

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DEL AMBIENTE SEDIMENTARIO EN
LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN
EL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO”**

**REALIZADO POR:
GREISMAR DELVALLE DIAZ**

Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto la Cruz, Febrero de 2011.

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DEL AMBIENTE SEDIMENTARIO EN
LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN
EL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO”**

ASESOR:

Prof. Aura Vilela

Asesor Académico

Puerto la Cruz, Febrero de 2011.

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DEL AMBIENTE SEDIMENTARIO EN
LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN
EL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

Prof. Aura Vilela

Asesor Académico

Prof. Roberto Salas

Jurado Principal

Prof. Félix Acosta

Jurado Principal

Puerto la Cruz, Febrero de 2011.



De acuerdo al **artículo 41** del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos de grado son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”





DEDICATORIA

A LA MADRE QUE DIOS DESTINO PARA MI, A TI MI VIEJA BELLA MARIA D. FAJARDO QUE CON MUCHO ESFUERZO ME SACASTE ADELANTE ME DISTES UN HOGAR, UNA FAMILIA Y UNA PROFESION; CON ESTA META ALCANZADA SALDAS TU DEUDA CON MI ABUELA MARIA FAJARDO Y COMPLACES A TU HERMANO ANDRES DIAZ QUE TE AYUDO; ESTE TRABAJO DE GRADO ES DE USTEDES Y MIL GRACIAS POR MOTIVARME A SALIR ADELANTE A SER UNA MUJER PROSPERA, PRODUCTIVA Y UNA PROFESIONAL....

Y OBIAMENTE DEDICO ESTA TESIS A MI MISMA, PORQUE ME ESFORCE Y SOLO YO SE EL ESFUERZO QUE REALICE PARA ALCANZAR ESTA META.



AGRADECIMIENTOS

A Dios, por no abandonarme nunca, por sustentarme y darme fortaleza en todo momento de mi vida, por darme vida, salud y pruebas que me han enseñado a crecer como persona! Porque se Mi Señor que aprietas pero nunca ahorcas. Mil gracias.

A mis viejos, mi madre María Del Valle y mi papá Juan Francisco que amo, son todo para mí. Mil gracias mi vieja bella por darme una educación, por motivarme siempre a ser mejor, por enseñarme que siempre hay un mundo más allá de mis ojos, que puedo alcanzar con mucho esfuerzo y como siempre me has dicho “Cada sacrificio tiene su recompensa”. A mi negrito color de café, Juan, por darme un hogar, por consentirme y ser tan especial en mi vida.

A Jaime, Luisa, Pat, Ruth, Mayrick, porque cada uno ha sabido agregar un granito de arena a mi vida, de ustedes he aprendido y motivado a lograr mi meta, a obtener mi profesión como ustedes lo hicieron en su momento y obvio que a sus retoños también agradezco por darme alegría a Augusto, Barbará, Aimee, Andrés Arturo y Andrea.

A una persona especial que siempre estuvo, creyó en mí, que con poco o mucho me brindo apoyo; siempre espere con ilusión el día de mi graduación, porque estaba segura que tú estarías ahí parado sintiéndote orgulloso de mí, pero ya no será perfecto como lo imagine. Sabes, hubo un tiempo en que no me importaba si alcanzaba esta meta porque no le veía sentido, estaba dolida, porque las cosas no saldrían como soñé y ahora solo me queda “Superar las probabilidades como tú lo hiciste Andrés Díaz, mi preciosísimo siempre te amare y admirare”.

A mis tíos y primos por consentirme, apoyarme y estar siempre pendiente de mí, en especial a mi tío Toño y a mi tío Isidro.

A mi Sebastián por tanto amor, por tantos años, por tanta amistad, eres una de las personas más importantes en mi vida, eres dueño de mis secretos, de mis anhelos y principalmente de mis batallas; me has apoyado, comprendido, cuidado y no te ha importado la distancia para hacerme saber que en ti consigo a mi Mejor Amigo.



AGRADECIMIENTOS

A un personaje muy peculiar en mi vida, que me la cale en casi toda mi carrera, de cuyo compañerismo salió la mejor amistad que pude cosechar en la Uni. Conocí muchas personas, salí, rumbeé, pero siempre cuando mas necesite un hombre amigo solo te vi a ti Mi Pendx (solo tú sabes lo que pase, y solo yo sé lo que pasaste). Por eso decreto en el nombre de Dios éxitos y una vida fructífera para ambas. Muchas gracias Mirvis Molero.

A mi esposo Alejo García, solo una tonta no se enamoraría de ti, eres un hombre como pocos Maravilloso!! Mi pan de Dios es la frase que mejor te describe ha sido un privilegio estar contigo; reír, hablar, llorar, compartir un helado, tantas cosas que han hecho nuestra vida especial... Te agradezco muchísimo, tanta comprensión, paciencia, ayuda, respeto, principalmente tanta paz; **esta tesis también es tuya porque prácticamente la hice contigo** y estaré eternamente agradecida por otras cosas que debo retribuir que no se quedaran en una simple hoja. Te Quiero casi te Amo...

A Edixon Romero. Mi mamarracho fue un placer haber sido tu compañerita de carrera, tu compañera de tragos y principalmente tu amiga, creo que nos une muchas cosas vividas en el transcurso de la carrera, momentos que llevare conmigo siempre, marcaste pauta en mi vida siendo mi compañero de clases en casi todas las materias, se te quiere muchísimo y a tu familia también.

A Manuel Manzano. Mi Manu eres muy especial, cada vez que me decías que respirara profundo era un alivio para mí, de mi mente nunca saldrá esa risa que siempre tenias para alguna situación difícil. Y recuerda como me decía la vieja Delvalle "Cada sacrificio tiene su recompensa" se le quiere muchísimo, sigue tan optimista y tierno de corazón.

A mi familia putativa que quiero y aprecio como si en verdad fuera de su sangre; a la Familia Molero Millán, mil gracias por hacerme sentir parte de su familia por tratarme tan especial por dejarme pasar creo que la mitad de mi carrera en su casa estudiando con La Moro. Gracias por tanto cariño siempre serán mi Familia.



AGRADECIMIENTOS

A la Familia García Lezama: Sr. Alejo, Sra. Carmen, Urimare, Garcemys y Alejo Jr., por abrirme las puertas de su hogar y hacerme sentir parte de él. Sra. Coro es una mujer ejemplar, emprendedora, dulce, la aprecio muchísimo.

A mi amiguita Irina Vargas por ser tan especial conmigo, apreciarme, apoyarme y abrirme las puertas de su hogar, eres una de las pocas amistades maravillosas que coseche en la udo; cuentas conmigo siempre. Ami te quiero muchísimo y a tu preciosa hija Valeshka también, Dios las bendiga.

A la Sra. Isabel y su hija Yolanda por tratarme como una hija y ser tan especiales conmigo Dios las bendiga y las llene de felicidad.

A mis amiguitos compañeritos de clases: Orlando Rojas, MeryCruz Carvajal, Lirida Carvajal, Elizabeth Leal, Rosni Yegres, Ingrid García, Mariby Salazar.

A Jhonathan Reyes, negro fuiste eres y seguirás siendo parte especial de mi vida, gracias por luchar, ser y estar, agradecida con la vida porque contigo aprendí a valorar muchísimas cosas, se que puedes y sabes que toda tu vida contaras con mi apoyo. Te quiero negro...

A mi tutora Aura Vilela, por ser tan ella jajajaja tan peculiar, profe me gusta mucho tu personalidad eres autentica se le aprecia; al Profesor Roberto Salas, a la Sra. María (secre petro) por ayudarme siempre, consentirme y tener siempre una respuesta optimista para mí.

A un Profesor e Ingeniero brillante, Mi Co-asesor Jhonles Morales, eres "Grande" en corazón, se te admira y quiere muchisimoooo.



El presente trabajo de grado tiene como propósito fundamental de investigación determinar la influencia del ambiente sedimentario en las pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa que opera en PDVSA Gas Distrito Anaco; diversas formaciones de este campo experimentaron serios problemas de pérdidas de circulación observándose estas pérdidas en la perforación de pozos en diferentes periodos, tomando como estudio el más reciente comprendido entre 2008-2009 y cuyas perforaciones corresponden a los pozos RG-0280 al RG-0289; esto ha generado pérdida de tiempo y por ende aumento de costos para la empresa PDVSA Gas Distrito Anaco. Las pérdidas de circulación son el resultado de un desbalance de presiones, que frecuentemente ocurren debido a lo depletado que se encuentran los yacimientos, pero en ocasiones se presentan casos que contradicen la teoría, razón por la cual en la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento de Taladros (OMT) se interesaron por realizar un estudio para definir la causa de esta irregularidad, para cumplir con dicho objetivo se procedió a recopilar información mediante consultas automatizadas a la base de datos DIMS 32, posteriormente se identificaron las arenas problemas contabilizando la cantidad de barriles perdidos, siendo las formaciones MO-I; AM-A2; AM-F2 y ME-A, las que arrojaron mayores pérdidas de fluido. La elaboración e interpretación de secciones estratigráficas, estructurales y mapas de ambiente, permitió definir que la ubicación de una formación en un determinado ambiente influye en la ocurrencia de una pérdida de circulación, en base a ello se plantearon soluciones para optimizar la planificación de la perforación de pozos en el Campo Santa Rosa.



