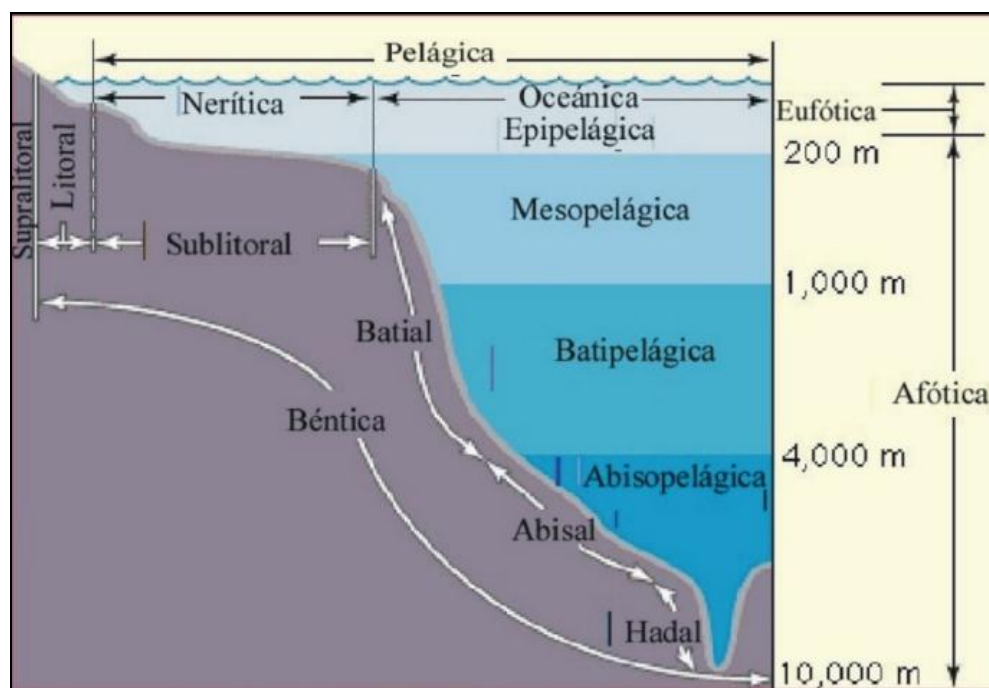


Figura 3.7 Clasificación del ambiente marino según la profundidad y la distancia del continente. (Schlumberger, S.C. 2006).

3.2.14 Foraminíferos

Los foraminíferos son animales microscópicos, pertenecientes al zooplancton. Sus conchas de caliza (CO_3Ca) permiten estudiar las variaciones isotópicas del oxígeno y del carbono marino, y ofrecen claves sobre las temperaturas del agua, el volumen de los hielos e, incluso, el funcionamiento de las corrientes marinas. Además las variaciones en el hábitat marino de sus diferentes especies son también indicativas de la evolución climática. Así mismo, el análisis de la concentración de algunos elementos químicos presentes en pequeñas cantidades en sus conchas es utilizado en la investigación paleoceanográfica y paleoclimática. (Schlumberger, S.C. 2006).

El filo foraminifera suele considerarse como el más importante de los grupos de microfósiles marinos debido a que son organismos muy abundantes en los sedimentos marinos y presentan una gran diversidad de especies, y su gran utilidad en los estudios de tipo biostratigráfico, paleoecológico, etc.

Los foraminíferos presentan dos modos de vida claramente diferenciados: bentónico y planctónico, viviendo en el sedimento o en la columna de agua. Los foraminíferos bentónicos, cuyos primeros fósiles datan de finales Precámbrico, pueden ser tanto sésiles como vágiles. Según la posición que ocupan en el sedimento se pueden clasificar en epibentónicos o endobentónicos (epifaunales o infaunales, respectivamente).

Dos parámetros ambientales son los principales responsables en determinar la profundidad en la que un foraminífero vive y su abundancia, la disponibilidad de oxígeno y la cantidad de alimento disponible. Se valen de sus pseudópodos o de secreciones calcáreas para fijarse al sustrato. La mayoría son marinos y estenohalinos (*i.e.*, toleran pequeñas variaciones en los niveles de salinidad de las aguas). Algunos

foraminíferos con conchas de tipo aporcelanado en ambientes hipersalinos (salinidad $> 35\%$), mientras que algunos foraminíferos aglutinados o hialinos prefieren aguas salobres, incluso algunos son capaces de adaptarse a las más variadas condiciones de salinidad (salvo lagos).

Los foraminíferos planctónicos son mucho menos diversos que los bentónicos (con alrededor de 40 especies modernas) además de presentar un menor registro geológico, ya que los primeros fósiles son del período Jurásico. Son típicamente estenohalinos (salinidad entre 34 y 36‰). Suelen ocupar la zona fótica, y durante su ciclo vital algunas especies varían de profundidad (migración ontogénica). (Schlumberger, S.C. 2006).

La profundidad límite suele ser alrededor de 200 m, y frecuentemente la mayor parte de las especies suele habitar a profundidades inferiores a los 50 m. Las biocenosis de foraminíferos presentan una mayor diversidad de especies y con morfologías más complejas e individuos de mayor tamaño en los ambientes tropicales y subtropicales (asociaciones politáxicas).

Por el contrario, en ambientes de alta latitud las asociaciones de foraminíferos planctónicos suelen ser poco diversas, con organismos de pequeño tamaño y formas sencillas, y suelen estar dominadas por una o a lo sumo dos especies (asociaciones oligotáxicas). (Schlumberger, S.C. 2006).

Los foraminíferos son utilizados como indicadores de la profundidad de la columna de agua, la temperatura, productividad, volumen total de hielo así como características geoquímica del agua (pH, concentración de metales trazas), y contaminación del medio.

Los foraminíferos son indicadores de la profundidad de las aguas:

1. Foraminíferos Aglutinantes: Indican zona abisal.
2. Foraminíferos Aporcelados: Indican zonas someras.
3. Foraminíferos Hialinos: Indican zonas variables.

Textularia es un grupo de foraminíferos comunes que producen conchas aglutinadas, compuestas de partículas recogidas y fijadas con un cemento orgánico o calcáreo. Antiguamente incluía todas las especies de este tipo, pero los estudios genéticos muestran que no todos están próximamente relacionados, y varias superfamilias se han trasladado al orden Allogromiida. (Schlumberger, S.C. 2006).

Las especies restantes se incluyen en este orden, aunque a veces se divide en tres órdenes: Trochamminida y Lituolida (cemento orgánico) y Textulariida *sensu stricto* (cemento calcáreo). Los tres son conocidos a partir del Cámbrico,. Los fósiles más en la zona Sigmoidina son las pertenecientes a las superfamilias Trochamminacea Verneuilinacea. (Figura 3.7).

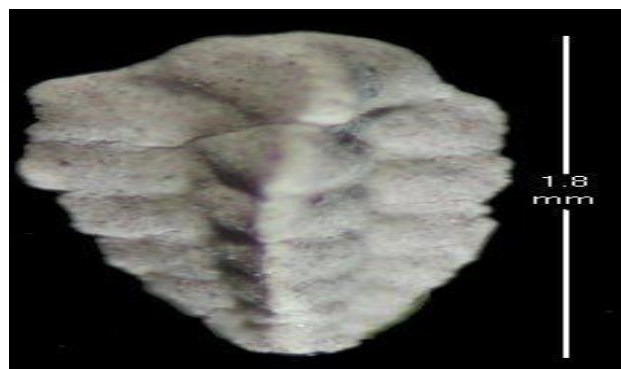


Figura 3.8 Foraminífero trochammina (Schlumberger, S.C. 2006).

3.2.15 Metodología de correlación

Para el propósito de preparar mapas del subsuelo y secciones, las dos fuentes generadoras de datos son los perfiles eléctricos y las secciones sísmicas. En este capítulo, se discutirá dos procedimientos básicos para correlacionar registros de pozos y presentar conceptos y técnicas fundamentales para correlacionar registros de pozos tanto verticales como los perforados direccionalmente. (PDVSA - CIED 1997).

Fundamentalmente las curvas de registros eléctricos son usadas para delimitar los bordes de las unidades del subsuelo, para la preparación de una variedad de mapas del subsuelo y secciones. Estos mapas y secciones son usados para desarrollar interpretaciones geológicas del subsuelo con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos.

Después de la preparación de un correcto mapa base de pozos, el trabajo de correlación de perfiles de pozo, constituye el próximo paso en el proceso de realizar estudios geológicos de detalle. No se puede preparar una interpretación geológica de detalle sin la correlación detallada de los registros eléctricos. (PDVSA - CIED 1997).

3.2.15.1 Terminología general de las medidas de registros: Es muy importante comprender cuales son las medidas para convertir la profundidad del registro a la profundidad usada en el mapeo. La siguiente es una lista de medidas en profundidad, su abreviación y definición.

♦ Profundidad referida al nivel del mar (TVDSS): Es la profundidad cuyo “datum” de referencia es el nivel medio mar y es la que se utiliza en geología del subsuelo para elaborar los mapas estructurales. Se conoce comúnmente como profundidad “subsea”.

♦ Elevación de la mesa rotatoria (EMR): Es la profundidad medida desde la planchada del taladro, es la forma como está la mesa rotatoria hasta el nivel medio del mar.

♦ Profundidad de registro (PR): Es la profundidad medida durante la corrida de perfiles desde la altura de la mesa rotatoria hasta la profundidad final del pozo. (Figura 3.8).

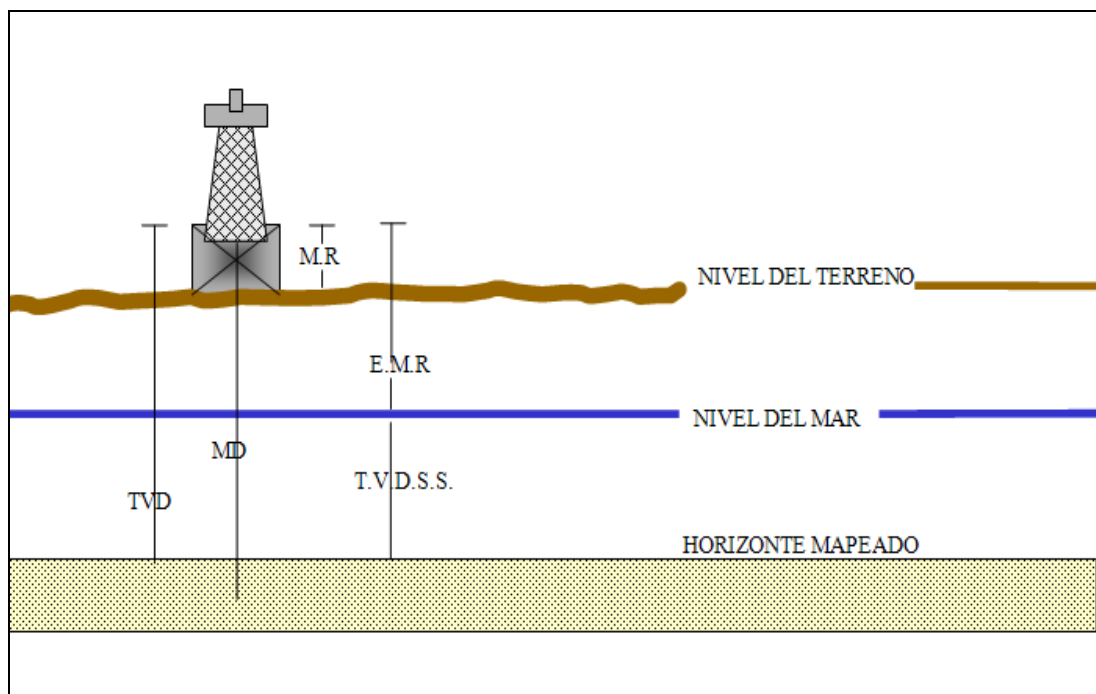


Figura 3.9 Diagrama que muestra la terminología general de las medidas de los registros (PDVSA - CIED 1997).

3.2.15.2 Correlación de registros de pozos: La correlación de registros de pozos es una actividad fundamental para la interpretación de las unidades en el subsuelo, tiene como finalidad determinar e identificar unidades estratigráficas y estructurales, constituye la fuente generadora de mapas del subsuelo e interpretaciones con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos (PDVSA - CIED 1997).

El sistema de correlación se basa en algunos principios generales:

1. Identificación de horizontes o estratos (marcadores), preferiblemente lutitas de carácter regional, que sirven de guía para la correlación.
2. Definición de la dirección conveniente de la correlación, a través de una red envolvente de pozos.
3. Conexión por medio de líneas de las arenas que muestren electrofacies similares y aspectos característicos de los perfiles.

La correlación se realiza con los registros eléctricos de cada uno de los pozos del yacimiento en estudio y debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés, así como determinar continuidad (PDVSA - CIED 1997).

3.2.16 Secciones geológicas

Las secciones geológicas son una representación gráfica del subsuelo, por lo cual consideran un conjunto de datos del suelo y el subsuelo y requiere identificar las relaciones existentes entre ellos, tales como proximidad, similitudes. Por lo cual son una forma de presentar información geológica útil, de carácter estratigráfico o estructural, de acuerdo al tipo de información que se requiera (Davis, G y Reynolds S. 1996).

3.2.16.1 Secciones estratigráficas: Son aquellas que muestran en el plano vertical las características litológicas, de facies y de espesor de la roca. La construcción de secciones estratigráficas a partir de perfiles de pozos muestran: correlación, ubicación de marcadores estratigráficos, identificación de espesores, secuencias litológicas, cambios laterales y verticales de facies, discordancias, trampas estratigráficas, entre otros. Una Sección Estratigráfica es un corte transversal perpendicular al plano horizontal, que provee una vista vertical de las condiciones y relaciones estratigráficas de un intervalo de interés. Se considera como nivel de referencia (Datum), algún límite de formación o unidad estratigráfica que esté presente y sea fácil de localizar en todos los registros de los pozos bajo estudio. (Tearpock, D. y Bischke, R. 1991).

El objetivo de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de los sedimentos en el tiempo de la depositación o en un tiempo corto posterior a ella. Esta información luego podrá ser utilizada en propuestas de nuevas localizaciones, en respuesta a posibles problemas de producción. En una sección estratigráfica, un horizonte estratigráfico continuo es seleccionado como referencia o “datum” dibujado a través de toda la hoja o montaje de la sección, donde todas las demás fronteras formacionales están referidas, (PDVSA - CIED 1997).

Se construyen con registros eléctricos colocados uno al lado del otro, tomando un marcador geológico reconocible claramente en todos los registros. Por otra parte, las secciones estratigráficas en detalle sirven para definir estructuras sedimentarias, de esta manera pueden determinarse lentes, canales, barras, playas, entre otros, los cuales pueden reconocerse según la respuesta de los perfiles eléctricos; es recomendable que los perfiles sean a una escala convencional (1:500) y deben ser verticalizados (TVD). (Tearpock, D. y Bischke, R. 1991).

Un buen mallado de secciones estratigráficas provee valiosa para determinar áreas de comunicación de una unidad, con las supra e infrayacentes. En un yacimiento formado por muchos pozos, es recomendable hacer secciones estratigráficas paralelas y en direcciones cruzadas para poder detectar las variaciones litológicas y ambientales de las formaciones estudiadas. Los factores regionales de sedimentación, como la dirección de la sedimentación, ejercen un alto grado de control sobre los eventos locales, factores en los que se basa el diseño de mallado de secciones en un estudio geológico. (Tearpock, D. y Bischke, R. 1991).

Los factores regionales de sedimentación, como la dirección de sedimentación, ejercen un alto grado de control sobre los eventos locales, factores en los que se basa el diseño de mallado de secciones en un estudio geológico. Las secciones paralelas a la dirección de la sedimentación permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, mientras que en dirección de la sedimentación permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, mientras que en dirección perpendicular a la sedimentación permiten visualizar los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación (PDVSA - CIED 1997).

En las áreas de explotación petrolera, se realizan secciones estratigráficas con la finalidad de:

1. Establecer zonas permeables a partir de las electrofacies observadas en pozos vecinos de permeabilidad conocida.
2. Fijar límites entre yacimientos.
3. Resolver problemas de producción por comunicación entre pozos.
4. Determinar localizaciones más favorables y/o con riesgos geológicos.

3.2.16.2 Secciones estructurales: Estas secciones muestran la variación de alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical normalizado al nivel del mar, estas se realizan con la finalidad de determinar las estructuras que influyan en la distribución de los fluidos en el yacimiento (Davis, G. y Reynolds S. 1996).

La estructura, a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos que definen el tipo de entrapamiento (Davis, G. y Reynolds S. 1996).

El “Datum” en las secciones estructurales es un valor numérico de profundidad desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien, las líneas que unen unidades litológicas iguales representan el buzamiento aparente de las capas, las fallas se muestran normales o se aprecian tal y como son si están a la misma escala vertical y horizontal, por lo cual las secciones estructurales son muy útiles para resolver problemas estructurales en áreas de gran deformación y fallamiento (Davis, G. y Reynolds S. 1996).

La dirección o rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para el cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizaran en dos direcciones, paralelas al eje de la estructura y perpendicular a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real tanto de la estructura como de las fallas existentes (Davis, G. y Reynolds S. 1996).

Otras secciones estructurales persiguen definir la posible ocurrencia de fallas y otros elementos detectados por anomalías en los contornos estructurales. En algunos casos, tratan de mostrar el comportamiento estructural de una unidad o yacimiento para ubicar por ejemplo, las zonas más favorables a su desarrollo, o de riesgo por

presencia de gas o agua, y además la posible posición del contacto entre los fluidos del yacimiento (Tearpock, D. y Bischke, R. 1991).

Una sección estructural muestra las variaciones en posición relativa de los elementos en un plano vertical. En la geología del petróleo estos elementos están en el subsuelo, por lo cual se refieren a posiciones relativas en cuanto a profundidad. Como “datum” de referencia clásico, se toma el del mar, al cual se le asigna una profundidad “0”, es importante tener en cuenta que los valores de profundidad medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de la elevación de la mesa rotaria respecto al nivel del mar (Tearpock, D. y Bischke, R. 1991).

Para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la altura topográfica y la altura de la mesa rotatoria, una vez normalizadas las profundidades, cualquier profundidad cercana a la ocurrencia de las capas de interés puede ser tomada como datum referencial y colgar los pozos a la misma altura, finalmente se unen los topes de las estructuras continuas en la sección y así es posible interpretar la ocurrencia de factores estructurales. (Davis, G. y Reynolds S. 1996).

Lo ideal en una sección estructural es que su escala vertical y horizontal sean iguales, para no deformar la estructura, en muchos casos no es posible realizarlas de esta manera por la relación entre espaciamiento y profundidad, en estos casos se debe estar consciente de que se tendrá una visión deformada de la realidad. (Davis, G. y Reynolds S. 1996).

3.2.17 Mapas geológicos

Un mapa es una proyección de líneas y superficies sobre un plano horizontal; la representación de las diferentes características geológicas se hace mediante los denominados mapas geológicos, los cuales se definen de una manera muy general como un mapa cualquiera que muestra la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo. (Aguilera, M. 2006).

El mapa es uno de los productos finales de la interpretación geológica, de tal manera que son un instrumento que presenta la información de manera clara, nítida y confiable. El propósito de la elaboración de mapas del subsuelo en la geología del petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos. Dado el dinamismo de la información que se obtiene del subsuelo, los mapas deben ser continuamente modificados y actualizados. (Aguilera, M. 2006).

Los mapas más utilizados en geología de yacimientos petrolíferos son el mapa estructural y el mapa isópaco, pero además se utilizan el mapa de facies, el mapa de plano de fallas, los mapas de isopropiedades petrofísicas, los mapas de geoquímicas y geofísicos entre otros que complementan con su información el modelo geológico establecido. (Aguilera, M. 2006).

3.2.17.1 Mapa de plano de fallas: Las fallas identificadas mediante testigos o núcleos, muestras de perforación, hiato en una sección y con mayor frecuencia a través de la correlación de registros eléctricos de pozos se representan para fines prácticos en la geología del subsuelo en mapas de plano de fallas.

Este mapa es la base fundamental para el trazado de las fallas en cualquier nivel o unidad estratigráfica. Es conocido como plano de fallas porque en él están trazadas

o dibujadas todas las fallas identificadas en el área y en él se muestran sus trazas a un intervalo conveniente dependiendo de sus buzamientos. Estas líneas paralelas indican implícitamente el buzamiento y rumbo de cada falla. (Aguilera, M. 2006).

También en el plano de fallas, debajo de la profundidad a que se encuentra en cada pozo, se coloca su desplazamiento o salto aproximado determinado generalmente por correlación. (Aguilera, M. 2006).

Las trazas de una falla en un plano horizontal resultan de la intersección del plano de la fractura o deslizamiento y el plano horizontal. (Aguilera, M. 2006).

3.2.17.2 Mapa estructural: Los mapas estructurales muestran la configuración geométrica de una superficie de roca por medio de curvas de nivel que pasan por puntos de igual elevación respecto a un plano de referencia seleccionado. El plano de referencia que se usa comúnmente es el nivel del mar, y la elevación de la capa clave arriba o debajo de dicho plano de referencia se indica en cada punto de control sobre el mapa.

La interpretación de los mapas estructurales es relativamente directa, es decir, los domos y otros accidentes anticlinales se ilustran como “altos”, y son curvas de nivel cerradas de elevación más alta que los puntos circundantes. Los sinclinales y las cuencas son lo contrario.

♦ Contornos estructurales: son líneas o curvas de igual profundidad, referidas al nivel del mar, del tope del cuerpo de arena. De su trazado e interpretación es posible deducir la orientación geográfica del estrato mapeado (rumbo), la inclinación o magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo, la

morfología de las estructuras (pliegues, anticlinales, homoclinales entre otros) y el desplazamiento de las fallas. (Aguilera, M. 2006).

3.2.17.3 Mapa isópaco: También llamado de espesores, es una representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos, unidades estratigráficas o entidades en el subsuelo. La construcción del mapa isópaco se realiza trazando contornos de igual espesor por medio de líneas discontinuas. Estos mapas muestran de una manera sencilla la distribución tridimensional de una unidad geológica en particular. (Aguilera, M. 2006).

Un plano isópaco es extremadamente útil debido a que proporciona información directa sobre el lugar de máximo espesor, o de la terminación lateral de las formaciones porosas o permeables que pueden coincidir con trampas estratigráficas, además de proporcionar las bases para la interpretación de la historia geológica de una región durante la sedimentación de las formaciones consideradas, la forma de la cuenca, la posición de la línea de costa, áreas de levantamiento.

Los mapas de espesores se clasifican en tres clases: mapas isópacos de arena neta total, mapas isópacos de arena neta y mapas isópacos de arena neta petrolífera. (Aguilera, M. 2006).

♦ Mapa isópaco de arena neta total: es la representación en el plano vertical del espesor total de un cuerpo de arena medido a partir de los perfiles de pozos. La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en el área. (Aguilera, M. 2006).

♦ Mapa isópaco de arena neta: Se construye de igual manera que el anterior, sólo que el espesor de arena se determina estableciendo un límite de arena permeable.

Es decir, es una representación en un plano horizontal del espesor permeable de un cuerpo de arena. (Aguilera, M. 2006).

♦ Mapa isópaco de arena neta petrolífera: Este corresponde a la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburo, se elabora a partir del mapa de arena neta considerando en espesor saturado de hidrocarburos, integrando los límites del yacimiento (fallas, contactos originales entre fluidos, barreras de permeabilidad). (Aguilera, M. 2006).

3.2.18 Perfiles de pozos

Son el resultado de las lecturas que hacen los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo y que fueron diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación, esto de tal modo de poder presentar las respuestas en forma continua, como un registro a lo largo de todo el pozo.

3.2.18.1 Herramientas de Perfilaje

♦ Potencial espontáneo (SP): la curva SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y las lutitas. Enfrente de lutitas la curva de SP, define una línea más o menos recta en el registro que se llama línea base de lutitas.

Delante de formaciones permeables, la curva muestra excursiones con respecto a la línea base de lutitas, definiendo así una línea de arena. La deflexión puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva) dependiendo principalmente de la salinidad relativa del agua de formación y del filtrado del lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor a la del filtrado del lodo, la deflexión es a la izquierda.

Si el contraste de salinidad es a la inversa, la deflexión es ala derecha. El registro SP se mide en milivoltios (mV) (Schlumberger, S.C. 1998). (Figura 3.9).

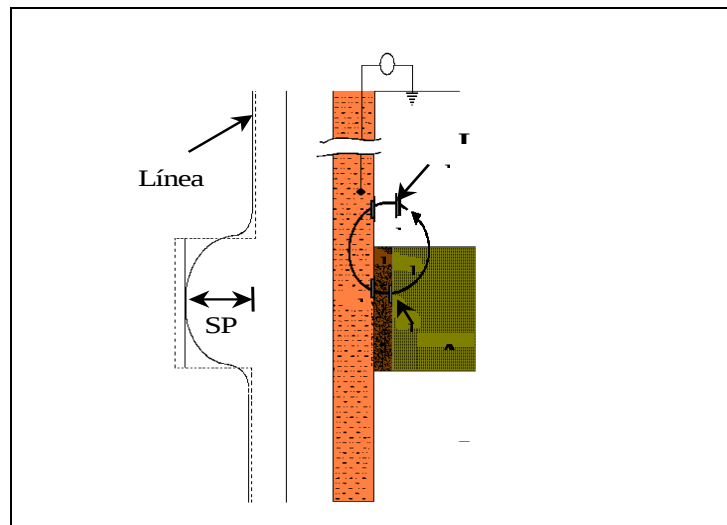


Figura.3.10 Origen potencial espontáneo (Hunt, E. 1998).

Factores que lo afectan:

1. Espesores y resistividad de la capa permeable.
2. Resistividad de las capas adyacentes.
3. Resistividad del lodo y diámetro del hoyo.
4. Resistividad de la zona invadida.
5. Presencia de arcilla en capa permeable.
6. Es sensible al magnetismo, a perturbaciones eléctricas, ruidos del cable, corrientes telúricas.

El potencial espontáneo se utiliza para:

1. Detectar capas permeables.
2. Ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas.
3. Determinar valores de resistividad del agua de formación, R_w .
4. Dar valores cualitativos del contenido de arcillosidad.

♦ Potencial electrocinético: se produce cuando el lodo entra en la formación permeable a través de enjarre depositado en la pared del pozo. Su valor es generalmente muy pequeño y se desprecia.

♦ Potencial electroquímico: este potencial es creado por el contacto de dos soluciones de diferente salinidad, ya sea por contacto directo o a través de una membrana semipermeable como la lutita.

♦ Rayos Gamma (GR): el registro de GR es una medida de la radioactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de lutita de la formación. Esto es porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en lutitas y arcillas, por lo tanto que en formaciones limpias hay poca radioactividad. Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía emitida espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo de potasio radiactivo con un peso atómico 40, y los elementos radiactivos de las series del uranio y del torio emiten casi toda la relación gamma existente en la tierra. (Figura 3.10).

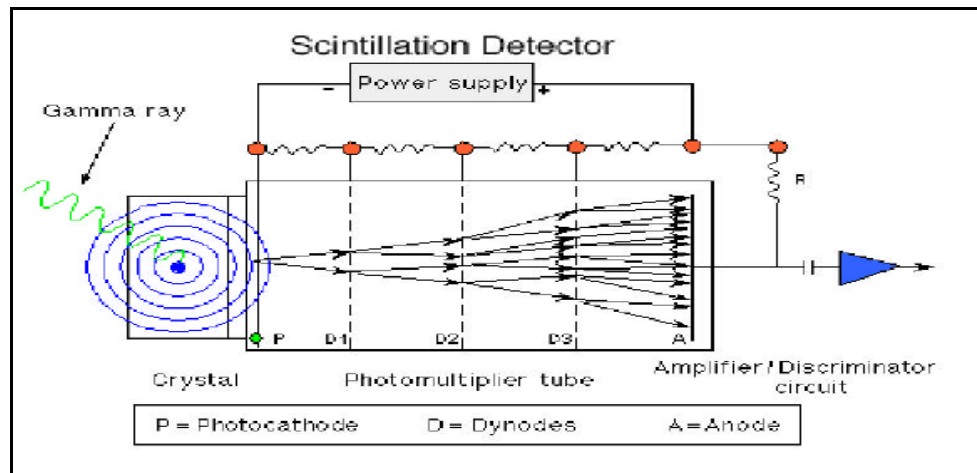


Figura 3.11 Fundamento de medición de los Perfiles de Rayos Gamma (Schlumberger, S.C. 1998).

Los usos principales de este perfil son:

1. Para correlaciones de pozos entubados.
2. Refleja la proporción de lutita, y en algunas regiones, puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita.
3. Para detección y evaluación de minerales radiactivos, tales como potasio y Uranio.

El perfil del GR puede ser registrado en pozos entubados lo que lo hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento. Es frecuentemente usado como sustituto del SP (Potencial Espontáneo) en los pozos entubados donde es imposible obtener el SP, o en pozo abiertos cuando el SP no es satisfactorio. La curva de rayos gamma se presenta en la primera pista del perfil con el incremento de la radioactividad hacia la derecha, asemejando a la curva del SP, cuya deflexión hacia la derecha señala la presencia de lutitas (Schlumberger, S.C 1998).

El GR es registrado en la pista N°1 de un registro en unidades API, usualmente desde cero a la izquierda, hasta un valor arbitrario a la derecha, muy comúnmente 150 de estas unidades. Cada una de ellas corresponde a 1/200 de la respuesta generada por una formación artificial que contiene cantidades conocidas y precisas de U, Th y K, mantenida por el American Petroleum Institute (API) en Houston, Texas. Por diseño, esta calibración estándar posee el doble de la actividad generada por una lutita promedio, la cual se considera que contiene 6 ppm de U, 12 ppm de Th y 2% de K (Schlumberger, S.C. 1998).

Generalmente, una lutita contiene varios elementos radioactivos y con el dispositivo convencional de rayos gamma, era imposible determinar si la radiación gamma se debía a tal o a cual elemento particular. Actualmente existen dispositivos de espectrometría de rayos gamma que pueden fraccionar los porcentajes de Torio, Uranio y Potasio presente en la formación (Schlumberger, S.C. 1998). Factores que afectan la curva de GR:

1. Tipo de detector (cámara de ionización, contador Geiger-Mueller, detectores de centelleo).
2. La velocidad de perfilaje y constante de tiempo 4000'/hora.
3. Esta parcialmente degradado por la densidad y la composición química.
4. Diámetro del hoyo y excentricidad, porque el radio de investigación es de 6".
5. Revestimiento y cemento que reducen la radioactividad en 30%.

6. Espesores de capas menores que el tamaño del detector no puede ser registradas.

♦ Registros de resistividad: es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación solo debido al agua conductiva de dicha formación. La resistividad de una formación depende de: a) la resistividad del agua de formación, b) la cantidad de agua presente, y c) la geometría estructural de los poros.

3.2.18.2 Interpretación de perfiles de pozos

♦ Resistividad del agua de formación: el medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo o gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o los tres al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos, sin embargo, contienen siempre cierta cantidad de agua de formación, aun cuando se aproximen condiciones de ser mojadas por petróleo. El conocimiento sólido de la resistividad del agua de formación, es factor básico para la interpretación de los registros eléctricos (Schlumberger, S.C. 1998).

La resistividad del agua de formación (R_w) se puede calcular por cinco métodos distintos:

1. R_w de una muestra directa representativa de la formación.
2. Análisis químico.
3. R_w aparente.

4. A partir de la curva de potencial espontáneo (SP).

5. Cartografiado de mapas de isoresistividad o catálogos de resistividad.

El agua contenida en los poros de los estratos penetrados por la perforación, puede variar considerablemente de acuerdo a la localización geográfica, a la profundidad y a la edad geológica. Las aguas de formación son conductoras de la electricidad debido a las sales ionizadas en solución que dichas aguas contienen (Schlumberger, S.C. 1998).

La temperatura es uno de los factores que afecta la capacidad conductora del agua de la formación, debido a que influye en la movilidad de los iones, a mayor temperatura, mayor es la movilidad de los iones, por lo tanto mayor capacidad conductora. Como la conductividad es el inverso de la resistividad, se puede decir que la resistividad de un fluido es inversamente proporcional a la temperatura (Schlumberger, S.C. 1998).

♦ Temperatura de la formación: Debido a que la resistividad de las soluciones acuosas están en función de la temperatura y para interpretar cuantitativamente los registros, es necesario conocer la resistividad del agua de la formación y del lodo de perforación a la profundidad de la formación a la profundidad de interés, por consiguiente es preciso determinar la temperatura del pozo a cualquier profundidad (Schlumberger, S.C. 1998).

La temperatura de las formaciones es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico (la porción en que aumenta la temperatura en función de la profundidad) del área de interés (Schlumberger, S.C. 1998).

♦ Porosidad: Como se sabe la porosidad es el volumen poroso por unidad de la formación. Es la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o espacios vacíos. El símbolo de la porosidad está representada por la letra griega ϕ (Schlumberger, S.C. 1998).

La porosidad de las formaciones del subsuelo puede cambiar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas, y dolomitas) y las evaporitas (sales, anhidritas y yeso) pueden tener cero porosidad, para todos los efectos prácticos.

Por su parte, las areniscas bien consolidadas pueden tener de 10% a 15% de porosidad, mientras que las no consolidadas pueden tener un 30% más de porosidad; mientras que las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor de 40% llena de agua pero generalmente estos poros individualmente considerados, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de los fluidos (Schlumberger, S.C. 1998).

La porosidad depende principalmente de los siguientes factores: a) el empaque geométrico, b) el escogimiento, c) la cementación, d) la angularidad y el grado de redondez, e) la granulación, f) la solución de minerales a través de aguas circulantes (aumenta la porosidad) (Schlumberger, S.C. 1998).

♦ Permeabilidad: Es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de una formación. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el “Darcy”, la cual es bastante grande por ello se emplea la milésima parte o sea el miliDarcy “mD”. La permeabilidad esta representa por la letra K (Schlumberger, S.C. 1998).

Para que una roca sea permeable debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto hay una, relación general entre la porosidad y la permeabilidad. Una mayor permeabilidad, generalmente se corresponde con una mayor porosidad, aunque esto no siempre constituye una regla absoluta. Por consiguiente las lutitas y algunas arenas tienen una alta porosidad, pero los granos son tan pequeños que los conductos aprovechables para el movimiento de fluido, son bastante restringidos y tortuosos, por tal motivo la permeabilidad puede ser baja en tales casos.

Sin embargo, otras formaciones como las calizas, pueden estar compuestas de roca dura ininterrumpida por fisuras muy pequeñas o por fracturas de gran extensión. La porosidad de tales formaciones puede ser baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande; en consecuencia, las calizas fracturadas, pueden exhibir una porosidad baja conjuntamente con una permeabilidad extremadamente alta (Schlumberger, S.C. 1998).

♦ Saturaciones: la fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina Saturación de agua o " S_w ", la fracción restante, ocupada de petróleo o gas, se denomina saturación de hidrocarburo o " S_h ". Como se supone que generalmente el yacimiento estuvo inicialmente formado por agua y que a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Sin embargo, los hidrocarburos que migran nunca desplazan toda el agua intersticial; en efecto lo que origina la presencia de agua irreducible o " S_{wi} ", representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños. Su valor puede variar entre los 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más, en las formaciones de granos muy finos con alta superficie específica (Schlumberger, S.C. 1998).

La distribución de las dos fases (agua e hidrocarburo) dentro de la roca, depende de la humectabilidad de la misma, de la dirección en que fue establecida (drenaje o imbibición) y del tipo de porosidad ya sea intergranular, cavernosa o ambas (Schlumberger, S.C. 1998).

3.2.19 Geología de producción

La Geología de Producción abarca las diferentes actividades que realiza el geólogo después de haber sido descubierto un campo, a través de estas actividades se controla la eficiencia de producción de los yacimientos, estudiando las variables geológicas y de los yacimientos controlables, recomendando las acciones técnicas (mecánicas/yacimientos) a ser efectuadas. Cuando el yacimiento haya agotado su vida primaria, previo a su respectivo estudio, se decide y jerarquiza los métodos de recuperación adicional o los posibles trabajos de reacondicionamientos de los pozos en el área de estudio. (Abud, J. 1987).

Esta rama aplica los principios de la geología en la descripción de los yacimientos, y en la evaluación y producción de las reservas de hidrocarburos. La explotación adecuada de un yacimiento petrolífero implica un claro conocimiento de sus características geológicas: estructura, tipo de depósito, extensión lateral, trampas asociadas y los riesgos geológicos inherentes. (Abud, J. 1987).

La búsqueda de yacimientos productores de petróleo y/o gas requieren de las operaciones de perforación para penetrar en las formaciones sin causar daños a los yacimientos, para luego realizar pruebas de producción y seguir el desarrollo de cada pozo desde el comienzo hasta su completación final. (Abud, J. 1987).

La completación de un pozo es la parte esencial de la producción del mismo y abarca desde la terminación de la perforación hasta que el pozo quede listo para

producir. Incluye la colocación de la sarta de completación con sus accesorios para permitir que las arenas del yacimiento perforado produzcan eficientemente. (Abud, J. 1987).

3.2.20 Reservas

Las reservas son parte de los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos los cuales pueden ser recuperados económicamente. Considerando los criterios básicos establecidos por el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) se clasifican en: primarias y secundarias, a su vez las reservas primarias se clasifican en: probadas, probables y posibles. El hecho de clasificar las reservas de este modo se fundamente en el grado de certeza aportado por la calidad y cantidad de información disponible. En ingeniería de yacimiento existen varios métodos para estimar el volumen de hidrocarburos, uno de estos métodos es el Método Volumétrico, comúnmente utilizado y oficialmente adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo. Es necesario conocer cuánto ha generado cada pozo que se encuentra en el yacimiento, para conocer la cantidad de reservas de hidrocarburos a fin de poder cuantificar las mismas. (Aguilera, M. 2006).

3.2.20.1 Reservas probadas: Es el volumen de hidrocarburos contenidos en yacimientos en los cuales haya sido constatado, mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponibles, pueden ser producidos comercialmente. Dentro de estas categorías se incluyen:

1. Los volúmenes contenidos en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.

2. Los volúmenes producibles del área de un yacimiento que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables.

3. Los volúmenes producibles de las áreas adyacentes a un yacimiento ya perforado, cuando exista razonable certeza de su productividad comercial.

4. Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, en donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.

5. Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, métodos térmicos, etc.).

6. Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria siempre y cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de desplazamiento similares. La similitud de estas características debe estar respaldada por estudios de geología e ingeniería.

7. En ciertas ocasiones, se considerarán como reservas probadas los volúmenes producibles de pozos cuyos análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación. Tomando en consideración el estado de producción, las reservas probadas se pueden clasificar en:

♦ Reservas probadas desarrolladas: Son aquellas reservas sujetas a explotación comercial a través de las instalaciones existentes en el yacimiento. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de las tuberías de revestimiento que requieren de un costo menor para incorporarlas a producción y las que se esperan obtener por recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados. (Aguilera, M. 2006).

♦ Reservas probadas no desarrolladas: Son aquellas reservas probadas de hidrocarburo que no han sido sometidas a explotación, no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Se incluyen en esta clasificación las reservas detrás de las tuberías de revestimiento que requieren de un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones, o profundización de los pozos existentes. (Aguilera, M. 2006).

3.2.20.2 Reservas semiprobadas o probables: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que pudieran ser producidos bajo las condiciones económicas existentes en el momento de hacer la estimación, en las áreas de las cuales se tiene conocimiento de la existencia de hidrocarburos, pero no ha evidenciado la presencia de los mismos en toda su extensión. Dentro de esta categoría se encuentran:

1. Aquellas cantidades de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos, los cuales han sido detectados por registros tomados en los mismos, pero no han sido evaluados por pruebas de producción.

2. Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de éstos por fallas sellantes, siempre que en dicha área

haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.

3. Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

4. Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.

5. Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, en donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y en donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo. (Aguilera, M. 2006).

3.2.20.3 Reservas no probadas o posibles: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en el futuro, en áreas que tienen condiciones geológicas para contener hidrocarburos, según la información disponible en el momento de hacer la evaluación de reservas, pero no han sido determinados con la perforación de pozos.

Cuando se comienza la explotación de una nueva área en una cuenca sedimentaria es necesario, a pesar de tener muy poca información técnica al respecto, estimar las posibles reservas en el área, ya que la empresa estaría haciendo una inversión y debe conocer los riesgos y las posibles ganancias que pudiera obtener en su esfuerzo exploratorio. Dentro de esta categoría se encuentran:

Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.

Los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre.

Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables y la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.

Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si ese segmento contienen volúmenes recuperables.

Los volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria.

Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.). (Aguilera, M. 2006).

3.2.21 Cálculo de reservas

Los métodos utilizados para el cálculo de las reservas dependen de la información disponible y del estado de desarrollo de los yacimientos, estos métodos son el método volumétrico, método de balance de materiales, curvas de comportamiento y declinación, simulación numérica y el método probabilístico.

El método volumétrico es el más comúnmente utilizado y oficialmente adoptado por el MEP para estimar el volumen de hidrocarburos en los yacimientos. Este método es el aplicado por el geólogo de producción y es el único que puede ser utilizado antes de explotarse el yacimiento. Para el cálculo de reservas se utilizará este método, razón por la cual es importante ahondar un poco más en el mismo.

3.2.21.1 Método volumétrico: Se estima el petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de petróleo que contiene la roca que conforma el yacimiento. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos del yacimiento, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan un cierto grado de incertidumbre.

El POES se refiere al volumen de petróleo, que está en el subsuelo en los espacios porosos de la roca que los contiene, calculado en referencia al volumen que ocuparía en los tanques en la superficie. Del POES total, sólo una fracción puede ser recuperada y estas porciones son las reservas recuperables (Gómez, A. y Gustavo, J. 2004).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Nivel de investigación

Para llevar a cabo una caracterización geológica de un yacimiento es necesario estudiar las propiedades y las características de la roca, así como contar con información previa suministrada por la data de producción para la evaluación de la arena de interés. Por este motivo la investigación a desarrollar se cataloga de tipo descriptiva, basándose en la acotación que hace Hernández, Z. (2003): “Los estudios descriptivos pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a los que se refieren”.

4.2 Diseño de la investigación

Acorde con el enfoque dado al problema, las estrategias o métodos aplicados en el mismo para la consecución de los objetivos, se puede afirmar que el diseño de la investigación es No Experimental, debido a que se desarrolla a partir de la adquisición directa de los datos reales de campo. Como lo expresa Hernández, R y otros. (1998) “Un estudio no experimental; es aquella investigación que se realiza sin manipular deliberadamente variables, pues en ésta se observan fenómenos tales y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos”.

4.3 Población de la investigación

La población o universo por estudiar, se concibe como el espacio de donde se extraerá la muestra que se va a utilizar en la investigación: en tal sentido, Balestrini, M. (1997), expresa que: “Una población o universo puede estar referido a cualquier

conjunto de elementos de los cuales pretendemos indagar y conocer sus características, o una de ellas, y para el cual serán válidas las conclusiones obtenidas en la investigación”. Para el estudio en consideración, la población o universo estará representada por las arenas S6, S7 y S8 de la Formación La Pica (Zona Sigmoidal), la cual es la formación que es objeto de estudio en esta caracterización.

4.4 Muestra de la investigación

La muestra puede ser definida como un sub-grupo de elementos de la población. En este caso, la muestra estará representada por los pozos que constituyen el campo Jusepín en las arenas S6, S7 y S8 de la Formación La Pica (Zona Sigmoidal).

4.5 Flujograma de la metodología y descripción del flujograma

Con el propósito de identificar las diferentes etapas concernientes al desarrollo paulatino de este proyecto, se dispuso elaborar un flujograma de actividades, capaz de representar de forma lógica y continua los pasos fundamentales que permitió realizar la caracterización del Campo Jusepín, logrando establecer una sinergia de validación entre las varias disciplinas de la Geología. (Figura 4.1).

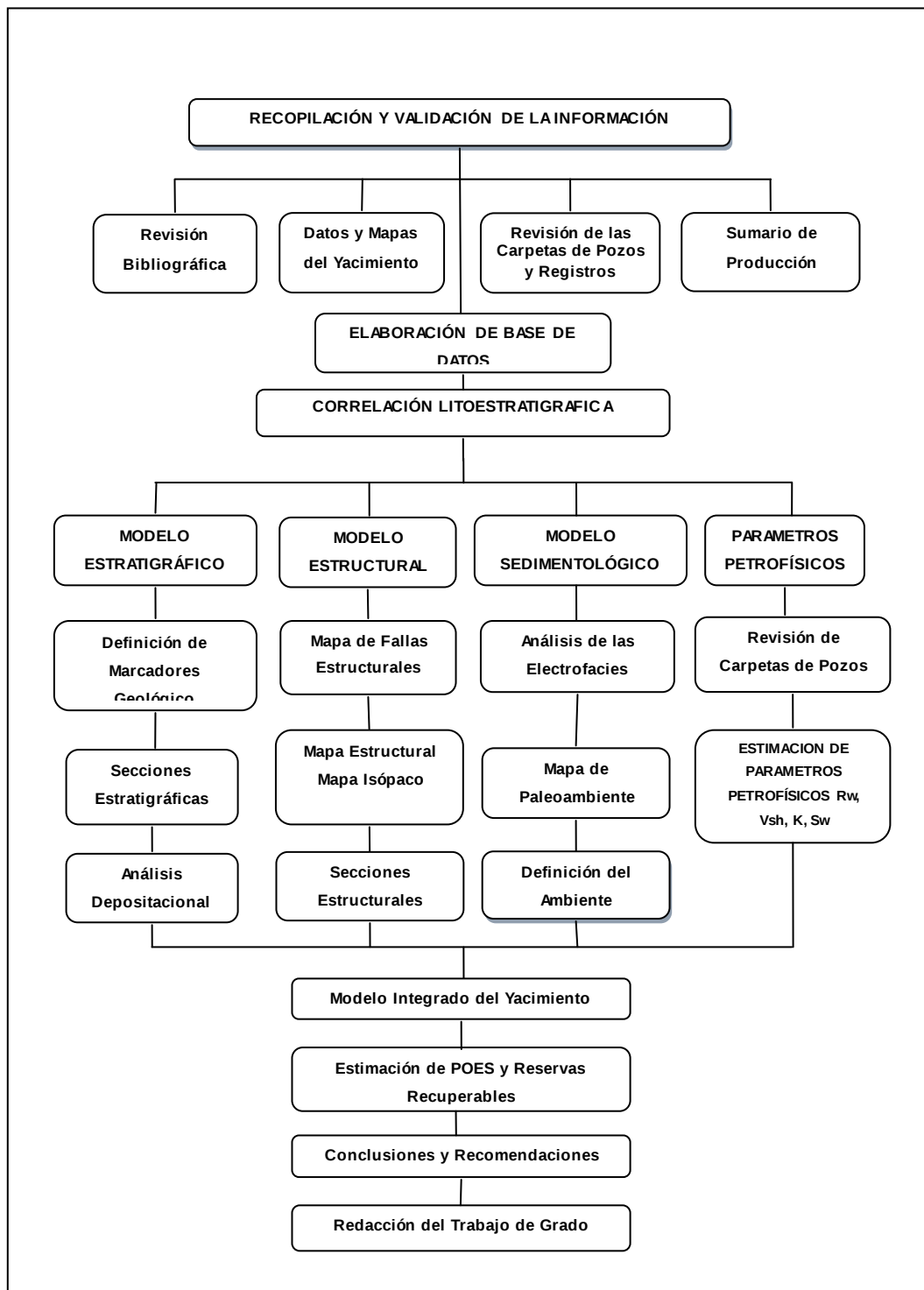


Figura 4.1 Flujograma de metodología aplicada.

4.6 Recopilación y validación de la información

4.6.1 Recopilación bibliográfica

En esta etapa se definieron las bases sobre las cuales se desarrolló la investigación; consistió en revisar toda la información de trabajos anteriores realizados en el campo Jusepín en el yacimiento La Pica 01 de manera exhaustiva; en tesis de grado, informes de avance, carpetas operacionales, bibliografía de geología general, ambientes sedimentarios, geología estructural y toda la información referente a los yacimientos estudiados necesarios para realizar la caracterización geológica.

Esta revisión bibliográfica se llevó a cabo en las instalaciones de la Biblioteca Centro de Información Técnica “Brígido Natera”, Sala Técnica del Edificio Sede Maturín” y en la Biblioteca de la Escuela de Ciencias de la Tierra de la Universidad de Oriente - Núcleo Bolívar. Esta primera etapa de trabajo es muy importante porque permite afianzar los conocimientos referentes a la geología del área de estudio y facilita la investigación planteada.

4.6.2 Revisión y validación de los datos oficiales

Para la revisión de los datos oficiales de los yacimientos estudiados se utilizó el Sistema de Reservas (SIRE SL), el cual es un manual que refleja de forma resumida los datos de producción más importantes del yacimiento, como son su estado actual, la producción de petróleo, agua y/o gas, % A y S (porcentaje de agua y sedimentos), gravedad °API, relación gas petróleo (RGP), entre otros tipos de producción. La información obtenida refleja los datos más importantes a los fines de validar el estado actual de los pozos completados.

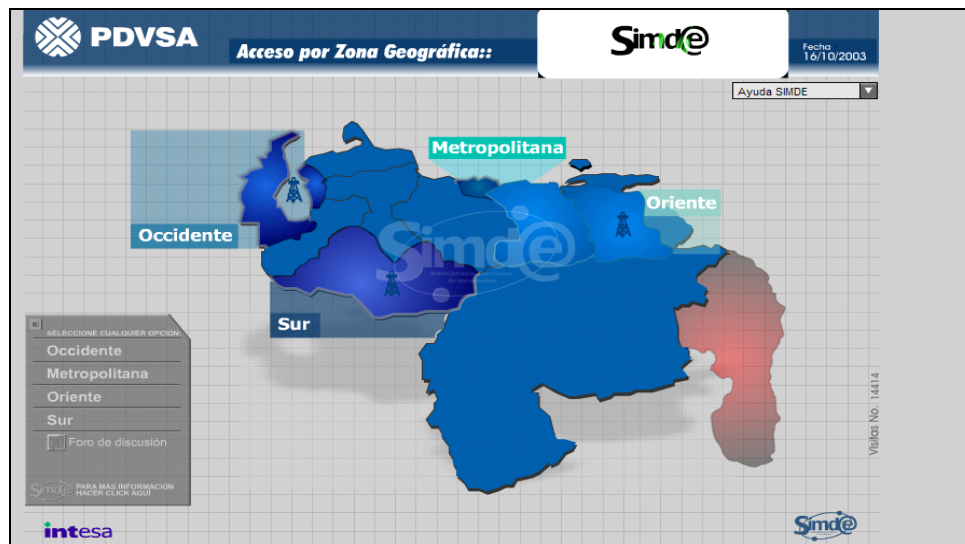


Figura 4.3 Ventana principal del programa S.I.M.D.E.

La validación de los datos oficiales consistió en validar la información contenida en el mapa oficial del yacimiento estudiado, es decir, las coordenadas, las condiciones de cada pozo (completado, interpretado, abandonado), los espesores de arena neta y arena petrolífera, los límites del yacimiento y las estructuras presentes. Para verificar la ubicación geográfica de los pozos se comparan las coordenadas que aparecen en el cabecal de cada registro con las coordenadas que están establecidas en la herramienta *Sigemap V8*. (Apéndice A).

Este es un software que permite la digitalización de mapas de forma rápida y fácil, además de que se puede revisar, preparar y cargar la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema, a través de esta herramienta se pueden elaborar y actualizar los mapas isópacos-estructurales, cambiar simbología a los distintos pozos del yacimiento, agregar o modificar los límites de rocas o barreras de permeabilidad, contacto de fluidos así como todos los esquemas de diseño que sea necesario agregarle al mapa.

En el caso de los pozos que pertenecen a la categoría de pozos interpretados se debe ir a la información de los registros eléctricos de SP y resistividad para validar si el horizonte es arenoso o arcilloso y que tipos de fluidos (agua, gas y/o petróleo) encierra. (Figura 4.4).

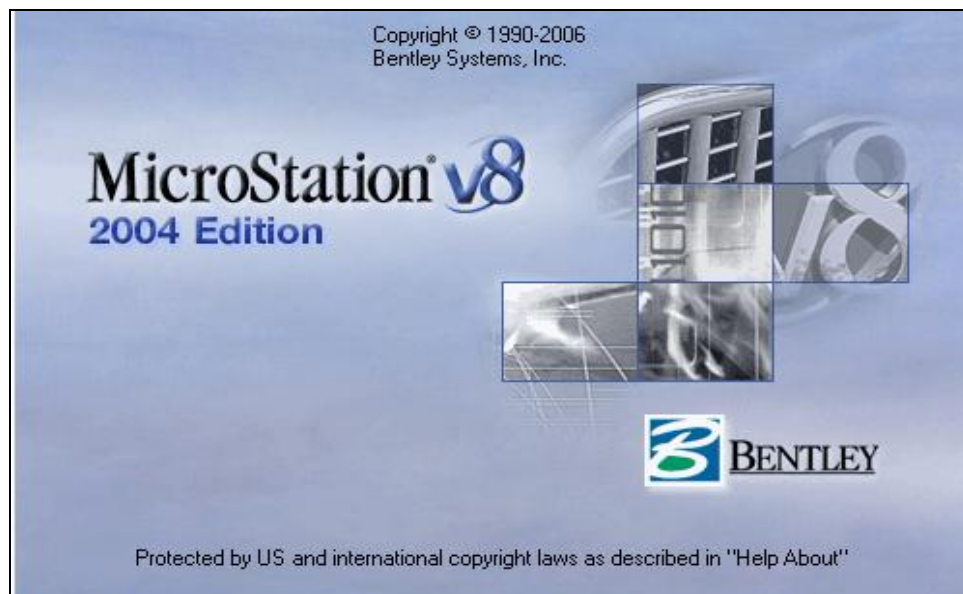


Figura 4.4 Pantalla de inicio de Sigemap V8.

4.7 Elaboración de la base de datos

Una vez recopilada y validada la información correspondiente a la lectura de los registros de SP, resistividad; se organizó en una base de datos elaborada en Microsoft Excel, con el fin de facilitar el manejo y procesamiento de los datos, la cual incluyó información general de los pozos: Nombre, profundidad de tope y base de las arenas a caracterizar, profundidad total y elevación de la mesa rotaria (EMR), (Apéndice B). En esta etapa también se realiza la validación del estado actual de cada uno de los pozos, ya sea completado o interpretado. Para los completados se procede utilizando el programa Centinela y los sumarios de Producción por pozos, como ya se explicó.

4.8 Correlación litoestratigráfica

Para la correlación se realizó primeramente un inventario de los tipos de registros con los que contaba cada pozo, resultando que todos tenían curvas de SP y resistividad. Seguidamente se utilizaron estos registros para la correlación de los pozos, siempre considerando que su escala fuese 1:500. Los cuales se fotocopiaron para establecer sobre ellos los límites de la arena estudiada. Se eligieron los pozos ubicados en la parte Noroeste del campo para dar inicio al modelo, ya que las arenas aparecen bien diferenciadas en estos pozos de acuerdo a la respuesta del registro potencial espontáneo.

Una vez obtenidos estos registros se realizó una correlación detallada del horizonte estratigráfico prospectivo basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestran buena continuidad en la secuencia sedimentaria y se aprecian fácilmente en los registros.

Para identificar el tope y la base de las arenas S6, S7 y S8 en el yacimiento se procedió a correlacionar entre pozos cercanos y siguiendo siempre como registro guía o registro tipo del pozo J-47, el cual presenta una columna estratigráfica representativa del área de estudio, las arenas de interés se presenta con un espesor considerable, no está aparentemente fallado y tiene uno de los registros más completos en profundidad. Para definir la estratigrafía de la arena se elaboró un mallado a fin de validar los topes y bases de la arena de correlación sobre el mapa base del área y se eligió el registro eléctrico del pozo J-47 como registro tipo por el hecho de tener representados todos los niveles estratigráficos. Para los 509 pozos se utilizó la correlación del registro tipo, llevándose ésta a todo lo largo del área, validando y actualizando las ya existentes en los registros eléctricos; ubicándose así el tope y base estratigráfica de la arena de interés. (Figura 4.5).

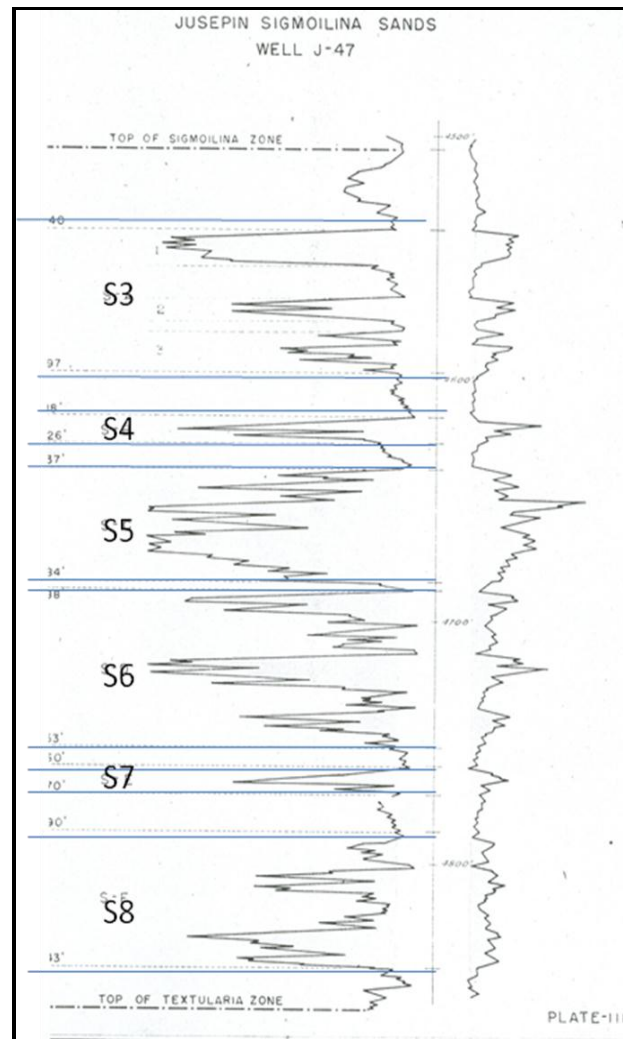


Figura 4.5 Registro tipo pozo J-47.

El yacimiento La Pica 01 está constituido por 509 pozos de los cuales, se utilizaron 44 pozos para elaborar las correlaciones, ya que poseen curvas potencial espontáneo, y resistividad. Para cada pozo se determinaron los topes y bases de las unidades analizando el comportamiento de las respuestas eléctricas de cada una de las arenas, aplicando los conceptos básicos de estratigrafía, así como, una recopilación detallada de toda la información que corresponda a los pozos que forman parte del

estudio para obtener un registro tipo que contenga todos los datos favorables y poder llevar a cabo las correlaciones.

Una vez definido el tope y la base del intervalo de interés se procedió a correlacionar los mismos pozos en digital a través de Microsoft PowerPoint y Autocad 2008, siendo ésta una herramienta de gran ayuda en lo que respecta a la digitalización de las secciones estratigráficas, estructurales y en la obtención del modelo sedimentológico de cada yacimiento. Autocad 2008 es un ambiente de dibujo de alto rendimiento para profesionales de negocios, ciencia e ingeniería. *Autocad 2008* es la una herramienta multiplataforma programa de dibujo técnico que se integra continuamente en las funcionalidades de edición profesional de imágenes, disposición de páginas, gráficas web y presentaciones en una sola y creativa aplicación. (Figuras 4.6 y 4.7).

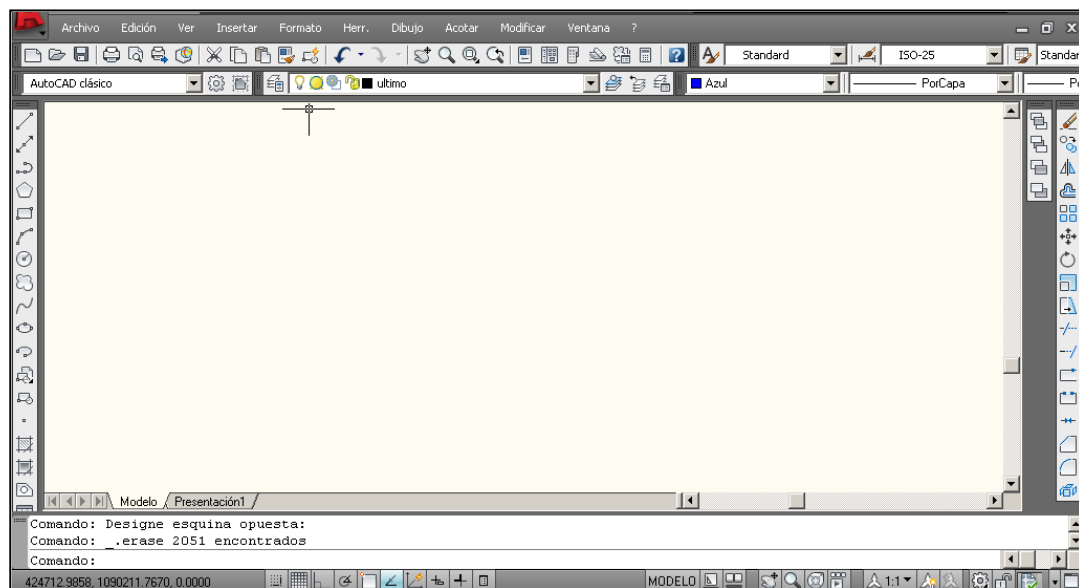


Figura 4.6 Ventana de inicio de Autocad 2008.

Se utiliza para correlacionar registros de pozos, realizar e interpretar las secciones, y realizar los análisis litológicos; también se usa para crear parámetros estructurales, isocoras, producción y mapas de facies, así como para evaluar los aspectos de la ingeniería de un pozo. (Figura 4.7).

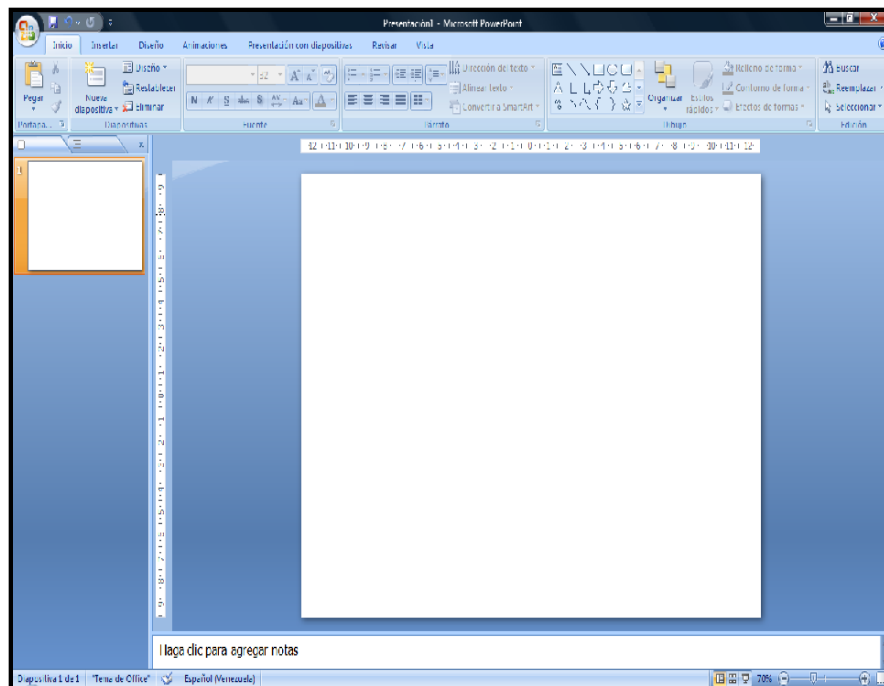


Figura 4.7 Ventana de inicio de Microsoft PowerPoint 2007.

4.9 Modelo estratigráfico

La caracterización geológica es el resultado de la integración del modelo estratigráfico, estructural, y sedimentológico. Esta etapa consiste en determinar la variación lateral y vertical de las diferentes facies del nivel estratigráfico.

4.9.1 Marcadores geológicos

Se escoge un marcador estratigráfico en cada de una de las secciones, en las cinco (5) secciones elaboradas se tomó la lutita que se encuentra en el tope de la arena S7 de la zona Sigmoilina.

4.9.2 Secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas se realizaron con el objetivo de reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de depositación y el tipo de depósito así como también determinar su ambiente de sedimentación. Estas muestran en el plano vertical las características litológicas, extensión lateral, límites estratigráficos, barreras de permeabilidad, cambios de facies, trampas estratigráficas y espesores.

Se elaboraron las secciones estratigráficas eligiendo los pozos más representativos del yacimiento, fueron seleccionados por la facilidad de reconocimiento de marcadores estratigráficos y estado de las curvas. Se diseño un mallado que abarcara toda el área en estudio (Figura 4.8). (Tabla 4.1).

El mallado de secciones estratigráficas se hizo tanto en sentido perpendicular como paralelo a la dirección de la sedimentación. Las secciones paralelas permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, mientras que en dirección perpendicular a la sedimentación permiten visualizar los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación.

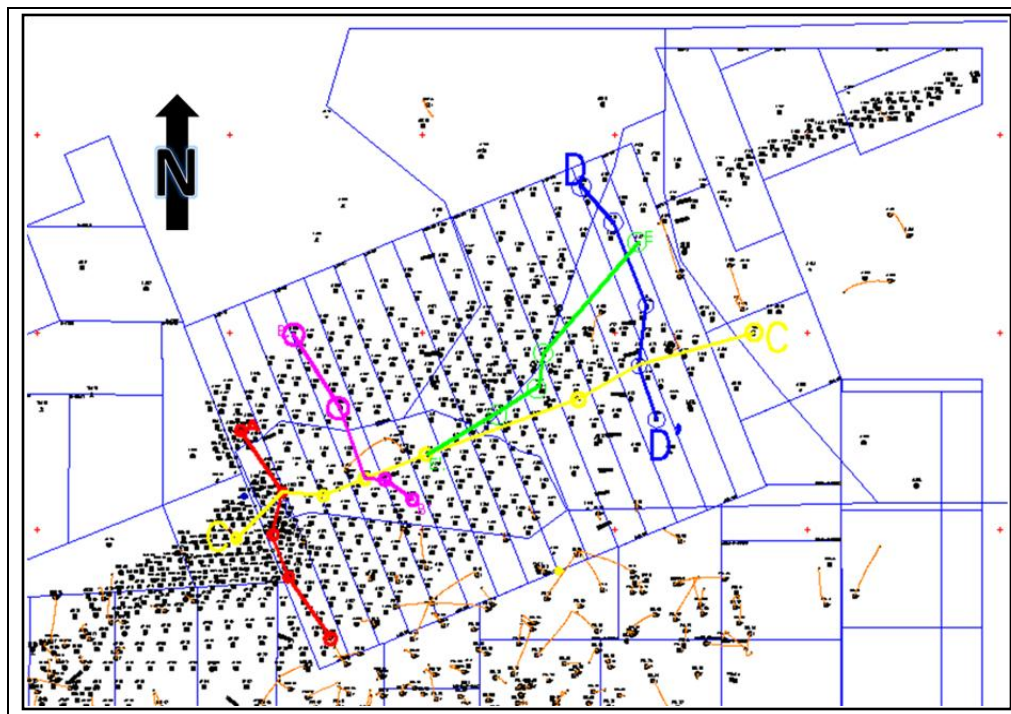


Figura 4.8 Mallado de las secciones estratigráfica del campo Jusepín.

Tabla 4.1 Dirección de las secciones estratigráficas.

Sección	Dirección	Pozos
A-A'	NW-SE	J-382, J-244, J-183, J-177
B-B'	NW-SE	J-398, J-290, J-397, J-395
C-C'	W-E	MURI-44, J-244, J-215, J-227, J-114, J-59, J-75
D-D'	NW-SE	J-278, J-76, J-8, J-75, J-415
E-E'	NE-SW	J-47, J-61, J-59, J-112

Primeramente se elaboraron las secciones de forma manual con los registros en físico de los pozos, mediante el siguiente procedimiento:

1. Se traza la dirección de la sección y se definen los pozos que serán correlacionados.

2. Se obtienen las copias de los registros en el intervalo de interés a escala 1:1000.

3. Por correlación pozo a pozo, se determinó un marcador estratigráfico, el cual está representado por una lutita que tiene presencia regional y que corresponde al tope de las arenas Sigmoilina. Este marcador lutítico constituye el datum estratigráfico al cual se va a colgar la sección.

4. Seguidamente se cuelgan los registros al datum estratigráfico, colocando los mismos con su distancia correspondiente uno del otro.

5. Luego se procede a la interpretación geológica de las arenas de interés.

4.9.3 Análisis depositacional

Para realizar el análisis se tomó como ejemplo el modelo depositacional de la Formación La Pica realizado por Lagoven en 1987. El análisis secuencial de las arenas Sigmoilina se generó a partir del pozo J-47. La curva SP de dicho registro permitió establecer los patrones de apilamientos, estos se consideran progradantes cuando haya aumento progresivo de los tamaños de grano de los paquetes sedimentarios hacia el tope del set de parasecuencias y retrogradantes cuando hay una disminución progresiva de los tamaños de grano de los paquetes sedimentarios hacia el tope. De igual manera se identificaron mediante la geometría y disposición de los estratos, superficies estratigraficas como: Superficies de Máxima Inundación (MFS) y Límites de Secuencias (SB). También se identificaron a través secuencias regresivas y transgresivas, sistemas encadenados como: Sistema Encadenado Transgresiva (TST) y Sistema encadenado de Bajo Nivel (LST). (Figura 4.9).

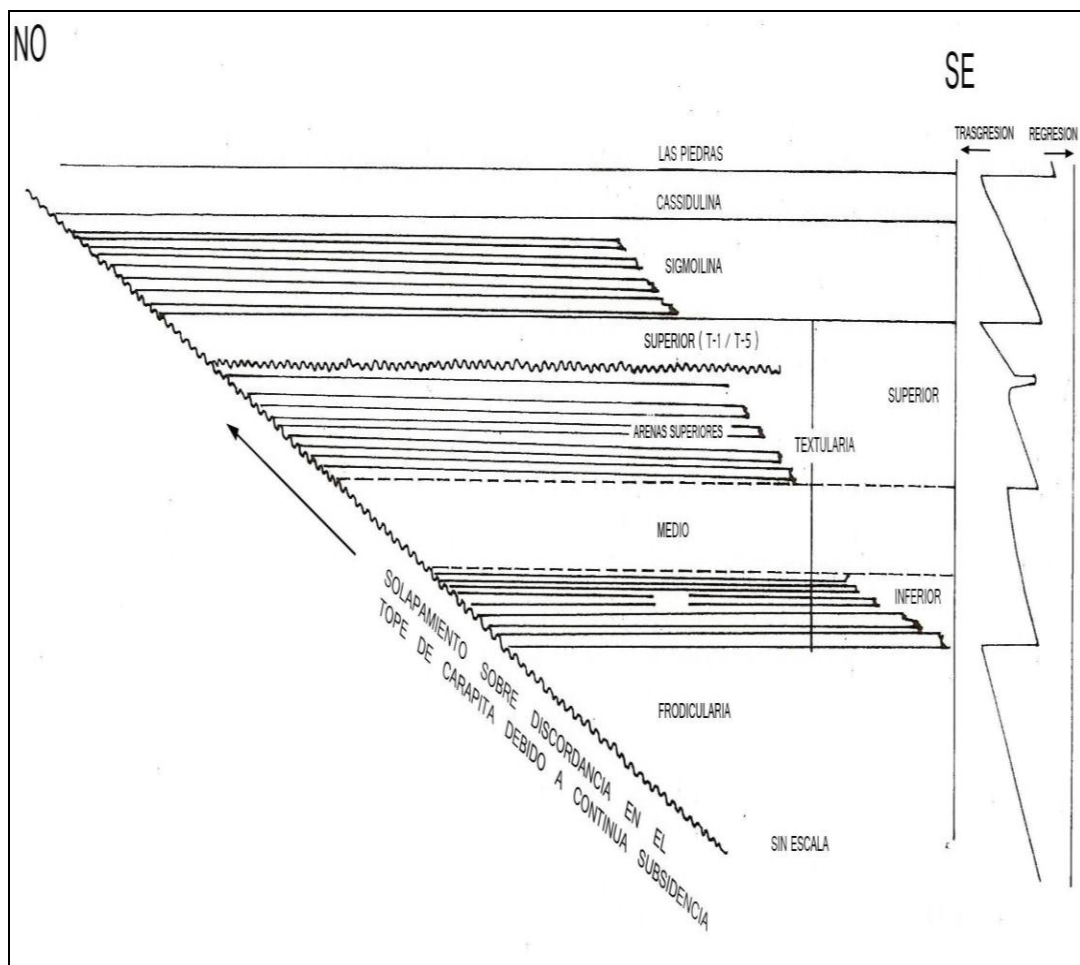


Figura 4.9 Modelo depositacional de la Formación La Pica, campo Jusepín. (LAGOVEN, 1987).