Página de presentación	i
Página de aprobación	iii
Resolución	iv
Dedicatoria.....	v
Agradecimiento	vi
Resumen	ix
Índice	x
Índice de Tabla	xvi
Índice de	xvii
CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1.-PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.2.1.- Objetivo General:	2
1.2.2.- Objetivos Específicos:.....	2
1.3.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	3
1.3.1.- Cuenca Oriental de Venezuela.	3
1.3.2.- Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.	4
1.3.3.- Área Mayor de Anaco.....	6
1.3.4.- Campo Santa Rosa.....	6
1.3.5.- Características Litológicas.	7
CAPITULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	10
2.1.- ANTECEDENTES	10



2.2.- BASES TEÓRICAS	11
2.2.1.- AMBIENTES SEDIMENTARIOS	11
2.2.1.1.- Ambiente continental.....	12
2.2.1.1.1.- Ambiente Lacustre	14
2.2.1.1.2.- Ambiente Glacial	14
2.2.1.1.3.- Ambiente Eólico (desértico)	15
2.2.1.1.4.- Ambientes Pantanosos (Palustres)	16
2.2.1.2.- Ambientes Sedimentario Marinos	16
2.2.1.3.- Ambientes Sedimentarios Transicional.....	17
2.2.2.- Perforación de pozos	20
2.2.2.1.- Fluidos de Perforación	20
2.2.2.2.- Funciones de los Fluidos de Perforación	20
2.2.2.3.- Clasificación de los Fluidos de Perforación.....	21
2.2.2.4.- Propiedades Básicas de los Fluidos de Perforación	22
2.2.3.- Pérdida de Circulación	23
2.2.3.1.- Causas de la Pérdida de Circulación	24
2.2.3.2.- Detección de la Pérdida de Circulación	25
2.2.3.3.- Medidas Preventivas de la Pérdida de Circulación	27
2.2.4.- Presión Hidrostática	29
2.2.5.- Presión de Poros.....	30
2.2.6.- Presión de Sobrecarga.....	30
2.2.7.- Presión Normal	31
2.2.8.- Presión Anormal.....	32



2.2.9.- Presiones Subnormales	32
2.2.10.- Presión de Fractura.....	33
2.2.4.- Descripción de los Modelos Geológicos.....	33
2.2.4.1.- Modelo geológico	33
2.2.4.2.- Modelo Estructural	33
2.2.4.3.- Modelo Estratigráfico	34
2.2.4.4.- Modelo Sedimentológico.....	35
CAPITULO III: METODOLOGÍA	36
3.1.- TIPO DE INVESTIGACIÓN	36
3.2.- DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	36
3.3.- ÁREA DE INVESTIGACIÓN.....	37
3.4.- POBLACIÓN Y MUESTRA.....	37
3.4.1.- Población	37
3.4.2.- Muestra	38
3.5.- PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	38
3.5.1.- Revisión Bibliográfica.....	38
3.5.2.- Recopilación de la Información	39
3.5.3.- Análisis de las Características Geológicas y Litológicas de las Formaciones en Estudio.....	41
3.5.3.1.- Análisis de los Registros y Núcleos de los Pozos que presentaron problemas de pérdida de circulación durante la perforación.	41
3.5.4.- Identificación de las Profundidades y Niveles de Pérdidas de Circulación en los Pozos en Estudio.	42



3.5.4.1.- Estudio y Análisis de la Información Recolectada.....	42
3.5.4.2.- Validación de la información recolectada.....	43
3.5.4.3.- Estimación de las Presiones de Formación	44
3.5.5.- Elaboración de las Secciones Estructurales y Estratigráficas con la Herramienta Open Works en las Arenas de Interés.	47
3.5.5.1.- Correlación Geológica	48
3.5.5.2.- Construcción del Área de Trabajo.....	49
3.5.5.3.- Elaboración de Secciones Estratigráficas	51
3.5.5.4.- Construcción de Secciones Estructurales.....	59
3.5.5.5.- Elaboración del Mapa de Ambiente Sedimentario	60
3.5.5.6.- Análisis e Interpretación de los Registros de Imagen	62
3.5.5.7.- Descripción de las Herramientas Utilizadas.....	64
CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS	71
4.1.- Análisis de las Características Geológicas y Litológicas de las Formaciones con Pérdidas de Circulación.	71
4.1.1.- Estudio de las Actividades de Perforación de los Pozos Perforados Durante el Periodo de 2008-2009 en el Campo Santa Rosa.	71
4.1.2.- Análisis de los registros y núcleos de los pozos que presentaron problemas de pérdida de circulación durante la perforación.	73
4.1.2.1.- Núcleos de Pozo.....	73
4.1.2.2.- Registros o Perfiles de Pozos	77
4.2.- Identificación de los Diferentes Niveles de Pérdidas de Circulación en los pozos en estudio.....	84



4.3.- Elaboración de las Secciones Estratigráficas y Estructurales utilizando la herramienta Open Works en las arenas de interés.....	99
4.3.1.- Sección Estratigráfica A-A' Arena MO-I	100
4.3.2.- Sección Estratigráfica C-C' Arena MO-I	101
4.3.3.- Sección Estratigráfica D-D' Arena MO-I	101
4.3.4.- Sección Estratigráfica H-H' Arena MO-I	101
4.3.5.- Sección Estratigráfica A-A' Arena AM-A2	102
4.3.6.- Sección Estratigráfica E-E' Arena AM-A2	102
4.3.7.- Sección Estratigráfica J-J' Arena AM-A2.....	103
4.3.8.- Secciones Estratigráficas de la Arena AM-F2	103
4.3.9.- Sección Estratigráfica B-B' Arena ME-A	104
4.3.10.- Sección Estratigráfica H-H' Arena ME-A	104
4.3.11.- Secciones Estructurales.....	105
4.4.- Construcción del Mapa de Ambientes Sedimentarios de los Yacimientos en Estudio.	108
4.4.1.- Mapa de Ambiente de la Arena AM-A2	108
4.4.2.- Mapa de Ambiente de la Arena AM-F2	109
4.4.3.- Mapa de Electrofacies de la Arena MO-I.....	111
4.4.4.- Mapa de Electrofacies de la Arena ME-A.....	112
4.5.- Comparación de los Niveles de Pérdidas de Circulación con los Ambientes Sedimentarios Presentes.....	113
CONCLUSIONES	115
RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFIA	118



APÉNDICES	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE A: RESUMEN DE PROBLEMAS OPERACIONALES DE LOS POZOS ESTUDIADOS	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE B: BASE DE DATOS DE LAS ARENAS CON PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE C: MAPAS DE ZONAS DE PÉRDIDAS DE LAS ARENAS SELECCIONADAS	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE D: MAPAS ISÓPACOS ESTRUCTURALES DE LAS ARENAS EN ESTUDIO	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE E: SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE F: SECCIONES ESTRUCTURALES	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE G: STICK CHART DE LOS POZOS ESTUDIADOS	¡Error! Marcador no definido.

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 2.1. Gradientes de Presión de Algunos Fluidos.....	30
Tabla 2.2. Valores Normales de Presión de Poros en Diferentes Zonas	31
Tabla 3.1. Información de la Base de Datos	43
Tabla 3.2. Información de la Base de Datos Definitiva	47
Tabla 3.3. Pozos Seleccionados para Elaborar las Secciones Estructurales y Estratigráficas	51
Tabla 4.1. Pozos Perforados en el Periodo 2008-2009	72
Tabla 4.2. Barriles Perdidos Obtenidos de los Reportes de Operación.....	85
Tabla 4.3. Datos Obtenidos a Través de las Consultas en el DIMS' 32.....	86
Tabla 4.4. Cálculo de las Presiones de Formación.....	96



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	4
Figura 1.2. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco	5
Figura 2.1. Morfología de un Abanico Aluvial	12
Figura 2.2. Canal Rectilíneo	13
Figura 2.3. Canal Entrelazado y Barra de Meandros	14
Figura 2.4. Movimientos de Vientos en los Desiertos	15
Figura 2.5. Medios Sedimentarios de un Delta	17
Figura 2.6, Tipos de Ambientes Sedimentarios	19
Figura 2.7. Secciones de Pérdidas de Circulación.....	25
Figura. 2.8. Gradiente de Presión	31
Figura 2.9. Sobrepresión por Presencia de Falla	32
Figura 2.10. Mapa Estructural Isópaco	34
Figura 3.1. Ejemplo de la Correlación Geológica Realizada	49
Figura 3.2. Mapa Base de Pozos del Campo Santa Rosa	50
Figura 3.3. Selección de la Sección para Iniciar Cross Section (MO-I)	53
Figura 3.4. Ventana de Ingreso para la Creación del Composite del Pozo ..	53
Figura. 3.5. Área de Trabajo para la Elaboración de la Sección.....	1
Figura 3.6. Sección Estratigráfica A-A'	55
Figura 3.7. Mallado de Secciones MO-I	56
Figura 3.8. Mallado de Secciones Arena AM-F	57
Figura 3.9. Mallado de Secciones Arena AM-A2	58
Figura 3.10. Mallado de Secciones Seleccionadas en la Arena ME-A	58



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.11. Ejemplo de una Sección Estructural	60
Figura 3.12. Mapa de Ambiente Sedimentario	61
Figura 3.13. Código de Colores en el Registro de Imagen (UBI, CBIL, OBMI)	62
Figura 3.14. Representación Gráfica de la Técnica de Computación de los Buzamientos en el Registro de Imagen	64
Figura 3.15. DIMS 32 DFW TM	65
Figura 3.16. Ventana de Project Management de GeoFrame.	68
Figura 3.17. Ventana de Application Manager de GeoFrame	68
Figura 3.18. Ventana de GeoFrame Geológica	70
Figura 4.1. Porcentaje de los Pozos que Experimentaron Pérdidas de Circulación en el Periodo 2008-2009.	73
Figura 4.2. Núcleo MO-I	74
Figura 4.3. Núcleo AM-A2	75
Figura 4.4. Porosidad y Permeabilidad de la Arena AM-A2	76
Figura 4.5. Núcleo AM-F2	77
Figura 4.6. Intervalo de la Arena MO-I (RG-0282)	78
Figura 4.7. Intervalo de la Arena MO-I (RG-0284)	79
Figura 4.8. Intervalo de la Arena MO-I (RG- 0285)	80
Figura 4.9. Intervalo de la Arena ME-A (RG-0283)	81
Figura 4.10. Intervalo de la Arena AM-A2 (RG-0283)	81
Figura 4.11. Intervalo de la Arena AM-F2 (RG-0283)	82
Figura 4.12. Intervalo MO-I (RG-0281)	82
Figura 4.13. Intervalo AM-F2 (RG-0281)	83



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.14. Zona de Pérdidas de Circulación	83
Figura 4.15. Localización de los Pozos con las Mayores Pérdidas	84
Figura 4.16. Porcentaje de Bls. Perdidos por Pozo	87
Figura 4.17. Barriles Perdidos por Miembro	89
Figura 4.18. Frecuencia de Pérdidas en las Arenas del Campo	91
Figura 4.19. Pérdidas en Arenas Durante el Periodo 2008-2009	92
Figura 4.20.A. Pérdidas en Pozos Durante Diversos Periodos.....	93
Figura 4.20.B. Pérdidas en Pozos Durante Diversos Periodos	93
Figura 4.21. Porcentaje de Pérdidas en Arena	94
Figura 4.22. Parámetros de Perforación (GPM)	97
Figura 4.23. Parámetros de Perforación (ROP)	98
Figura 4.24. Sección Estratigráfica A-A' Arena MO-I	100
Figura 4.25. Secciones Estructurales A-A' y C-C'	107
Figura 4.26. Mapa de Ambiente Sedimentario de la Arena AM-A2	109
Figura 4.27. Mapa de Ambiente Sedimentario de la Arena AM-F2	110
Figura 4.28. Mapa Electrofacies de la Arena MO-I	111
Figura 4.29. Mapa Electrofacies de la Arena ME-A	112



1.1.-PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Área Mayor de Anaco, está ubicada en el Estado Anzoátegui; forma parte de la cuenca oriental de Venezuela, en la cual resalta la presencia de una serie de domos que caracterizan las estructuras de entrapamiento de hidrocarburos de la región. Tiene un área aproximada de 13.400 Km². En el Distrito Anaco opera PDVSA Gas comprendida por dos superintendencias de producción, Área Mayor de Anaco (AMA) y Área Mayor de Oficina (AMO). La “Influencia del Ambiente Sedimentario en las pérdidas de circulación de los pozos perforados en el Campo Santa Rosa” se realiza en la zona operacional del Área Mayor de Anaco, ésta cuenta con una extensión de terreno aproximado de 3.160 Km² y se caracteriza por poseer Campos ricos en hidrocarburos. El Campo Santa Rosa constituye una de las grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano con una extensión superficial de aproximadamente 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pies, en la cual se encuentra distribuidas 150 arenas de hidrocarburos que varían de gruesas a lenticulares y proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento.

La Gerencia de Construcción y Mantenimiento de Pozos, plantea la necesidad de realizar un trabajo de investigación para plantear soluciones a las pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa Distrito Gas Anaco. Este campo se caracteriza por presentar pérdida de fluidos durante las actividades que se realizan en la perforación de pozos. Causas de estas pérdidas es que la presión de lodo excede la presión de formación en casi todas las perforaciones. Otra importante causa es el Ambiente Sedimentario característico del Campo Santa Rosa siendo originadas por Formaciones no consolidadas o sumamente permeables, fracturas naturales, zonas cavernosas o con cavidades y fracturas inducidas. El estudio de investigación



CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

se iniciará con la recopilación de la información necesaria referente a problemas de pérdidas de circulación en los pozos perforados en el campo Santa Rosa entre los años 2008-2009; se identificarán las formaciones y profundidades a las cuales ocurrieron las pérdidas para poder construir las secciones estructurales y de esta manera realizar los respectivos análisis para determinar la Influencia del Ambiente Sedimentario del campo en el cual está siendo observada la pérdida de circulación.

A través de los objetivos propuestos por este proyecto la empresa PDVSA Distrito Gas Anaco podrá contar con la información necesaria que le permita conocer la Influencia del Ambiente Sedimentario del campo Santa Rosa y de esta manera plantear soluciones a las pérdidas de circulación en los pozos perforados o posibles planes de perforación en dicho campo; de esta manera las labores de perforación sean más eficientes reduciendo tiempo y costos operacionales para incrementar los beneficios económicos de PDVSA.

1.2.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1.- Objetivo General:

- Evaluar la Influencia del Ambiente Sedimentario en las pérdidas de circulación de los pozos perforados en el Campo Santa Rosa Distrito Gas Anaco.

1.2.2.- Objetivos Específicos:

1. Analizar las características geológicas y litológicas de las formaciones con pérdidas de circulación.
2. Identificar los diferentes niveles de pérdidas de circulación en los pozos en estudio.



3. Elaborar las secciones estructurales utilizando la herramienta Open Works en las arenas de interés.
4. Construir un mapa de Ambientes Sedimentarios de los yacimientos en estudio.
5. Comparar los niveles de pérdidas de circulación con los ambientes sedimentarios presentes.

1.3.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

1.3.1.- Cuenca Oriental de Venezuela.

Está situada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural limitada al Sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arecuna hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el 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 al Este de la Costa del Delta del Orinoco.

La cuenca se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 kilómetros cuadrados y estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentos pre-cretácicos, entre las cadenas montañosas situadas al Norte y el Escudo Guayanés al Sur. En sentido Este-Oeste, la columna estratigráfica consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico hasta el Pleistoceno. La cuenca es estructuralmente asimétrica y



CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

presenta una inclinación general hacia el este. El flanco Sur buza levemente hacia el norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para la cuenca.

En la parte septentrional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del corrimiento de Anaco y al Oeste de la falla de Úrica, se encuentra un área extensa caracterizada estructuralmente por domos y anticlinales fallados, varios de los cuales han demostrado la presencia de acumulaciones de hidrocarburos [12].