Las superficies de máxima inundación fueron corroboradas mediante una carta faunal, donde se muestran intervalos de profundidad con picos de abundancias faunal del pozo J-47 que coinciden con las profundidades de las superficies de máxima inundación encontradas en el registro SP, teniendo en cuenta que el contenido faunal registrado tiende a depositarse en este tipo de superficies. (Figura 4.10).

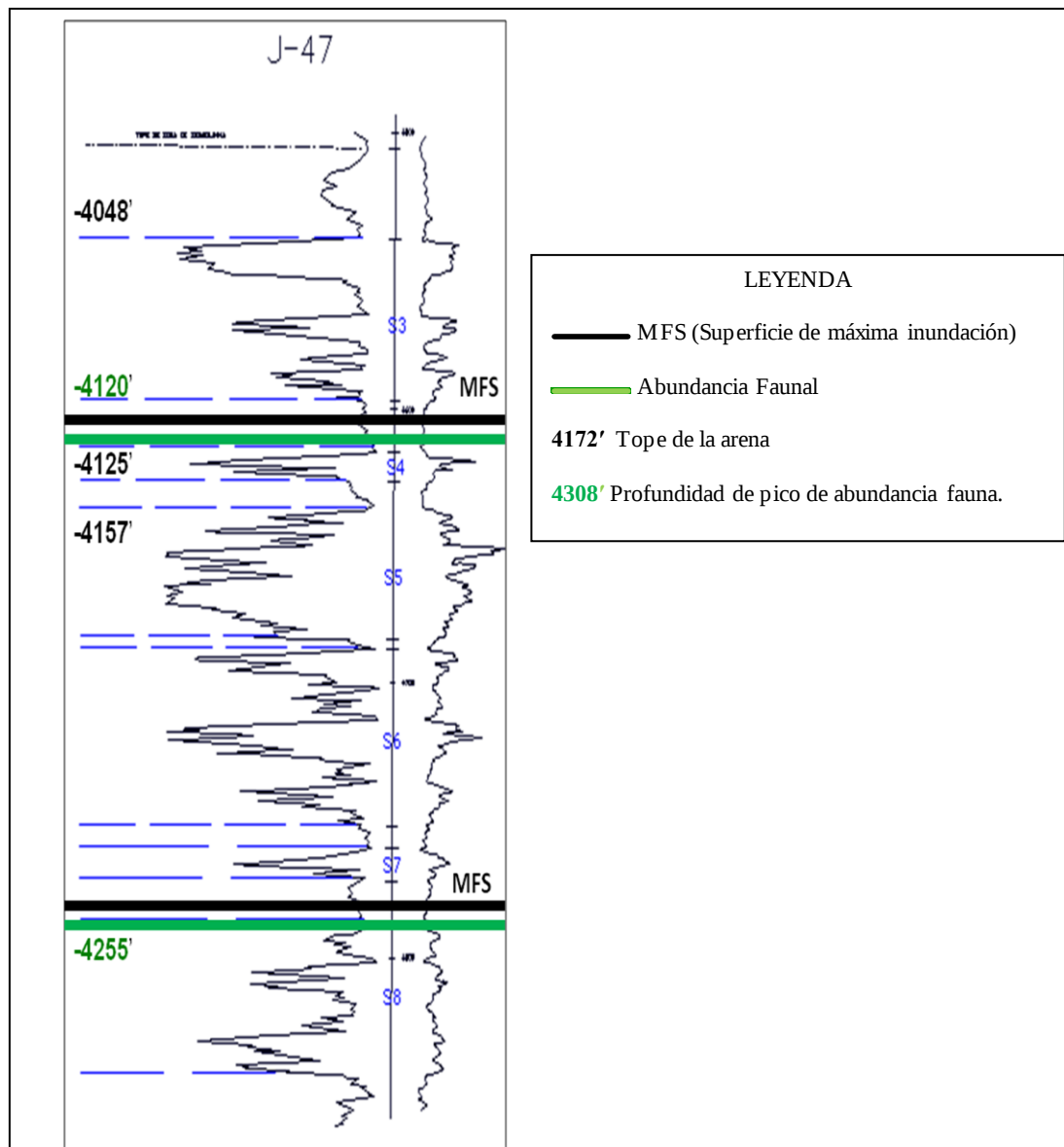


Figura 4.11 Intervalos de profundidad de abundancia faunal en el registro pozo J-47.

4.10 Modelo estructural

Para la obtención o generación del modelo estructural del Campo Jusepín se elaboró, primeramente, un mapa de plano de falla.

4.10.1 Mapa de plano de falla

Se realizó un mapa de plano de fallas desde la arena S3 a la arena S8 del campo Jusepín, a partir de un modelo generado por sísmica al nivel del tope de la Formación La Pica en el campo Jusepín propuesto por la Gerencia Corporativa de Reservas (figura 4.12).

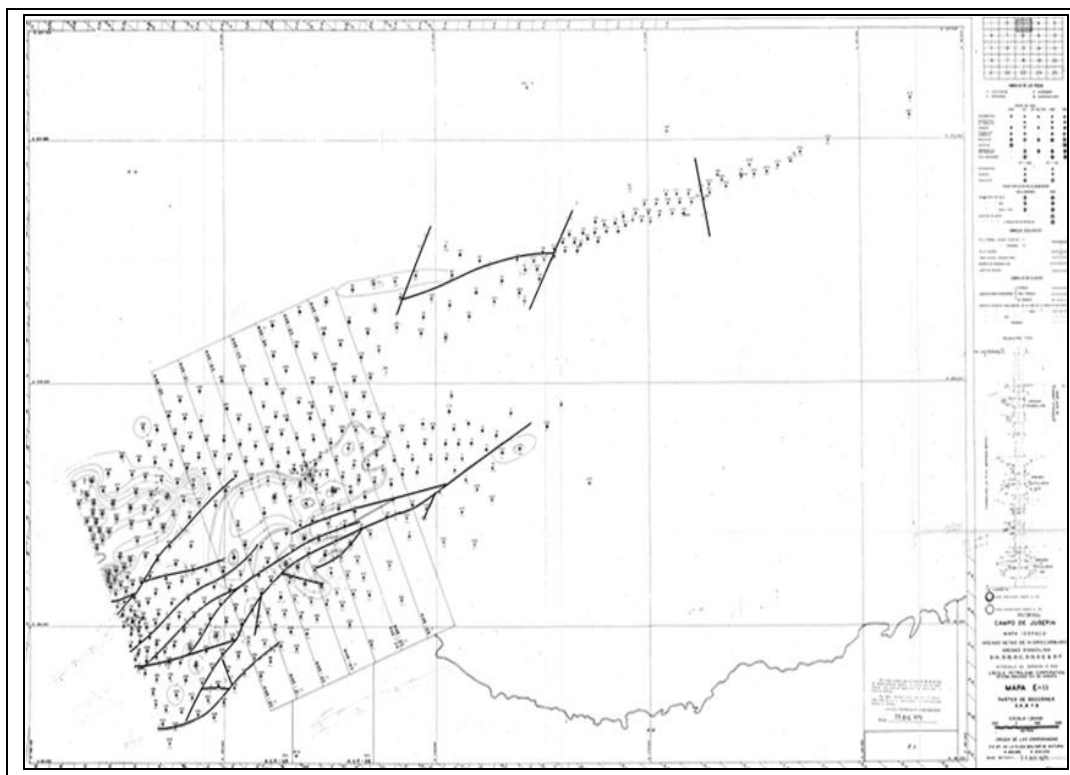


Figura 4.12 Modelo generado por la Gerencia de Reservas del campo Jusepín.

Se tomaron las fallas al nivel del tope de La zona Sigmoidal del modelo generado por la Creole y se montaron en el mapa base del campo Jusepín. Estas fallas fueron definidas a través de la correlación de 509 pozos del campo, verificando las fallas entre pozos detalladamente desde la arena S3 hasta la arena S8. (Figura 4.13).

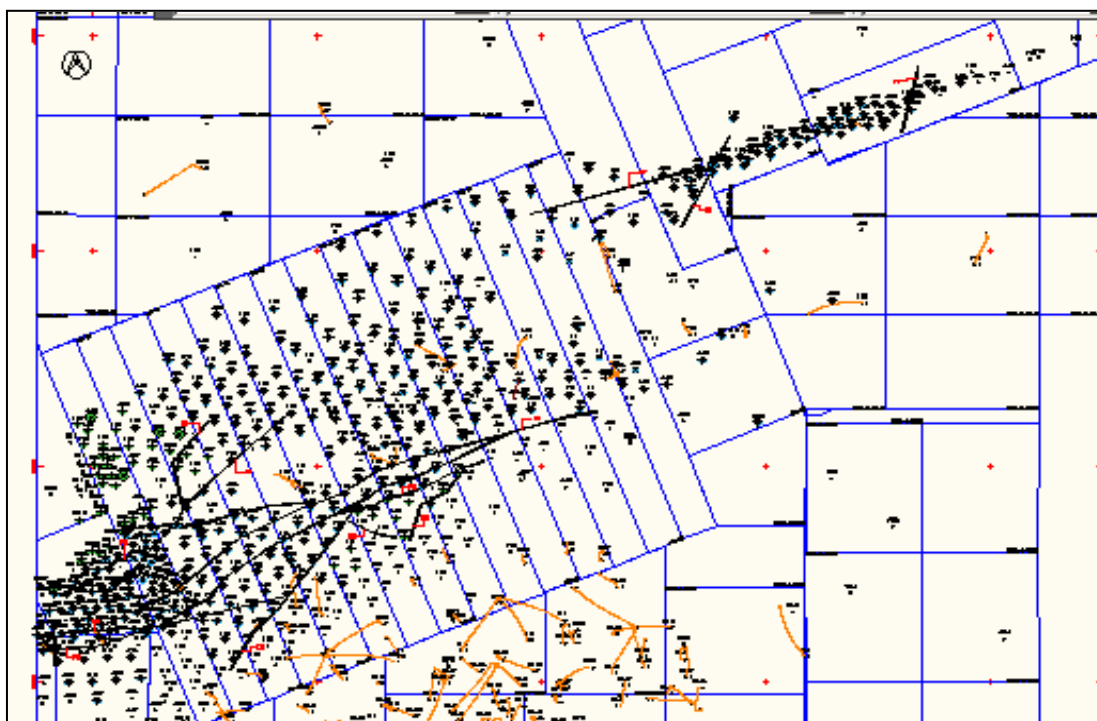


Figura 4.13 Mapa de falla del campo Jusepín.

4.10.2 Elaboración de mapas estructurales y mapas isópacos

4.10.2.1 Mapa estructural: En vista que no se contó con sísmica el mapa estructural fue diseñado simplemente representando la profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar (TVDSS) de las arenas de interés de cada uno de los pozos que se encuentran dentro y cercanos al yacimiento. Se procedió en el mapa base suministrado por la Gerencia de Reservas, a escala 1:20000, se colocan los valores del tope estructural leído de los registros de pozos, Se trazan los contornos

estructurales con un espaciamiento de 100'. A partir del mapa de planos de fallas, también a escala 1:20000, se procede a fallar los contornos estructurales, es decir, se le da el desplazamiento aproximado leído de los registros de pozos y confirmado luego en las secciones estructurales.

4.10.2.2 Mapa isópaco de arena neta: A medida que se realizaba la correlación simultáneamente se determinaron los espesores de arena neta y arena neta petrolífera, a través de la diferencia entre el tope y la base del intervalo estudiado utilizando para ello las curvas de correlación geológica como lo es el SP a escala 1:500.

Teniendo los espesores de arena neta se procede a generar el mapa isópaco, representando en el plano horizontal los espesores leídos. El mismo muestra la orientación, la distribución areal de la arena de interés y su geometría, lo que facilita la identificación e interpretación del tipo de depósito y ambiente sedimentario.

4.10.3 Secciones estructurales

Las secciones estructurales muestran la variación en profundidad que representan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical, se elaboraron con la finalidad de apreciar el buzamiento de los estratos y validar la existencia de las estructuras geológicas (pliegues, fallas) que influyen en la distribución de los fluidos y en el estilo de entrapamiento del área. El análisis y elaboración de las secciones estructurales se realizó mediante el software “*Autocad 2008*”, utilizando un datum que varía de -3122' a -3711' para las diferentes secciones. (Tabla 4.2).

El mallado de secciones estructurales se trazó en sentido longitudinal y transversal a la dirección de la sedimentación. A través de estas secciones también se determinó si las fallas actúan como cierre estructural o no, teniendo presente que una

falla se considera sellante sólo cuando su desplazamiento es mayor que el máximo espesor encontrado en el yacimiento. Al igual que las secciones estratigráficas, en este caso también se procedió primeramente a realizar las secciones en papel para luego proceder a su digitalización a través de la herramienta *Autocad 2008*. Para ello se ubicó la profundidad de la arena en estudio en el pozo más alto de la estructura y se trazó un datum de referencia estructural y las direcciones de las mismas. Una vez identificada la profundidad de la arena en los demás pozos se le sumó la EMR al datum, la profundidad que resultaba se ubicaba en el pozo y se colgaba. Finalmente se procedió a la correlación y a la identificación de las fallas. (Figura 4.14).

Tabla 4.2 Dirección de las secciones estructurales.

Sección	Dirección	Pozos
1-1´	NNW-SSE	J-383, J-225, J-374, J-407, J-248, J-408
2-2´	NNW-SSE	J-424, J-152, J-220, J-385
3-3´	NNW-SSE	J-310, J-327, J-101, J-94
4-4´	NNW-SSE	J-129, J-115, J-388
5-5´	NNE-SSW	J-224, J-146, J-190, J-254, J-223, J-163A, J-295

4.10.4 Mapa isópaco-estructural

Una vez que se elaboraron el mapa isópaco y el mapa estructural en papel se procede al escaneo de ambos para elaborar el mapa combinado utilizando la herramienta de *Sigemap V8* a través de su aplicación *Microstation* para cada una de las arenas de interés.

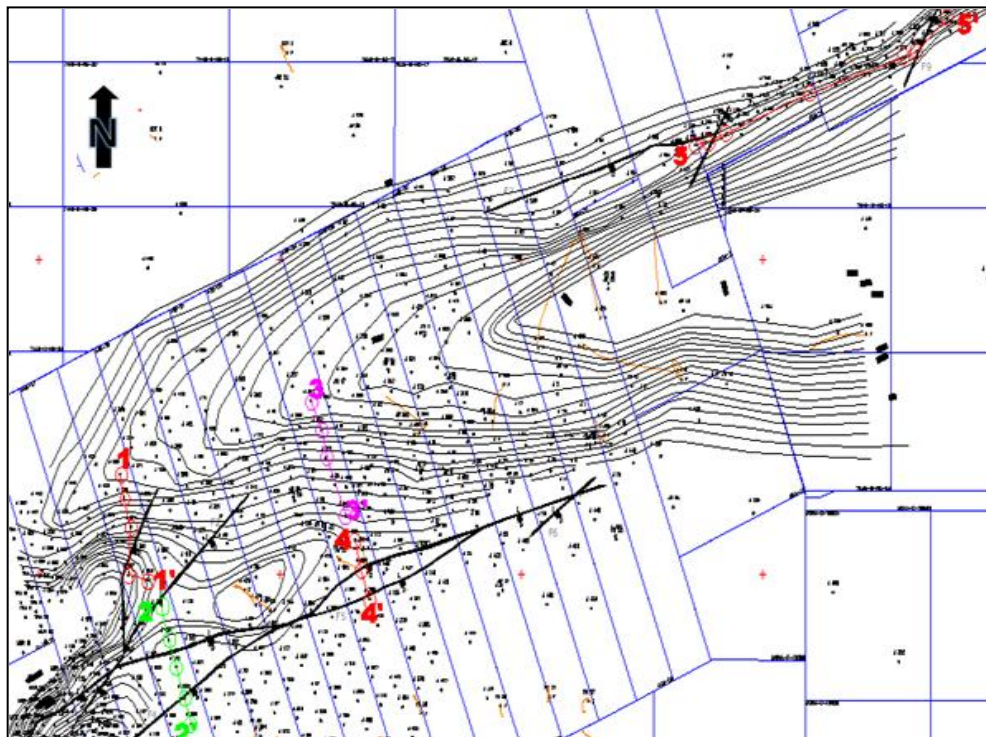


Figura 4.14 Mallado de secciones estructurales.

4.11 Modelo sedimentológico

El modelo depositacional se refiere a la forma y orientación en que los sedimentos fueron depositados originalmente en su ambiente sedimentario para así visualizar la distribución areal del cuerpo de arena en estudio a partir del mapa de distribución de electrofacies.

4.11.1 Análisis de facies sedimentarias

Una vez realizadas la correlación estratigráfica y definido el tope y la base de las arenas S6, S7 y S8 se generó el mapa de electrofacies a través de las curvas de potencial espontáneo y de resistividad profunda entre el tope y la base del intervalo

visto por cada pozo en el campo, para así visualizar la distribución de las diferentes electroformas identificadas en las arenas.

Para esto se cartografiaron las electrorespuestas de los yacimientos en el mapa base oficial facilitado por el personal de Sigemap de la Gerencia de Reservas Distrito Norte. Los modelos de ambiente fueron elaborados a mano alzada previamente en el mapa base a escala 1:20.000, tomando como criterio los conceptos de las curvas de electrofacies, donde del tipo “coarsening up” (fino en la base y grueso hacia el tope, granocreciente) era considerada secuencias de barras o abanicos de roturas y del tipo “finining up” (grueso hacia la base y fino hacia el tope, granodecreciente), fue considerado facies de canal.

4.11.2 Mapa de paleoambiente

Posteriormente, se digitalizó el modelo sedimentológico a través de la herramienta Autocad 2008 que permite una rápida interpretación y obtención de los mapas de facies. También se llevó a cabo la validación del modelo de ambiente a través de la realización de varias secciones estratigráficas que permitieron determinar la coalescencia entre las arenas de interés, con los siguientes pasos:

1. Se escaneó el mapa de electrofacies hecho en papel y se colocó en formato de imagen JPG.
2. Se rasterizó el mapa base del campo en el software a una escala de 1:42.000.
3. Se importó el mapa escaneado y se referenció a la misma escala del mapa base.

4.11.3 Definición del ambiente

Para definir el ambiente sedimentario y visualizar la distribución de las distintas facies de las respuestas eléctricas de los registros, se compararon con los patrones de electrofacies asociados a diversos modelos sedimentarios. (Figura 4.15).

CILINDRICO	EMBUDO	CAMPANA	SIMÉTRICO	IRREGULAR
LIMPIO	TOPE ABRUPTO ENGROSAMIENTO HACIA ARRIBA	BASE ABRUPTA AFINAMIENTO HACIA ARRIBA	AFINAMIENTO HACIA LA BASE Y EL TOPE	MIXTO
				
EÓLICO, FLUVIAL ENTRELAZADO, PLATAFORMA, CARBONÁTICA.	ABANICOS DE ROTURA, BARRAS DE DESEMBOCADURA, ISLAS DE BARRERA.	ESPOLÓN ALUVIAL, ALGUNAS ARENAS TRANSGRESIVAS DE PLATAFORMA.	ALGUNAS ARENAS TRAIGRESIVAS DE PLATAFORMA.	PLANO ALUVIAL, RELLENO DE CAÑON.

Figura 4.15 Relación entre las curvas GR y SP y el tamaño de grano (Schlumberger, S.C. 1998).

Luego se definieron los colores correspondientes para cada facies representada en los mapas, donde el color rojo define facies de barras, amarillo define facies de canal y el color verde define llanuras de inundación.

El mapa paleoambiental se elaboró con el propósito de representar en un plano los eventos sedimentarios que tuvieron lugar en un mismo espacio de tiempo a través de la interpretación de las distintas facies que se presentan en cada unidad sedimentaria estudiada.

4.12 Parámetros petrofísicos

Un modelo petrofísico consiste en mostrar propiedades de las rocas y los fluidos que esta contiene a través de la evaluación de algunos registros de pozos como densidad neutrón, microlog y de análisis de núcleos, de los cuales se puede obtener una medición indirecta de parámetros como la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla.

En vista de que no se encontraron los registros de pozos (GR, Neutrón, Sónico), ni los análisis de núcleos y estudios previos en la zona Sigmoilina pertinentes para efectuar una evaluación petrofísica de las arenas del estudio, se procedió solo a recopilar la información básica necesaria de pozos del Campo Jusepín y así obtener datos para el calculo de petróleo original insitu (POES) de los yacimientos encontrados, con el propósito de dar cumplimiento al objetivo planteado. Los datos obtenidos de diversas fuentes, permitieron visualizar algunos parámetros petrofísicos por arena. Estos parámetros fueron organizados en bases de datos para facilitar su apreciación, mostrando datos revisados y extraídos de las carpetas de pozos, donde se organizó la información de la siguiente manera: pozos, arenas, volumen de arcilla, saturación de agua, saturación de petróleo. (Apéndice C).

La evaluación petrofísica se realizó analizando la información de perfiles, utilizando modelos de evaluación y cuantificación de las propiedades petrofísicas a través de los registros eléctricos de pozos, de los cuales se puede obtener una medición indirecta de parámetros como la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla.

Como primer paso para realizar la evaluación petrofísica de yacimientos, se obtienen los valores fijos para cada uno de los pozos que se incluyen en la evaluación, dichos datos se obtienen del cabezal del registro de cada pozo, estos son:

1. Profundidad máxima del pozo ($P_{\text{máx}}$).
2. Temperatura en el fondo del pozo o temperatura máxima registrada (BHT).
3. Temperatura en superficie (T_{sup}).
4. Resistividad del lodo en superficie (R_m).
5. Temperatura a la cual fue tomada la resistividad del lodo (T_{R_m}).

Con $P_{\text{máx}}$; BHT y T_{sup} se determinó el Gradiente Geotérmico (GG) a través de la siguiente ecuación:

$$GG = \frac{BHT_{\text{su}}}{P_{\text{máx}}} \quad (4.1)$$

Donde GG queda expresado en °/pie.

En la evaluación petrofísica de un pozo es necesario conocer los siguientes parámetros:

1. Profundidad del tope y la base de la arena a evaluar (Intervalo).
2. SP de la arena más limpia del registro y cercana a la zona a evaluar.
3. SP de la lutita más representativa del registro y cercana a la zona a evaluar.
4. Resistividad de la arena a evaluar, tomada del registro de inducción (R_o).

5. Resistividad de las lutitas, tomada del registro de inducción, esta será considerada constante para cualquier intervalo que sea evaluado posteriormente en el pozo (Rsh).

6. Resistividad de la arena de agua calculada a partir de análisis químicos realizados en el campo, también constante en cualquier intervalo a evaluar.

Para la realización de una evaluación cuantitativa de los perfiles de pozos es necesario conocer las propiedades eléctricas de la formación, debido a que éstas pueden afectarla; dichas propiedades a determinar son las siguientes: factor de cementación (m), exponente de saturación (n) y factor de tortuosidad (a).

Los parámetros eléctricos empleados en la evaluación del yacimiento se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Parámetros eléctricos.

Factor de Cementación “m”	1.8
Factor de Tortuosidad “a”	1

Profundidad media del intervalo (Pmedia)

$$P_{media} = \frac{P_{topo} + P_{ba}}{2} \quad (4.2)$$

Donde:

P_{media}: Profundidad media del intervalo (pies).

P_{topo}: Profundidad del tope del intervalo a estudiar (pies).

P_{base} : Profundidad de la base del intervalo a estudiar (pies).

Temperatura de la formación (T_f).

$$T_f = T_{sup} + GG \cdot P_{media} \quad (4.3)$$

Donde:

T_f : Temperatura de formación ($^{\circ}F$).

T_{sup} : Temperatura en superficie ($^{\circ}F$).

P_{media} : Profundidad media del intervalo (pies).

GG: Gradiente Geotérmico ($^{\circ}/pie$).

4.12.1 Resistividad del agua de formación

El agua de formación, algunas veces llamada agua connata, es el agua que satura los poros de la roca yacimiento. Su resistividad (R_w) es un parámetro que se requiere para la determinación de saturaciones de agua y/o hidrocarburos. Este se obtuvo mediante el método de análisis físico-químico, en el cual se determina el total de ppm equivalentes de NaCl y así determinar la resistividad del agua. Este procedimiento se realizó a todos los análisis de agua de la zona; los valores resultantes se promediaron obteniendo así un valor de R_w promedio, el cual se utilizó para el cálculo de saturación de agua.

4.12.2 Volumen de arcilla

La presencia de arcilla en la roca reservorio es un factor extremadamente perturbador en la evaluación de formaciones, por una parte complica la determinación

de los hidrocarburos en el lugar, por otra parte afecta la habilidad del reservorio para producir estos hidrocarburos. Para evaluar apropiadamente las formaciones es indispensable conocer el volumen de arcilla, ya que esta incide significativamente en el cálculo de las saturaciones de los fluidos. Se utilizó la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{1 - SF}{SSF} \quad (4.4)$$

Donde:

SP: lectura del SP en la arena de interés.

SSP: lectura del SP en una arena limpia.

4.12.3 Permeabilidad y porosidad

Se tomaron valores generales para el área de estudio publicados en el libro de reservas debido a la falta de información de núcleos e informes previos.

4.12.4 Saturación de agua

La saturación de agua se refiere a la cantidad de agua contenida en la fracción del espacio poroso de la roca. Su valor varía entre la saturación de agua irreducible y uno (1). El valor de la saturación de agua puede servir tanto para determinar la probabilidad de producción de hidrocarburos de una formación como para determinar el volumen de hidrocarburo existente en un tamaño determinado del yacimiento o sea, cálculo de reservas.

En Venezuela, el modelo más utilizado es Simandoux por generar valores más conservadores en yacimientos con arcillosidad considerable.

El modelo matemático Simandoux, esta expresado por la siguiente ecuación:

$$S_w \left[\frac{R_o}{R_t} \left(\frac{V_{sh}}{V_{sh} + \phi_e R_{sh}} \right)^n \right]^{\frac{1}{a}} = \frac{R_o}{R_{st}} \quad (4.5)$$

Donde:

R_o : resistividad de la formación 100% saturada de agua, $R_o = a \cdot R_w / (\phi_e)^m$.

S_w : Saturación de agua.

n : Exponente de saturación.

a : Factor de tortuosidad.

m : Exponente de cementación.

R_w : Resistividad de agua de formación.

R_t : Resistividad de la formación.

V_{sh} : Volumen de arcilla.

R_{sh} : Resistividad de la arcilla.

ϕ_e : Porosidad efectiva.

La ecuación de Simandoux resulta en valores adecuados para arenas de baja arcillosidad, mientras que para arenas arcillosas es muy optimista. Por esta razón, se aplicaron las siguientes correcciones:

Para $V_{sh} < 30 \%$: S_w Simandoux una saturación:

Para $30 \% > V_{sh} < 60 \%$: se calculo

$$S_{w_{prom}} = \left(\frac{S_w}{1 - V_{sh}} \right) \quad (4.6)$$

Los valores de saturación de agua promedios para cada yacimiento fueron calculados utilizando la ponderación por espesor de arena. Las ecuaciones utilizadas fueron:

$$S_{w_{prom}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{w_i} * h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (4.7)$$

Donde:

S_{w_i} = Saturación de agua connata de la arena en cada pozo (Fracción).

h_i = Espesor de la arena en cada pozo (Pie).

$S_{w_{prom}}$ = Saturación de agua promedio del yacimiento (Fracción).

4.13 Modelo integrado del yacimiento

4.13.1 Límites del yacimiento

El yacimiento La Pica 01 presenta un cierre estructural hacia la parte Norte, un cierre estratigráfico hacia el Este, al Oeste y al Sur queda demarcado por límites erosivos y límite de roca. El cierre estructural del yacimiento fue ratificado a través del mapa de planos de fallas y de las secciones estructurales realizadas. El límite de

roca fue validado por medio del modelo sedimentológico y las secciones estratigráficas, donde se verificó la continuidad de la arena y el cambio de facies.

Los límites arbitrarios quedaron establecidos según criterios de carácter geológico y siguiendo las normas de cartografía geológica establecidos por el Ministerio para el poder popular de Energía y Petróleo (MENPET), donde se estipula que el límite arbitrario debe establecerse paralelo a los contornos estructurales y a una distancia de 50' con respecto al pozo más cercano.

Si bien en el mapa de ambiente se pudiera suponer que los canales distributarios tengan continuidad hacia el Norte no se dispone de la suficiente información (sedimentológica y/o estructural) como para establecerlo, dado que no hay pozos en esa zona.

4.14 Estimación de reservas

La estimación de reservas como su nombre lo indica involucra cierto grado de incertidumbre que va a depender de la calidad y cantidad de la información disponible. Existen numerosos métodos para determinar el POES tales como el método volumétrico, simulación numérica y métodos estocásticos, siendo el primero de ellos el de uso oficial en la industria petrolera. Para el cálculo del POES se utilizó la ecuación 4.8, donde el volumen del yacimiento fue determinado con la herramienta *Sigemap V8*, primeramente se carga en la base de datos la información correspondiente al yacimiento, luego se define la envolvente del yacimiento utilizando la opción de crear yacimiento que se enlaza con la base de datos y de esta manera se tiene el yacimiento en un área cerrada y definida la envolvente, se calcula el área y el volumen. A modo de obtener el valor del área más confiable, se realizó el promedio de las áreas determinadas, ya sea entre contornos estructurales (utilizada para determinar el datum del yacimiento), entre isópacas o entre parcelas e isópacas.

$$POES = \frac{7758 \times V_b \times S_{wi}}{\phi_e \times Boi} \quad (4.8)$$

Donde:

POES= Petróleo original en sitio.

7758 = Constante volumétrica en acre-pie.

Vb = Volumen bruto de petróleo.

S_{wi} = Saturación de agua inicial.

Boi = Factor volumétrico del petróleo.

ϕ_e = Porosidad efectiva.

Para el cálculo de las reservas recuperables simplemente se multiplica el POES por el factor de recobro (FR) expresada en la ecuación 4.9. En este caso el factor de recobro para el Campo Jusepín es de 18%. Las reservas recuperables pueden ser estimadas por la ecuación:

$$\text{Reservas Recuperables} = POES \times FR \quad (4.9)$$

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Base de datos

La información validada de 509 pozos se presento en forma de base de datos, en donde se muestran por intervalos de arenas los topes y bases estructurales, espesores de arena neta y arena neta petrolífera, elevación de mesa rotaria y TVD. (Apéndice B).

5.2 Correlación litoestratigráfica

Para la correlación de las arenas S6, S7 y S8 en el campo Jusepín se procedió a correlacionar entre pozos cercanos y siguiendo siempre como registro guía o registro tipo el pozo J-47, el cual presenta una columna estratigráfica representativa del área de estudio, no está aparentemente fallado y tiene uno de los registros más completos en profundidad. Además de tener representados todos los niveles estratigráficos a ser estudiados.

La correlación pozo a pozo (litoestratigráfica) realizada a los 509 pozos de los yacimientos más los pozos circunvecinos, permitió la identificación de líneas de tiempo que unían una unidad genética de la otra. Se aplicó una correlación del tipo litoestratigráfica en la que se trazaron líneas que conectan aspectos similares y característicos de los perfiles para las arenas de interés de la Formación La Pica, Zona Sigmoidina en la que se identificaron los horizontes o marcadores de la correlación para facilitar su delimitación vertical y lateral de los niveles estratigráfico de interés.

Una vez llevada la correlación del registro tipo a toda el área de estudio del campo Jusepín se hicieron cambios en cuanto a topes, bases y espesores con el propósito de corregir los fallos existentes.

5.3 Modelo estratigráfico

Como estrategia para este plan de trabajo se elaboraron cinco secciones estratigráficas principales, con el propósito de visualizar y validar la continuidad lateral de las arenas S6, S7 y S8, de la misma manera lograr identificar la variación de los espesores y su correcta correlación.

La correlación litoestratigráfica se aplicó en dirección Norte-Sur y Este-Oeste, tomando como marcador estratigráfico un cuello lutítico en el tope de la arena S7 para facilitar la horizontalidad de las unidades estratigráficas de interés.

5.4 Secciones estratigraficas

Para la realización de estas secciones se tomaron pozos que atraviesan el campo de Norte a Sur y de Este a Oeste con un total 5 secciones, permitiendo obtener mas detalles de la continuidad de las arenas, sus espesores y cambios de facies. (Tabla 5.1)

La información obtenida a partir de los registros se puede observar en el Apéndice B, donde aparecen las profundidades de tope y base de la arena, su distancia vertical verdadera y los espesores de arena neta y arena neta petrolífera.

Tabla 5.1 Listado de pozos utilizado para las secciones estratigráficas y estructurales.

Muri-44	J-115	J-224	J-382
J-8	J-146	J-225	J-383
J-47	J-151	J-227	J-385
J-59	J-152	J-244	J-388
J-61	J-162A	J-248	J-395
J-75	J-177	J-254	J-397
J-76	J-183	J-290	J-398
J-94	J-190	J-295	J-407
J-101	J-215	J-310	J-408
J-112	J-220	J-327	J-424
J-114	J-223	J-374	J-426

5.4.1 Sección A-A'

Esta sección está constituida por los pozos J-382, J-244, J-183 y J-177 en dirección Noroeste-Sureste, abarca una distancia total de 4160 mts. Se encuentra ubicada al límite Oeste del campo. Se observa que de acuerdo a las respuestas eléctricas granodecreciente hacia al tope en la arena S6 que estamos en presencia de una zona de facies de canales de marea con espesor mínimo de 16 pies en el pozo J-177 a un máximo de 62 pies en el pozo J-183, demostrando su mayor espesor hacia el centro de la sección. La arena S7 se interpreta como una zona de facies de barra litoral definida así en toda el área de Jusepín, su continuidad hacia el Norte se ve interrumpida ya que aparece como no desarrollada promediando espesores de 5 pies como mínimo en el pozo J-244 y 6 pies como máximo en el pozo J-382. La arena S8 esta definida en los 4 pozos como facies de canales de marea, siendo esta la arena de

mayor espesor de las tres objeto de estudios. En el caso de la arena S8 se tiene una buena continuidad lateral con espesores que se mantienen constantes entre 36 pies como mínimo observada en el pozo J-177 y 44 pies como máximo en el pozo J-382. (Anexo 7).

5.4.2 Sección B-B'

En la sección B-B' representada por los pozos J-398, J-290, J-397, J-395 en dirección Noroeste-Sureste, esta sección tiene una distancia de 4160 mts. De acuerdo a las respuestas eléctricas de cada pozo en la arena S6 se mantiene un espesor promedio de 22 pies solo variando en el pozo J-395 con espesor de 3 pies debido a la erosión presente en la parte Suroeste del campo, el máximo espesor se encuentra en el pozo J-398 con 24 pies; en este intervalo de la sección en la arena S6 se aprecian facies de canales de marea con continuidad lateral en los pozos J-398 y J-290 notándose un cambio de facies a barras litorales en los pozos J-397 y J-395. La arena S7 está representada como facies de barras litorales con un espesor mínimo de 4 pies en el pozo J-290, el espesor máximo es de 8 pies observado en los pozos J-398, J-397 y J-395, se mantiene la continuidad lateral en toda la sección. En la arena S8 se observa un espesor constante en toda la sección con una buena continuidad lateral, el espesor mínimo se observa en el pozo J-395 con 30 pies y el máximo en los pozos J-290 y J-398, se aprecian facies de barras litorales en el pozo J-398 y facies de canales de marea para los restantes pozos de la sección. (Anexo 8).

5.4.3 Sección C-C'

Esta sección incluye los pozos MUR-44, J-244, J-215, J-227, J-114, J-59, J-75, J-426 representa una distancia total de 11120 mts. Se ubica en la parte Central del campo con dirección Este-Oeste. Se observa que de acuerdo a las respuestas eléctricas granodecreciente hacia al tope en la arena S6 que estamos en presencia de

una zona de facies de canales de marea en los pozos MUR-44, J-244; generándose un cambio de facies a barras litorales en los pozos J-227, J-215 y J-114; para finalizar la sección estratigráfica con los pozos J-75 y J-426 cuyas lecturas dan cuenta que se generó un cambio de facies a canales de marea en cuanto a espesores estos oscilan entre 11 pies como mínimo en el pozo J-426 y 60 pies como máximo en el pozo J-215. En la arena S7 se aprecia que estamos en presencia de una zona de facies de barras litorales manteniendo la continuidad en toda la sección, los espesores fluctúan entre 3 pies como mínimo en los pozos J-75 y J-215 y 8 pies como máximo en el pozo J-114 y MUR-44, notando a su vez que el pozo J-426 la arena se aprecia como no desarrollada. La arena S8 de acuerdo a las lecturas de los registros de cada pozo se observan zona de canales de marea, a excepción de los pozos J-75 y J-426 donde la unidad de arena es propia de facies de barras litorales destacando a su vez que los espesores para la arena se encuentran entre 8 pies como mínimo en el pozo J-426 y 47 pies como máximo en el pozo J-114, disminuyendo en espesor hacia el Este del campo. En toda la sección se pueden apreciar que los cuerpos arenosos tienen una continuidad lateral en las tres arenas. (Anexo 9).

5.4.4 Sección D-D'

La sección se encuentra ubicada al Este del campo constituido por los pozos J-278, J-76, J-8, J-75, J-415 y comprende una distancia de 5180 mts. El horizonte estratigráfico S6, de acuerdo a las respuestas electrográficas exhibe facies de barras litorales para los tres primeros pozos y los dos últimos con facies de canales de marea con rango de espesores entre 8 pies como mínimo observado en el pozo J-278 y 49 pies como máximo en el pozo J-8. En el nivel S7 los cuerpos arenosos siempre se presentan como facies de barras litorales en todo el tramo de la sección con excelente continuidad lateral y espesores que van de 3 pies como mínimo en los pozos J-75 y J-76, el máximo espesor se encuentra en el pozo J-8 con 6 pies. En el nivel S8 las curvas del registro exhiben facies de canales de marea hacia el Norte notándose un

cambio lateral de facies de barras litorales hacia el sur cuyos espesores van de 14 pies como mínimo en el pozo J-75 a un máximo de 40 pies en el pozo J-8. (Anexo 10).

5.4.5 Sección E-E'

Los pozos J-47, J-61, J-59 y J-112 representan esta sección. Su ubicación es en la parte Este del campo con una dirección Noreste-Suroeste y comprende una distancia total de 4700 mts. Las respuestas eléctricas para la arena S6 muestran en su totalidad que se esta en presencia de facies de barras litorales con buena continuidad lateral y espesores entre 20 pies como mínimo en el pozo J-112 y 36 pies como máximo en el pozo J-47 y J-61.

El nivel de la arena S7 comprende espesores entre 4 pies como mínimo en el pozo J-61 y 12 pies como máximo en pozo J-112; se observan facies de barras litorales en todos los pozos con buena continuidad lateral. La arena S8 se presenta como facies de barras litorales en el primer pozo y los restantes reflejan las facies de canales de marea y al igual que las dos arenas superpuestas posee buena continuidad lateral comprendiendo espesores que van de 27 pies como mínimo en el pozo J-112 a 44 pies como máximo en el pozo J-61. (Anexo 11).

5.4.6 Análisis depositacional S6, S7 y S8 en la Zona Sigmoilina

La base de Sigmoilina está marcada por un límite de secuencia (SB), donde comienza un sistema encadenado transgresivo (TST), el cual se identifico por medio de la ayuda de las respuestas de perfiles SP y cartas faunales permitiendo identificar el limite de secuencia.

A partir del límite de secuencia (SB), La arena S8 y S7 se depositaron durante un sistema encadenado transgresivo (TST), la culminación de esta transgresión está

señalada por una superficie de máxima inundación enmarcada entre las arenas S6 y S7, la cual es importante para identificar este sistema encadenado.

Esta superficie de máxima inundación (MFS), determina el comienzo de un sistema encadenado de alto nivel (HST), en el cual se deposito la arena S6 hasta el límite de secuencia (SB), el cual es un aspecto importante para definir este sistema encadenado porque marca el final de este. Este límite de secuencia marca el comienzo de un nuevo sistema encadenado transgresivo en el cual se depositaron las arenas S4 y S5.

La culminación de esta transgresión está señalada por una superficie de máxima inundación (MFS) entre las arenas S4 y S5, esta superficie determina el comienzo del sistema encadenado de alto nivel en el cual se deposito la arena S3 hasta el límite de secuencia (SB), el cual es un aspecto importante para definir este sistema encadenado porque marca el final de este que se encuentra marcado en tope de Sigmoilina.

Este límite de secuencia marca el comienzo del sistema encadenado transgresivo en el cual termina con la depositación de las arenas Cassidulina. (Figura 5.1).

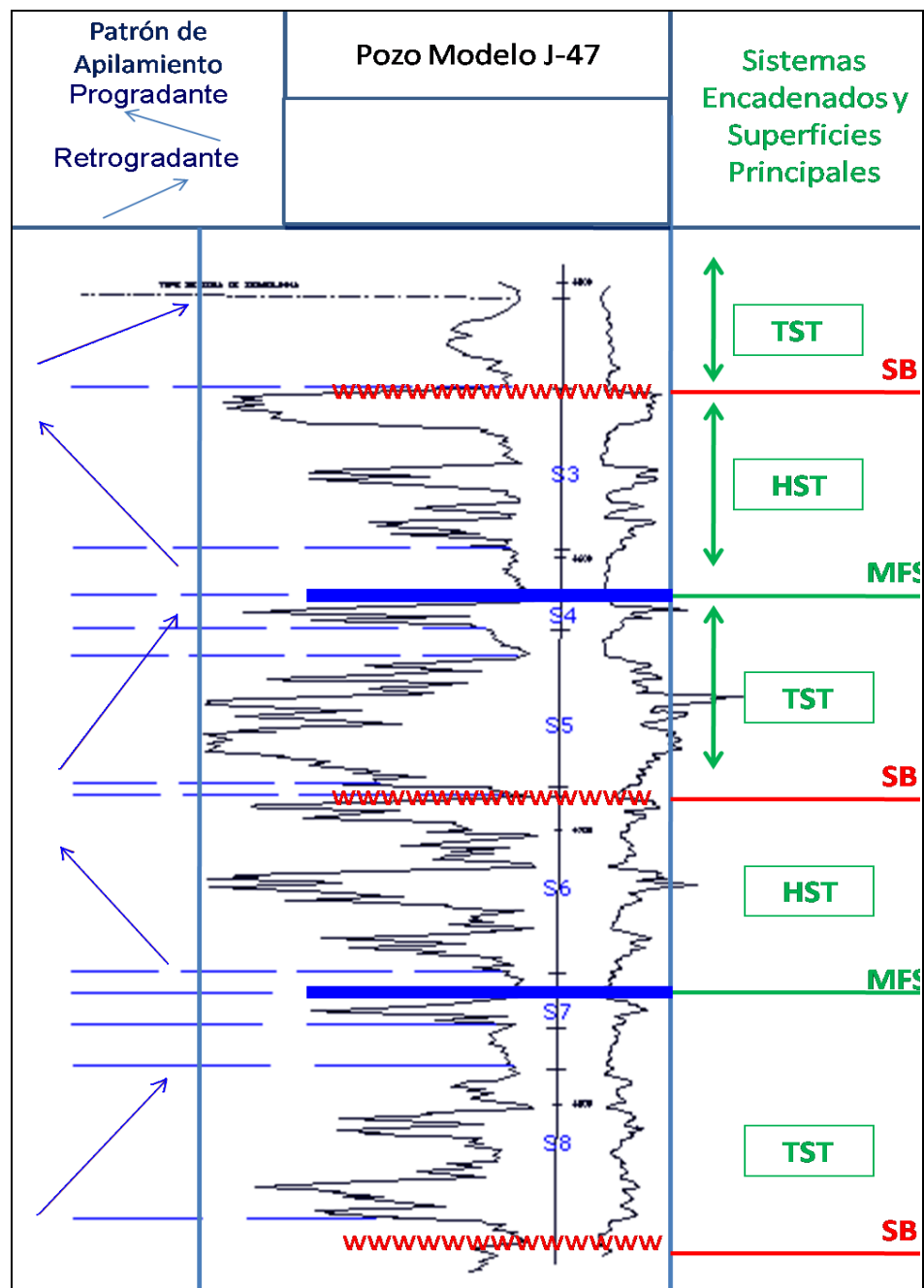


Figura 5.1 Modelo depositacional zona Sigmoilina.

5.5 Modelo estructural

5.5.1 Mapa de fallas

Mediante el análisis del mapa de fallas del campo Jusepín Somero se identificaron la presencia de 13 fallas con un rumbo predominante entre N 82° E y N 33° E. Buzamientos que varían entre 25 a 30° SE; y los saltos varían de 20 a 35 pies para las fallas no sellantes y de 35 a 55 pies para las fallas sellantes. (Anexo 17).

5.5.2 Mapas estructurales

Una vez validados los topes estructurales y definidas las estructuras geológicas tales como fallas, discordancia, sinclinales y anticlinales se obtuvieron los mapas estructurales de las arenas S6, S7 y S8 (Anexos 1, 2 y 3). Los mapas fueron interpretados de la siguiente manera:

La estructura del campo presenta un anticlinal, dos sinclinales, una discordancia y trece fallas de tipo normal. El primer sinclinal se encuentra en la parte Noreste del campo con un rumbo casi Este-Oeste, cuyo eje sigue más o menos la dirección indicada por los pozos J-272, J-347, J-345, J-317 y J-325 y este es definido por un aumento en la profundidad de -3700' a -4000' pies indicando así la forma axial de esta estructura. Al Sur, y siguiendo un rumbo aproximado N 45° E hay otro sinclinal, cuyo eje esta alineado con los pozos J-424, J-183, JP-62 y JP-95; y presenta declive hacia el Sur con un aumento en la profundidad de -3300' a -3700' pies indicando así la forma axial de esta estructura. El anticlinal se encuentra ubicado al Oeste del campo en la parte central y su eje está definido por los pozos J-125, J-33, J-41 y J-42 se alinea mas o menos paralelo a los dos sinclinales antes descritos, y en el cual se aprecia que el pozo J-33 nos indica la partes mas superficial de el anticlinal con una profundidad -3081' pies con respecto a los otros pozos que definen el anticlinal.

El alto de Murí que se encuentra al Norte de los campos Mulata y Murí, y al Oeste de Jusepín tiene un eje de rumbo aproximado N 45° E, definido por los pozos MUR-61 y MUR-62, en el cual las arenas Sigmoilina se encuentran erosionadas. Este alto se prolonga hacia el Este del anticlinal de Pirital.

La discordancia abarca todo el Norte del campo con una orientación Oeste-Este, erosionando las arenas de estudio. Se presentan trece fallas de tipo normal con buzamiento al Sur, la mayoría presentan una dirección casi Oeste-Este, y en ningún caso afectan a las capas de los superiores, lo cual indica que se formaron antes del periodo de erosión que afecto a la zona de Sigmoilina. Estas falla numeradas de 1 al 13 se describen de la siguiente manera:

1. Falla 1 ubicada Noroeste de campo Jusepín esta separa los pozos J-204 y J-407 presenta un salto aproximado de $\pm 39'$ pies, y buzamiento de 20° a 25° SE.

2. Falla 2 ubicada Noroeste de campo Jusepín esta separa los pozos J-277 y J-55 presenta un salto aproximado de $\pm 36'$ pies, y buzamiento de 25° a 30° SE.

3. Falla 3 ubicada Suroeste del campo Jusepín esta separa los pozos J-123 y J-174 presenta un salto aproximado de $\pm 40'$ pies, y buzamiento de 20° a 25° SE.

4. Falla 4 ubicada al Suroeste del campo Jusepín, esta separa los pozos J-112 y J-54 presenta un salto aproximado de $\pm 40'$ pies, y buzamiento de 20° a 25° SE.

5. Falla 5 ubicada al Centro extendiéndose hacia el Suroeste de campo Jusepín, esta separa los pozos J-106 y J-388 presenta un salto aproximado de $\pm 55'$ pies, y buzamiento de 20° a 25° SE.

6. Falla 6 ubicada Sureste de campo Jusepín esta separa los pozos J-118 y J-431 presenta un salto aproximado de $\pm 44'$ pies, y buzamiento de 20° a 25° SE.

7. Falla 7 ubicada Noreste de campo Jusepín esta separa los pozos J-69 y J-66 presenta un salto aproximado de $\pm 55'$ pies, y buzamiento de 25° a 35° SE.

8. Falla 8 ubicada Noroeste de campo Jusepín esta separa los pozos J-231 y J-146 presenta un salto aproximado de $\pm 46'$ pies, y buzamiento de 22° a 25° SE.

9. Falla 9 ubicada Noroeste de campo Jusepín esta separa los pozos J-162A y J-230 presenta un salto aproximado de $\pm 192'$ pies, y buzamiento de 22° a 25° SE.

10. Falla 10 ubicada Suroeste de campo Jusepín esta separa los pozos JP-43 y Mur 35 presenta un salto aproximado de $\pm 30'$ pies, y buzamiento de 30° a 35° SE.

11. Falla 11 ubicada Suroeste de campo Jusepín esta separa los pozos JP-10 y JP-18 presenta un salto aproximado de $\pm 22'$ pies, y buzamiento de 30° a 35° SE.

12. Falla 12 ubicada Sur del campo Jusepín esta separa los pozos J-113 y J-350 presenta un salto aproximado de $\pm 44'$ pies, y buzamiento de 20° a 25° SE.

13. Falla 13 ubicada al Suroeste del campo Jusepín, esta separa los pozos J-93 y J-255 presenta un salto aproximado de $\pm 22'$ pies, y buzamiento de 30° a 35° SE.

Seis de las trece fallas son límites de diferentes yacimientos y tienen un salto promedio de $45'$ a $55'$ pies.

5.5.3 Mapa isópaco

El mapa de la arena S6, (Anexo 1), se observa la distribución de espesores hacia dos zonas principales una al centro con espesores máximos de 25' a 45' pies y otra hacia Suroeste del campo alcanzando un espesor máximo de 60' pies respectivamente, para el nivel de la arena S7, (Anexo 2), se mantiene un espesor constante en todo el campo de 5' y 10' pies. De las tres arenas la S8, (Anexo 3), es la más completa con espesor máximo de 50 pies en el centro y de 40' pies al Suroeste, siendo esta junto con la arena S6 donde se encuentran los yacimientos de interés.

5.5.4 Mapa isópaco-estructural

El mapa combinado resulta de integrar el mapa isópaco y el mapa estructural con la simbología de pozos adecuadas. Las arenas S6 y S8 (Anexos 1 y 2) son petrolíferas, extendiéndose las áreas de petróleo hacia el Noroeste y Centro-Sur del campo; el resto constituye la parte acuífera lo cual implica que se presenten algunos contactos agua-petróleo que junto con las fallas definen los nueve yacimientos en ambas arenas, encontrándose 4 en la arena S6 y 5 en la arena S8. La arena S7 (Anexo 2) se presenta como acuífera a través de todo el campo.

5.5.5 Secciones estructurales

Se realizaron 5 secciones estructurales las cuales muestran la configuración estructural de las arenas en las direcciones tomadas y los respectivos buzamientos y saltos de fallas. (Anexos 12, 13, 14,15 y 16).

Las secciones están compuestas y analizadas de la siguiente manera:

5.5.5.1 Sección estructural 1-1': se encuentra definida por los pozos J-383, J-225, J-374, J-407, J-248 y J-408. Tiene una dirección Nortenoroeste-Sursureste, esta muestra dos fallas de tipo normal, las cuales son sellantes. La primera falla separa a los pozos J-374 y J-407, la cual se aprecia como limite de yacimiento y presenta un desplazamiento vertical de aproximadamente 39' pies. Finalmente la segunda falla observada en la sección separa los pozos J-248 y J-408, y al igual que la anterior sirve como limite de yacimiento ya que esta cuenta con un salto aproximado de 43' pies, que es mucho mayor que el espesor de la arena. Las fallas tienen un buzamiento promedio de 25° a 30° SE. (Anexo 12).

5.5.5.2 Sección estructural 2-2': se encuentra definida por los pozos J-424, J-152, J-220 y J-385. Tiene una dirección Nortenoroeste-Sursureste, esta muestra dos fallas de tipo normal, las cuales son sellantes, tomando en cuenta que tienen un salto aproximado de 38' y 45' pies, que es mucho mayor que el espesor de la arena. Una de las separa los pozos J424 y J-152, la otra se encuentra ubicada entre los J-152 y J220 teniendo función de limitar yacimientos. (Anexo 13).

5.5.5.3 Sección estructural 3-3': la sección muestra el sinclinal de la parte norte del campo, sin ningún tipo de falla, y la erosión causada por la discordancia en las arenas del estudio. Está conformada por los pozos J-310, J-327, J-101 y J-94 con una dirección Nortenoroeste-Sursureste. (Anexo 14).

5.5.5.4 Sección estructural 4-4': se encuentra definida por los pozos J-129, J-115 y J-388. Tiene una dirección Nortenoroeste-Sursureste, esta muestra dos fallas de tipo normal, las cuales son sellantes y se encuentran ubicadas entre los pozos J-115 y J-388 cortando este último en las arenas Textularias. Esta se aprecia como límite de yacimiento y presenta un desplazamiento vertical de aproximadamente 33' y 55' pies

respectivamente. Las fallas tienen un buzamiento promedio de 25° a 30° SE. (Anexo 15).

5.5.5.5 Sección estructural 5-5': se encuentra definida por los pozos J-224, J-146, J-190, J-254, J-223, J-162A y J-295. Tiene una dirección Nortenoreste-Sursuroeste, esta muestra dos fallas de tipo normal, las cuales son sellantes. La primera falla separa a los pozos J-224 y J-146 y presenta un desplazamiento vertical de aproximadamente 46' pies. Finalmente la segunda falla observada en la sección separa los pozos J-223 y J-162A, y al igual que la anterior cuenta con un salto aproximado de 192' pies. Las fallas tienen un buzamiento promedio de 25° a 30° SE. (Anexo 16).

5.6 Modelo sedimentológico

Una vez analizadas las electrofacies de cada pozo y de agrupar respuestas electrográficas similares, se establecieron patrones secuenciales para conocer la extensión y geometría del ambiente sedimentario, a través de la construcción e interpretación del mapa de electrofacies. Mediante la interpretación de estos mapas de paleoambiente se determinó que la arena S7 en su totalidad esta representada facies de barra litoral. La arena S6 está caracterizados por facies de barra litoral limitada por los flancos Este y Oeste por facies de canales de marea. La arena S8 que esta representa por facies de barra litoral se encuentra atravesada en dirección Suroeste-Noreste por facies de canales de marea. Estas características definen un ambiente transicional a marino somero con una dirección de sedimentación Sureste - Noroeste. (Anexos 4, 5 y 6).

A continuación se describen las facies encontradas en el modelo sedimentológico:

Canales de marea: son cuerpos arenosos elongados formados por la corriente de marea.

Barras litorales: están formadas por sedimentos granocrecientes (coarsing up) hacia el tope. Los depósitos de barras se caracterizan por el desarrollo de una secuencia vertical de arena en forma masiva con delgadas intercalaciones de lutitas.

5.7 Datos petrofísicos

La revisión de diversas fuentes de parámetros físicos dio como resultado que la información petrofísica estaba incompleta, debido a esto los datos más confiables y aptos para la estimación de reservas se obtuvieron de la hoja de datos base (HDB) del libro de reservas del 2007, (Tabla 5.1).

Tabla 5.2 Parámetros petrofísicos usados.

CARACTERISTICAS PETROFISICAS	
PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
Porosidad ($\emptyset$)	26,80%
Saturación inicial de petróleo (S_{oi})	54,50%
Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)	1,3793
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)	27

5.8 Modelo integrado de los yacimientos

Luego de integrar todos los modelos anteriormente descritos se obtuvieron las siguientes características para los yacimientos en cada mapa:

5.8.1 Yacimiento de la arena S6

Se definieron 4 yacimientos de acuerdo a los límites que se presentan en la tabla 5.2. (Anexo 1).

Tabla 5.3 Límites de los yacimientos de la arena S6.

Nombre del Yacimiento	Límite Norte	Límite Sur	Límite Este	Límite Oeste	Área (acres)
LPAS6J360	Limite de erosión	Limite de erosión	Capo @ -3436' y F1	Limite arbitrario	511,88
LPAS6J387	Capo @ -3186' y F1	F2	Capo @ -3186' y F2	F1	133,70
LPAS6J160	Limite de erosión	Capo @ -3193' y F3	Capo @ -3193' y F3	Limite de erosión y F3	302,51
LPAS6J351	F4	F11	Falla	Falla	49,77

5.8.2 Yacimientos en la arena S7

Este nivel estratigráfico esta saturado de agua en toda su extensión areal a excepción de algunos pozos al Oeste del campo donde los registros reflejan presencia de hidrocarburo pero sin tener la certeza de ellos por lo tanto no se estableció ningún yacimiento para esta arena. (Anexo 2).

5.8.3 Yacimiento de la arena S8

Se definieron 5 yacimientos de acuerdo a los límites que se presentan en la tabla 5.3. (Anexo 3).

Tabla 5.4 Límites de los yacimientos de la arena S8.

Nombre del Yacimiento	Límite Norte	Límite Sur	Límite Este	Límite Oeste	Área (acres)
LPAS8J448	Limite de erosión	Limite de erosión	Capo@ -3533' y F1	Limite arbitrario	701,13
LPAS8J387	Capo@ -3248' y F1	F2	Capo@ -3348' y F2	F1	138,80
LPAS8J265	Limite de erosión	Capo@ -2958'	Capo@ -2958' y F1	Limite de erosión	177,54
LPAS8J57	F12 y F13	Capo@ -3287'	Limite de erosión	Capo@ -3287' y F13	172,08
LPAS8J15	F5	F6 y F12	F6	F12 y F13	204,90

5.9 Estimación de reservas

A partir de la reinterpretación geológica efectuadas a las arenas S6, S7 y S8 en el campo Jusepín, se consideraron nuevos yacimientos para el cálculo del POES, Reservas recuperables por arena.

En consecuencia se sometió el POES a una nueva estimación mediante la aplicación del método volumétrico, de tal manera, de conseguir los valores actuales de este en las arenas evaluadas. Para la arena S6 y S8 se estimaron unas Reservas recuperables de 2.857,5576 MBN, 4.669,3548 MBN. (Tablas 5.4 y 5.5).

Tabla 5.5 Cálculos de POES para los yacimientos de la arena S6.

YACIMIENTO LPA S6 J351 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD ($\emptyset$)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,754
AREA TOTAL (acres)	49,77
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	870,98
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	989,93
YACIMIENTO LPA S6 J360 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD ($\emptyset$)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,635
AREA TOTAL (acres)	511,88
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	7.703,92
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	7.374,14
YACIMIENTO LPA S6 J387 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD ($\emptyset$)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,374
AREA TOTAL (acres)	133,70
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	2.005,60
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	1.130,69

Continuación Tabla 5.4.

YACIMIENTO LPA S6 J160 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD ($\emptyset$)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,630
AREA TOTAL (acres)	302,51
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	6.718,81
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	6.380,56

En la arena S7 no se calculó POES ya que no posee ningún yacimiento.

Tabla 5.6 Cálculos de POES para los yacimientos de la arena S8.

YACIMIENTO LPA S8 J15 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD ($\emptyset$)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,557
AREA TOTAL (acres)	204,90
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	4.073,50
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	3.420,18
YACIMIENTO LPA S8 J57 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD ($\emptyset$)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,260
AREA TOTAL (acres)	172,08
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	4.302,20
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	1.686,13
YACIMIENTO LPA S8 J448 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD ($\emptyset$)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,445
AREA TOTAL (acres)	701,13
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	22.912,98
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	15.369,77

Continuación Tabla 5.5.

YACIMIENTO LPA S8 J387 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD (Ø)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,367
AREA TOTAL (acres)	138,80
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	4.059,99
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	2.246,04
YACIMIENTO LPA S8 J265 PETROLEO LIVIANO-MEDIANO	
POROSIDAD (Ø)	0,268
SATURACION INICIAL DE PETROLEO	0,581
AREA TOTAL (acres)	177,54
VOLUMEN ZONA DE PETROLEO (acres-pies)	3.675,23
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO (BY/BN)	1,3793
UNIDAD DE CONVERSION	7758
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (MBN)	3.218,74

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se validó de la información contenida en los mapas oficiales del yacimiento estudiado, es decir, las coordenadas, las condiciones de cada pozo (completado, interpretado, abandonado), los espesores de arena neta y arena petrolífera, los límites del yacimiento y las estructuras presentes.

2. Los resultados de las secciones estratigráficas de las arenas sometidas a estudio S6, S7 y S8 demuestran que poseen continuidad lateral y uniformidad a lo largo de todo el campo, excepto al Norte y al Sur donde se adelgazan y acúñan contra la discordancia pre-La Pica, y al Sureste desaparecen por cambio de facies al profundizar la cuenca.

3. Analizados los mapas de paleoambiente se determinó que la arena S6 está conformada por facies de barras litorales cortadas o atravesadas por facies de canales de marea definiendo así un ambiente transicional a marino somero con una dirección de sedimentación Sureste-Noroeste.

4. La arena S7 se interpretó como facies de barra litoral en toda la extensión del campo definiendo así un ambiente transicional a marino somero con una dirección de sedimentación Sureste-Noroeste.

5. La arena S8 está conformada por facies de barras litorales cortadas por facies de canales de marea definiendo así un ambiente transicional a marino somero con una dirección de sedimentación Sureste-Noroeste.

3. Las fallas presentes en el campo son de tipo normal con un rumbo aproximado N 82° E y buzamientos que varían entre 25 a 30° SE; y los saltos varían de 20 a 35 pies para las fallas no sellantes y de 35 a 55 pies para las fallas sellantes. Las estructuras geológicas presentes en el campo son dos anticlinales y dos sinclinales de rumbo Este–Oeste y N 45° E respectivamente. Además una discordancia al Norte y trece fallas de tipo normal.

4. En la arena S6 se encontraron 4 yacimientos y en la arena S8 se encontraron 5 yacimientos de petróleo en cada una de ellas con límites estratigráficos, límites estructurales y contacto de fluidos. En la arena S7 no se estableció ningún yacimiento de petróleo aunque los registros tomados al Noroeste del campo muestran en este nivel estratigráfico espesores de ANP.

5. De la recopilación de los parámetros petrofísicos tomados para la estimación de reservas de hidrocarburos que fueron extraídos de la base de datos del Sistema de Reservas (SIRE SL), se obtuvo un valor de porosidad de 26,80 %, un valor para el factor volumétrico del petróleo de 1,37 BY/BN, un factor de recobro de 18 % y una permeabilidad de 27 mD.

6. En la arena S6 se encontraron 4 yacimientos de petróleo y se estimó un POES de 15.875,32 MBN y unas Reservas recuperables de 2.857,5576 MBN. Para la arena S8 se definieron 5 yacimientos de petróleo y se estimó un POES de 25.940.86 MBN y unas Reservas recuperables de 4.669,3548 MBN. No se calculó POES en la arena S7 porque no posee yacimientos.

Recomendaciones

Por lo expuesto anteriormente se propone para esta investigación una serie de recomendaciones a la empresa Petróleos De Venezuela S.A. (PDVSA) orientadas a

certificar los yacimientos presentes en la zona Sigmoilina de la Formación La Pica del Campo Josepín, a continuación se mencionan:

1. Someter las reservas de los yacimientos de estudio ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) tomando en cuenta los resultados obtenidos en este proyecto.

2. Revisar los valores de profundidad o EMR de los registros cuyas lecturas no coinciden a la hora de mapear.

4. Realizar un modelo dinámico para evaluar el movimiento de los fluidos dentro de los yacimientos para complementar y validar el modelo geológico.

5. Revisar los datos de producción por arenas para así poder cuantificar la reservas remanentes.

6. Revisar la historia de producción y verificar cuales pozos pueden ser nuevamente incorporados a un plan de explotación.

7. Se recomienda la toma de núcleos en los intervalos arenosos de la zona Sigmoilina para así obtener los valores de volumen de arcilla y porosidad acordes para realización del Modelo petrofísico.

8. Comprobar la presencia de gas en los pozos J-351 a nivel de la arena S6 y Mur-27 a nivel de S8, ya que la simbología en el registro así lo indica.

REFERENCIAS

Abud, Juan. (1987) **GEOLOGÍA DE PRODUCCION**. San Tomé. Meneven S.A. pp: 4-200.

Aguilera, Marcellin. (2006). **ESTUDIO DE PROSPECTIVIDAD DEL YACIMIENTO L4 SM-103 UBICADO EN EL CAMPO BOCA, DISTRITO SUR SAN TOMÉ. ESTADO ANZOÁTEGUI**. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar.

Allen, G. (1997). **SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LOS YACIMIENTOS ALUVIALES Y DELTÁICOS**, Maraven S.A., pp 25 – 50.

Alfonsi, P. (1989) **SEDIMENTOLOGÍA DE CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo. Venezuela, p 115.

Balestrini, A. Mirían. (1997). **CÓMO SE ELABORA EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. Caracas, BL Consultores Asociados, Servicio Editorial, pp 5-15.

Basanta, L. Basanta, M. (2002) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS SIGMOILINA Y TEXTULARIA PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN LA PICA EN LOS CAMPOS MURI Y MULATA NORTE, ESTADO MONAGAS** Universidad de Oriente - Núcleo Bolívar, Escuela Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar – Mayo 2002, pp 3-14, 21-23, 31-33.

Caicedo, Marcel (2007). **REITENPRETACIÓN GEOLOGICA DE LAS ARENAS J-11, J-12 y J-13, DE LA FORMACIÓN LA PICA, CAMPO JUSEPÌN, ESTADO MONAGAS**. Universidad De Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Enero 2008, pp 103, 105, 113-122.

Carpio Miguel A. (2002). **SIMULACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN, EN POZOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO SANTA BÁRBARA DEL ÁREA NORTE DE MONAGAS**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. pp. 2-10.

Consentino L, (2000). **ASPECTOS FUNDAMENTALES PARA LA REALIZACIÓN DE UNA CARACTERIZACIÓN GEOLOGICA**. Caracas, BL Consultores Asociados, Servicio Editorial pp 25.

Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) (1975) **“INFORME GEOLÓGICO DEL ÁREA DE MULATA-JUSEPÍN, ESTADO MONAGAS”**. P 50.

Davis, G. y Reynolds, S. (1996). **STRUCTURAL GEOLOGY OF ROCKS Y REGIONS**. Editorial Wiley and Sons, Canada, pp 669-681.

De Sisto, John. (1975). **INFORME GEOLÓGICO DEL AREA MULATA-JUSEPÍN ESTADO MONAGAS**. pp 12-14, 32-45.

Díaz, Annie (2006). **REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS M4L YACIMIENTO IM 4 Y P2 YACIMIENTO IM 515, CAMPO CARACOLE, ÁREA DE CONVENIO CARACOLE, ESTADO ANZOATEGUI**. Trabajo Especial de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. P 98.

Emery, Jhon (1996). **ASPECTOS GENERALES DE LA ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL**. Editorial McGraw-Hill, Mexico, Edición Primera. pp 15-21, 24-26, 28-31.

González de Juana, J. Iturralde y Xavier Picar (1980). **GEOLÓGIA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Caracas. Editorial Foninves, pp 617- 619- 644-645-657-671-716-926-927-926.

Hernández, R, Fernández C., C, Baptista L., P. (1998). **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**. Editorial McGraw-Hill, Mexico, Edición Primera.

Hernandez, Zampieri. (2003). **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**. Editorial McGraw Hill.

Hunt, E. (1.998) **INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS (AVANZADO)**. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., Capítulos I, II y III.

Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bolívar, (IGVSB). (2003) **MAPAS DE VIAS DE ACCESO y PUEBLOS DE JUSEPÍN- ESTADO MONAGAS**, 20 de Noviembre 2010, [<http://www.geoinstitutos.com/venezuela/productos.asp>].

Krumbein, J. y Sloss, E. (1969). **CLASIFICACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LAS ROCAS**. Editorial McGraw-Hill, Mexico, Edición Primera pp 33-38.

LAGOVEN (1988) **ESTUDIO DE INYECCIÓN DE GAS EN LA ARENA J-6 DEL YACIMIENTO LAMPICA-1 DEL CAMPO JUSEPÍN**. Departamento de Produccion, Division Oriente, Ingeniria de Petroleo. P 26.

LAGOVEN, S.A. División Oriente Carreño (1987). **EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS TEXTULARIA (FM. LA PICA- CAMPO JUSEPÍN), PARA EL PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS, PROVENIENTE DEL ÁREA” EL FURRIAL”2das JORNADAS GEOLÓGICAS DE ORIENTES**. pp 93-109.

Ledezma, Edel. (1998). **EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS BASALES DE LA FORMACIÓN CARAPITA, CAMPO EL FURRIAL, ESTADO MONAGAS**. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, Departamento de Geotecnia, Trabajo de Grado, Ciudad Bolívar. pp 8 – 31.

Mejía, J. (1980). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN VENEZUELA**. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., pp. 1-5.

Mendoza, Vicente. (2005). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. pp 55-66.

Parnaud, F. (1995) **PETROLEUM GEOLOGY OF THE CENTRAL PART OF THE EASTERN VENEZUELAN BASIN RUEIL-MALMAISON**, France. P 231.

Petróleos de Venezuela S.A. - Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED). (1997) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**. Segunda edición, pp 2-30.

Petróleos de Venezuela S.A. - Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (PDVSA-Intevep). (1997). **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (CEV)**. 15 de Marzo de 2010. [<http://www.pdv.com/lexico>].

Rojas, Hendry. (2007). **CORRELACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA DESDE LA ARENA G HASTA BASAMENTO Y VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO R1 LG-453 DEL CAMPO LEJOS DEL ÁREA TRADICIONAL DE CRUDOS PESADOS, DE LA FORMACIÓN OFICINA, DISTRITO SOCIAL SAN TOMÉ. ESTADO ANZOÁTEGUI**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, pp 32-98

Rojas, Roberto. (2008). **DETERMINACIÓN DEL AREA Y VOLUMEN DE LA FORMACIÓN LA PICA EN TODA LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. pp 22,26-28,34-37,72-75.

Rossi, T. (1985). **LA SERRANIA DEL INTERIOR ORIENTA DE VENEZUELA SUR LE TRANSECT CARIACO – MATURÍN**. Syntheses paleogeographique et geodynamique, unicersite de bretagne occidentale, pp 72- 74.

Schlumberger. S.C. (1998) **INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS**. CIED-PDVSA. Puerto La Cruz, Venezuela, p 145.

Schlumberger. S.C. (2006). **AMBIENTES SEDIMENTARIOS**. Schlumberger Surencó, pp 115-50.

Sistema de Generación de Mapas-SIGEMAP V 8.0 (2008) **MANUAL DEL USUARIO**. pp 2 - 3

Spalletti, L. (2006). **CLASIFICACIÓN DE CUENCAS SEDIMENTARIAS**. Maraven S.A., pp 25 – 57.

Tearpock Daniel J, Richard Bischke E. (1991) **APPLIED SUBSURFACE GEOLOGICAL MAPPING**. PTR prentice HALL, (CD-ROM), New Jersey, P 643.

Zinck, Urriola (1970) **ASPECTOS Y CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS DEL NORTE DE MONAGAS**. Primera Edición, pp 18-22, 24.

APÉNDICES

APÉNDICE A
Datos oficiales de los pozos

Tabla A.1 Información oficial de los pozos.