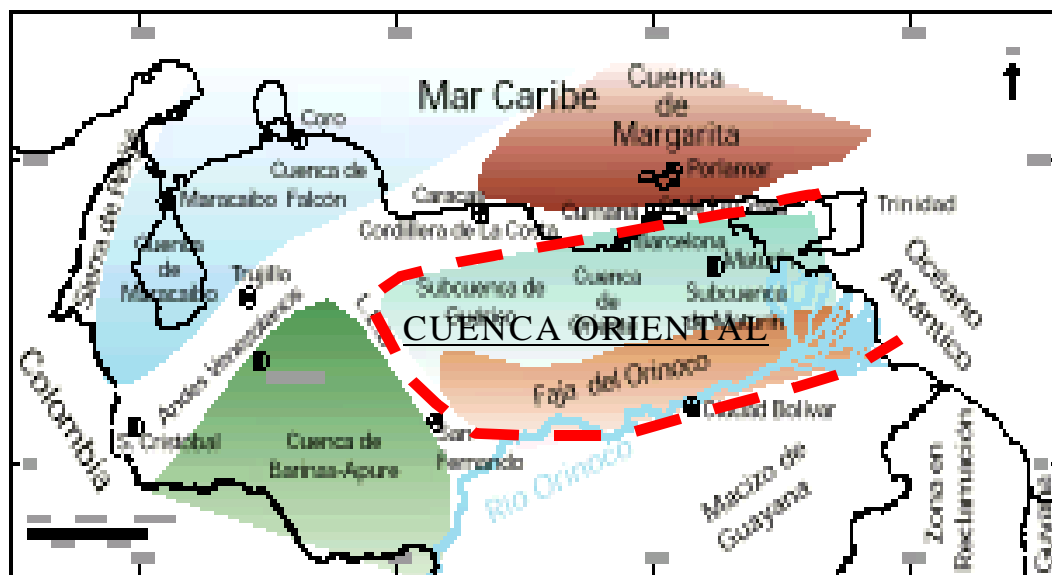


Figura 1.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela [15].

1.3.2.- Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.

El Distrito Gas Anaco se encuentra en la Cuenca Oriental Subcuenca de Maturín específicamente en la parte central del estado Anzoátegui, se ubica en el bloque levantado al norte del corrimiento Anaco, con rumbo aproximado N 50° E, que se caracteriza por la presencia de múltiples estructuras dómicas en las cuales se localizan grandes acumulaciones de hidrocarburos, los cuales tienen un área de 13.400 Km². Posee yacimientos petrolíferos



CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. El Distrito se encuentra conformado por dos grandes áreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay; y el Área Mayor de Anaco (AMA), integrada por los campos Santa Rosa, El Roble, San Roque Aragua, El Toco, Santa Ana, San Joaquín, Guarió, Rincón Largo y Rosa V.

Los Campos San Joaquín, Guario y Santa Rosa, los cuales pertenecen al Área Mayor de Anaco, geográficamente se encuentran ubicados a 10 Km. al Noroeste de la ciudad de Anaco al Este de Venezuela. En la Figura 1.2 que se muestra a continuación se pueden visualizar: la ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco dentro del contexto nacional y los campos que conforman el Área Mayor de Anaco.

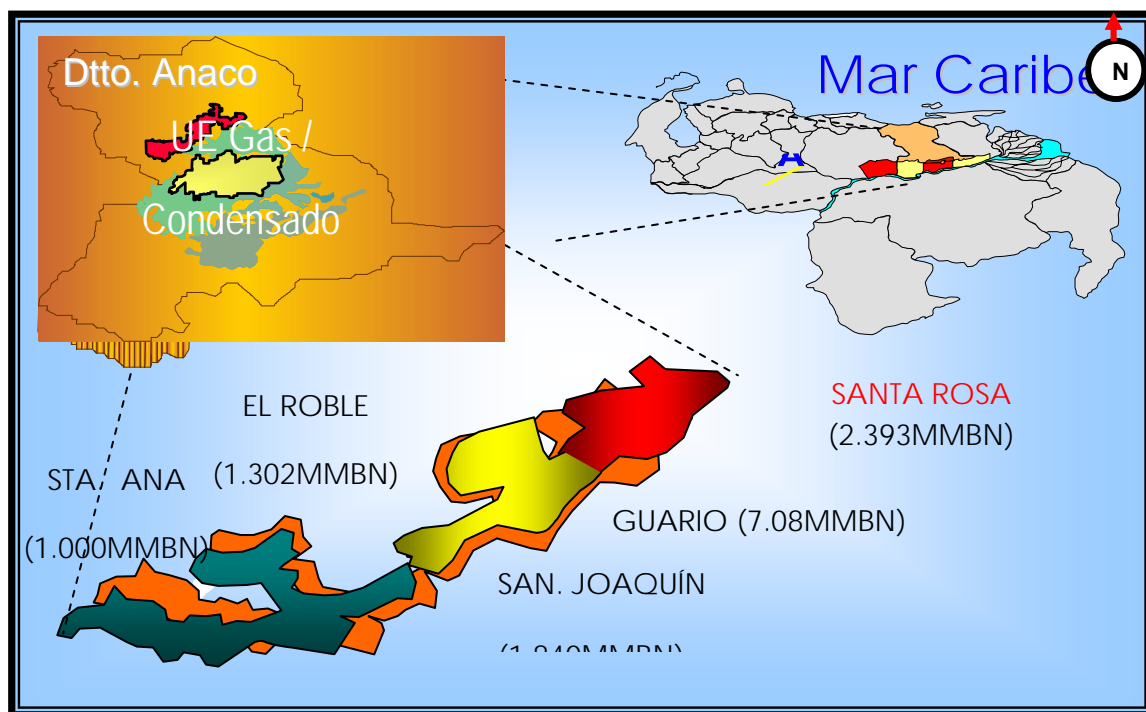


Figura 1.2. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco ^[15].



1.3.3.- Área Mayor de Anaco.

Está localizada en la cuenca oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al norte del corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y las cuales han dado origen a los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, El Toco, Guere, El Roble, San Roque, Aragua, Anaco y Rincón Largo. La mayoría de las arenas productoras son lenticulares, lo cual se traduce en la diferente extensión lateral de cada recipiente. La historia estructural de esta área encierra tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión.

1.3.4.- Campo Santa Rosa.

El Campo Santa Rosa está localizado en la cuenca oriental de Venezuela, la cual se extiende, en su mayor parte, por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro.

El Campo Santa Rosa constituye una de las grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano, localizado en el Área Mayor de Anaco, con una extensión superficial de aproximadamente 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pies, en la cual se encuentra distribuidas 150 arenas de hidrocarburos que varían de gruesas a lenticulares y proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento. El domo de Santa Rosa que se observa en la Figura 1.2 tiene un rumbo en dirección N 45° E, es asimétrico con buzamiento suave de 8 a 11° noroeste en su flanco norte y de 20° suroeste en su flanco sur, el domo está cortado por dos fallas inclinadas hacia el sureste y paralelas al eje del mismo.



1.3.5.- Características Litológicas.

En la secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Área Mayor de Anaco, se observa que los primeros estratos corresponden a los miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, Vidoño, San Juan y San Antonio. Las características litológicas se describen a continuación:

- **Formación Oficina:** es una de las principales formaciones productoras; fue sedimentada en ambientes progresivos sobre el flanco de la cuenca, sugiere ambientes de llanura deltaica con extensas zonas pantanosas tranquilas, intercalaciones de agua salobre. La formación Oficina posee una natural lenticularidad y desaparición lateral de arenas de barras y arenas de canal en la parte media; propios de la sedimentación en ambientes de planicies deltaicas.
- **Miembro Blanco y Azul (AZ):** En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres. Está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.
- **Miembro Moreno:** En el tope y la parte media del estrato, el miembro moreno se encuentra conformado por arcilla de color gris claro gris verdosa, plástica, soluble, blanda limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutita y arenisca cuarzo cristalina de grano fino a medio.
- **Miembro Naranja (NA):** Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutita gris claro a gris oscuro, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no



CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

calcárea. Luego continúa con una lutita gris oscuro-marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, micro carbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de Limonita y Arenisca.

- **Miembro Verde (VE):** Está conformado en la parte superior por lutita gris claro-gris verdoso, en bloque, moderadamente duro, fisible, hidratable micro-carbonosa, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de Arenisca y Limonita.
- **Miembro Amarillo (AM):** Predominan las lutitas gris oscuro-gris medio. Hacia la base del estrato existe abundante lutita gris claro-marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.
- **Miembro Colorado (CO):** El miembro colorado está conformado por intercalaciones de lutita y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio. La arenisca es blanquecina, beige, cuarzo cristalina, de grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de Carbón, abundante cuarzo libre. También lentes de carbón negro, moderadamente duro.
- **Formación Merecure (ME):** Esta formación es típica de ambientes fluvio-continental, con intercalaciones de lutitas carbonáceas, limonitas y numerosos niveles de lignitos. Se caracteriza por una secuencia de areniscas gris claro a oscuro, que varían de macizas a mal estratificadas. Esta formación posee un espesor máximo de 1.900 pies.



CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

- **Formación Vidoño:** La formación merecure suprayace discordantemente a la formación vidoño de edad paleoceno, la cual comprende ambientes desde tradicional a batial superior, registrándose la máxima inundación marina en el área para este periodo. La litología predominante se caracteriza por presentar lutita gris claro, marrón claro, laminar, moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa. No calcárea, intercalada con arenisca de grano fino a medio.
- **Formación San Juan:** su edad corresponde al cretáceo, con un espesor de 1.800 pies. Esta sección presenta areniscas masivas grises bien escogidos. Está constituida por tres arenas principales: San Juan-A, San Juan-B y San Juan-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutita, con matriz arcillosa y cemento silíceo ^[12].



2.1.- ANTECEDENTES

Conocer los problemas que se presentan durante la perforación de un pozo, específicamente los relacionados con pérdidas de circulación, es de suma importancia para prevenir que se repitan en trabajos posteriores, con el propósito de minimizar los tiempos de ejecución de las labores y consecutivamente disminuir los costos. En base a ello en los años anteriores se han realizado una serie de trabajos e investigaciones relacionados con los problemas de pérdida de circulación en el distrito Anaco, las cuales se citan a continuación:

- **LOPEZ, J. (2009):** El Campo Santa Rosa está ubicado en el área Mayor de Anaco, hacia el noreste de la ciudad de Anaco, Estado Anzoátegui. Se determinó el ambiente sedimentario bajo el cual se depósito el Miembro Colorado en el intervalo (7058'-7382'), con la finalidad de establecer un modelo sedimentológico del mismo, que permitiera mejorar los planes de perforación de pozos en esta área determinada. Los resultados aquí obtenidos se integraron a otros resultados similares del Miembro Colorado, lo cual permitirá la generación de un modelo estático para el mismo^[1].
- **DIAZ, M. (2005):** Los constantes avances en las tecnologías aplicadas a las operaciones de perforación y la amplia variedad existente, obligaron a revisar y analizar una aplicación justificada con miras a conseguir los más altos beneficios, desde el punto de vista técnico económico para construir pozos seguros, rentables y ambientalmente aceptable, de manera que los costos de producción sean los más óptimos y generen mayor utilidad para Petróleos de Venezuela. Para solventar todas estas inquietudes, se plantearon los siguientes escenarios: Producción de gas proveniente de yacimientos perforados



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

y completados verticales, inclinados y horizontales. Las estadísticas de los campos San Joaquín y Santa Rosa en cuanto a los problemas geológicos - operacionales de los pozos perforados en el periodo 2002-2003, se determinó la complejidad de la construcción de un pozo en ambos campos en estudio ^[2].

- **COVA, G. (2004):** En este trabajo se realizó un análisis a las diferentes configuraciones de BHA frecuentemente usado en las operaciones de perforación direccional en el Campo Santa Rosa, mediante el programa WellPlan y a través de sus módulos "Torque y Arrastres" y "Velocidad Crítica" fue posible determinar el peso sobre la mecha (PSM) y velocidad de rotación crítica para cada BHA analizado, los cuales deberían ser evitados para no provocar posibles fallas por pandeo y vibración, y diversos problemas operacionales, tales como: alto torque y arrastres debido a la fuerza de fricción extra generada por el contacto entre el BHA y las paredes del hoyo, socavamiento de las paredes, desgastes de la tubería, baja tasa de penetración, frecuentes pérdidas de circulación ^[3].

2.2.- BASES TEÓRICAS

2.2.1.- AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Los ambientes sedimentarios son zonas de la superficie terrestre, donde pueden acumularse sedimentos como se observa en la Figura 2.6. También se define como un conjunto de condiciones físicas, químicas y ecológicas, bajo las cuales ocurre la depositación de un sedimento. El ambiente determina en gran parte, la naturaleza y propiedades del sedimento depositado. Los ambientes se clasifican en continentales, costeros o transicionales y marinos ^[4].



2.2.1.1.- Ambiente continental

Ubicado sobre el nivel medio de mareas puede ser:

1. Fluvial
2. Lacustre
3. Glacial
4. Eólico
5. Pantanoso

Tipos de ambientes fluviales:

Abanicos Aluviales: consiste en sistemas de distribución fluvial en forma de cono, que se acumulan en las adyacencias de áreas de relieves altos en zona tectónicamente activas. El transporte de sedimentos es por coladas fangosas que son una mezcla de agua, arcilla y grava, las cuales se acumulan en la parte alta de los abanicos. La calidad de los yacimientos en los abanicos aluviales es extremadamente variable y varía desde excelente hasta mala, en la parte más distal del abanico, donde predominan las areniscas de corriente entrelazada.

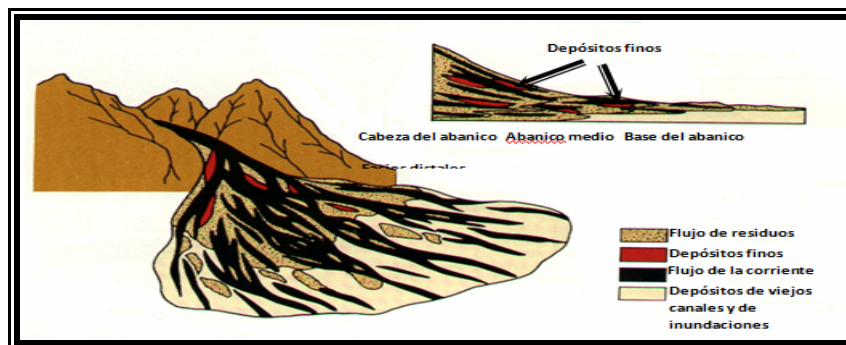


Figura 2.1. Morfología de un Abanico Aluvial ^[15].



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Ríos Rectilíneos: son raros ya que los ríos no fluyen frecuentemente en cauces rectos, a veces lo hacen en valles que son fácilmente erosionables y en valles estrechos pueden extenderse por varios kilómetros su profundidad puede ser muy variable, por lo cual la línea de máxima profundidad del canal se mueve continuamente por todo el cauce de una a otra orilla.

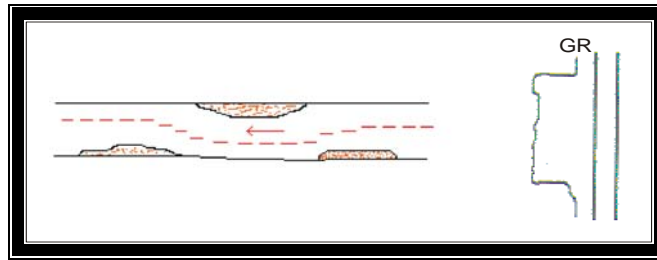


Figura 2.2. Canal Rectilíneo ^[15].

Ríos Entrelazados: son el resultado de la alternación de las etapas de socavación por inundación y posteriormente del relleno de múltiples canales interconectados, dentro de los límites del valle de un río; estos depósitos son muy porosos y permeables y la existencia de barras de permeabilidad o restricción al flujo de fluido, es mínima; estos sistemas pueden formar excelentes yacimientos de hidrocarburos.

Ríos Meandriiformes: estos depósitos son el resultado de la divagación de un río, bien sea en el valle aluvial o en la llanura deltaica. Se forman en llanuras aluviales de baja pendiente donde el aporte sedimentario se caracteriza por una alta relación lodo/arena. El rasgo sedimentológico principal de estos ríos es la acumulación de arena bajo la forma de barras en el lado convexo de los meandros, conocidas como barras de meandros ^[5].



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

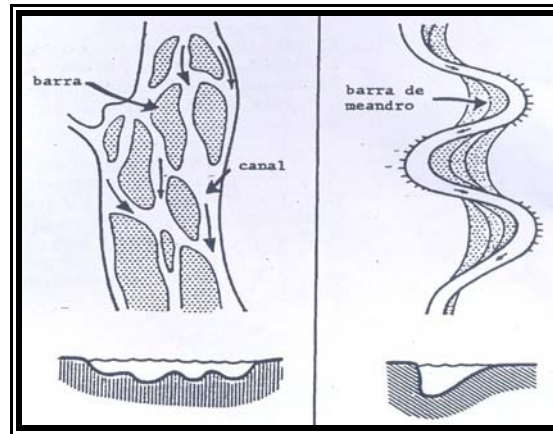


Figura 2.3. Canal Entrelazado y Barra de Meandros ^[5].

2.2.1.1.1.- Ambiente Lacustre

El estudio de este ambiente se refiere a la relación que estos guardan con los lagos o laguna.

Lagos: son aguas que se originan en cráteres que se taponaron con lava solidificada (volcánicos) o por movimientos de placas; o el hundimiento del terreno fue producto del golpe de grandes masas de hielo (glaciaros), habiéndose acumulado agua en esas depresiones del terreno, con fondo impermeable. Esas aguas provienen de las lluvias, de los deshielos, de manantiales, arroyos y ríos, y no tendrán generalmente, como destino desembocar ni en ríos ni en mares (Figura 2.6).