Yacimiento	UWI	Prof. Total	Elev. Mesa	Inicio de Perforación.	Coord. Norte	Coord. Este	Fecha de completaciòn.
LPICA 01	005 2J 1 0	8025	471	10-JUL-38	451014,8819	1077042,039	01-Oct-38
LPICA 01	005 2J 2 0	5122	478	10-NOV-38	1077297.7	450571.95	01-Feb-39
LPICA 01	005 2J 3 0	7018	373	27-FEB-39	1076331.0	450871.20	01-APR-39
LPICA 01	005 2J 4 0	6090	394	01-MAR-44	1076598.5	449593.10	01-Jun-39
LPICA 01	005 2J 5 0	5061	289	07-MAY-39	1077264.7	452017.90	01-Jul-39
LPICA 01	005 2J 6 0	6496	451	06-JUN-39	1077430.9	453212.09	01-AUG-63
LPICA 01	005 2J 7 0	4500	392	12-JUN-39	1075898.4	450955.90	01-Jul-39
LPICA 01	005 2J 9 0	5030	329	12-JUN-40	1076220.9	448669.98	01-AUG-39
LPICA 01	005 2J 10 0	5242	529	31-JUL-39	1079645.1	449444.50	01-Sep-39
LPICA 01	005 2J 11 0	4140	370	22-NOV-40	1076091.7	450690.45	01-JAN-41
LPICA 01	005 2J 12 0	4756	364	17-JUL-39	1076059.8	449812.96	01-Mar-39
LPICA 01	005 2J 13 0	4311	330	10-NOV-39	1075649.2	450337.88	01-DEC-39
LPICA 01	005 2J 14 0	4598	389	21-OCT-39	1076643.2	451089.04	01-Nov-39
LPICA 01	005 2J 15 0	4816	309	29-JUL-39	1074402.6	447247.76	01-Nov-39
LPICA 01	005 2J 16 0	5200	399	26-JAN-41	1076807.6	451667.02	01-Feb-41
LPICA 01	005 2J 17 0	4997	456	04-OCT-39	1077049.5	449952.65	01-Nov-39
LPICA 01	005 2J 18 0	4637	410	01-AUG-39	1076639.0	450477.53	01-Oct-39
LPICA 01	005 2J 19 0	4253	353	23-SEP-39	1076147.7	451573.92	01-Oct-39
LPICA 01	005 2J 20 0	4279	267	06-OCT-39	1076382.3	447527.05	01-DEC-39
LPICA 01	005 2J 21 0	5636	295	02-SEP-39	1074740.0	449626.76	01-Oct-39
LPICA 01	005 2J 22 0	4208	299	03-OCT-39	1075150.6	449101.83	01-Feb-40
LPICA 01	005 2J 23 0	3957	301	10-OCT-39	1075390.0	449703.07	01-DEC-39
LPICA 01	005 2J 24 0	4500	325	10-JAN-40	1075810.5	449194.93	01-Feb-40
LPICA 01	005 2J 25 0	4512	273	10-OCT-39	1076543.5	446384.10	01-DEC-39
LPICA 01	005 2J 26 0	4997	512	09-OCT-39	1079234.5	449969.42	01-Feb-40
LPICA 01	005 2J 27 0	4021	293	24-FEB-41	1075561.1	448576.90	01-Mar-41
LPICA 01	005 2J 28 0	4681	377	26-DEC-39	1076675.6	449025.56	01-JAN-40
LPICA 01	005 2J 29 0	4544	355	14-NOV-39	1076551.5	448184.22	01-Nov-39
LPICA 01	005 2J 30 0	4180	297	19-DEC-39	1075971.7	448051.98	01-JAN-40
LPICA 01	005 2J 31 0	4494	271	22-NOV-39	1076768.8	446978.79	01-JAN-40
LPICA 01	005 2J 32 0	4873	407	03-FEB-40	1077042.2	447620.14	01-Feb-40
LPICA 01	005 2J 33 0	3966	342	18-JAN-40	1074974.4	445579.87	01-Feb-40
LPICA 01	005 2J 34 0	4408	328	14-DEC-39	1076218.1	448311.48	01-Mar-40
LPICA 01	005 2J 35 0	4477	350	29-JAN-40	1076305.4	449264.75	01-Feb-40
LPICA 01	005 2J 36 0	4278	337	03-JAN-40	1076328.0	450134.12	01-Mar-40
LPICA 01	005 2J 37 0	4797	531	16-FEB-40	1079395.8	448826.47	01-Feb-40
LPICA 01	005 2J 38 0	4337	271	22-MAR-41	1076133.0	446909.02	01-APR-41
LPICA 01	005 2J 39 0	4403	268	22-FEB-40	1075722.4	447433.95	01-APR-40
LPICA 01	005 2J 40 0	5224	519	27-FEB-40	1078985.2	449351.40	01-Mar-40
LPICA 01	005 2J 41 0	3992	360	04-APR-41	1075224.1	446197.90	01-May-41
LPICA 01	005 2J 42 0	4372	275	11-MAR-40	1075473.2	446816.02	01-APR-40
LPICA 01	005 2J 43 0	4516	289	01-APR-40	1075883.7	446290.91	01-May-40
LPICA 01	005 2J 44 0	4179	315	17-APR-40	1075634.7	445673.09	01-May-40
LPICA 01	005 2J 45 0	4791	274	25-MAR-40	1076294.2	445766.07	01-APR-40
LPICA 01	005 2J 46 0	4621	274	26-APR-41	1076954.1	445859.16	01-May-41

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 47 0	5160	493	08-MAR-40	1078824.0	450494.35	01-APR-40
LPICA 01	005 2J 48 0	4663	339	24-APR-41	1075795.6	444530.02	01-May-41
LPICA 01	005 2J 49 0	4365	552	24-APR-40	1079802.3	448301.54	01-Jun-40
LPICA 01	005 2J 50 0	4580	509	01-MAY-41	1079483.8	450587.45	01-May-41
LPICA 01	005 2J 51 0	4892	396	27-MAY-41	1074314.6	445486.78	01-Jun-41
LPICA 01	005 2J 52 0	4420	261	22-MAY-40	1075311.8	447958.88	01-Jul-40
LPICA 01	005 2J 53 0	4834	517	17-JUL-40	1075062.5	447340.85	01-AUG-40
LPICA 01	005 2J 54 0	4633	338	29-MAY-41	1075062.3	447773.26	01-Jul-41
LPICA 01	005 2J 55 0	4302	347	09-JUN-41	1075385.0	445061.90	01-Jul-41
LPICA 01	005 2J 57 0	5128	613	18-JUN-40	1073492.7	446584.61	01-Jul-40
LPICA 01	005 2J 58 0	4220	321	04-APR-40	1075864.2	448812.26	01-Jun-40
LPICA 01	005 2J 59 0	4786	306	13-JUN-41	1075916.9	448434.02	01-Jul-41
LPICA 01	005 2J 60 0	4434	533	10-APR-40	1080105.0	450646.24	01-May-40
LPICA 01	005 2J 61 0	5350	372	20-JUN-40	1076563.1	448515.74	01-Jul-40
LPICA 01	005 2J 62 0	4530	286	18-JUN-41	1076866.0	444098.18	01-Jul-41
LPICA 01	005 2J 63 0	4441	513	25-JUN-40	1079557.0	447683.51	01-Jul-41
LPICA 01	005 2J 64 0	4625	516	08-JUL-41	1079733.1	451205.47	01-Jul-41
LPICA 01	005 2J 65 0	4700	597	12-JUL-41	1072584.2	445825.52	01-Jul-41
LPICA 01	005 2J 66 0	4506	527	18-JUL-41	1079982.4	451823.50	01-AUG-41
LPICA 01	005 2J 67 0	4317	483	31-JUL-41	1079352.4	447053.43	01-AUG-41
LPICA 01	005 2J 69 0	4375	546	05-AUG-41	1080392.9	451298.57	01-AUG-41
LPICA 01	005 2J 70 0	5124	377	06-AUG-41	1076326.5	449697.18	01-Sep-41
LPICA 01	005 2J 71 0	4598	282	06-AUG-41	1077115.3	444716.21	02-Sep-41
LPICA 01	005 2J 73 0	4920	453	23-AUG-41	1076949.8	450680.14	01-Sep-41
LPICA 01	005 2J 74 0	5276	402	23-SEP-41	1076641.8	450787.94	01-Oct-41
LPICA 01	005 2J 75 0	5507	368	17-SEP-41	1076334.1	450499.88	01-Oct-41
LPICA 01	005 2J 76 0	5600	421	17-SEP-42	1076903.4	451336.87	02-Oct-42
LPICA 01	005 2J 77 0	5225	377	30-APR-40	1076518.5	451441.64	01-May-40
LPICA 01	005 2J 78 0	4792	338	24-MAY-40	1076012.8	449465.09	01-Jul-40
LPICA 01	005 2J 79 0	5532	607	06-MAY-40	1073654.7	445393.68	01-Jun-40
LPICA 01	005 2J 80 0	4948	285	21-JUN-40	1076718.1	445256.00	01-AUG-40
LPICA 01	005 2J 81 0	4897	340	15-MAY-40	1076104.0	449006.31	01-Jun-40
LPICA 01	005 2J 82 0	4831	340	06-OCT-41	1072994.8	445300.59	01-Oct-41
LPICA 01	005 2J 83 0	4271	552	30-JUL-40	1080099.7	449800.06	01-Oct-40
LPICA 01	005 2J 84 0	5360	360	19-MAY-41	1076660.2	450007.99	01-Jun-41
LPICA 01	005 2J 85 0	4793	317	08-OCT-41	1076372.0	444656.83	01-Oct-41
LPICA 01	005 2J 86 0	4912	323	11-OCT-41	1076311.8	447896.33	01-Nov-41
LPICA 01	005 2J 87 0	5385	320	10-SEP-40	1073235.1	445913.62	01-Oct-40
LPICA 01	005 2J 88 0	4596	320	14-OCT-41	1075656.9	449235.36	01-Nov-41
LPICA 01	005 2J 89 0	5172	351	20-SEP-40	1076431.0	448848.55	01-DEC-40
LPICA 01	005 2J 90 0	4568	262	15-OCT-41	1075668.6	447814.93	01-Nov-41
LPICA 01	005 2J 90A 0	4525	259	08-NOV-40	1075680.6	447813.80	01-DEC-40
LPICA 01	005 2J 91 0	5197	380	25-OCT-41	1076667.7	447705.75	01-Oct-41
LPICA 01	005 2J 92 0	4777	268	26-OCT-41	1076022.7	447681.75	01-Nov-41
LPICA 01	005 2J 93 0	5563	619	02-NOV-41	1072085.6	444589.47	01-Nov-41
LPICA 01	005 2J 94 0	4442	268	26-MAY-59	1075776.2	447053.02	01-Jun-59
LPICA 01	005 2J 95 0	5265	277	08-NOV-41	1076739.9	447370.26	01-Nov-41

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 96 0	4592	266	12-NOV-41	1076015.4	447286.07	01-DEC-41
LPICA 01	005 2J 97 0	4566	270	12-NOV-41	1076186.7	446528.00	01-DEC-41
LPICA 01	005 2J 98 0	4546	270	14-NOV-41	1075830.0	446671.98	01-Nov-41
LPICA 01	005 2J 99 0	4480	598	23-NOV-41	1072833.5	446443.54	01-DEC-41
LPICA 01	005 2J 100 0	4818	269	30-NOV-41	1076422.5	447131.32	01-DEC-41
LPICA 01	005 2J 101 0	4828	267	02-DEC-41	1076475.1	446765.33	01-DEC-41
LPICA 01	005 2J 102 0	5096	616	05-DEC-41	1071836.3	443971.44	01-DEC-41
LPICA 01	005 2J 103 0	5096	259	19-DEC-41	1074648.2	447885.50	01-JAN-42
LPICA 01	005 2J 104 0	5097	301	20-DEC-41	1074813.2	446722.83	01-JAN-42
LPICA 01	005 2J 105 0	4791	611	23-DEC-41	1073543.2	446135.02	01-JAN-42
LPICA 01	005 2J 106 0	4309	295	23-DEC-41	1074348.9	447628.74	01-JAN-42
LPICA 01	005 2J 107 0	4792	276	24-DEC-41	1076597.3	446003.12	01-JAN-42
LPICA 01	005 2J 108 0	4250	299	27-DEC-41	1075526.8	446434.95	01-JAN-42
LPICA 01	005 2J 109 0	4663	591	03-JAN-42	1073082.8	447061.56	01-JAN-42
LPICA 01	005 2J 110 0	6150	612	13-JAN-42	1071176.4	443878.34	01-Feb-42
LPICA 01	005 2J 111 0	4962	276	17-JAN-42	1076649.8	445630.44	01-Feb-42
LPICA 01	005 2J 112 0	4463	265	21-JAN-42	1075385.3	447574.22	01-Feb-42
LPICA 01	005 2J 113 0	4401	595	22-JAN-42	1073742.7	447154.66	01-Feb-42
LPICA 01	005 2J 114 0	4575	346	20-DEC-41	1074529.2	446127.49	01-Mar-42
LPICA 01	005 2J 115 0	4992	265	08-FEB-42	1075062.5	447340.85	01-Mar-42
LPICA 01	005 2J 116 0	5023	291	10-FEB-42	1073339.1	447675.59	01-Feb-42
LPICA 01	005 2J 117 0	4639	399	22-FEB-42	1073937.2	446070.45	01-Mar-42
LPICA 01	005 2J 118 0	4481	257	28-FEB-42	1074901.2	448483.80	01-Mar-42
LPICA 01	005 2J 119 0	4347	378	01-MAR-42	1075135.7	444436.92	01-Mar-42
LPICA 01	005 2J 120 0	5069	624	01-MAR-42	1074045.2	444825.36	01-Mar-42
LPICA 01	005 2J 121 0	4446	375	12-MAR-42	1074151.8	446706.25	01-APR-42
LPICA 01	005 2J 122 0	5257	638	21-MAR-42	1073361.4	444006.37	01-APR-42
LPICA 01	005 2J 123 0	4524	668	22-MAR-42	1073547.7	442686.50	01-APR-42
LPICA 01	005 2J 125 0	10362	431	11-APR-42	1074542.1	444472.25	01-APR-42
LPICA 01	005 2J 126 0	5575	652	13-APR-42	1073135.6	442852.79	01-May-42
LPICA 01	005 2J 127 0	7666	529	06-MAY-42	1080026.3	452703.93	01-May-42
LPICA 01	005 2J 129 0	4450	270	23-MAY-42	1075420.6	447197.10	01-Jun-42
LPICA 01	005 2J 131 0	5838	641	30-SEP-43	1072727.6	443059.04	01-Oct-43
LPICA 01	005 2J 132 0	4772	312	30-SEP-44	1076044.9	445148.04	02-Oct-44
LPICA 01	005 2J 133 0	4917	657	02-NOV-43	1073485.5	443126.50	01-Feb-44
LPICA 01	005 2J 134 0	5470	557	01-DEC-43	1080979.6	454295.59	01-DEC-43
LPICA 01	005 2J 134 0	5470	557	23-DEC-43	1080979.6	454295.59	01-Mar-44
LPICA 01	005 2J 135 0	5265	342	23-DEC-43	1076206.1	444005.09	02-Mar-44
LPICA 01	005 2J 136 0	5875	631	30-JAN-44	1072326.6	443220.80	01-Feb-44
LPICA 01	005 2J 138 0	5550	551	02-FEB-44	1080437.0	452179.05	01-Mar-44
LPICA 01	005 2J 138 0	5550	551	15-FEB-44	1080437.0	452179.05	01-Mar-44
LPICA 01	005 2J 139 0	5173	649	19-FEB-44	1073566.6	443632.70	01-Mar-44
LPICA 01	005 2J 140 0	5280	421	02-MAR-44	1065550.0	443906.70	01-Mar-44
LPICA 01	005 2J 142 0	4752	635	05-MAR-44	1072667.2	443487.17	01-Mar-44
LPICA 01	005 2J 143 0	4427	261	05-MAR-44	1075258.1	448339.86	01-Mar-44
LPICA 01	005 2J 144 0	4712	667	10-MAR-44	1073897.6	442960.24	01-JAN-44
LPICA 01	005 2J 145 0	5023	563	11-MAR-44	1081184.9	454033.12	01-APR-44

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 146 0	6100	551	13-MAR-44	1080481.0	453059.54	01-APR-44
LPICA 01	005 2J 147 0	4238	257	26-MAR-44	1074955.0	448102.83	01-May-44
LPICA 01	005 2J 148 0	5495	553	26-MAR-44	1080575.5	452778.52	01-May-44
LPICA 01	005 2J 149 0	6672	469	10-MAR-44	1078647.8	446972.40	01-APR-44
LPICA 01	005 2J 150 0	4489	280	02-MAY-44	1074966.6	447047.18	01-May-44
LPICA 01	005 2J 151 0	4960	622	04-MAY-44	1071925.6	443382.56	01-May-44
LPICA 01	005 2J 152 0	4750	610	12-APR-44	1073815.9	444250.73	01-APR-44
LPICA 01	005 2J 154 0	5400	557	12-APR-44	1080971.9	454018.70	01-May-44
LPICA 01	005 2J 155 0	6105	551	27-APR-44	1080521.3	450840.30	01-May-44
LPICA 01	005 2J 156 0	4802	606	28-APR-44	1071524.7	443544.32	01-May-44
LPICA 01	005 2J 157 0	6822	546	28-APR-44	1080987.4	454572.46	01-May-44
LPICA 01	005 2J 159 0	4776	627	02-MAY-44	1072266.2	443648.93	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 160 0	3723	677	02-MAY-44	1073959.7	442520.28	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 161 0	6656	541	04-MAY-44	1080202.4	452369.00	01-May-44
LPICA 01	005 2J 161 0	6656	541	15-APR-44	1080202.4	452369.00	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 162 0	5906	395	15-APR-44	1081648.4	456576.01	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 163 0	4673	644	15-MAY-44	1073923.4	443488.74	01-Jul-44
LPICA 01	005 2J 164 0	6059	550	18-MAY-44	1080598.8	453609.18	01-Jul-44
LPICA 01	005 2J 165 0	4765	647	19-MAY-44	1073068.1	443325.41	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 166 0	5942	427	22-MAY-44	1081554.8	455463.63	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 167 0	4825	638	26-MAY-44	1073389.6	442888.59	01-AUG-44
LPICA 01	005 2J 168 0	6030	551	28-MAY-44	1080793.1	454090.82	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 169 0	4754	623	28-MAY-44	1072573.8	443255.66	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 170 0	4697	645	05-JUN-44	1072977.1	443079.08	01-Jul-44
LPICA 01	005 2J 170A	4710	643	07-JUN-44	1072991.5	443098.98	01-Jun-44
LPICA 01	005 2J 171 0	4680	627	16-JUN-44	1072172.8	443417.43	01-AUG-44
LPICA 01	005 2J 173 0	4730	628	16-JUN-44	1072216.1	443151.10	01-AUG-44
LPICA 01	005 2J 174 0	4880	659	20-JUN-44	1073289.4	442718.12	01-Jul-44
LPICA 01	005 2J 175 0	5313	560	29-JUN-44	1081166.2	454500.34	01-AUG-44
LPICA 01	005 2J 177 0	5200	629	05-JUL-44	1072022.3	443229.29	01-Jul-44
LPICA 01	005 2J 178 0	4705	634	12-JUL-44	1072487.4	443041.65	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 180 0	4016	677	12-JUL-44	1073690.4	442556.36	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 182 0	5701	560	18-JUL-44	1080777.6	453537.04	01-JAN-01
LPICA 01	005 2J 183 0	4716	647	10-JAN-45	1072888.4	442879.88	01-Feb-45
LPICA 01	005 2J 184 0	4675	598	20-JUL-44	1071801.9	443653.64	01-AUG-44
LPICA 01	005 2J 185 0	5720	652	28-JUL-44	1074309.6	442793.99	01-Sep-44
LPICA 01	005 2J 186 0	4608	627	28-JUL-44	1072496.1	444064.48	01-Sep-44
LPICA 01	005 2J 187 0	4600	642	04-AUG-44	1073135.9	443698.68	01-AUG-44
LPICA 01	005 2J 189 0	5800	514	06-AUG-44	1081322.6	455535.42	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 190 0	6051	554	06-AUG-44	1080596.2	453318.43	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 190 0	6051	554	15-AUG-44	1080596.2	453318.43	01-Sep-44
LPICA 01	005 2J 191 0	4641	606	18-AUG-44	1071283.6	443641.57	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 193 0	4551	636	18-AUG-44	1073091.1	444183.77	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 194 0	5695	617	23-AUG-44	1074257.3	443665.33	01-Sep-44
LPICA 01	005 2J 195 0	4545	628	23-AUG-44	1072745.5	444682.57	01-Sep-44
LPICA 01	005 2J 196 0	4570	634	01-NOV-53	1072852.9	443920.52	01-Sep-44
LPICA 01	005 2J 200 0	4681	625	01-NOV-53	1072388.6	444826.46	01-Nov-53

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 201 0	4635	635	12-SEP-44	1072955.8	443624.86	01-Sep-44
LPICA 01	005 2J 202 0	4003	262	12-Sep-44	1074241.4	448390.71	02-Sep-44
LPICA 01	005 2J 203 0	5921	618	30-SEP-44	1072334.9	445207.49	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 205 0	5070	549	06-OCT-44	1080389.0	452573.79	01-Oct-44
LPICA 01	005 2J 205 0	5070	549	10-OCT-44	1080389.0	452573.79	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 206 0	4496	651	10-OCT-44	1073383.5	445451.20	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 207 0	5272	464	10-Oct-44	1079075.5	446414.55	02-Nov-44
LPICA 01	005 2J 209 0	4596	634	16-OCT-44	1073691.2	443941.67	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 211 0	4805	260	17-OCT-44	1074572.7	448231.71	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 212 0	7092	542	17-Oct-44	1080210.2	452645.92	02-Nov-44
LPICA 01	005 2J 213 0	4602	659	25-OCT-44	1073790.3	443288.22	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 214 0	4675	618	14-MAY-48	1070883.1	443803.12	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 215 0	4596	621	03-NOV-44	1073869.7	443869.75	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 218 0	4859	455	03-NOV-44	1078458.1	446427.54	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 219 0	5573	621	03-NOV-44	1070482.7	443964.68	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 220 0	4642	614	03-NOV-44	1073459.1	444394.68	01-Nov-44
LPICA 01	005 2J 221 0	4589	609	10-NOV-44	1073762.1	444631.66	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 224 0	5570	536	18-NOV-44	1080435.0	452816.67	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 225 0	5731	398	20-NOV-44	1075956.8	443387.05	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 226 0	6036	431	20-Nov-44	1078161.3	445708.62	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 227 0	4573	622	29-NOV-44	1074072.3	444514.91	01-Sep-82
LPICA 01	005 2J 229 0	5897	603	29-NOV-44	1071479.4	444115.32	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 231 0	5348	552	20-NOV-44	1080630.9	453059.62	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 231 0	5348	552	20-NOV-44	1080630.9	453059.62	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 232 0	4080	676	03-DEC-44	1073841.2	442672.42	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 233 0	3650	657	04-DEC-44	1074103.0	442876.48	01-JAN-45
LPICA 01	005 2J 234 0	5971	292	01-DEC-44	1076616.7	443480.16	01-DEC-44
LPICA 01	005 2J 235 0	6693	522	16-DEC-44	1079626.7	450170.49	01-JAN-45
LPICA 01	005 2J 237 0	4925	604	17-DEC-44	1071425.6	444496.32	01-JAN-45
LPICA 01	005 2J 238 0	4690	465	22-DEC-44	1078903.2	447623.10	01-JAN-45
LPICA 01	005 2J 239 0	3689	669	14-AUG-45	1074032.1	442695.52	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 240 0	3558	635	14-AUG-45	1074253.9	443028.50	02-Feb-46
LPICA 01	005 2J 241 0	5454	559	03-JAN-45	1080847.6	453844.04	09-JAN-45
LPICA 01	005 2J 241 0	5454	559	06-DEC-44	1080847.6	453844.04	01-JAN-45
LPICA 01	005 2J 243 0	4580	664	17-Ene-45	1073736.2	442810.31	01-JAN-45
LPICA 01	005 2J 244 0	4804	664	16-Ene-45	1073762.0	443093.23	01-Feb-45
LPICA 01	005 2J 245 0	8373	603	19-Ene-45	1083809.4	448661.27	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 246 0	5715	428	19-Ene-45	1076942.4	449461.59	02-Mar-45
LPICA 01	005 2J 248 0	4121	472	25-Ene-45	1074923.8	443809.31	01-Feb-45
LPICA 01	005 2J 249 0	4606	663	25-Ene-45	1073609.2	442932.20	01-Feb-45
LPICA 01	005 2J 250 0	4541	651	26-Ene-45	1073319.1	443237.94	01-Feb-45
LPICA 01	005 2J 252 0	5562	506	09-FEB-45	1078904.5	449922.88	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 253 0	4970	535	09-FEB-45	1081360.5	454982.01	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 253 0	4970	535	15-FEB-45	1081360.5	454982.01	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 254 0	5500	551	15-FEB-45	1081108.1	454743.04	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 254 0	5500	551	16-FEB-45	1081108.1	454743.04	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 255 0	5731	620	25-FEB-45	1072031.8	444970.39	01-APR-45

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 256 0	5500	549	25-FEB-45	1081209.1	455122.31	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 257 0	4665	639	25-FEB-45	1072872.2	443419.64	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 258 0	4660	620	03-MAR-45	1072385.0	443431.68	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 259 0	4898	332	07-MAR-45	1076152.3	444386.02	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 260 0	4844	521	07-MAR-45	1078921.2	448658.58	01-Mar-45
LPICA 01	005 2J 262 0	5480	520	10-MAR-45	1079735.4	452226.70	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 263 0	4638	632	18-MAR-45	1072523.2	443661.37	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 264 0	5277	516	20-MAR-45	1079554.3	451636.91	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 265 0	3786	679	23-MAR-45	1073810.9	442507.74	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 266 0	5050	618	27-MAR-45	1071782.5	444352.35	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 267 0	4800	618	28-MAR-45	1071674.9	445114.35	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 268 0	4694	642	06-APR-45	1072804.3	443241.67	01-May-45
LPICA 01	005 2J 269 0	4656	651	08-APR-45	1073226.3	443039.97	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 271 0	5502	499	08-APR-45	1079258.6	451037.59	01-APR-45
LPICA 01	005 2J 272 0	6386	434	10-APR-45	1077260.3	448295.34	01-May-45
LPICA 01	005 2J 273 0	4900	621	11-APR-45	1071728.7	444733.36	01-May-45
LPICA 01	005 2J 275 0	5112	631	14-APR-45	1072500.0	443814.28	01-May-45
LPICA 01	005 2J 276 0	5483	616	14-APR-45	1071978.0	445351.39	01-May-45
LPICA 01	005 2J 277 0	4342	356	17-APR-45	1075438.7	444673.86	01-May-45
LPICA 01	005 2J 278 0	5465	551	18-APR-45	1079971.7	449312.74	01-May-45
LPICA 01	005 2J 279 0	5124	623	30-APR-45	1072139.3	444208.42	01-May-45
LPICA 01	005 2J 281 0	4851	314	30-APR-45	1077364.6	445334.20	01-May-45
LPICA 01	005 2J 282 0	4571	626	30-APR-45	1072442.3	444445.46	01-May-45
LPICA 01	005 2J 283 0	4953	356	07-MAY-45	1075829.3	444148.97	01-May-45
LPICA 01	005 2J 284 0	5218	495	07-MAY-45	1078686.1	448013.33	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 285 0	4540	635	15-MAY-45	1072799.1	444301.53	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 287 0	4515	555	16-MAY-45	1079911.1	448798.23	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 289 0	4701	614	22-MAR-45	1072281.1	445588.42	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 290 0	4897	362	21-MAY-45	1075476.6	444299.29	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 291 0	4730	337	22-MAY-45	1077937.2	445211.00	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 292 0	5717	444	23-MAY-45	1077728.0	447776.65	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 293 0	4896	603	24-MAY-45	1071371.9	444877.30	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 294 0	4778	456	24-MAY-45	1078422.6	447422.52	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 296 0	4870	320	01-JUN-45	1077728.4	444693.40	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 297 0	5165	324	01-JUN-45	1076040.5	444790.53	01-AUG-64
LPICA 01	005 2J 298 0	5665	420	05-JUN-45	1076880.8	448763.09	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 299 0	4752	453	08-JUN-45	1078143.3	446731.65	01-Jun-45
LPICA 01	005 2J 300 0	5436	629	12-JUN-45	1070806.6	444102.29	01-JAN-01
LPICA 01	005 2J 301 0	4568	327	14-JUN-45	1075741.8	444911.00	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 302 0	4419	314	18-JUN-45	1077841.1	444207.89	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 303 0	5545	460	20-JUN-45	1077951.3	448331.27	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 304 0	5839	453	24-JUN-45	1076972.3	450180.26	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 305 0	5183	619	26-JUN-45	1071924.3	445732.42	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 306 0	5800	436	26-JUN-45	1077177.5	449024.44	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 307 0	4728	431	30-JUN-45	1077887.0	440268.01	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 308 0	4525	597	06-JUL-45	1073136.5	446680.54	01-Jul-45
LPICA 01	005 2J 309 0	4634	317	06-JUL-45	1075688.0	445291.95	01-Jul-45

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 310 0	5197	276	10-JUL-45	1077203.3	446477.16	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 311 0	4681	419	10-JUL-45	1077696.5	445892.97	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 312 0	5263	378	12-JUL-45	1074260.7	445867.72	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 313 0	4850	612	11-JUL-45	1071122.6	444259.26	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 314 0	5497	432	11-JUL-45	1077494.4	447027.62	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 315 0	4664	284	12-JUL-45	1076505.4	444276.25	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 316 0	4621	602	19-JUL-45	1073173.8	446291.67	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 317 0	5085	301	26-JUL-45	1077416.0	446195.97	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 318 0	4828	605	30-JUL-45	1072637.9	445444.49	10-AUG-41
LPICA 01	005 2J 319 0	5556	508	30-JUL-45	1078421.4	448500.90	10-AUG-42
LPICA 01	005 2J 320 0	4850	273	03-AUG-45	1076408.0	445035.93	10-AUG-43
LPICA 01	005 2J 321 0	4752	452	03-AUG-45	1074563.7	445750.81	10-AUG-44
LPICA 01	005 2J 323 0	5162	345	05-AUG-45	1077689.0	446646.74	10-AUG-45
LPICA 01	005 2J 324 0	5321	594	27-JUL-45	1071318.1	445258.28	01-AUG-45
LPICA 01	005 2J 325 0	5003	281	08-AUG-45	1077159.3	445596.67	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 326 0	4972	286	14-AUG-45	1076730.7	444849.19	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 327 0	5169	268	21-AUG-45	1076846.5	446621.10	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 328 0	4928	291	23-AUG-45	1076352.8	445383.78	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 329 0	5360	276	25-AUG-45	1076899.9	446271.75	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 330 0	4575	652	27-AUG-45	1075049.2	442012.17	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 331 0	5678	440	29-AUG-45	1077614.9	448144.43	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 332 0	4942	272	02-SEP-45	1076241.5	446145.43	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 333 0	5250	274	02-SEP-45	1077140.5	446740.76	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 334 0	3943	636	04-SEP-45	1074678.4	442161.76	01-Sep-45
LPICA 01	005 2J 335 0	5573	396	14-SEP-45	1076812.4	449122.26	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 336 0	4805	301	24-SEP-45	1075937.3	445909.98	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 337 0	6863	667	24-SEP-45	1075790.9	441712.99	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 339 0	5318	441	24-SEP-45	1077903.6	447354.16	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 340 0	5349	454	24-SEP-45	1078178.7	447868.52	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 341 0	4189	639	24-SEP-45	1074863.8	442086.96	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 342 0	4595	306	04-OCT-45	1075991.1	445528.99	11-Oct-45
LPICA 01	005 2J 343 0	5500	408	10-OCT-45	1076917.1	448364.47	12-Oct-45
LPICA 01	005 2J 344 0	4261	655	10-OCT-45	1074828.0	442532.57	01-Nov-45
LPICA 01	005 2J 345 0	5483	413	10-OCT-45	1077404.1	447350.68	01-Oct-45
LPICA 01	005 2J 346 0	4626	364	17-OCT-45	1074219.5	446279.57	01-Nov-45
LPICA 01	005 2J 347 0	5580	436	18-OCT-45	1077332.0	447808.29	01-Nov-45
LPICA 01	005 2J 348 0	5435	384	18-OCT-45	1076908.4	448040.25	01-Nov-45
LPICA 01	005 2J 349 0	4465	651	01-NOV-45	1075198.8	442382.98	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 350 0	4407	604	01-NOV-45	1073439.6	446917.59	01-Nov-45
LPICA 01	005 2J 351 0	4492	300	02-NOV-45	1074684.6	447147.47	01-Nov-45
LPICA 01	005 2J 352 0	3782	647	02-NOV-45	1074993.8	443056.86	01-Nov-45
LPICA 01	005 2J 353 0	5750	434	03-NOV-45	1077202.9	448681.63	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 354 0	5697	447	16-NOV-45	1077630.2	448561.16	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 356 0	5466	426	17-NOV-45	1077155.2	447287.94	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 357 0	4044	652	21-NOV-45	1075095.7	442715.07	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 358 0	4552	609	21-NOV-45	1073865.0	446791.94	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 359 0	4472	325	26-NOV-45	1074456.3	446866.74	01-DEC-45

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 360 0	4360	656	05-DEC-45	1075420.9	442176.17	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 361 0	5539	495	23-DEC-45	1078570.6	448907.64	01-JAN-45
LPICA 01	005 2J 362 0	5738	466	12-DEC-45	1077996.4	448714.43	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 363 0	4408	596	14-DEC-45	1073386.9	447294.50	01-DEC-45
LPICA 01	005 2J 364 0	4585	328	19-DEC-45	1074510.1	446485.75	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 365 0	4566	650	19-DEC-45	1075397.7	442628.40	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 366 0	5724	485	20-DEC-45	1078120.5	449072.33	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 367 0	4220	604	21-DEC-45	1073693.7	447533.58	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 368 0	4661	365	21-DEC-45	1075903.0	443767.99	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 369 0	4655	597	30-DEC-45	1071068.8	444640.26	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 371 0	4565	352	31-DEC-45	1076259.8	443624.04	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 372 0	4654	582	31-DEC-45	1072887.2	446062.51	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 373 0	4825	612	05-JAN-46	1073708.4	445012.65	01-JAN-46
LPICA 01	005 2J 374 0	4528	416	06-JAN-46	1075599.9	443530.96	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 376 0	4407	651	07-JAN-46	1074660.5	442384.57	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 377 0	4786	597	10-JAN-46	1073351.5	445156.59	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 378 0	4517	485	18-JAN-46	1075638.9	443169.38	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 379 0	4225	388	24-JAN-46	1074099.2	446990.66	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 380 0	4350	646	25-JAN-46	1074845.9	442309.77	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 381 0	4678	624	25-JAN-46	1073048.5	444919.55	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 382 0	4338	653	29-JAN-46	1075031.3	442234.97	01-Feb-46
LPICA 01	005 2J 383 0	4455	365	03-OCT-46	1076313.6	443243.06	02-Mar-46
LPICA 01	005 2J 384 0	3975	370	02-MAR-46	1074045.7	447391.69	03-Mar-46
LPICA 01	005 2J 385 0	4658	618	02-MAR-46	1073102.2	444538.57	04-Mar-46
LPICA 01	005 2J 386 0	4378	650	11-FEB-46	1075216.7	442160.28	01-Mar-46
LPICA 01	005 2J 387 0	4122	425	13-FEB-46	1075189.4	444055.89	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 388 0	4292	278	19-FEB-46	1074681.2	447490.33	01-Mar-46
LPICA 01	005 2J 389 0	4430	581	25-FEB-46	1073029.0	447442.51	01-Mar-46
LPICA 01	005 2J 390 0	3816	649	05-MAR-46	1074493.5	441236.91	01-Mar-46
LPICA 01	005 2J 391 0	3961	472	10-MAR-46	1075236.5	443679.24	01-Mar-46
LPICA 01	005 2J 392 0	4631	595	31-MAR-46	1073405.3	444775.62	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 393 0	4012	515	25-MAR-46	1075296.1	443374.76	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 394 0	4567	588	26-MAR-46	1072941.0	445681.52	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 395 0	4751	610	27-MAR-46	1073630.5	445762.60	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 396 0	4653	610	28-MAR-46	1072227.3	445969.42	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 397 0	4650	493	09-APR-46	1074025.8	445225.55	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 398 0	4230	288	09-APR-46	1076973.5	443336.15	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 399 0	4706	593	11-APR-46	1073262.6	445533.45	01-APR-46
LPICA 01	005 2J 400 0	4705	615	03-APR-46	1071621.2	445495.32	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 401 0	4423	287	03-APR-46	1076927.9	443671.85	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 402 0	4870	619	24-APR-46	1072691.7	445063.49	01-May-46
LPICA 01	005 2J 403 0	4568	287	26-APR-46	1076539.1	443853.58	01-May-46
LPICA 01	005 2J 404 0	4217	593	25-APR-46	1073313.3	448037.25	01-May-46
LPICA 01	005 2J 405 0	4475	434	30-APR-46	1073839.7	446356.86	01-May-46
LPICA 01	005 2J 406 0	4341	289	06-MAY-46	1077222.8	443954.19	01-May-46
LPICA 01	005 2J 407 0	3757	532	12-MAY-46	1074993.8	443495.65	01-May-46
LPICA 01	005 2J 408 0	4150	489	15-MAY-46	1074529.5	443962.79	01-Jun-46

Continuación Tabla A.1.

LPICA 01	005 2J 409 0	4513	285	19-MAY-46	1077169.0	444335.19	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 410 0	4253	597	24-MAY-46	1073580.7	447908.33	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 411 0	4648	488	26-MAY-46	1073948.8	445645.96	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 412 0	4780	281	28-MAY-46	1076791.4	444458.26	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 413 0	3804	338	11-FEB-46	1073884.5	448524.64	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 414 0	4323	569	06-JUN-46	1072726.0	447205.48	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 415 0	4842	337	10-JUN-46	1075238.5	450862.81	01-Jun-46
LPICA 01	005 2J 416 0	4280	267	16-JUN-46	1075008.7	447721.81	01-Jul-46
LPICA 01	005 2J 417 0	4216	592	20-JUN-46	1073527.7	448678.58	01-Jul-46
LPICA 01	005 2J 418 0	4110	323	20-JUN-46	1075306.7	450029.52	01-Jul-46
LPICA 01	005 2J 419 0	3776	338	21-JUN-46	1073938.2	448153.65	01-Jul-46
LPICA 01	005 2J 421 0	4463	591	21-JUN-46	1072476.6	446587.45	01-Jul-46
LPICA 01	005 2J 422 0	4428	390	25-JUN-46	1076005.7	443076.29	01-Jul-46
LPICA 01	005 2J 423 0	4265	386	28-JUN-46	1076378.6	442841.53	01-Jul-46
LPICA 01	005 2J 424 0	4900	516	02-JUL-46	1074172.7	444106.72	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 424 0	4900	516	13-JUL-46	1074172.7	444106.72	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 425 0	4600	614	15-JUL-46	1071870.5	446113.36	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 426 0	5996	369	17-JUL-46	1076540.0	452225.42	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 427 0	4378	638	25-JUL-46	1075373.7	443042.26	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 429 0	4273	655	29-JUL-46	1075408.1	441833.03	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 431 0	4553	258	04-AUG-46	1074783.2	448707.08	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 434 0	4335	490	06-AUG-46	1075678.8	442404.08	01-Sep-46
LPICA 01	005 2J 435 0	5195	584	07-AUG-46	1072422.9	446968.44	01-AUG-46
LPICA 01	005 2J 436 0	6186	388	14-AUG-46	1076989.6	452871.86	01-Sep-46
LPICA 01	005 2J 437 0	4341	421	14-AUG-46	1075722.3	442746.03	02-Sep-46
LPICA 01	005 2J 438 0	4415	569	23-AUG-46	1072779.7	446824.49	01-Sep-46
LPICA 01	005 2J 439 0	5050	623	24-AUG-46	1072153.9	443948.39	01-Sep-46
LPICA 01	005 2J 440 0	4822	374	27-AUG-46	1076450.8	451810.97	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 443 0	4605	592	08-SEP-46	1072530.4	446206.45	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 445 0	4230	665	08-SEP-46	1075909.8	441963.77	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 446 0	4350	362	20-SEP-46	1075693.1	451218.37	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 447 0	4350	665	03-OCT-46	1075667.0	441892.66	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 448 0	4350	546	06-OCT-41	1076044.5	442525.29	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 461 0	4655	268	09-OCT-46	1076230.7	447408.56	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 462 0	4554	264	10-OCT-46	1076106.1	447099.53	01-Oct-46
LPICA 01	005 2J 463 0	4521	261	22-OCT-46	1075900.7	447361.96	01-Nov-46
LPICA 01	005 2J 469 0	5810	438	26-OCT-46	1077421.5	448825.68	01-Nov-46
LPICA 01	005 2J 470 0	5474	474	26-OCT-46	1078276.2	448274.08	01-Nov-46
LPICA 01	005 2J 471 0	5667	504	30-OCT-46	1078354.8	448880.25	01-Nov-46

APÉNDICE B

Base de datos recopilada

Tabla B.1 Información recopilada de los registros SP del campo Jusepín. Arena S6.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 1	S6	-4438'	-4472'	34'	0'	473'	-3965'
J 2	S6	-4577'	-4605'	28'	0'	471'	-4106'
J 3	S6	-3883'		ND		373'	-3510'
J 4	S6	-4149'	-4175'	26'	0'	394'	-3755'
J 5	S6						
J 6	S6	-4393'	-4404'	11'	0'	451'	-3942'
J 7	S6			EROSIONADA			
J 8	S6	-4668'	-4717'	49'	0'	482'	-4186'
J 9	S6	-3903'	-3933'	30'	0'	329'	-3574'
J 10	S6	-4160'	-4170'	10'	0'	531'	-3629'
J 11	S6			EROSIONADA			
J 12	S6			EROSIONADA			
J 13	S6			EROSIONADA			
J 14	S6	no	coincide	lectura			
J 15	S6			EROSIONADA			
J 16	S6	-4110'	-4130'	20'	0'	399'	-3711'
J 17	S6	-4477'	-4508'	31'	0'	456'	-4021'
J 18	S6	-4120'	-4145'	25'	0'	410'	-3710'
J 19	S6			EROSIONADA			
J 20	S6	-3849'	-3881'	32'	0'	267'	-3582'
J 21	S6			EROSIONADA			
J 22	S6			EROSIONADA			
J 23	S6			EROSIONADA			
J 24	S6			FALLADA			
J 25	S6	-3938'	-3976'	38'	0'	273'	-3665'
J 26	S6	-4304'	-4334'	30'	0'	512'	-3792'
J 27	S6			EROSIONADA			
J 28	S6	-4200'	-4232'	32'	0'	377'	-3823'
J 29	S6	-4082'	-4116'	34'	0'	364'	-3718'
J 30	S6	-3730'	-3760'	30'	0'	296'	-3434'
J 31	S6	-4075'	-4096'	21'	0'	269'	-3806'
J 32	S6	-4370'	-4418'	48'	0'	399'	-3971'
J 33	S6	-3437'	-3453'	16'	0'	342'	-3095'
J 34	S6	-3930'	-3962'	32'	0'	328'	-3602'
J 35	S6						
J 36	S6	-3893'	-3918'	25'	0'	337'	-3556'
J 37	S6	-4313'	-4338'	25'	0'	531'	-3782'
J 38	S6						
J 39	S6	-3660'	-3685'	25'	0'	267'	-3393'
J 40	S6	-4487'	-4515'	28'	0'	519'	-3968'
J 41	S6	-3429'	-3450'	21'	0'	299'	-3130'
J 42	S6	-3507'	-3529'	22'	0'	274'	-3233'
J 43	S6	-3723'	-3756'	33'	0'	289'	-3434'
J 44	S6	-3699'	-3730'	31'	0'	313'	-3386'
J 45	S6	-3865'	-3909'	44'	0'	283'	-3582'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 46	S6						
J 47	S6	-4689'	-4725'	36'	0'	493'	-4196'
J 48	S6	-3356'	-3786'	30'	0'	339'	-3417'
J 49	S6	-4055'	-4065'	10'	0'	552'	-3503'
J 50	S6	-4203'	-4226'	23'	0'	508'	-3695'
J 51	S6	-3546'	-3556'	10'	0'	396'	-3150'
J 52	S6	-3489'	-3228'	18'	0'	261'	-3228'
J 53	S6	no	coincide	lectura			
J 54	S6			FALLADA			
J 55	S6	-3699'	-3725'	26'	0'	347'	-3352'
J 56	S6						
J 57	S6			EROSIONADA			
J 58	S6	-3655'	-3670'	15'	0'	321'	-3334'
J 59	S6	-3720'	-3748'	28'	0'	306'	-3414'
J 60	S6	-3963'	-3973'	10'	0'	353'	-3610'
J 61	S6	-4124'	-4160'	36'	0'	372'	-3752'
J 62	S6	-3843'	-3875'	32'	0'	286'	-3557'
J 63	S6	-4113'	-4125'	12'	0'	513'	-3600'
J 64	S6	-4203'	-4218'	15'	0'	516'	-3687'
J 65	S6			EROSIONADA			
J 66	S6	-4127'	-4134'	7'	0'	527'	-3600'
J 67	S6	-4035'	-4046'	11'	0'	483'	-3552'
J 68	S6			EROSIONADA			
J 69	S6	-4110'	-4112'	2'	0'	546'	-3564'
J 70	S6	-3944'	-3969'	25'	0'	377'	-3567'
J 71	S6	-4053'	-4087'	34'	0'	282'	-3771'
J 72	S6	-4793'	-4807'	14'	0'	514'	-4279'
J 73	S6	-4416'	-4445'	29'	0'	453'	-3963'
J 74	S6						
J 75	S6	-3892'	-3922'	30'	0'	368'	-3524'
J 76	S6	-4273'	-4303'	30'	0'	421'	-3852'
J 77	S6	-3950'	-3971'	21'	0'	377'	-3573'
J 78	S6	-3698'	-3717'	19'	0'	338'	-3360'
J 79	S6	-3996'	-4011'	15'	0'	607'	-3389'
J 80	S6	-4145'	-4191'	46'	0'	285'	-3860'
J 81	S6	-3823'	-3846'	23'	0'	340'	-3483'
J 82	S6	-3748'	-3771'	23'	0'	340'	-3408'
J 83	S6	-4052'	-4060'	8'	0'	552'	-3500'
J 84	S6	-4130'	-4159'	29'	0'	360'	-3770'
J 85	S6	-4081'	-4123'	42'	0'	317'	-3764'
J 86	S6	-3920'	-3951'	31'	0'	323'	-3597'
J 87	S6			EROSIONADA			
J 88	S6	-3593'	-3619'	26'	0'	321'	-3272'
J 89	S6	-4034'	-4068'	34'	0'	342'	-3692'
J 90	S6	-3633'	-3658'	25'	0'	262'	-3371'
J 90A	S6	-3635'	-3660'	25'	0'	259'	-3376'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 91	S6	-4140'	-4172'	32'	0'	380'	-3760'
J 92	S6	-3770'	-3800'	30'	0'	268'	-3502'
J 93	S6	-4205'	-4227'	22'	0'	619'	-3586'
J 94	S6	-3635'	-3663'	28'	0'	269'	-3366'
J 95	S6	-4057'	-4090'	33'	0'	277'	-3780'
J 96	S6	-3734'	-3762'	28'	0'	266'	-3468'
J 97	S6	-3794'	-3829'	35'	0'	270'	-3524'
J 98	S6	-3659'	-3689'	30'	0'	270'	-3389'
J 99	S6			EROSIONADA			
J 100	S6	-3900'	-3942'	42'	0'	260'	-3640'
J 101	S6	-3918'	-3953'	35'	0'	267'	-3651'
J 102	S6			EROSIONADA			
J 103	S6			EROSIONADA			
J 104	S6	-3543'	-3563'	20'	0'	301'	-3242'
J 105	S6			EROSIONADA			
J 106	S6			EROSIONADA			
J 107	S6	-3970'	-4010'	40'	0'	276'	-3694'
J 108	S6	-3563'	-3588'	25'	0'	300'	-3263'
J 109	S6			EROSIONADA			
J 110	S6			EROSIONADA			
J 111	S6	-4076'	-4125'	49'	0'	276'	-3800'
J 112	S6	-3555'	-3575'	20'	0'	265'	-3290'
J 113	S6			EROSIONADA			
J 114	S6	-3644'	-3664'	20'	0'	346'	-3298'
J 115	S6	-3478'	-3501'	23'	0'	265'	-3213'
J 116	S6			EROSIONADA			
J 117	S6			EROSIONADA			
J 118	S6			EROSIONADA			
J 119	S6	-3667'	-3690'	23'	0'	378'	-3289'
J 120	S6	-3802'	-3852'	50'	0'	624'	-3178'
J 121	S6			EROSIONADA			
J 122	S6	-4046'	-4088'	42'	0'	638'	-3408'
J 123	S6	-3824'	-3861'	37'	37'	668'	-3156'
J 124	S6	-4816'	-4830'	14'	0'	433'	-4383'
J 125	S6	-3548'	-3567'	19'	0'	431'	-3117'
J 126	S6	-4179'	-4241'	62'	0'	652'	-3527'
J 127	S6	-4440'	-4452'	12'	0'	529'	-3911'
J 128	S6	-4722'	-4729'	7'	0'	432'	-4290'
J 129	S6	-3570'	-3592'	22'	0'	270'	-3300'
J 130	S6	-4238'	-4249'	11'	0'	545'	-3693'
J 131	S6	-4227'	-4277'	50'	0'	641'	-3586'
J 132	S6	-3859'	-3894'	35'	0'	312'	-3547'
J 133	S6	-4073'	-4128'	55'	0'	656'	-3417'
J 134	S6	-4255'	-4265'	10'	0'	557'	-3698'
J 135	S6	-4007'	-4045'	38'	0'	342'	-3665'
J 136	S6	-4260'	-4301'	41'	0'	631'	-3629'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 137	S6	-4028'	-4032'	4'	0'	566'	-3462'
J 138	S6	-4177'	-4183'	6'	0'	551'	-3626'
J 139	S6	-4008'	-4058'	50'	0'	649'	-3359'
J 140	S6						
J 141	S6	-4202'	-4208'	6'	0'	555'	-3647'
J 142	S6	-4218'	-4228'	10'	0'	635'	-3583'
J 143	S6			EROSIONADA			
J 144	S6	-3816'	-3843'	27'	27'	667'	-3149'
J 145	S6	-3938'	-3946'	8'	0'	563'	-3375'
J 146	S6	-4277'	-4288'	11'	0'	551'	-3726'
J 147	S6			EROSIONADA			-3657'
J 148	S6	-4426'	-4437'	11'	0'	553'	-3873'
J 149	S6	-3722'	-3746'	24'	0'	469'	-3253'
J 150	S6	-4098'	-4123'	25'	0'	280'	-3818'
J 151	S6	-3894'	-3899'	5'	0'	622'	-3272'
J 152	S6	-4545'	-4605'	60'	0'	610'	-3935'
J 153	S6	-4144'	-4152'	8'	0'	521'	-3623'
J 154	S6	-4036'	-4046'	10'	0'	557'	-3479'
J 155	S6	-4208'		ND		551'	-3657'
J 156	S6			EROSIONADA			
J 157	S6	-4353'	-4363'	10'	0'	546'	-3807'
J 158	S6	-4094'	-4102'	8'	0'	576'	-3518'
J 159	S6	-4233'	-4283'	50'	0'	627'	-3606'
J 160	S6	-3227'	-3249'	22'	22'	677'	-2550'
J 161	S6	-4202'	-4212'	10'	0'	541'	-3661'
J 162	S6						
J 162A	S6	-4386'	-4392'	6'	0'	396'	-3990'
J 163	S6	-4004'	-4057'	53'	0'	644'	-3360'
J 164	S6	-4323'	-4334'	11'	0'	540'	-3783'
J 165	S6	-4188'	-4251'	63'	0'	647'	-3541'
J 166	S6	-4048'	-4055'	7'	0'	514'	-3534'
J 167	S6	-4064'	-4110'	46'	0'	638'	-3426'
J 168	S6	-4337'	-4348'	11'	0'	551'	-3786'
J 169	S6	-4227'	-4273'	46'	0'	623'	-3604'
J 170	S6	-4208'	-4270'	62'	0'	645'	-3563'
J 170A	S6						
J 171	S6			FALLADA			
J 172	S6			EROSIONADA			
J 173	S6	-4267'	-4308'	41'	0'	628'	-3639'
J 174	S6	-4065'	-4120'	55'	0'	659'	-3406'
J 175	S6	-4152'	-4160'	8'	0'	560'	-3592'
J 176	S6	-4266'	-4270'	4'	0'	386'	-3880'
J 177	S6	-4480'	-4496'	16'	0'	629'	-3851'
J 178	S6	-4254'	-4296'	42'	0'	634'	-3620'
J 179	S6			EROSIONADA			
J 180	S6	-3633'	-3657'	24'	24'	677'	-2956'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 181	S6	-4401'	-4409'	8'	0'	539'	-3862'
J 182	S6	-4200'	-4210'	10'	0'	560'	-3640'
J 183	S6	-4232'	-4294'	62'	0'	647'	-3585'
J 184	S6			EROSIONADA			
J 185	S6			EROSIONADA			
J 186	S6	-4211'	-4243'	32'	0'	627'	-3584'
J 187	S6	-4128'	-4174'	46'	0'	642'	-3486'
J 188	S6	-3971'	-3975'	4'	0'	394'	-3577'
J 189	S6	-4314'	-4320'	6'	0'	514'	-3800'
J 190	S6	-4282'	-4292'	10'	0'	554'	-3728'
J 191	S6			EROSIONADA			
J 192	S6	-4023'	-4028'	5'	0'	403'	-3620'
J 193	S6	-4073'	-4105'	32'	0'	636'	-3437'
J 194	S6	-3735'	-3773'	38'	0'	617'	-3118'
J 195	S6	-4140'	-4153'	13'	0'	628'	-3512'
J 196	S6	-4129'	-4165'	36'	0'	634'	-3495'
J 197	S6	-4121'	-4127'	6'	0'	421'	-3700'
J 198	S6			EROSIONADA			
J 199	S6	-4158'	-4166'	8'	0'	561'	-3597'
J 200	S6			EROSIONADA			
J 201	S6	-4160'	-4199'	39'	0'	635'	-3525'
J 202	S6			EROSIONADA			
J 203	S6			EROSIONADA			
J 204	S6						
J 205	S6	-4243'	-4253'	10'	0'	549'	-3694'
J 206	S6	-4091'	-4137'	46'	0'	651'	-3440'
J 207	S6	-4000'	-4010'	10'	0'	464'	-3536'
J 208	S6	-4196'	-4200'	4'	0'	390'	-3806'
J 209	S6	-3954'	-4004'	50'	0'	634'	-3320'
J 210	S6	-3849'	-3853'	4'	0'	423'	-3426'
J 211	S6			EROSIONADA			
J 212	S6	-4288'	-4297'	9'	0'	542'	-3746'
J 213	S6	-3988'	-4040'	52'	0'	659'	-3329'
J 214	S6			EROSIONADA			
J 215	S6	-3970'	-4030'	60'	0'	621'	-3349'
J 216	S6	-3477'	-3481'	4'	0'	357'	-3120'
J 217	S6	-3944'	-3949'	5'	0'	424'	-3520'
J 218	S6	-4280'	-4304'	24'	0'	445'	-3835'
J 219	S6			EROSIONADA			
J 220	S6	-3950'	-3981'	31'	0'	614'	-3336'
J 221	S6	-3902'	-3936'	34'	0'	609'	-3293'
J 222	S6	-3862'	-3866'	4'	0'	423'	-3439'
J 223	S6	-4220'	-4228'	8'	0'	433'	-3787'
J 224	S6	-4248'	-4259'	11'	0'	536'	-3712'
J 225	S6	-3937'	-3969'	32'	0'	398'	-3539'
J 226	S6	-4216'	-4250'	34'	0'	431'	-3785'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 227	S6	-3885'	-3933'	48'	0'	622'	-3263'
J 228	S6	-3570'	-3592'	22'	22'	633'	-2937'
J 229	S6			EROSIONADA			
J 230	S6	-4193'	-4197'	4'	0'	406'	-3787'
J 231	S6	-4222'	-4232'	10'	0'	552'	3670'
J 232	S6	-3655'	-3667'	12'	12'	676'	-2979'
J 233	S6	-3442'	-3465'	23'	23'	657'	-2785'
J 234	S6	-3958'	-3984'	26'	0'	292'	-3666'
J 235	S6	-4095'	-4103'	8'	0'	522'	-3573'
J 236	S6	-3962'	-3969'	7'	0'	428'	-3534'
J 237	S6			EROSIONADA			
J 238	S6	-4350'	-4370'	20'	0'	466'	-3884'
J 239	S6	-3278'	-3288'	10'	10'	669'	-2609'
J 240	S6	-3343'	-3356'	13'	13'	635'	-2708'
J 241	S6	-4233'	-4241'	8'	0'	559'	-3674'
J 242	S6	-4186'	-4190'	4'	0'	398'	-3788'
J 243	S6	-3864'	-3900'	36'	0'	664'	-3200'
J 244	S6	-3980'	-4029'	49'	0'	664'	-3316'
J 245	S6						
J 246	S6	-4388'	-4424'	36'	0'	428'	-3960'
J 247	S6	-4090'	-4097'	7'	0'	562'	-3528'
J 248	S6	-3470'	-3488'	18'	18'	472'	-2998'
J 249	S6	-3983'	-4027'	44'	0'	663'	-3320'
J 250	S6	-4124'	-4180'	56'	0'	651'	-3473'
J 251	S6			EROSIONADA			
J 252	S6	-4564'	-4596'	32'	0'	506'	-4058'
J 253	S6	-4055'	-4059'	4'	0'	535'	-3520'
J 254	S6	-4293'	-4299'	6'	0'	551'	-3742'
J 255	S6			EROSIONADA			
J 256	S6	-4305'	-4312'	7'	0'	549'	-3756'
J 257	S6	-4198'	-4245'	47'	0'	639'	-3559'
J 258	S6	-4239'	-4270'	31'	0'	620'	-3619'
J 259	S6	-4040'	-4082'	42'	0'	332'	-3708'
J 260	S6	-4459'	-4488'	29'	0'	521'	-3938'
J 261	S6	-4036'	-4042'	6'	0'	504'	-3532'
J 262	S6	-4540'	-4556'	16'	0'	520'	-4020'
J 263	S6	-4287'	-4317'	30'	0'	632'	-3655'
J 264	S6	-4496'	-4518'	22'	0'	516'	-3980'
J 265	S6	-3483'	-3499'	16'	16'	679'	-2804'
J 266	S6			EROSIONADA			
J 267	S6			EROSIONADA			
J 268	S6	-4211'	-4263'	52'	0'	642'	-3569'
J 269	S6	-4156'	-4216'	60'	0'	651'	-3505'
J 270	S6	-4394'	-4400'	6'	0'	522'	-3872'
J 271	S6	-4553'	-4575'	22'	0'	498'	-4055'
J 272	S6	-4487'	-4527'	40'	0'	434'	-4053'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 273	S6			EROSIONADA			
J 274	S6						
J 275	S6	-4245'	-4270'	25'	0'	631'	-3614'
J 276	S6			EROSIONADA			
J 277	S6	-3704'	-3726'	22'	0'	356'	-3348'
J 278	S6	-4071'	-4079'	8'	0'	551'	-3520'
J 279	S6			EROSIONADA			
J 280	S6			EROSIONADA			
J 281	S6	-4167'	-4203'	36'	0'	314'	-3853'
J 282	S6	-4192'	-4220'	28'	28'	626'	-3566'
J 283	S6	-3840'	-3872'	32'	0'	356'	-3484'
J 284	S6	-4485'	-4521'	36'	0'	495'	-3990'
J 285	S6	-4156'	-4162'	6'	0'	635'	-3521'
J 286	S6	-4134'	-4141'	7'	0'	454'	-3680'
J 287	S6	-4039'	-4045'	6'	0'	555'	-3484'
J 288	S6						
J 289	S6			EROSIONADA			
J 290	S6	-3678'	-3700'	22'	0'	362'	-3316'
J 291	S6	-4095'	-4125'	30'	0'	337'	-3758'
J 292	S6	-4499'	-4547'	48'	0'	444'	-4055'
J 293	S6			EROSIONADA			
J 294	S6	-4419'	-4459'	40'	0'	456'	-3963'
J 295	S6	-4237'	-4240'	3'	0'	396'	-3841'
J 296	S6	-4032'	-4060'	28'	0'	320'	-3712'
J 297	S6	-3891'	-3926'	35'	0'	324'	-3567'
J 298	S6	-4354'	-4391'	37'	0'	420'	-3934'
J 299	S6	-4390'	-4417'	27'	0'	453'	-3937'
J 300	S6			EROSIONADA			
J 301	S6	-3761'	-3791'	30'	0'	327'	-3434'
J 302	S6	-3978'	-4002'	24'	0'	314'	-3664'
J 303	S6	-4542'	-4584'	42'	0'	460'	-4082'
J 304	S6	-4425'	-4455'	30'	0'	453'	-3972'
J 305	S6			EROSIONADA			
J 306	S6	-4483'	-4521'	38'	0'	428'	-4055'
J 307	S6						
J 308	S6			EROSIONADA			
J 309	S6	-3750'	-3780'	30'	0'	317'	-3433'
J 310	S6	-4239'	-4278'	39'	0'	276'	-3963'
J 311	S6	-4334'	-4376'	42'	0'	419'	-3915'
J 312	S6			FALLADA			
J 313	S6			EROSIONADA			
J 314	S6	-4452'	-4494'	42'	0'	432'	-4020'
J 315	S6	-4000'	-4034'	34'	0'	284'	-3716'
J 316	S6			EROSIONADA			
J 317	S6	-4259'	-4295'	36'	0'	301'	-3958'
J 318	S6			EROSIONADA			

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 319	S6	-4538'	-4578'	40'	0'	508'	-4030'
J 320	S6	-4014'	-4056'	42'	0'	273'	-3741'
J 321	S6	-3454'	-3467'	13'	0'	352'	-3102'
J 322	S6						
J 323	S6	-4327'	-4369'	42'	0'	345'	-3982'
J 324	S6			EROSIONADA			
J 325	S6	-4193'	-4237'	44'	0'	281'	-3912'
J 326	S6	-4118'	-4158'	40'	0'	286'	-3832'
J 327	S6	-4069'	-4104'	35'	0'	258'	-3811'
J 328	S6	-3922'	-3963'	41'	0'	281'	-3641'
J 329	S6	-4124'	-4165'	41'	0'	276'	-3848'
J 330	S6	-3943'	-3961'	18'	18'	652'	-3291'
J 331	S6	-4517'	-4559'	42'	0'	440'	-4077'
J 332	S6	-3822'	-3860'	38'	0'	272'	-3550'
J 333	S6	-4229'	-4269'	40'	0	274'	-3955'
J 334	S6	-3640'	-3652'	12'	12'	636'	-3004'
J 335	S6	-4292'	-4324'	32'	0'	396'	-3896'
J 336	S6	-3775'	-3807'	32'	0'	301'	-3474'
J 337	S6	-3916'	-3922'	6'	6'	667'	-3249'
J 338	S6			EROSIONADA			
J 339	S6	-4464'	-4504'	40'	0'	441'	-4023'
J 340	S6	-4484'	-4517'	33'	0'	454'	-4030'
J 341	S6	-3812'	-3828'	16'	16'	639'	-3173'
J 342	S6	-3796'	-3829'	33'	0'	306'	-3490'
J 343	S6	-4324'	-4362'	38'	0'	408'	-3916'
J 344	S6	-3508'	-3516'	8'	8'	655'	-2853'
J 345	S6	-4465'	-4505'	40'	0'	413'	-4052'
J 346	S6	-3703'	-3718'	15'	0'	364'	-3339'
J 347	S6	-4470'	-4510'	40'	0'	436'	-4034'
J 348	S6	-4274'	-4312'	38'	0'	384'	-3890'
J 349	S6	-3964'	-3985'	21'	21'	651'	-3313'
J 350	S6			EROSIONADA			
J 351	S6	-3521'	-3544'	23'	23'	300'	-3221'
J 352	S6	-3496'	-3502'	6'	6'	647'	-2849'
J 353	S6	-4479'	-4519'	40'	0'	434'	-4045'
J 354	S6	-4555'	-4600'	45'	0'	447'	-4108'
J 356	S6	-4401'	-4430'	29'	0'	426'	-3975'
J 357	S6	-3681'	-3695'	14'	14'	652'	-3029'
J 358	S6			EROSIONADA			
J 359	S6	-3576'	-3588'	12'	12'	325'	-3251'
J 360	S6	-4074'	-4092'	18'	18'	656'	-3418'
J 361	S6						
J 362	S6	-4572'	-4614'	42'	0'	466'	-4106'
J 363	S6			EROSIONADA			
J 364	S6	-3614'	-3632'	18'	0'	328'	-3286'
J 365	S6	-4060'	-4082'	22'	22'	650'	-3410'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 366	S6	-4608'	-4654'	46'	0'	485'	-4123'
J 367	S6			EROSIONADA			
J 368	S6	-3963'	-3993'	30'	0'	365'	-3598'
J 369	S6			EROSIONADA			
J 370	S6			EROSIONADA			
J 371	S6	-3979'	-4009'	30'	0'	352'	-3627'
J 372	S6			EROSIONADA			
J 373	S6	-3920'	-3939'	19'	0'	612'	-3308'
J 374	S6	-3722'	-3742'	20'	20'	416'	-3306'
J 375	S6			EROSIONADA			
J 376	S6	-3508'	-3516'	8'	8'	651'	-2857'
J 377	S6	-4020'	-4024'	4'	0'	597'	-3423'
J 378	S6	-3905'	-3935'	30'	30'	485'	-3420'
J 379	S6			EROSIONADA			
J 380	S6	-3744'	-3760'	16'	16'	646'	-3098'
J 381	S6	-4055'	-4082'	27'	0'	624'	-3431'
J 382	S6	-3916'	-3934'	18'	18'	653'	-3263'
J 383	S6	-4005'	-4032'	27'	0'	365'	-3640'
J 384	S6			EROSIONADA			
J 385	S6	-4033'	-4053'	20'	0'	618'	-3415'
J 386	S6	-4024'	-4024'	22'	22'	650'	-3374'
J 387	S6	-3589'	-3611'	22'	22'	425'	-3164'
J 388	S6	-3453'	-3463'	10'	0'	278'	-3175'
J 389	S6			EROSIONADA			
J 390	S6	fuera	del	campo Jusepín			
J 391	S6	-3558'	-3570'	12'	12'	515'	-3043'
J 392	S6	-3977'	-3994'	17'	0'	595'	-3382'
J 393	S6	-3569'	-3583'	14'	14'	515'	-3054'
J 394	S6			EROSIONADA			
J 395	S6	-3980'	-3983'	3'	0'	610'	-3370'
J 396	S6			EROSIONADA			
J 397	S6	-3773'	-3793'	20'	0'	493'	-3280'
J 398	S6	-3871'	-3895'	24'	0'	288'	-3583'
J 399	S6	-3965'	-3969'	4'	0'	593'	-3372'
J 400	S6			EROSIONADA			
J 401	S6	-3980'	-4007'	27'	0'	287'	-3693'
J 402	S6			EROSIONADA			
J 403	S6	-3983'	-4015'	32'	0'	287'	-3696'
J 404	S6			EROSIONADA			
J 405	S6			EROSIONADA			
J 406	S6	-3970'	-3997'	27'	0'	289'	-3681'
J 407	S6	-3426'	-3434'	8'	8'	532'	-2894'
J 408	S6	-3633'	-3682'	49'	0'	489'	-3144'
J 409	S6	-4044'	-4076'	32'	0'	285'	-3759'
J 410	S6			EROSIONADA			
J 411	S6	-3827'	-3857'	30'	0'	488'	-3339'

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 412	S6	-4041'	-4075'	34'	0'	281'	-3760'
J 413	S6			EROSIONADA			
J 414	S6			EROSIONADA			
J 415	S6			EROSIONADA			
J 416	S6	-3491'	-3499'	8'	0'	259'	-3232'
J 417	S6			EROSIONADA			
J 418	S6			EROSIONADA			
J 419	S6			EROSIONADA			
J 420	S6			EROSIONADA			
J 421	S6			EROSIONADA			
J 422	S6						
J 423	S6	-3953'	-3973'	20'	0'	386'	-3567'
J 424	S6	-3817'	-3878'	61'	0'	515'	-3302'
J 425	S6						
J 426	S6	-3850'	-3861'	11'	0'	369'	-3481'
J 427	S6	-3836'	-3856'	20'	20'	638'	-3198'
J 428	S6			EROSIONADA			
J 429	S6	-4003'	-4019'	16'	16'	655'	-3348'
J 430	S6			EROSIONADA			
J 431	S6			EROSIONADA			
J 432	S6			EROSIONADA			
J 433	S6			EROSIONADA			
J 434	S6	-3928'	-3947'	19'	0'	490'	-3438'
J 435	S6			EROSIONADA			
J 436	S6	-4042'	-4050'	8'	0'	388'	-3654'
J 437	S6	-3946'	-3968'	22'	0'	421'	-3525'
J 438	S6			EROSIONADA			
J 439	S6			EROSIONADA			
J 440	S6	-3894'	-3913'	19'	0'	374'	-3520'
J 441	S6			EROSIONADA			
J 442	S6			EROSIONADA			
J 443	S6			EROSIONADA			
J 444	S6			EROSIONADA			
J 445	S6	-4109'	-4120'	11'	11'	665'	-3444'
J 446	S6			EROSIONADA			
J 447	S6	-4086'	-4101'	15'	15'	664'	-3422'
J 448	S6	-4027'	-4044'	17'	0'	546'	-3481'
J 449	S6	-3824'	-3834'	10'	0'	490'	-3334'
J 450	S6			EROSIONADA			
J 451	S6						
J 452	S6						
J 453	S6						
J 454	S6						
J 455	S6						
J 456	S6						
J 457	S6						

Continuación Tabla B.1.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 458	S6						
J 459	S6						
J 460	S6						
J 461	S6						
J 462	S6						
J 463	S6	-3704'	-3726'	22'	0'	261'	-3443'
J 464	S6						
J 465	S6						
J 466	S6						
J 467	S6						
J 468	S6	-4530'	-4537'	7'	0'	519'	-4011'
J 469	S6	-4491'	-4529'	38'	0'	438'	-4053'

Tabla B.2 Información de los registros SP del campo Jusepín. Arena S7.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 1	S7	-4520'	-4423'	3'	0'	473'	-4047'
J 2	S7	-4658'	-4664'	6'	0'	471'	-4187'
J 3	S7	-3931'		ND		373'	-3558'
J 4	S7	-4213'	-4217'	4'	0'	394'	-3819'
J 5	S7						
J 6	S7	-4453'		ND		451'	-4002'
J 7	S7			EROSIONADA			
J 8	S7	-4750'	-4756'	6'	0'	482'	-4268'
J 9	S7	-3959'	-3965'	6'	0'	329'	-3630'
J 10	S7	-4184'	-4188'	4'	0'	531'	-3653'
J 11	S7			EROSIONADA			
J 12	S7			EROSIONADA			
J 13	S7			EROSIONADA			
J 14	S7	no	coincide	lectura			
J 15	S7	-3470'	-3474'	4'	0'	309'	-3161'
J 16	S7	-4166'	-4168'	2'	0'	399'	-3767'
J 17	S7	-4534'	-4540'	6'	0'	456'	-4078'
J 18	S7	-4184'	-4192'	4'	0'	410'	-3774'
J 19	S7			EROSIONADA			
J 20	S7	-3899'	-3905'	6'	0'	267'	-3632'
J 21	S7			EROSIONADA			
J 22	S7			EROSIONADA			
J 23	S7			EROSIONADA			
J 24	S7	-3625'	-3632'	7'	0'	325'	-3300'
J 25	S7	-3991'	-4002'	11'	0'	273'	-3718'
J 26	S7	-4355'	-4358'	3'	0'	512'	-3843'
J 27	S7	-3575'	-3581'	6'	0'	293'	-3282'
J 28	S7	-4270'	-4273'	3'	0'	377'	-3893'
J 29	S7	-4143'	-4147'	4'	0'	364'	-3779'
J 30	S7	-3833'	-3836'	3'	0'	296'	-3537'
J 31	S7	-4136'	-4140'	4'	0'	269'	-3867'
J 32	S7	-4439'	-4448'	9'	0'	399'	-4040'
J 33	S7	-3464'	-3453'	2'	0'	342'	-3122'
J 34	S7	-3985'	-3987'	2'	0'	328'	-3657'
J 35	S7						
J 36	S7	-3950'	-3953'	3'	0'	337'	-3613'
J 37	S7	-4353'	-4361'	8'	0'	531'	-3822'
J 38	S7						
J 39	S7	-3707'	-3717'	10'	0'	267'	-3440'
J 40	S7	-4542'	-4545'	3'	0'	519'	-4023'
J 41	S7	-3460'	-3468'	8'	0'	299'	-3161'
J 42	S7	-3544'	-3551'	7'	0'	274'	-3270'
J 43	S7	-3763'	-3771'	8'	0'	289'	-3474'
J 44	S7	-3740'	-3749'	9'	0'	313'	-3427'
J 45	S7	-3916'	-3922'	6'	0'	283'	-3633'
J 46	S7						