Laguna: en la Figura 2.6 se observa el depósito natural de agua generalmente dulce y poco común de menores dimensiones que el lago ^[12].

2.2.1.1.2.- Ambiente Glacial

Un glaciar es una gruesa masa de hielo que se origina sobre la superficie terrestre por la acumulación, compactación y recristalización de la nieve (Figura 2.6). Dado que los glaciares son agentes de erosión, también deben



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

fluir. De hecho, como el agua corriente, el agua subterránea, el viento y las olas, los glaciares son agentes dinámicos que acumulan, transportan y depositan sedimentos ^[4].

2.2.1.1.3.- Ambiente Eólico (desértico)

Se considera un desierto a todo espacio geográfico que cumple con las siguientes condiciones:

1. Precipitación anual menor o igual a 400 mm.
2. Régimen de lluvias concentrado en un breve lapso del año.
3. Vegetación escasa o inexistente.

El transporte según el tamaño de la partícula y la velocidad del viento se realiza de tres maneras diferentes: saltación, suspensión y arrastre. Hay dos términos que se deben nombrar y que indican el lugar de donde proviene el viento y hacia dónde va el viento: sotavento es el lugar de donde sopla el viento y barlovento es hacia donde va el viento.

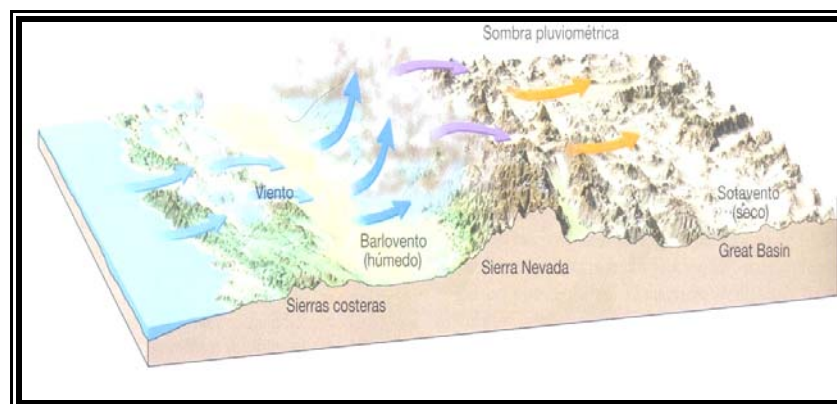


Figura 2.4. Movimientos de Vientos en los Desiertos ^[4].



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.2.1.1.4.- Ambientes Pantanosos (Palustres)

Constituyen estos medios los pantanos, los cuales se desarrollan sobre depresiones someras que se observa en la Figura 2.6. Un pantano es un manto de aguas estancadas y poco profundas, en el cual crece una vegetación acuática a veces muy densa. Los pantanos pueden ser de agua dulce o de agua salada y de marea o sin ella ^[4].

2.2.1.2.- Ambientes Sedimentario Marinos

Plataforma Continental: las plataformas continentales se desarrollan alrededor de las áreas continentales, y se extienden desde el ambiente de litoral hasta el talud continental. Es aquella zona formada por aguas someras que desciende suavemente hasta su interrupción brusca. Uno de los factores principales que controlan la formación de facies sedimentarias en este ambiente sedimentario es el régimen hidráulico. Desde este punto de vista se diferencian tres tipos de plataformas: dominadas por mareas, por el oleaje y tormentas, y por corrientes oceánicas.

Talud Continental: es una parte de la morfología submarina, ubicada entre los 200 y 4.000 metros bajo el nivel del mar. Se producen grandes deslizamientos. Las condiciones se hacen muy difíciles y el volumen de la biomasa disminuye. A esta región también se le llama zona batial. Esta unidad morfológica, es la porción del fondo oceánico, que se extiende a partir del borde de la plataforma continental hasta una profundidad de 1.000 a 4.500 m.

Turbiditas: es una formación geológica que se deposita durante una corriente hidráulica, una avalancha submarina donde se redistribuyen grandes cantidades de sedimentos clásticos provenientes del continente en las profundidades del océano (Figura 2.6).



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Llanuras Abisales: son zonas llanas o de pendiente muy suave del fondo de la cuenca oceánica profunda. Están entre las zonas de la tierra más llanas y suaves, y entre las menos exploradas (Figura 2.6) [4].

2.2.1.3.- Ambientes Sedimentarios Transicional

Ambientes Deltaicos

Un delta se forma donde un río trae al mar más sedimentos del que las olas y corrientes litorales distribuyen hacia otras áreas. El tipo de delta resultante depende del grado de suministro del material a la costa y su redistribución por olas, mareas y corrientes litorales.

De esta manera según el tipo de energía predominante, se puede distinguir el delta dominado por el río, el delta dominado por la marea y el delta dominado por el oleaje [6].

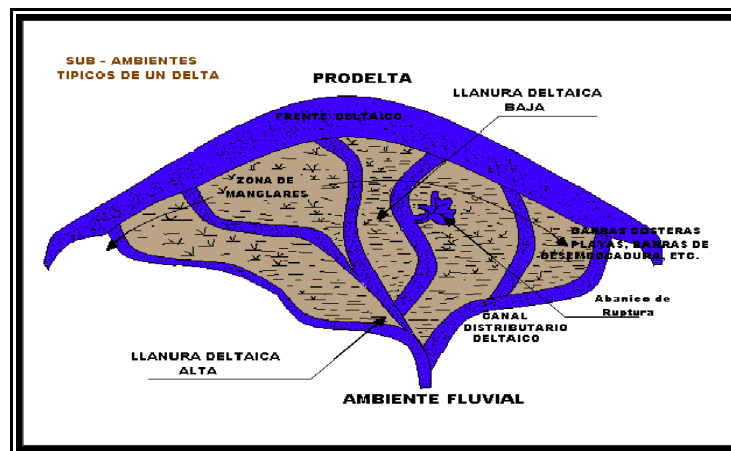


Figura 2.5. Medios Sedimentarios de un Delta [6].

Llanura Deltaica

Es una extensión plana y pantanosa cortada por canales distributores, en la cual se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones. El proceso sedimentario en este subambiente lo constituye el



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

material fino procedente de las inundaciones, más el aporte de material arenoso llevado hasta allí, bajo la forma de abanicos de rotura (Figura 2.5).

Canales Distributarios

Tienen una profundidad de 5 a 20 metros, y transportan arena como carga de fondo hasta el mar. El material es más limpio hacia el eje del canal y alterna con material fino hacia sus márgenes, donde finalmente termina en contacto con las capas de limo y arcilla de la llanura deltaica.

Frente Deltaico y Prodelta

El frente deltaico consiste de una zona costera somera la cual cubre en forma de franjas al plano deltaico. La mayoría de los sedimentos transportados en los distributarios se acumulan en su desembocadura y forman las barras de desembocadura. Las barras de desembocadura pueden formar buenos yacimientos, sin embargo su tamaño, geometría y patrones de facies internas varían considerablemente de acuerdo al tipo y energía de los procesos costeros y al volumen de flujo del río.

El prodelta constituye la parte más externa y profunda del delta. La sedimentación está caracterizada por depósitos finos (limonitas y arcillas) con carácter marino del frente deltaico hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla marina (Figura 2.5). El prodelta forma la base del edificio deltaico y descansa sobre la plataforma continental, está caracterizado por una energía (olas, corrientes) muy débil, y solo se depositan las arcillas llevadas por suspensión desde los distributarios. El depósito es arcilloso, con nódulos de siderita. Como estructuras sedimentarias presentan laminaciones paralelas, ya sean texturales, de color, y raras laminaciones debidas a ripples de corriente en los limos. Muchas veces estas laminaciones quedan parcial o totalmente destruidas por la bioturbación ^[6].



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Los principales reservorios de hidrocarburos en los deltas son las arenas de los canales distributarios y de las barras de desembocaduras, siendo las últimas generalmente más arcillosas y de menor calidad.