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 47	S7	-4763'	-4769'	6'	0'	493'	-4270'
J 48	S7	-3793'	-3796'	3'	0'	339'	-3454'
J 49	S7			FALLADA			FALLA
J 50	S7	-4241'	-4245'	4'	0'	508'	-3733'
J 51	S7	-3582'	-3590'	8'	0'	396'	-3186'
J 52	S7	-3521'	-3531'	10'	0'	261'	-3260'
J 53	S7	no	coincide	lectura			NO
J 54	S7			FALLADA			FALLA
J 55	S7	-3737'	-3741'	4'	0'	347'	-3390'
J 56	S7						
J 57	S7			EROSIONADA			
J 58	S7	-3684'		ND		321'	-3363'
J 59	S7	-3769'	-3775'	6'	0'	306'	-3463'
J 60	S7	-3992'	-3996'	4'	0'	353'	-3639'
J 61	S7	-4189'	-4193'	4'	0'	372'	-3817'
J 62	S7	-4086'	-4094'	8'	0'	286'	-3800'
J 63	S7	-4131'	-4137'	6'	0'	513'	-3618'
J 64	S7	-4242'	-4247'	5'	0'	516'	-3726'
J 65	S7			EROSIONADA			
J 66	S7	-4158'	-4161'	3'	0'	527'	-3631'
J 67	S7	-4053'	-4057'	4'	0'	483'	-3570'
J 68	S7			EROSIONADA			
J 69	S7	-4120'	-4122'	2'	0'	546'	-3574'
J 70	S7	-4002'	-4006'	4'	0'	377'	-3625'
J 71	S7	-4099'	-4107'	8'	0'	282'	-3817'
J 72	S7	-4864'	-4868'	4'	0'	514'	-4350'
J 73	S7	-4493'	-4496'	3'	0'	453'	-4040'
J 74	S7						
J 75	S7	-3954'	-3957'	3'	0'	368'	-3586'
J 76	S7	-4345'	-4348'	3'	0'	421'	-3924'
J 77	S7	-4011'	-4014'	3'	0'	377'	-3634'
J 78	S7	-3738'	-3742'	4'	0'	338'	-3400'
J 79	S7	-4024'	-4030'	6'	0'	607'	-3417'
J 80	S7	-4203'	-4215'	12'	0'	285'	-3918'
J 81	S7	-3876'	-3879'	3'	0'	340'	-3536'
J 82	S7	-3792'	-3800'	8'	0'	340'	-3452'
J 83	S7	-4068'	-4072'	4'	0'	552'	-3516'
J 84	S7	-4194'	-4198'	4'	0'	360'	-3834'
J 85	S7	-4133'	-4143'	10'	0'	317'	-3816'
J 86	S7	-3974'	-3979'	5'	0'	323'	-3651'
J 87	S7			EROSIONADA			
J 88	S7	-3639'	-3643'	4'	0'	321'	-3318'
J 89	S7	-4094'	-4098'	4'	0'	342'	-3752'
J 90	S7	-3678'	-3691'	13'	0'	262'	-3416'
J 90A	S7	-3681'	-3693'	12'	0'	259'	-3422'
J 91	S7	-4200'	-4206'	6'	0'	380'	-3820'

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 92	S7	-3820'	-3828'	8'	0'	268'	-3552'
J 93	S7	-4255'	-4263'	8'	0'	619'	-3636'
J 94	S7	-3679'	-3687'	8'	0'	269'	-3410'
J 95	S7	-4119'	-4125'	6'	0'	277'	-3842'
J 96	S7	-3783'	-3791'	8'	0'	266'	-3517'
J 97	S7	-3840'	-3848'	8'	0'	270'	-3570'
J 98	S7	-3700'	-3708'	8'	0'	270'	-3430'
J 99	S7			EROSIONADA			
J 100	S7	-3955'	-3964'	9'	0'	260'	-3695'
J 101	S7	-3972'	-3980'	8'	0'	267'	-3705'
J 102	S7			EROSIONADA			
J 103	S7	-3333'	-3337'	4'	0'	259'	-3074'
J 104	S7	-3586'	-3596'	10'	0'	301'	-3285'
J 105	S7	-3895'		ND		611'	-3284'
J 106	S7	-3195'		ND		295'	-2900'
J 107	S7	-4022'	-4033'	11'	0'	276'	-3746'
J 108	S7	-3600'	-3604'	4'	0'	300'	-3300'
J 109	S7			EROSIONADA			
J 110	S7			EROSIONADA			
J 111	S7	-4136'	-4148'	12'	0'	276'	-3860'
J 112	S7	-3599'	-3611'	12'	0'	265'	-3334'
J 113	S7			EROSIONADA			
J 114	S7	-3686'	-3694'	8'	0'	346'	-3340'
J 115	S7	-3522'	-3532'	10'	0'	265'	-3257'
J 116	S7			EROSIONADA			
J 117	S7	-3745'		ND		399'	-3346'
J 118	S7			EROSIONADA			
J 119	S7	-3697'	-3704'	7'	0'	378'	-3319'
J 120	S7	-3870'	-3876'	6'	0'	624'	-3246'
J 121	S7	-3603'	-3607'	4'	0'	375'	-3228'
J 122	S7	-4084'	-4090'	6'	0'	638'	-3446'
J 123	S7	-3870'	-3873'	3'	0'	668'	-3202'
J 124	S7	-4878'		ND		433'	-4445'
J 125	S7	-3628'	-3630'	2'	0'	431'	-3197'
J 126	S7	-4258'	-4264'	6'	0'	652'	-3606'
J 127	S7	-4486'	-4489'	3'	0'	529'	-3957'
J 128	S7	-4776'		ND		432'	-4344'
J 129	S7	-3613'	-3621'	8'	0'	270'	-3343'
J 130	S7	-4272'		ND		545'	-3727'
J 131	S7	-4302'		ND		641'	-3661'
J 132	S7	-3904'	-3914'	10'	0'	312'	-3592'
J 133	S7	-4073'	-4075'	2'	0'	656'	-3417'
J 134	S7	-4286'		ND		557'	-3729'
J 135	S7	-4055'	-4063'	8'	0'	342'	-3713'
J 136	S7	-4313'		ND		631'	-3682'
J 137	S7	-4049'		ND		566'	-3483'

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 138	S7	-4204'		ND		551'	-3653'
J 139	S7	-4072'	-4074'	2'	0'	649'	-3423'
J 140	S7						
J 141	S7	-4230'		ND		555'	-3675'
J 142	S7	-4235'		ND		635'	-3600'
J 143	S7			EROSIONADA			
J 144	S7	-3850'		ND		667'	-3183'
J 145	S7	-3963'		ND		563'	-3400'
J 146	S7	-4309'		ND		551'	-3758'
J 147	S7			EROSIONADA			
J 148	S7	-4240'	-4243'	3'	0'	553'	-3687'
J 149	S7	-4379'	-4384'	5'	0'	469'	-3910'
J 150	S7	-3575'	-3583'	8'	0'	280'	-3295'
J 151	S7	-4453'		ND		622'	-3831'
J 152	S7	-3959'	-3964'	5'	0'	610'	-3349'
J 153	S7	-4498'		ND		521'	-3977'
J 154	S7	-4210'		ND		557'	-3653'
J 155	S7	-4037'		ND		551'	-3486'
J 156	S7			EROSIONADA			
J 157	S7	-4391'		ND		546'	-3845'
J 158	S7	-4120'		ND		576'	-3544'
J 159	S7	-4298'	-4310'	12'	0'	627'	-3671'
J 160	S7	-3255'		ND		677'	-2578'
J 161	S7	-4235'	-4238'	3'	0'	541'	-3694'
J 162	S7						
J 162A	S7	-4416'		ND		396'	-4020'
J 163	S7	-4069'	-4071'	2'	0'	644'	-3425'
J 164	S7	-4358'		ND		540'	-3818'
J 165	S7	-4266'	-4279'	13'	0'	647'	-3619'
J 166	S7	-4071'		ND		514'	-3557'
J 167	S7	-4116'	-4120'	4'	0'	638'	-3478'
J 168	S7	-4371'		ND		551'	-3820'
J 169	S7	-4292'		ND		623'	-3669'
J 170	S7	-4284'	-4292'	8'	0'	645'	-3639'
J 170A	S7						
J 171	S7			FALLADA			
J 172	S7			EROSIONADA			
J 173	S7	-4320'		ND		628'	-3692'
J 174	S7	-4132'	-4138'	6'	0'	659'	-3473'
J 175	S7	-4179'		ND		560'	-3619'
J 176	S7	-4283'		ND		386'	-3897'
J 177	S7	-4512'		ND		629'	-3883'
J 178	S7	-4319'		ND		634'	-3685'
J 179	S7			EROSIONADA			
J 180	S7	-3672'	-3676'	4'	0'	677'	-2995'
J 181	S7	-4439'		ND		539'	-3900'

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 182	S7	-4228'		ND		560'	-3668'
J 183	S7	-4312'		ND		647'	-3665'
J 184	S7			EROSIONADA			
J 185	S7			EROSIONADA			
J 186	S7	-4211'	-4217'	6'	0'	627'	-3584'
J 187	S7	-4188'	-4195'	7'	0'	642'	-3546'
J 188	S7	-4020'		ND		394'	-3626'
J 189	S7	-4340'		ND		514'	-3826'
J 190	S7	-4315'		ND		554'	-3761'
J 191	S7			EROSIONADA			
J 192	S7	-4045'		ND		403'	-3642'
J 193	S7	-4145'	-4151'	6'	0'	636'	-3509'
J 194	S7	-3784'	-3786'	2'	0'	617'	-3167'
J 195	S7	-4164'	-4172'	8'	0'	628'	-3536'
J 196	S7	-4183'	-4191'	8'	0'	634'	-3549'
J 197	S7	-4147'		ND		421'	-3726'
J 198	S7			EROSIONADA			
J 199	S7	-4186'		ND		561'	-3625'
J 200	S7			EROSIONADA			
J 201	S7	-4224'	-4232'	8'	0'	635'	-3589'
J 202	S7			EROSIONADA			
J 203	S7			EROSIONADA			
J 204	S7			EROSIONADA			
J 205	S7	-4274'		ND		549'	-3725'
J 206	S7	-4155'	-4161'	6'	0'	651'	-3504'
J 207	S7	-4031'	-4034'	3'	0'	464'	-3567'
J 208	S7	-4213'		ND		390'	-3823'
J 209	S7	-4015'	-4018'	3'	0'	634'	-3381'
J 210	S7	-3861'		ND		423'	-3438'
J 211	S7			EROSIONADA			
J 212	S7	-4320'	-4323'	3'	0'	542'	-3778'
J 213	S7	-4049'	-4051'	2'	0'	659'	-3390'
J 214	S7			EROSIONADA			
J 215	S7	-4036'	-4039'	3'	0'	621'	-3415'
J 216	S7	-3515'		ND		357'	-3158'
J 217	S7	-3965'		ND		424'	-3541'
J 218	S7	-4335'	-4340'	5'	0'	445'	-3890'
J 219	S7			EROSIONADA			
J 220	S7	-4007'	-4015'	8'	0'	614'	-3393'
J 221	S7	-3957'	-3963'	6'	0'	609'	-3348'
J 222	S7	-3883'		ND		423'	-3460'
J 223	S7	-4250'		ND		433'	-3817'
J 224	S7	-4279'	-4283'	4'	0'	536'	-3743'
J 225	S7	-3985'	-3991'	6'	0'	398'	-3587'
J 226	S7	-4261'	-4269'	8'	0'	431'	-3830'
J 227	S7	-3939'	-3945'	6'	0'	622'	-3317'

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 228	S7	-3603'	-3605'	2'	0'	633'	-2970'
J 229	S7			EROSIONADA			
J 230	S7	-4214'		ND		406'	-3808'
J 231	S7	-4255'		ND		552'	-3703'
J 232	S7	-3669'		ND		676'	-2993'
J 233	S7	-3468'		ND		657'	-2811'
J 234	S7	-3995'	-3999'	4'	0'	292'	-3703'
J 235	S7	-4128'	-4136'	8'	0'	522'	-3606'
J 236	S7	-4038'		ND		428'	-3610'
J 237	S7			EROSIONADA			
J 238	S7	-4384'	-4393'	9'	0'	466'	-3918'
J 239	S7	-3310'		ND		669'	-2641'
J 240	S7			EROSIONADA			
J 241	S7	-4262'		ND		559'	-3703'
J 242	S7	-4206'		ND		398'	-3808'
J 243	S7	-3914'	-3918'	4'	0'	664'	-3250'
J 244	S7	-4038'	-4043'	5'	0'	664'	-3374'
J 245	S7						
J 246	S7	-4462'	-4466'	4'	0'	428'	-4034'
J 247	S7	-4116'		ND		562'	-3554'
J 248	S7	-3496'	-3501'	5'	0'	472'	-3024'
J 249	S7	-4041'	-4045'	4'	0'	663'	-3378'
J 250	S7	-4188'	-4193'	5'	0'	651'	-3537'
J 251	S7			EROSIONADA			
J 252	S7	-4629'	-4635'	6'	0'	506'	-4123'
J 253	S7	-4080'		ND		535'	-3545'
J 254	S7	-4324'		ND		551'	-3773'
J 255	S7			EROSIONADA			
J 256	S7	-4338'		ND		549'	-3789'
J 257	S7	-4259'		ND		639'	-3620'
J 258	S7	-4266'		ND		620'	-3646'
J 259	S7	-4090'	-4100'	10'	0'	332'	-3758'
J 260	S7	-4517'	-4525'	8'	0'	521'	-3996'
J 261	S7	-4054'		ND		504'	-3550'
J 262	S7	-4596'	-4600'	4'	0'	520'	-4076'
J 263	S7	-4324'	-4332'	8'	0'	632'	-3692'
J 264	S7	-4552'	-4556'	4'	0'	516'	-4036'
J 265	S7	-3515'		ND		679'	-2836'
J 266	S7			EROSIONADA			
J 267	S7			EROSIONADA			
J 268	S7	-4288'	-4300'	12'	0'	642'	-3646'
J 269	S7	-4222'	-4230'	8'	0'	651'	-3571'
J 270	S7	-4433'		ND		522'	-3911'
J 271	S7	-4619'	-4623'	4'	0'	498'	-4121'
J 272	S7	-4564'	-4570'	6'	0'	434'	-4130'
J 273	S7			EROSIONADA			

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 274	S7						
J 275	S7	-4293'	-4305'	12'	0'	631'	-3662'
J 276	S7			EROSIONADA			
J 277	S7	-3738'	-3744'	6'	0'	356'	-3382'
J 278	S7	-4087'	-4092'	5'	0'	551'	-3536'
J 279	S7			EROSIONADA			
J 280	S7			EROSIONADA			
J 281	S7	-4216'	-4226'	10'	0'	314'	-3902'
J 282	S7	-4253'	-4265'	12'	0'	626'	-3627'
J 283	S7	-3889'	-3897'	8'	0'	356'	-3533'
J 284	S7	-4533'	-4541'	8'	0'	495'	-4038'
J 285	S7	-4186'	-4192'	6'	0'	635'	-3551'
J 286	S7	-4160'		ND		454'	-3706'
J 287	S7	-4053'	-4059'	6'	0'	555'	-3498'
J 288	S7						
J 289	S7			EROSIONADA			
J 290	S7	-3708'	-3712'	4'	0'	362'	-3346'
J 291	S7	-4137'	-4145'	8'	0'	337'	-3800'
J 292	S7	-4570'	-4575'	5'	0'	444'	-4126'
J 293	S7			EROSIONADA			
J 294	S7	-4476'	-4484'	8'	0'	456'	-4020'
J 295	S7	-4257'		ND		396'	-3861'
J 296	S7	-4070'	-4077'	7'	0'	320'	-3750'
J 297	S7	-3942'	-3953'	11'	0'	324'	-3618'
J 298	S7	-4428'	-4432'	4'	0'	420'	-4008'
J 299	S7	-4445'	-4451'	6'	0'	453'	-3992'
J 300	S7			EROSIONADA			
J 301	S7	-3801'	-3805'	4'	0'	327'	-3474'
J 302	S7	-4012'	-4019'	7'	0'	314'	-3698'
J 303	S7	-4616'	-4620'	4'	0'	460'	-4156'
J 304	S7	-4500'	-4505'	5'	0'	453'	-4047'
J 305	S7			EROSIONADA			
J 306	S7	-4562'	-4567'	5'	0'	428'	-4134'
J 307	S7						
J 308	S7			EROSIONADA			
J 309	S7	-3791'	-3801'	10'	0'	317'	-3474'
J 310	S7	-4306'	-4318'	12'	0'	276'	-4030'
J 311	S7	-4389'	-4399'	10'	0'	419'	-3970'
J 312	S7	-3694'	-3700'	6'	0'	378'	-3316'
J 313	S7			EROSIONADA			
J 314	S7	-4514'	-4528'	14'	0'	432'	-4082'
J 315	S7	-4046'	-4056'	10'	0'	284'	-3762'
J 316	S7			EROSIONADA			
J 317	S7	-4321'	-4333'	12'	0'	301'	-4020'
J 318	S7			EROSIONADA			
J 319	S7	-4632'	-4638'	6'	0'	508'	-4124'

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 320	S7	-4070'	-4080'	10'	0'	273'	-3797'
J 321	S7	-3478'	-3486'	8'	0'	352'	-3126'
J 322	S7						
J 323	S7	-4387'	-4397'	10'	0'	345'	-4042'
J 324	S7			EROSIONADA			
J 325	S7	-4251'	-4264'	13'	0'	281'	-3970'
J 326	S7	-4172'	-4183'	11'	0'	286'	-3886'
J 327	S7	-4136'	-4148'	12'	0'	258'	-3878'
J 328	S7	-3966'	-3977'	11'	0'	281'	-3685'
J 329	S7	-4186'	-4198'	12'	0'	276'	-3910'
J 330	S7	-3970'	-3972'	2'	0'	652'	-3318'
J 331	S7	-4592'	-4600'	8'	0'	440'	-4152'
J 332	S7	-3872'	-3882'	10'	0'	272'	-3600'
J 333	S7	-4293'	-4307'	14'	0	274'	-4019'
J 334	S7	-3662'	-3674'	12'	0'	636'	-3026'
J 335	S7	-4366'	-4370'	4'	0'	396'	-3970'
J 336	S7	-3820'	-3828'	8'	0'	301'	-3519'
J 337	S7	-3926'	-3928'	2'	0'	667'	-3259'
J 338	S7			EROSIONADA			
J 339	S7	-4531'	-4536'	5'	0'	441'	-4090'
J 340	S7	-4554'	-4560'	6'	0'	454'	-4100'
J 341	S7	-3839'	-3841'	2'	0'	639'	-3200'
J 342	S7	-3839'	-3845'	6'	0'	306'	-3533'
J 343	S7	-4396'	-4400'	4'	0'	408'	-3988'
J 344	S7	-3523'	-3525'	2'	0'	655'	-2868'
J 345	S7	-4536'	-4541'	5'	0'	413'	-4123'
J 346	S7	-3743'	-3749'	6'	0'	364'	-3379'
J 347	S7	-4544'	-4550'	6'	0'	436'	-4108'
J 348	S7	-4344'	-4350'	6'	0'	384'	-3960'
J 349	S7	-4030'	-4033'	3'	0'	651'	-3379'
J 350	S7			EROSIONADA			
J 351	S7	-3560'	-3572'	12'	0'	300'	-3260'
J 352	S7	-3507'	-3510'	3'	0'	647'	-2860'
J 353	S7	-4557'	-4562'	5'	0'	434'	-4123'
J 354	S7	-4632'	-3640'	8'	0'	447'	-4185'
J 356	S7	-4471'	-4481'	10'	0'	426'	-4045'
J 357	S7	-3706'		ND		652'	-3054'
J 358	S7			EROSIONADA			
J 359	S7	-3604'	-3612'	8'	0'	325'	-3279'
J 360	S7	-4104'	-4114'	10'	0'	656'	-3448'
J 361	S7						
J 362	S7	-4645'	-4651'	6'	0'	466'	-4179'
J 363	S7			EROSIONADA			
J 364	S7	-3650'	-3658'	8'	0'	328'	-3322'
J 365	S7	-4095'	-4099'	4'	0'	650'	-3445'
J 366	S7	-4682'	-4690'	8'	0'	485'	-4197'

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 367	S7			EROSIONADA			
J 368	S7	-4009'	-4017'	8'	0'	365'	-3644'
J 369	S7			EROSIONADA			
J 370	S7			3'	0'		-2826'
J 371	S7	-4020'	-4027'	7'	0'	352'	-3668'
J 372	S7			EROSIONADA			
J 373	S7	-3946'	-3954'	8'	0'	612'	-3334'
J 374	S7	-3754'	-3760'	6'	0'	416'	-3338'
J 375	S7			EROSIONADA			
J 376	S7	-3520'	-3524'	4'	0'	651'	-2869'
J 377	S7	-4052'	-4059'	7'	0'	597'	-3455'
J 378	S7	-3942'	-3948'	6'	0'	485'	-3457'
J 379	S7	-3440'	-3444'	4'	0'	388'	-3052'
J 380	S7	-3770'	-3772'	2'	0'	646'	-3124'
J 381	S7	-4110'	-4118'	8'	0'	624'	-3486'
J 382	S7	-3943'	-3949'	6'	0'	653'	-3290'
J 383	S7	-4044'	-4050'	6'	0'	365'	-3679'
J 384	S7			EROSIONADA			
J 385	S7	-4078'	-4083'	5'	0'	618'	-3460'
J 386	S7	-4053'	-4055'	2'	0'	650'	-3403'
J 387	S7	-3632'	-3638'	6'	0'	425'	-3207'
J 388	S7	-3475'	-3483'	8'	0'	278'	-3197'
J 389	S7			EROSIONADA			
J 390	S7	Fuera	Del	Campo Jusepín			
J 391	S7	-3580'	-3584'	4'	0'	515'	-3065'
J 392	S7	-4020'	-4029'	9'	0'	595'	-3425'
J 393	S7	-3594'	-3599'	5'	0'	515'	-3079'
J 394	S7			EROSIONADA			
J 395	S7	-3990'	-3998'	8'	0'	610'	-3380'
J 396	S7			EROSIONADA			
J 397	S7	-3802'	-3810'	8'	0'	493'	-3309'
J 398	S7	-3901'	-3909'	8'	0'	288'	-3613'
J 399	S7	-3974'	-3982'	8'	0'	593'	-3381'
J 400	S7			EROSIONADA			
J 401	S7	-4018'	-4024'	6'	0'	287'	-3731'
J 402	S7			EROSIONADA			
J 403	S7	-4016'	-4022'	6'	0'	287'	-3729'
J 404	S7			EROSIONADA			
J 405	S7			EROSIONADA			
J 406	S7	-4007'	-4014'	7'	0'	289'	-3718'
J 407	S7	-3443'	-3446'	3'	0'	532'	-2911'
J 408	S7	-3707'	-3711'	4'	0'	489'	-3218'
J 409	S7	-4098'	-4106'	8'	0'	285'	-3813'
J 410	S7			EROSIONADA			
J 411	S7	-3865'	-3873'	8'	0'	488'	-3377'
J 412	S7	-4091'	-4101'	10'	0'	281'	-3810'

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 413	S7			EROSIONADA			
J 414	S7			EROSIONADA			
J 415	S7			EROSIONADA			
J 416	S7	-3513'	-3521'	8'	0'	259'	-3254'
J 417	S7			EROSIONADA			
J 418	S7			EROSIONADA			
J 419	S7			EROSIONADA			
J 420	S7			EROSIONADA			
J 421	S7			EROSIONADA			
J 422	S7						
J 423	S7	-3984'	-3989'	5'	0'	386'	-3598'
J 424	S7	-3915'	-3922'	7'	0'	515'	-3400'
J 425	S7			EROSIONADA			
J 426	S7	-3889'		ND	0'	369'	-3520'
J 427	S7	-3870'	-3872'	2'	0'	638'	-3232'
J 428	S7			EROSIONADA			
J 429	S7	-4027'	-4035'	8'	0'	655'	-3372'
J 430	S7			EROSIONADA			
J 431	S7			EROSIONADA			
J 432	S7			EROSIONADA			
J 433	S7			EROSIONADA			
J 434	S7	-4067'	-4069'	2'	0'	490'	-3577'
J 435	S7			EROSIONADA			
J 436	S7	-4086'		ND		388'	-3698'
J 437	S7	-3980'	-3985'	5'	0'	421'	-3559'
J 438	S7			EROSIONADA			
J 439	S7			EROSIONADA			
J 440	S7	-3952'	-3955'	3'	0'	374'	-3578'
J 441	S7			EROSIONADA			
J 442	S7			EROSIONADA			
J 443	S7			EROSIONADA			
J 444	S7			EROSIONADA			
J 445	S7	-4131'	-4136'	5'	0'	665'	-3466'
J 446	S7			EROSIONADA			
J 447	S7	-4107'		ND		664'	-3443'
J 448	S7	-3651'	-3653'	2'	0'	546'	-3105'
J 449	S7	-3870'	-3873'	3'	0'	490'	-3380'
J 450	S7			EROSIONADA			
J 451	S7						
J 452	S7						
J 453	S7						
J 454	S7						
J 455	S7						
J 456	S7						
J 457	S7						
J 458	S7						

Continuación Tabla B.2.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 459	S7						
J 460	S7						
J 461	S7						
J 462	S7						
J 463	S7	-3751'	-3761'	10'	0'	261'	-3490'
J 464	S7						
J 465	S7						
J 466	S7						
J 467	S7						
J 468	S7	-4563'		ND		519'	-4044'
J 469	S7	-4567'	-4576'	9'	0'	438'	-4129'

Tabla B.3 Información de los registros SP del campo Jusepín. Arena S8.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 1	S8	-4563'	-4590'	27'	0'	473'	-4090'
J 2	S8	-4701'	-4729'	28'	0'	471'	-4230'
J 3	S8	-3953'	-3963'	10'	0'	373'	-3580'
J 4	S8	-4240'	-4262'	22'	0'	394'	-3846'
J 5	S8						
J 6	S8	-4480'	-4488'	8'	0'	451'	-4029'
J 7	S8			EROSIONADA			
J 8	S8	-4780'	-4820'	40'	0'	482'	-4298'
J 9	S8	-3996'	-4024'	28'	0'	329'	-3667'
J 10	S8	-4197'	-4219'	22'	0'	531'	-3666'
J 11	S8	-3867'	-3874'	7'	0'	370'	-3497'
J 12	S8	-3780'	-3796'	16'	0'	364'	-3416'
J 13	S8			EROSIONADA			
J 14	S8	no	coincide	lectura			
J 15	S8	-3500'	-3520'	20'	20'	309'	-3191'
J 16	S8	-4198'	-4214'	16'	0'	399'	-3799'
J 17	S8	-4598'	-4626'	28'	0'	456'	-4142'
J 18	S8	-4220'	-4238'	18'	0'	410'	-3810'
J 19	S8			EROSIONADA			
J 20	S8	-3929'	-3966'	37	0'	267'	-3662'
J 21	S8			EROSIONADA			
J 22	S8			EROSIONADA			
J 23	S8			EROSIONADA			
J 24	S8	-3637'		ND		325'	-3312'
J 25	S8	-4013'	-4056'	43'	0'	273'	-3740'
J 26	S8	-4375'	-4404'	29'	0'	512'	-3863'
J 27	S8	-3600'	-3621'	21'	0'	293'	-3307'
J 28	S8	-4310'	-4336'	26'	0'	377'	-3933'
J 29	S8	-4181'	-4213'	32'	0'	364'	-3817'
J 30	S8	-3866'	-3897'	31'	0'	296'	-3570'
J 31	S8	-4159'	-4203'	44'	0'	269'	-3890'
J 32	S8	-4471'	-4516'	45'	0'	399'	-4072'
J 33	S8	-3476'	-3501'	25'	0'	342'	-3134'
J 34	S8	-4018'	-4047'	29'	0'	328'	-3690'
J 35	S8						
J 36	S8	-3980'	-3995'	15'	0'	337'	-3643'
J 37	S8	-4371'	-4401'	30'	0'	531'	-3840'
J 38	S8						
J 39	S8	-3730'	-3764'	34'	0'	267'	-3463'
J 40	S8	-4569'	-4604'	35'	0'	519'	-4050'
J 41	S8	-3476'	-3508'	32'	0'	299'	-3177'
J 42	S8	-3562'	-3596'	34'	0'	274'	-3288'
J 43	S8	-3784'	-3824'	40'	0'	289'	-3495'
J 44	S8	-3760'	-3799'	39'	0'	313'	-3447'
J 45	S8	-3936'	-3980'	44'	0'	283'	-3653'
J 46	S8						

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 47	S8	-4802'	-4832'	30'	0'	493'	-4309'
J 48	S8	-3810'	-3849'	39'	0'	339'	-3471'
J 49	S8	-4070'	-4096'	26'	0'	552'	-3518'
J 50	S8	-4256'	-4284'	28'	0'	508'	-3748'
J 51	S8	-3592'	-3622'	30'	0'	396'	-3196'
J 52	S8	-3550'	-3575'	25'	0'	261'	-3289'
J 53	S8	no	coincide	lectura			
J 54	S8			FALLADA			
J 55	S8	-3750'	-3787'	37'	0'	347'	-3403'
J 56	S8						
J 57	S8	-3749'	-3771'	22'	22'	613'	-3136'
J 58	S8	-3729'	-3747'	18'	0'	321'	-3408'
J 59	S8	-3794'	-3822'	28'	0'	306'	-3488'
J 60	S8	-4005'	-4020'	15'	0'	353'	-3652'
J 61	S8	-4217'	-4261'	44'	0'	372'	-3845'
J 62	S8	-4105'	-4155'	50'	0'	286'	-3819'
J 63	S8	-4143'	-4167'	24'	0'	513'	-3630'
J 64	S8	-4257'	-4276'	19'	0'	516'	-3741'
J 65	S8			EROSIONADA			
J 66	S8	-4169'	-4187'	18'	0'	527'	-3642'
J 67	S8	-4066'	-4088'	22'	0'	483'	-3583'
J 68	S8			EROSIONADA			
J 69	S8	-4130'	-4142'	12'	0'	546'	-3584'
J 70	S8	-4047'	-4064'	17'	0'	377'	-3670'
J 71	S8	-4117'	-4167'	50'	0'	282'	-3835'
J 72	S8	-4900'	-4926'	26'	0'	514'	-4386'
J 73	S8	-4533'	-4559'	26'	0'	453'	-4080'
J 74	S8						
J 75	S8	-3986'	-4000'	14'	0'	368'	-3618'
J 76	S8	-4383'	-4409'	26'	0'	421'	-3962'
J 77	S8	-4040'	-4050'	10'	0'	377'	-3663'
J 78	S8	-3758'	-3784'	26'	0'	338'	-3420'
J 79	S8	-4045'	-4080'	35'	0'	607'	-3438'
J 80	S8	-4225'	-4275'	50'	0'	285'	-3940'
J 81	S8	-3909'	-3937'	28'	0'	340'	-3569'
J 82	S8	-3820'	-3850'	30'	0'	340'	-3480'
J 83	S8	-4078'	-4098'	20'	0'	552'	-3526'
J 84	S8	-4231'	-4252'	21'	0'	360'	-3871'
J 85	S8	-4156'	-4202'	46'	0'	317'	-3839'
J 86	S8	-4008'	-4040'	32'	0'	323'	-3685'
J 87	S8	-3629'	-3644'	15'	0'	320'	-3309'
J 88	S8	-3667'	-3698'	31'	0'	321'	-3346'
J 89	S8	-4130'	-4158'	28'	0'	342'	-3788'
J 90	S8	-3700'	-3730'	30'	0'	262'	-3438'
J 90A	S8	-3703'	-3734'	31'	0'	259'	-3444'
J 91	S8	-4230'	-4273'	43'	0'	380'	-3850'

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 92	S8	-3843'	-3872'	29'	0'	268'	-3575'
J 93	S8	-4275'	-4307'	32'	0'	619'	-3656'
J 94	S8	-3694'	-3730'	36'	0'	269'	-3425'
J 95	S8	-4147'	-4190'	43'	0'	277'	-3870'
J 96	S8	-3904'	-3940'	36'	0'	266'	-3638'
J 97	S8	-3862'	-3902'	40'	0'	270'	-3592'
J 98	S8	-3722'	-3758'	36'	0'	270'	-3452'
J 99	S8	-3808'	-3834'	26'	0'	598'	-3210'
J 100	S8	-3978'	-4015'	37'	0'	260'	-3718'
J 101	S8	-3995'	-4037'	42'	0'	267'	-3728'
J 102	S8	-4368'	-4388'	20'	0'	616'	-3752'
J 103	S8	-3351'	-3363'	12'	12'	259'	-3092'
J 104	S8	-3611'	-3651'	40'	0'	301'	-3310'
J 105	S8	-3920'	-3967'	47'	0'	611'	-3309'
J 106	S8	-3211'	-3227'	16'	16'	295'	-2916'
J 107	S8	-4046'	-4089'	43'	0'	276'	-3770'
J 108	S8	-3618'	-3655'	37'	0'	300'	-3318'
J 109	S8			EROSIONADA			
J 110	S8			EROSIONADA			
J 111	S8	-4160'	-4210'	50'	0'	276'	-3884'
J 112	S8	-3620'	-3647'	27'	0'	265'	-3355'
J 113	S8			EROSIONADA			
J 114	S8	-3710'	-3757'	47'	0'	346'	-3364'
J 115	S8	-3547'	-3570'	23'	0'	265'	-3282'
J 116	S8			EROSIONADA			
J 117	S8	-3774'	-3794'	20'	0'	399'	-3375'
J 118	S8	-3383'	-3396'	13'	13'	257'	-3126'
J 119	S8	-3719'	-3749'	30'	0'	378'	-3341'
J 120	S8	-3890'	-3920'	30'	0'	624'	-3266'
J 121	S8	-3618'	-3656'	38'	38'	375'	-3243'
J 122	S8	-4109'	-4147'	38'	0'	638'	-3471'
J 123	S8	-3887'	-3925'	38'	0'	668'	-3219'
J 124	S8	-4929'	-4936'	7'	0'	433'	-4496'
J 125	S8	-3640'	-3665'	25'	0'	431'	-3209'
J 126	S8	-4283'	-4323'	40'	0'	652'	-3631'
J 127	S8	-4510'	-4523'	13'	0'	529'	-3981'
J 128	S8	-4806'		ND		432'	-4374'
J 129	S8	-3635'	-3671'	36'	0'	270'	-3365'
J 130	S8	-4279'	-4293'	14'	0'	545'	-3734'
J 131	S8	-4328'	-4368'	40'	0'	641'	-3687'
J 132	S8	-3924'	-3970'	46'	0'	312'	-3612'
J 133	S8	-4151'	-4187'	36'	0'	656'	-3495'
J 134	S8	-4298'	-4309'	11'	0'	557'	-3741'
J 135	S8	-4072'	-4126'	54'	0'	342'	-3730'
J 136	S8	-4340'	-4379'	39'	0'	631'	-3709'
J 137	S8	-4060'	-4068'	8'	0'	566'	-3494'