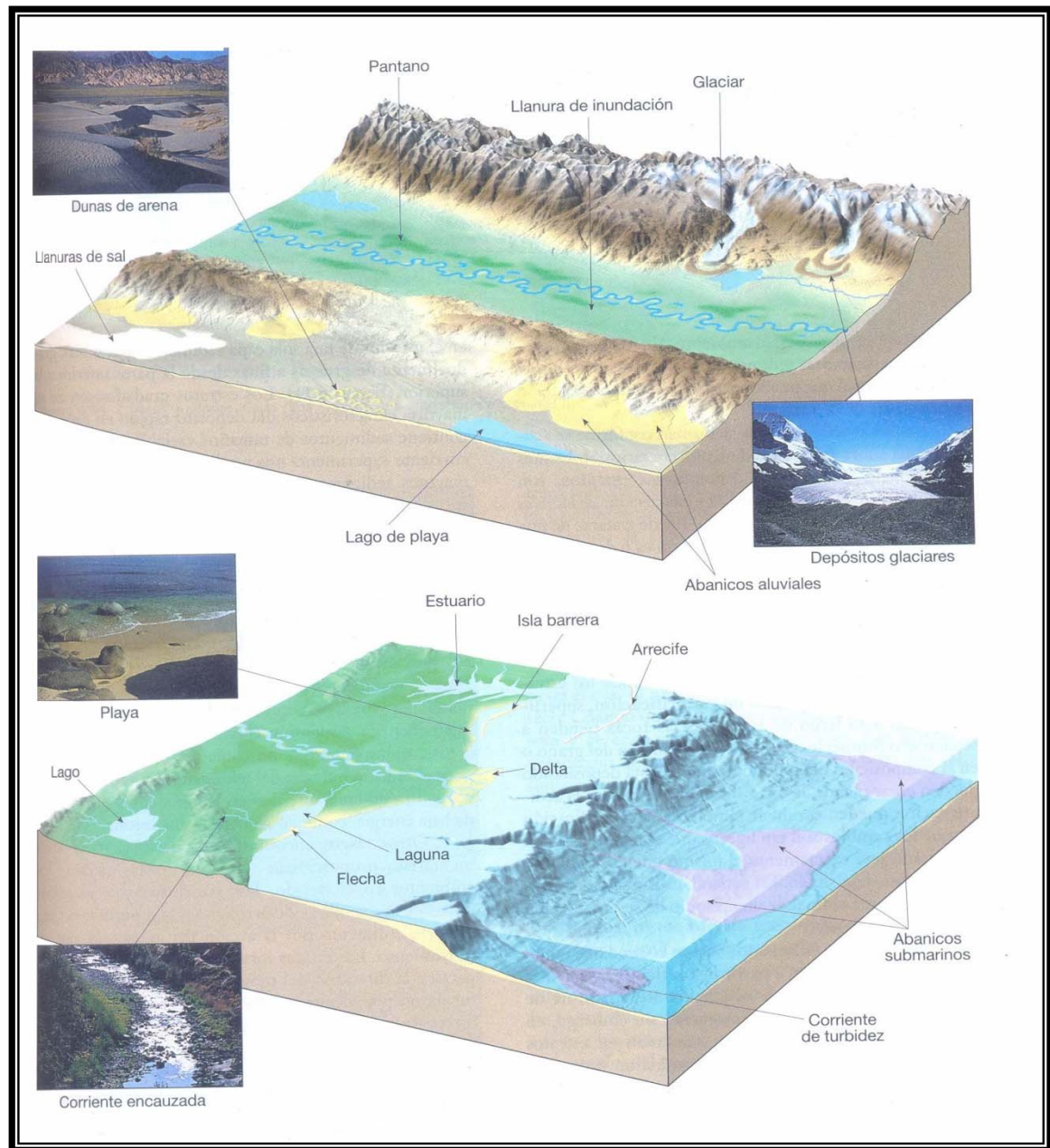


Figura 2.6, Tipos de Ambientes Sedimentarios ^[4].



2.2.2.- Perforación de pozos

Es la operación mediante la cual se tiene acceso a los yacimientos de petróleo, con la finalidad de extraer los crudos. El objetivo de la perforación es la construcción de un hoyo que comunique la superficie con las secciones del subsuelo donde se encuentre el petróleo. Actualmente, el método de perforación de uso actual es la perforación rotatoria.

2.2.2.1.- Fluidos de Perforación

Estos fluidos son utilizados en las labores de construcción de un pozo. Dicho fluido posee características físicas y químicas apropiadas, este puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además, estable a las temperaturas. El propósito fundamental de fluido es ayudar a hacer rápida y segura la perforación, mediante el cumplimiento de ciertas funciones ^[7].

2.2.2.2.- Funciones de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación son considerados como la vida de los pozos por ello sus funciones son vitales entre ellas se tienen las siguientes:

- Remover y transportar el ripio del fondo del hoyo o pozo hacia la superficie.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable.
- Mantener en suspensión, el ripio y el material densificante cuando se interrumpe la circulación.



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

- Soportar, por flotación, parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento, durante su inserción en el hoyo.
- Mantener en sitio y estabilizada las paredes del hoyo, evitando derrumbes.
- Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas.
- Transmitir potencia hidráulica a la barrena.

2.2.2.3.- Clasificación de los Fluidos de Perforación

La clasificación más común de los fluidos de perforación está basada en la constitución de la fase continua de su formulación. Clasificándolos de este modo en tres tipos:

- **Fluidos base agua:** La fase continua es agua. Ellos se clasifican de acuerdo a la salinidad del agua: salada o fresca. La fase dispersa puede contener gases, líquidos o sólidos. Cuando se usa gas en una gran proporción son llamados aireados. Se utilizan gases como oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono, hidrógeno. También se usan aceites para la fase dispersa formando emulsiones. La fase sólida pueden ser arcillas y material densificante como barita.

- **Fluidos base aceite:** La fase continua de estos fluidos es aceite. Comúnmente, pueden contener agua como fase dispersa en una proporción desde 5 % hasta 50 %. La fase sólida puede ser esencialmente idéntica a los fluidos base agua. También se utilizan fluidos 100% aceite. Estos fluidos se utilizan particularmente en zonas sensibles al agua y con elevadas temperaturas. Existen además fluidos base aceites aireados.



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

- **Fluidos de Emulsión Inversa:** Son aquellos que están basados en una emulsión donde el agua es la fase dispersa y el aceite la fase continúa. El agua no se mezcla con el aceite pero permanece suspendida formando pequeñas gotas ^[7].

2.2.2.4.- Propiedades Básicas de los Fluidos de Perforación

Durante la perforación de un pozo es de suma importancia el control de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación para que el mismo cumpla con sus funciones y trabaje eficazmente. Entre estas propiedades podemos nombrar:

- **Densidad del fluido:** Peso por unidad de volumen. Generalmente se le da el nombre de peso del fluido y está expresado en libras por galón. La prevención y control del influjo de fluidos desde la formación al pozo, permite que el proceso de perforación sea llevado a cabo de una forma segura. El peso o densidad del fluido debe ser suficiente para contener el o los fluidos de la formación, pero su valor no debe ser demasiado alto como para fracturar la formación y originar pérdidas de circulación.

- **Viscosidad:** Resistencia interna que ofrece un fluido a fluir. Para las mediciones de viscosidad se emplea el embudo Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo medido.

- **Viscosidad Plástica (Vp):** Resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el fluido. Existen tres formas de controlar la concentración de los sólidos perforados: Dilución, sedimentación y control mecánico de los mismos.



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

- **Punto Cedente (Pc):** Resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del fluido, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del fluido. Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como sal, cemento o Anhidrita, pueden provocar la floculación de la Arcilla.

- **Fuerza de gel:** El fluido de perforación debe poseer características tixotrópicas que le permitan desarrollar una estructura de gel rígida o semi-rígida durante períodos de reposo, con la finalidad de poder cumplir con las funciones primordiales del fluido de perforación como lo es la suspensión de sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería. La aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantáneos. Cuando ambos valores de gel son elevados se está en presencia de floculación. Altas resistencias de gel pueden causar graves problemas como: retención de aire o gas en el fluido, presiones excesivas al romper circulación después de un viaje, reducción de velocidad de sedimentación de sólidos en superficie, efecto de suabeo o succión al sacar tubería, efecto de pistón al meter tubería e imposibilidad de correr registros eléctricos ^[8].

2.2.3.- Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación es la pérdida del lodo hacia las formaciones expuestas en el pozo. El flujo de lodo hacia la formación implica que hay menos lodo volviendo a la línea de descarga que el que se bombeo o bien que no hay retorno. La reducción de flujo en el anular por arriba de la pérdida puede causar muchos problemas. Los recortes se pueden acumular en la zona de baja velocidad y caer al fondo cuando se detiene el bombeo. La



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

menor velocidad en el anular disminuye la capacidad de acarreo del lodo. Como consecuencia de la acumulación de recortes se puede originar un aprisionamiento de tubería o la pérdida del pozo.

2.2.3.1.- Causas de la Pérdida de Circulación

Para que se pierda lodo hacia la formación se necesitan dos factores:

1. Los orificios en las formaciones deben ser tres veces más grandes que la mayor de las partículas existentes en el lodo.
2. La presión debida al lodo debe ser superior a la presión de la formación.

Las formaciones que típicamente se caracterizan por tener orificios suficientemente grandes como para permitir pérdida de circulación son: formaciones no consolidadas o sumamente permeables, fracturas naturales, zonas cavernosas o con cavidades y fracturas inducidas. Las formaciones no consolidadas, varían en su permeabilidad (la capacidad de un fluido de moverse a través de una formación). Los estudios demuestran que una permeabilidad muy grande es necesaria para que una formación tome lodo.