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 138	S8	-4223'	-4237'	14'	0'	551'	-3672'
J 139	S8	-4097'	-4134'	37'	0'	649'	-3448'
J 140	S8						
J 141	S8	-4247'	-4257'	10'	0'	555'	-3692'
J 142	S8	-4264'	-4300'	36'	0'	635'	-3629'
J 143	S8			FALLADA			
J 144	S8	-3928'	-3960'	32'	0'	667'	-3261'
J 145	S8	-3963'	-3972'	9'	0'	563'	-3400'
J 146	S8	-4324'	-4336'	12'	0'	551'	-3773'
J 147	S8	-3441'	-3452'	11'	11'	257'	-3184'
J 148	S8	-4260'	-4274'	14'	0'	553'	-3707'
J 149	S8	-4386'	-4422'	36'	0'	469'	-3917'
J 150	S8	-3603'	-3634'	31'	0'	280'	-3323'
J 151	S8	-4459'	-4494'	35'	0'	622'	-3837'
J 152	S8	-3983'	-4018'	35'	0'	610'	-3373'
J 153	S8	-4521'	-4525'	4'	0'	521'	-4000'
J 154	S8	-4222'	-4235'	13'	0'	557'	-3665'
J 155	S8	-4045'	-4059'	14'	0'	551'	-3494'
J 156	S8	-4454'	-4454'			606'	-3848'
J 157	S8	-4410'	-4421'	11'	0'	546'	-3864'
J 158	S8	-4131'	-4144'	13'	0'	576'	-3555'
J 159	S8	-4319'	-4369'	50'	0'	627'	-3692'
J 160	S8	-3257'	-3277'	20'	20'	677'	-2580'
J 161	S8	-4254'	-4269'	15'	0'	541'	-3713'
J 162	S8						
J 162A	S8	-4432'	-4442'	10'	0'	396'	-4036'
J 163	S8	-4091'	-4126'	35'	0'	644'	-3447'
J 164	S8	-4379'	-4393'	14'	0'	540'	-3839'
J 165	S8	-4295'	-4333'	38'	0'	647'	-3648'
J 166	S8	-4084'	-4090'	6'	0'	514'	-3570'
J 167	S8	-4136'	-4173'	37'	0'	638'	-3498'
J 168	S8	-4389'	-4401'	12'	0'	551'	-3838'
J 169	S8	-4320'	-4358'	38'	0'	623'	-3697'
J 170	S8	-4305'	-4351'	46'	0'	645'	-3660'
J 170A	S8						
J 171	S8			FALLADA			
J 172	S8			EROSIONADA			
J 173	S8	-4348'	-4387'	39'	0'	628'	-3720'
J 174	S8	-4153'	-4191'	38'	0'	659'	-3494'
J 175	S8	-4190'	-4196'	6'	0'	560'	-3630'
J 176	S8	-4296'	-4298'	2'	0'	386'	-3910'
J 177	S8	-4544'	-4580'	36'	0'	629'	-3915'
J 178	S8	-4347'	-4386'	39'	0'	634'	-3713'
J 179	S8			EROSIONADA			
J 180	S8	-3694'	-3718'	24'	0'	677'	-3017'
J 181	S8	-4459'	-4470'	11'	0'	539'	-3920'

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 182	S8	-4244'	-4257'	13'	0'	560'	-3684'
J 183	S8	-4341'	-4378'	37'	0'	647'	-3694'
J 184	S8	-4364'		ND		598'	-3766'
J 185	S8			EROSIONADA			
J 186	S8	-4258'	-4290'	32'	0'	627'	-3631'
J 187	S8	-4216'	-4254'	38'	0'	642'	-3574'
J 188	S8	-4043'	-4053'	10'	0'	394'	-3649'
J 189	S8	-4361'	-4371'	10'	0'	514'	-3847'
J 190	S8	-4330'	-4343'	13'	0'	554'	-3776'
J 191	S8	-4253'		ND		606'	-3647'
J 192	S8	-4056'	-4065'	9'	0'	403'	-3653'
J 193	S8	-4172'	-4207'	35'	0'	636'	-3536'
J 194	S8	-3795'	-3821'	26'	26'	617'	-3178'
J 195	S8	-4190'	-4215'	25'	0'	628'	-3562'
J 196	S8	-4216'	-4248'	32'	0'	634'	-3582'
J 197	S8	-4153'	-4162'	9'	0'	421'	-3732'
J 198	S8			EROSIONADA			
J 199	S8	-4198'	-4211'	13'	0'	561'	-3637'
J 200	S8	-4170'	-4200'	30'	0'	625'	-3545'
J 201	S8	-4252'	-4284'	32'	0'	635'	-3617'
J 202	S8			EROSIONADA			
J 203	S8	-4509'	-4513'	4'	0'	618'	-3891'
J 204	S8			EROSIONADA			
J 205	S8	-4295'	-4309'	14'	0'	549'	-3746'
J 206	S8	-4180'	-4210'	30'	0'	651'	-3529'
J 207	S8	-4040'	-4065'	25'	0'	464'	-3576'
J 208	S8	-4222'	-4222'	0'	0'	390'	-3832'
J 209	S8	-4039'	-4076'	37'	0'	634'	-3405'
J 210	S8	-3869'	-3875'	6'	0'	423'	-3446'
J 211	S8	-3218'	-3223'	5'	5'	260'	-2958'
J 212	S8	-4342'	-4358'	16'	0'	542'	-3800'
J 213	S8	-4072'	-4108'	36'	0'	659'	-3413'
J 214	S8			EROSIONADA			
J 215	S8	-4045'	-4083'	38'	0'	621'	-3424'
J 216	S8	-3543'		ND		357'	-3186'
J 217	S8	-3977'	-3983'	6'	0'	424'	-3553'
J 218	S8	-4345'	-4375'	30'	0'	445'	-3900'
J 219	S8						
J 220	S8	-4030'	-4053'	23'	0'	614'	-3416'
J 221	S8	-3980'	-4015'	35'	0'	609'	-3371'
J 222	S8	-3894'	-3900'	6'	0'	423'	-3471'
J 223	S8	-4269'	-4275'	6'	0'	433'	-3836'
J 224	S8	-4299'	-4313'	14'	0'	536'	-3763'
J 225	S8	-3994'	-4036'	42'	0'	398'	-3596'
J 226	S8	-4276'	-4312'	36'	0'	431'	-3845'
J 227	S8	-3962'	-3996'	34'	0'	622'	-3340'

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 228	S8	-3616'	-3636'	20'	0'	633'	-2983'
J 229	S8	-4301'	-4312'	11'	0'	603'	-3698'
J 230	S8	-4224'	-4233'	9'	0'	406'	-3818'
J 231	S8	-4268'	-4282'	14'	0'	552'	-3716'
J 232	S8	-3672'	-3696'	24'	0'	676'	-2996'
J 233	S8	-3473'	-3493'	20'	20'	657'	-2816'
J 234	S8	-4008'	-4053'	45'	0'	292'	-3716'
J 235	S8	-4136'	-4162'	26'	0'	522'	-3614'
J 236	S8	-4050'	-4060'	10'	0'	428'	-3622'
J 237	S8	-4200'	-4202'	2'	0'	604'	-3596'
J 238	S8	-4400'	-4438'	38'	0'	466'	-3934'
J 239	S8	-3328'	-3348'	20'	20'	669'	-2659'
J 240	S8	-3366'	-3386'	20'	20'	635'	-2731'
J 241	S8	-4274'	-4288'	14'	0'	559'	-3715'
J 242	S8	-4219'	-4228'	9'	0'	398'	-3821'
J 243	S8	-3935'	-3970'	35'	0'	664'	-3271'
J 244	S8	-4064'	-4100'	36'	0'	664'	-3400'
J 245	S8						
J 246	S8	-4503'	-4533'	30'	0'	428'	-4075'
J 247	S8	-4127'	-4137'	10'	0'	562'	-3565'
J 248	S8	-3507'	-3536'	29'	29'	472'	-3035'
J 249	S8	-4065'	-4100'	35'	0'	663'	-3402'
J 250	S8	-4216'	-4245'	29'	0'	651'	-3565'
J 251	S8			EROSIONADA			
J 252	S8	-4654'	-4689'	35'	0'	506'	-4148'
J 253	S8	-4090'	-4096'	6'	0'	535'	-3555'
J 254	S8	-4336'	-4350'	14'	0'	551'	-3785'
J 255	S8			EROSIONADA			
J 256	S8	-4354'	-4367'	13'	0'	549'	-3805'
J 257	S8	-4290'	-4326'	36'	0'	639'	-3651'
J 258	S8	-4295'	-4330'	35'	0'	620'	-3675'
J 259	S8	-4110'	-4162'	52'	0'	332'	-3778'
J 260	S8	-4540'	-4570'	30'	0'	521'	-4019'
J 261	S8	-4070'	-4078'	8'	0'	504'	-3566'
J 262	S8	-4627'	-4648'	21'	0'	520'	-4107'
J 263	S8	-4356'	-4392'	36'	0'	632'	-3724'
J 264	S8	-4582'	-4605'	23'	0'	516'	-4066'
J 265	S8	-3520'	-3543'	23'	23'	679'	-2841'
J 266	S8	-4229'	-4261'	32'	0'	618'	-3611'
J 267	S8	-4063'		ND		618'	-3445'
J 268	S8	-4312'	-4345'	33'	0'	642'	-3670'
J 269	S8	-4252'	-4285'	33'	0'	651'	-3601'
J 270	S8	-4458'	-4464'	6'	0'	522'	-3936'
J 271	S8	-4646'	-4673'	27'	0'	498'	-4148'
J 272	S8	-4597'	-4637'	40'	0'	434'	-4163'
J 273	S8			EROSIONADA			

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 274	S8						
J 275	S8	-4320'	-4355'	35'	0'	631'	-3689'
J 276	S8	-4046'		ND		616'	-3430'
J 277	S8	-3750'	-3786'	36'	0'	356'	-3394'
J 278	S8	-4098'	-4124'	26'	0'	551'	-3547'
J 279	S8	-4317'	-4352'	35'	0'	623'	-3694'
J 280	S8			EROSIONADA			
J 281	S8	-4237'	-4283'	46'	0'	314'	-3923'
J 282	S8	-4278'	-4308'	30'	0'	626'	-3652'
J 283	S8	-3915'	-3956'	41'	0'	356'	-3559'
J 284	S8	-4558'	-4597'	39'	0'	495'	-4063'
J 285	S8	-4200'	-4235'	35'	0'	635'	-3565'
J 286	S8	-4172'	-4184'	12'	0'	454'	-3718'
J 287	S8	-4064'	-4081'	17'	0'	555'	-3509'
J 288	S8						
J 289	S8	-3993'		ND		614'	-3379'
J 290	S8	-3725'	-3759'	34'	0'	362'	-3363'
J 291	S8	-4154'	-4185'	31'	0'	337'	-3817'
J 292	S8	-4599'	-4657'	58'	0'	444'	-4155'
J 293	S8			EROSIONADA			
J 294	S8	-4500'	-4540'	40'	0'	456'	-4044'
J 295	S8	-4292'	-4294'	2'	0'	396'	-3896'
J 296	S8	-4085'	-4130'	45'	0'	320'	-3765'
J 297	S8	-3962'	-4004'	42'	0'	324'	-3638'
J 298	S8	-4470'	-4501'	31'	0'	420'	-4050'
J 299	S8	-4470'	-4510'	40'	0'	453'	-4017'
J 300	S8			EROSIONADA			
J 301	S8	-3820'	-3854'	34'	0'	327'	-3493'
J 302	S8	-4027'	-4068'	41'	0'	314'	-3713'
J 303	S8	-4645'	-4686'	41'	0'	460'	-4185'
J 304	S8	-4553'	-4577'	24'	0'	453'	-4100'
J 305	S8			EROSIONADA			
J 306	S8	-4608'	-4644'	36'	0'	428'	-4180'
J 307	S8						
J 308	S8	-3859'	-3887'	28'	28'	597'	-3262'
J 309	S8	-3809'	-3846'	37'	0'	317'	-3492'
J 310	S8	-4332'	-4382'	50'	0'	276'	-4056'
J 311	S8	-4412'	-4466'	54'	0'	419'	-3993'
J 312	S8	-3708'	-3736'	28'	0'	378'	-3330'
J 313	S8			EROSIONADA			
J 314	S8	-4546'	-4597'	51'	0'	432'	-4114'
J 315	S8	-4065'	-4119'	54'	0'	284'	-3781'
J 316	S8	-3864'	-3889'	25'	25'	602'	-3262'
J 317	S8	-4343'	-4394'	51'	0'	301'	-4042'
J 318	S8	-4057'	-4081'	24'	0'	605'	-3452'
J 319	S8	-4660'	-4700'	40'	0'	508'	-4152'

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 320	S8	-4093'	-4139'	46'	0'	273'	-3820'
J 321	S8	-3502'	-3526'	24'	0'	352'	-3150'
J 322	S8						
J 323	S8	-4413'	-4453'	40'	0'	345'	-4068'
J 324	S8			EROSIONADA			
J 325	S8	-4274'	-4328'	54'	0'	281'	-3993'
J 326	S8	-4195'	-4245'	50'	0'	286'	-3909'
J 327	S8	-4154'	-4197'	43'	0'	258'	-3896'
J 328	S8	-3999'	-4045'	46'	0'	281'	-3718'
J 329	S8	-4210'	-4255'	45'	0'	276'	-3934'
J 330	S8	-3980'	-4011'	31'	31'	652'	-3328'
J 331	S8	-4623'	-4669'	46'	0'	440'	-4183'
J 332	S8	-3893'	-3933'	40'	0'	272'	-3621'
J 333	S8	-4320'	-4372'	52'	0'	274'	-4046'
J 334	S8	-3670'	-3706'	36'	36'	636'	-3034'
J 335	S8	-4408'	-4435'	27'	0'	396'	-4012'
J 336	S8	-3840'	-3884'	44'	0'	301'	-3539'
J 337	S8	-3931'	-3965'	34'	34'	667'	-3264'
J 338	S8			EROSIONADA			
J 339	S8	-4558'	-4595'	37'	0'	441'	-4117'
J 340	S8	-4580'	-4624'	44'	0'	454'	-4126'
J 341	S8	-3849'	-3887'	38'	38'	639'	-3210'
J 342	S8	-3859'	-3899'	40'	0'	306'	-3553'
J 343	S8	-4428'	-4460'	32'	0'	408'	-4020'
J 344	S8	-3530'	-3560'	30'	30'	655'	-2875'
J 345	S8	-4563'	-4616'	53'	0'	413'	-4150'
J 346	S8	-3870'	-3901'	31'	0'	364'	-3506'
J 347	S8	-4576'	-4622'	46'	0'	436'	-4140'
J 348	S8	-4384'	-4416'	32'	0'	384'	-4000'
J 349	S8	-4040'	-4068'	28'	28'	651'	-3389'
J 350	S8			EROSIONADA			
J 351	S8	-3575'	-3601'	26'	0'	300'	-3275'
J 352	S8	-3515'	-3543'	28'	28'	647'	-2868'
J 353	S8	-4604'	-4638'	34'	0'	434'	-4170'
J 354	S8	-4662'	-4705'	43'	0'	447'	-4215'
J 356	S8	-4500'	-4546'	46'	0'	426'	-4074'
J 357	S8	-3722'	-3752'	30'	30'	652'	-3070'
J 358	S8			EROSIONADA			
J 359	S8	-3625'	-3659'	34'	0'	325'	-3300'
J 360	S8	-4117'	-4154'	37'	37'	656'	-3461'
J 361	S8						
J 362	S8	-4677'	-4720'	43'	0'	466'	-4211'
J 363	S8			EROSIONADA			
J 364	S8	-3680'	-3704'	24'	0'	328'	-3352'
J 365	S8	-4112'	-4149'	37'	37'	650'	-3462'
J 366	S8	-4710'	-4750'	40'	0'	485'	-4225'

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 367	S8	-3687'	-3705'	18'	18'	604'	-3083'
J 368	S8	-4030'	-4075'	45'	0'	365'	-3665'
J 369	S8			EROSIONADA			
J 370	S8	-2860'	-2869'	9'	0'		-2860'
J 371	S8	-4038'	-4084'	46'	0'	352'	-3686'
J 372	S8	-3946'	-3956'	10'	0'	582'	-3364'
J 373	S8	-3960'	-3987'	27'	0'	612'	-3348'
J 374	S8	-3775'	-3806'	31'	31'	416'	-3359'
J 375	S8			EROSIONADA			
J 376	S8	-3528'	-3561'	33'	33'	651'	-2877'
J 377	S8	-4057'	-4093'	36'	0'	597'	-3460'
J 378	S8	-3961'	-3999'	38'	38'	485'	-3476'
J 379	S8	-3452'	-3482'	30'	30'	388'	-3064'
J 380	S8	-3780'	-3818'	38'	38'	646'	-3134'
J 381	S8	-4136'	-4166'	30'	0'	624'	-3512'
J 382	S8	-3954'	-3998'	44'	44'	653'	-3301'
J 383	S8	-4058'	-4104'	46'	0'	365'	-3693'
J 384	S8	-3238'	-3256'	18'	18'	370'	-2868'
J 385	S8	-4108'	-4140'	32'	0'	618'	-3490'
J 386	S8	-4061'	-4103'	42'	42'	650'	-3411'
J 387	S8	-3642'	-3673'	31'	0'	425'	-3217'
J 388	S8	-3508'	-3549'	41'	0'	278'	-3230'
J 389	S8			EROSIONADA			
J 390	S8	fuera	del	Campo Jusepin			
J 391	S8	-3591'	-3622'	31'	31'	515'	-3076'
J 392	S8	-4050'	-4079'	29'	0'	595'	-3455'
J 393	S8	-3608'	-3640'	32'	32'	515'	-3093'
J 394	S8	-3998'	-4011'	13'	0'	588'	-3410'
J 395	S8	-4010'	-4040'	30'	0'	610'	-3400'
J 396	S8			EROSIONADA			
J 397	S8	-3821'	-3854'	33'	0'	493'	-3328'
J 398	S8	-3910'	-3944'	34'	0'	288'	-3622'
J 399	S8	-3990'	-4010'	20'	0'	593'	-3397'
J 400	S8			EROSIONADA			
J 401	S8	-4034'	-4078'	44'	0'	287'	-3747'
J 402	S8	-4060'	-4078'	18'	0'	619'	-3441'
J 403	S8	-4032'	-4082'	50'	0'	287'	-3745'
J 404	S8			EROSIONADA			
J 405	S8	-3703'	-3731'	28'	0'	434'	-3269'
J 406	S8	-4022'	-4063'	41'	0'	289'	-3733'
J 407	S8	-3453'	-3479'	26'	26'	532'	-2921'
J 408	S8	-3710'	-3735'	25'	0'	489'	-3221'
J 409	S8	-4105'	-4155'	50'	0'	285'	-3820'
J 410	S8			EROSIONADA			
J 411	S8	-3885'	-3918'	33'	0'	488'	-3397'
J 412	S8	-4107'	-4148'	41'	0'	281'	-3826'

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 413	S8			EROSIONADA			
J 414	S8			EROSIONADA			
J 415	S8			EROSIONADA			
J 416	S8	-3526'	-3542'	16'	0'	259'	-3267'
J 417	S8			EROSIONADA			
J 418	S8			EROSIONADA			
J 419	S8			EROSIONADA			
J 420	S8			EROSIONADA			
J 421	S8	-4034'		ND		591'	-3443'
J 422	S8						
J 423	S8	-3997'	-4032'	35'	0'	386'	-3611'
J 424	S8	-3940'	-3973'	33'	0'	515'	-3425'
J 425	S8			EROSIONADA			
J 426	S8	-3895'	-3903'	8'	0'	369'	-3526'
J 427	S8	-3887'	-3926'	39'	39'	638'	-3249'
J 428	S8			EROSIONADA			
J 429	S8	-4038'	-4078'	40'	40'	655'	-3383'
J 430	S8			EROSIONADA			
J 431	S8			EROSIONADA			
J 432	S8			EROSIONADA			
J 433	S8			EROSIONADA			
J 434	S8	-4074'	-4099'	25'	25'	490'	-3584'
J 435	S8			EROSIONADA			
J 436	S8	-4108'	-4116'	8'	0'	388'	-3720'
J 437	S8	-3993'	-4019'	26'	0'	421'	-3572'
J 438	S8	-3936'		ND		569'	-3367'
J 439	S8	-4413'	-4448'	35'	0'	623'	-3790'
J 440	S8	-3980'	-3992'	12'	0'	374'	-3606'
J 441	S8			EROSIONADA			
J 442	S8			EROSIONADA			
J 443	S8			EROSIONADA			
J 444	S8			EROSIONADA			
J 445	S8	-4140'	-4175'	35'	35'	665'	-3475'
J 446	S8			EROSIONADA			
J 447	S8	-4118'	-4136'	18'	18'	664'	-3454'
J 448	S8	-4054'	-4079'	25'	25'	546'	-3508'
J 449	S8	-3887'	-3925'	38'	0'	490'	-3397'
J 450	S8			EROSIONADA			
J 451	S8						
J 452	S8						
J 453	S8						
J 454	S8						
J 455	S8						
J 456	S8						
J 457	S8						
J 458	S8						

Continuación Tabla B.3.

Pozo	Arena	Tope	Base	AN	ANP	EMR	TopeSubsea
J 459	S8						
J 460	S8						
J 461	S8						
J 462	S8						
J 463	S8	-3770'	-3804'	34'	0'	261'	-3509'
J 464	S8						
J 465	S8						
J 466	S8						
J 467	S8						
J 468	S8	-4597'		ND		519'	-4078'
J 469	S8	-4594'	-4636'	42'	0'	438'	-4156'

Tabla B.4 Información de las arenas S6, S7 y S8 en el campo MURI.

POZO	ARENA	AN	ANP	TOPE SUBSEA
MUR-1	S6	60'	0'	-3820'
	S7	ND		-3904'
	S8	40'	0'	-3935'
MUR-2	S6	28'	0'	-3311'
	S7	FALLADA		
	S8	FALLADA		
MUR-3	S6	50'	0'	-3728'
	S7	ND		-3874'
	S8	40'	0'	-3907'
MUR-4	S6	56'	0'	-3810'
	S7	ND		-3888'
	S8	38'	0'	-3919'
MUR-5	S6	20'	20'	-2898'
	S7	ND		-2926'
	S8	25'	25'	-2933'
MUR-7	S6	38'	0'	-3688'
	S7	6'	0'	-3748'
	S8	35'	0'	-3772'
MUR-8	S6	60'	0'	-3817'
	S7	4'	0'	-3896'
	S8	36'	0'	-3929'
MUR-9	S6	54'	0'	-3808'
	S7	FALLADA		
	S8	FALLADA		
MUR-10	S6	15'	0'	-3384'
	S7	FALLADA		
	S8	38'	0'	-3415'
MUR-11	S6	60'	0'	-3729'
	S7	5'	0'	-3808'
	S8	40'	0'	-3842'
MUR-12	S6	30'	0'	-3504'
	S7	12'	0'	-3519'
	S8	37'	0'	-3543'
MUR-13	S6	36'	0'	-3242'
	S7	ND		-3275'
	S8	38'	0'	3284'
MUR-14	S6	26'	26'	-3185'
	S7	10'	0'	-3244'
	S8	36'	0'	-3267'
MUR-15	S6	22'	22'	-2721'
	S7	ND		-2750'
	S8	ND		-2773'
MUR-17	S6	58'	0'	-3802'
	S7	ND		-3881'
	S8	38'	0'	-3912'

Continuación Tabla B.4.

POZO	ARENA	AN	ANP	TOPE SUBSEA
MUR-18	S6	56'	0'	-3785'
	S7	10'	0'	-3867'
	S8	36'	0'	-3897'
MUR-19	S6	14'	0'	-3593'
	S7	14'	14'	-3609'
	S8	40'	0'	-3641'
MUR-20	S6	18'	0'	-3441'
	S7	17'	0'	-3463'
	S8	37'	0'	-3481'
MUR-21	S6	16'	0'	-3136'
	S7	FALLADA		
	S8	46'	0'	-3167'
MUR-22	S6	18'	18'	-2816'
	S7	FALLADA		
	S8	14'	14'	-2841'
MUR-23	S6	54'	0'	-3619'
	S7	6'	0'	-3752'
	S8	30'	0'	-3782'
MUR-24	S6	28'	0'	-3355'
	S7	10'	0'	-3379'
	S8	40'	0'	-3390'
MUR-25	S6	30'	30'	-2847'
	S7	FALLADA		
	S8	FALLADA		
MUR-26	S6	30'	30'	-2353'
	S7	ND		-2394'
	S8	ND		-2412'
MUR-27	S6	26'	26'(GAS)	-3090'
	S7	10'	0'	-3130'
	S8	40'	0'	-3152'
MUR-30	S6	36'	0'	-3806'
	S7	ND	0'	-3860'
	S8	40'	0'	-3892'
MUR-31	S6	50'	0'	-3807'
	S7	ND		-3885'
	S8	40'	0'	-3917'
MUR-32	S6	52'	0'	-3776'
	S7	ND		-3846'
	S8	40'	0'	-3879'
MUR-33	S6	60'	0'	-3825'
	S7	4'	0'	-3899'
	S8	42'	0'	-3930'
MUR-34	S6	50'	0'	-3715'
	S7	6'	0'	-3793'
	S8	40'	0'	-3824'

Continuación Tabla B.4.

POZO	ARENA	AN	ANP	TOPE SUBSEA
MUR-35	S6	60'	0'	-3818'
	S7	8'	0'	-3894'
	S8	38'	0'	-3917'
MUR-36	S6	60'	0'	-3807'
	S7	14'	0'	-3883'
	S8	35'	0'	-3907'
MUR-37	S6	40'	0'	-3619'
	S7	15'	0'	-3679'
	S8	36'	0'	-3702'
MUR-40	S6	28'	28'	-3157'
	S7	8'	0'	-3196'
	S8	30'	0'	-3215'
MUR-41	S6	16'	16'	-2935'
	S7	ND		-2957'
	S8	26'	26'	-2960'
MUR-43	S6	28'	0'	-3334'
	S7	12'	0'	-3381'
	S8	40'	0'	-3404'
MUR-44	S6	44'	0'	-3487'
	S7	8'	0'	-3542'
	S8	30'	0'	-3562'
MUR-45	S6	26'	26'	-3027'
	S7	ND		-3062'
	S8	32'	0'	-3069'
MUR-46	S6	64'	0'	-3637'
	S7	10'	0'	-3712'
	S8	32'	0'	-3742'
MUR-47	S6	34'	34'	-3166'
	S7	4'	0'	-3226'
	S8	40'	0'	-3236'
MUR-48	S6	52'	0'	-3768'
	S7	10'	0'	-3844'
	S8	42'	0'	-3875'
MUR-49	S6	60'	0'	-3743'
	S7	4'	0'	-3820'
	S8	42'	0'	-3852'
MUR-50	S6	58'	0'	-3792'
	S7	10'	0'	-3870'
	S8	38'	0'	-3897'
MUR-51	S6	35'	0'	-3314'
	S7	4'	0'	-3363'
	S8	32'	0'	-3371'
MUR-53	S6	14'	0'	-3553'
	S7	14'	0'	-3574'
	S8	40'	0'	-3602'

Continuación Tabla B.4.

POZO	ARENA	AN	ANP	TOPESUBSEA
MUR-54	S6	8'	8'	-2715
	S7	FALLADA		
	S8	FALLADA		
MUR-55	S6	12'	12'	-2955'
	S7	FALLADA		
	S8	25'	25'	-2988'
MUR-56	S6	30'	30'	-2916'
	S7	FALLADA		
	S8	20'	20'	-2951'
MUR-57	S6	20'	0'	-3044'
	S7	FALLADA		
	S8	FALLADA		
MUR-61	S6	EROSIONADA		
	S7	ND		-2753'
	S8	30'	30'	-2779'
MUR-62	S6	EROSIONADA		
	S7	ND		-2657'
	S8	16'	16'	-2692'

Tabla B.5 Información de las arenas S6, S7 y S8 en el campo MULATA.

POZO	ARENA	AN	ANP	TOPE SUBSEA
JP-11	S6	39'	0'	-3857'
	S7	12'	0'	-3913'
	S8	40'	0'	-3943'
JP-12	S6	54'	0'	-3975'
	S7	8'	0'	-4012'
	S8	40'	0'	-4025'
JP-13	S6	60'	0'	-3980'
	S7	4'	0'	-4012'
	S8	44'	0'	-4085'
JP-14	S6	30'	0'	-3855'
	S7	10'	0'	-3902'
	S8	34'	0'	-3931'
JP-21	S6	48'	0'	-3950'
	S7	10'	0'	-4025'
	S8	40'	0'	-4054'
JP-23	S6	85'	0'	-3911'
	S7	10'	0'	-4016'
	S8	FALLADA		
JP-28	S6	74'	0'	-3608'
	S7	18'	0'	-3749'
	S8	40'	0'	-3778'
JP-29	S6	52'	0'	-3918'
	S7	10'	0'	-4025'
	S8	40'	0'	-4057'
JP-31	S6	36'	0'	-3876'
	S7	18'	0'	-3928'
	S8	40'	0'	-3959'
JP-32	S6	46'	0'	-3929'
	S7	10'	0'	-4002'
	S8	42'	0'	-4033'
JP-33	S6	69'	0'	-3930'
	S7	10'	0'	-4015'
	S8	42'	0'	-4033'
JP-35	S6	EROSIONADA		
	S7	EROSIONADA		
	S8	28'	0'	-3895'
JP-36	S6	40'	0'	-4019'
	S7	8'	0'	-4075'
	S8	42'	0'	-4092'
JP-38	S6	EROSIONADA		
	S7	EROSIONADA		
	S8	34'	0'	-3824'

Continuación Tabla B.5.

POZO	ARENA	AN	ANP	TOPE SUBSEA
JP-40	S6	30'	0'	-3918'
	S7	10'	0'	-3963'
	S8	39'	0'	-3994'
JP-43	S6	56'	0'	-3900'
	S7	6'	0'	-3971'
	S8	36'	0'	-4004'
JP-46	S6	EROSIONADA		
	S7	8'	0'	-4075'
	S8	40'	0'	-4092'
JP-47	S6	EROSIONADA		
	S7	EROSIONADA		
	S8	22'	0'	-4088'
JP-48	S6	50'	0'	-3992'
	S7	8'	0'	-4074'
	S8	44'	0'	-4091'
JP-57	S6	EROSIONADA		
	S7	10'	0'	-4009'
	S8	39'	0'	-4026'
JP-62	S6	4'	0'	-4098'
	S7	8'	0'	-4117'
	S8	41'	0'	-4133'
JP-68	S6	20'	0'	-4088'
	S7	10'	0'	-4109'
	S8	35'	0'	-4125'

APÉNDICE C

Base de datos de petrofísica

Tabla C.1 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J360.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-330	S6	18'	18'	0,262	0,620	0,380
J-334	S6	12'	12'	0,079	0,28	0,75
J-337	S6	6'	6'	0,459	0,528	0,472
J-341	S6	16'	16'	0,25	0,400	0,600
J-344	S6	8'	8'	0,462	0,538	0,462
J-349	S6	21'	21'	0,022	0,042	0,958
J-352	S6	6'	6'	0,571	0,901	0,099
J-357	S6	14'	14'	0,25	0,510	0,490
J-360	S6	18'	18'	0,308	0,026	0,974
J-365	S6	22'	22'	0,043	0,400	0,600
J-374	S6	20'	20'	0,214	0,592	0,408
J-376	S6	8'	8'	0,367	0,222	0,778
J-380	S6	16'	16'	0,397	0,322	0,678
J-382	S6	18'	18'	0,245	0,381	0,619
J-386	S6	22'	22'	0,135	0,259	0,741
J-393	S6	14'	14'	0,14	0,225	0,775
J-427	S6	20'	20'	0,315	0,049	0,951
J-429	S6	16'	16'	0,328	0,092	0,908
J-445	S6	11'	11'	0,522	0,738	0,262
J-447	S6	15'	15'	0,091	0,206	0,794

Tabla C.2 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J387.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-248	S6	18'	18'	0,052	0,710	0,290
J-387	S6	22'	22'	0,234	0,656	0,344
J-391	S6	12'	12'	0,433	0,442	0,558
J-407	S6	8'	8'	0,509	0,695	0,305

Tabla C.3 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J351.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-351	S6	23'	23'	0,265	0,467	0,533
J-359	S6	12'	12'	0,308	0,026	0,974

Tabla C.4 Información petrofísica del yacimiento LPAS6J123.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-123	S6	37'	37'	0,019	0,33	0,67
J-144	S6	27'	27'	0,583	0,941	0,059
J-160	S6	22'	22'	0,182	0,261	0,739
J-180	S6	24'	24'	0,034	0,240	0,760
J-228	S6	22'	22'	0,156	0,258	0,742
J-232	S6	12'	12'	0,065	0,462	0,538
J-233	S6	33'	33'	0,036	0,242	0,758
J-239	S6	10'	10'	0,2	0,422	0,578
J-240	S6	13'	13'	0,068	0,378	0,622
J-265	S6	16'	16'	0,036	0,387	0,613
MUR 5	S6	20'	20'	0,130	0,370	0,630
MUR 14	S6	26'	26'	0,021	0,443	0,557
MUR 15	S6	22'	22'	0,038	0,297	0,703
MUR 22	S6	18'	18'	0,148	0,256	0,744
MUR 25	S6	30'	30'	0,022	0,213	0,787
MUR 26	S6	30'	30'	0,075	0,295	0,705
MUR 27	S6	26'	26'	0,167	0,158	0,842
MUR 40	S6	28'	28'	0,292	0,373	0,627
MUR 41	S6	16'	16'	0,174	0,423	0,577
MUR 45	S6	26'	26'	0,067	0,283	0,717
MUR 47	S6	34'	34'	0,095	0,440	0,560
MUR 54	S6	8'	8'	0,192	0,545	0,455
MUR 55	S6	12'	12'	0,233	0,482	0,518
MUR 56	S6	30'	30'	0,132	0,374	0,626

Tabla C.5 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J265.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-160	S8	20'	20'	0,364	0,212	0,788
J-233	S8	20'	20'	0,7	0,700	0,3
J-239	S8	20'	20'	0,64	0,64	0,36
J-240	S8	20'	20'	0,322	0,072	0,928
J-265	S8	23'	23'	0,455	0,515	0,485
MUR 5	S8	25'	25'	0,478	0,592	0,408
MUR 22	S8	14'	14'	0,222	0,379	0,621
MUR 41	S8	16'	16'	0,174	0,252	0,748
MUR 55	S8	25'	25'	0,267	0,166	0,834
MUR 56	S8	20'	20'	0,5	0,665	0,335

Tabla C.6 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J448.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-330	S8	31'	31'	0,426	0,419	0,581
J-334	S8	36'	36'	0,210	0,41	0,591
J-337	S8	34'	34'	0,443	0,475	0,525
J-341	S8	38'	38'	0,45	0,499	0,501
J-344	S8	30'	30'	0,508	0,692	0,308
J-349	S8	28'	28'	0,283	0,672	0,327
J-352	S8	28'	28'	0,571	0,901	0,099
J-357	S8	30'	30'	0,5	0,665	0,335
J-360	S8	37'	37'	0,492	0,638	0,362
J-365	S8	37'	37'	0,319	0,062	0,938
J-374	S8	31'	31'	0,514	0,711	0,289
J-376	S8	33'	33'	0,533	0,775	0,225
J-378	S8	38'	38'	0,5	0,665	0,335
J-380	S8	38'	38'	0,569	0,895	0,105
J-382	S8	44'	44'	0,490	0,632	0,368
J-386	S8	42'	42'	0,192	0,787	0,212
J-393	S8	31'	31'	0,34	0,132	0,868
J-427	S8	39'	39'	0,479	0,595	0,405
J-429	S8	40'	40'	0,478	0,592	0,408
J-434	S8	25'	25'	0,407	0,355	0,645
J-445	S8	35'	35'	0,420	0,397	0,603
J-447	S8	18'	18'	0,273	0,775	0,225
J-448	S8	25'	25'	0,375	0,249	0,751
MUR 61	S8	30'	30'	0,4	0,332	0,668
MUR 62	S8	16'	16'	0,467	0,555	0,445

Tabla C.7 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J15.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-15	S8	20'	20'	0,346	0,152	0,848
J-106	S8	16'	16'	0,691	0,691	0,309
J-118	S8	13'	13'	0,308	0,026	0,974
J-121	S8	38'	38'	0,625	0,625	0,375
J-211	S8	5'	5'	0,155	0,785	0,215
J-367	S8	18'	18'	0,273	0,475	0,525
J-379	S8	31'	31'	0,273	0,255	0,745
J-384	S8	18'	18'	0,426	0,538	0,462

Tabla C.8 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J57.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-57	S8	22'	22'	0,489	0,628	0,372
J-308	S8	28'	28'	0,690	0,690	0,31
J-316	S8	25'	25'	0,571	0,901	0,099

C.9 Información petrofísica del yacimiento LPAS8J387.

Pozo	Arena	AN	ANP	Vsh	SW	SO
J-248	S8	29'	29'	0,224	0,776	0,224
J-387	S8	31'	31'	0,609	0,609	0,391
J-391	S8	31'	31'	0,367	0,222	0,778
J-407	S8	26'	26'	0,578	0,925	0,075