Una razón importante para evitar esa pérdida de lodo en la parte alta del pozo, es que esas formaciones no-consolidadas se lavan fácilmente y pueden formar una cavidad que puede derrumbarse por la sobrecarga y por el peso del equipo. Fallas, grietas y fisuras se producen en cualquier formación como resultado de las tensiones naturales de la tierra. Las zonas cavernosas están asociadas con calizas y formaciones volcánicas. En la caliza, las cavidades se originan por el flujo continuo de agua natural, que disuelve parte de la roca matriz ("leeching"). Cuando se penetran estas formaciones, se puede producir una rápida pérdida de lodo debido a la interconexión y gran capacidad de las cavernas ^[8].



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

La presión del lodo excede a la presión de formación en casi todas las perforaciones. Una práctica aceptada consiste en mantener la presión hidrostática de la columna a un nivel más elevado que la presión de la formación. Esto evita los desprendimientos de lutita y evita también que los fluidos de la formación entren al pozo ^[8].

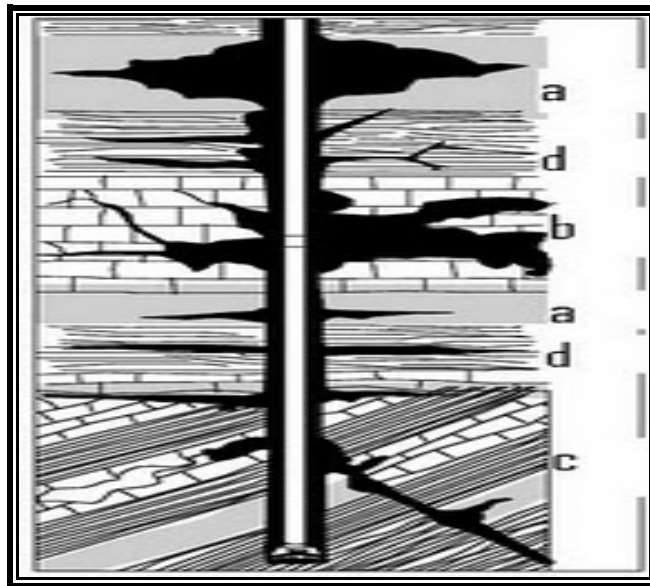


Figura 2.7. Secciones de Pérdidas de Circulación ^[16].

Donde:

- a: Arena no consolidada y Grava de alta permeabilidad.
- b: Zona cavernosa o fisuradas en carbonato (caliza o dolomita).
- c: Fracturas naturales, fallas y zona de transición en carbonatos o lutitas duras.
- d: Fracturas inducidas por exceso de presión.

2.2.3.2.- Detección de la Pérdida de Circulación

Las pérdidas de circulación pueden suceder bien sea perforando y/o viajando (sacando y/o metiendo tubería). Los factores siguientes deben tenerse en cuenta para detectar el momento en que ocurre una pérdida de circulación ^[9].



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

a) Perforando: al observar parámetros tales como: disminución del flujo en líneas de retorno, reducción del nivel de los tanques de lodo (gradual, parcial o total), disminución de la presión de la bomba con aumento de las emboladas, disminución del anular al parar las bombas o aumento en el peso de la sarta.

b) Sacando tubería: las pérdidas de circulación, en este caso, se evidencian porque el pozo toma más de lo normal, es decir, el volumen de lodo real tomado por el pozo es mayor al volumen teórico calculado.

c) Metiendo tubería: la señal de pérdidas en esta operación aparece cuando el pozo desplaza menos de lo normal, o sea, al volumen teórico calculado.

Guías generales para reconocer los diferentes tipos de pérdidas de circulación:

- **Formaciones permeables de poca profundidad:** las pérdidas pueden alcanzar entre el 10 % y 100 % del volumen que se está circulando en el hoyo. Si se obtiene retornos, lo más probable es que el hoyo permanezca lleno con el fluido mientras se detenga el bombeo, pero el nivel va a descender lentamente con el hoyo estático. Si se intenta arrancar la circulación, para reiniciar la perforación, posiblemente las pérdidas se incrementen. A veces un período de espera entre 12 – 16 horas puede mejorar la situación.
- **Fracturas Naturales:** Las pérdidas son repentinas y en general en el orden del 90 al 100 % del volumen que se está circulando, sin haber detectado indicativos previos de pérdidas. En estos casos, no se detecta una disminución del peso de la sarta, mientras que el hoyo, normalmente, no puede ser llenado en condiciones estáticas. En



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

ciertos casos, se logra llenar el hoyo con agua dulce y/o diesel. Si se trata de restablecer la circulación, sin alguna acción tendente a solucionar el problema, resultará en mayores volúmenes perdidos. Las fracturas naturales generalmente se ubican a profundidades de medias a bajas y cercanas a áreas tectónicas.

- **Cavernas y Cavidades de Disolución:** Es el tipo de pérdida más fácil de reconocer, ya que generalmente se trata de pérdidas repentinas y completas acompañadas por una pérdida de peso sobre la mecha y sobre la sarta. Generalmente, la mecha cae varios pies antes de encontrar la formación otra vez. Regularmente, no es posible tratar de llenar la caverna con lodo.
- **Fracturas Inducidas:** Las pérdidas pueden ser lentas, moderadas o completas y pueden suscitarse a cualquier profundidad. La mayoría de las fracturas inducidas ocurren durante las conexiones o las maniobras son consecuencia de velocidades excesivas de la sarta. Es posible también causar estas fracturas en caso de estar controlando una arremetida. Para prevenir este tipo de pérdida es importante tener información exacta sobre la presión de poros, gradiente de fracturas, hidráulica del lodo, densidad equivalente de circulación y la velocidad de la sarta durante las maniobras.

2.2.3.3.- Medidas Preventivas de la Pérdida de Circulación

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la formación.

- a) **Seleccionar los puntos de colocación de la tubería de revestimiento en la zona de transición:** Colocar la tubería de revestimiento



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

en la zona apropiada, de manera que el gradiente de fractura de la formación en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento sea suficiente para soportar el cabezal hidrostático de los fluidos más pesados que son requeridos para balancear las presiones en las formaciones subyacentes.

b) **Minimizar las presiones de fondo:** mantener una densidad de fluido para controlar las presiones en el fondo del pozo. Esto permite obtener velocidades máximas de penetración y presiones mínimas de circulación

- El movimiento de la tubería no debería exceder las velocidades críticas durante los viajes.
- Una Velocidad de Penetración (ROP) muy alta aumenta la carga de recortes en el espacio anular, produciendo un aumento en la Densidad Equivalente de Circulación (DEC).
- El arranque o parada demasiado rápido de las bombas de fluido puede causar aumentos bruscos de la presión.
- Mantener presiones de bomba capaces de remover los recortes hechos por la mecha y conservar adecuadas propiedades de flujo de fluido en el anular. Esto reducirá las presiones de circulación y evitará el ensanchamiento del hoyo.
- Lograr que la viscosidad y las resistencias de gel se encuentren dentro un rango mínimo requerido que servirá de soporte al material densificante y a los recortes; asegurará una buena limpieza del hoyo, minimizar la DEC.
- Realizar pruebas de integridad de presión después de perforar 10 a 20 pies por debajo de cada zapata del revestimiento. Esto con la finalidad de verificar la cementación y encontrar el gradiente de fractura de la formación adyacente.
- Controlar los sólidos perforados al nivel más bajo posible y añadir el tratamiento apropiado para minimizar la acumulación del revoque.



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

- Aplicar medidas correctivas contra el embolamiento de la barrena, los portamechas, los estabilizadores o las juntas de tubería de perforación reduce la luz del espacio libre anular.

c) **Tratar previamente el fluido con materiales de pérdida de circulación:** pre-tratar el fluido de perforación con materiales antipérdida únicamente si se conoce con certeza que así se evitará la pérdida. No tratar el fluido previamente si solamente se supone que se evitará la pérdida de circulación.

2.2.4.- Presión Hidrostática

Es la presión causada por el peso (densidad) de la columna estática de fluido, que puede ser líquido, gaseoso o complejo, sobre cualquier punto de un pozo. La presión hidrostática es independiente del tamaño superficial y de la forma de la masa de fluido; a cualquier profundidad es igual en todas las direcciones.

La presión hidrostática es la principal fuente de presión del pozo. La condición ideal sería mantener la presión hidrostática igual a las presiones de formación. Esto ejerce un efecto positivo sobre la velocidad de penetración y evita el aprisionamiento diferencial de la sarta ^[8]. Puede ser calculada matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$Ph \text{ (psi)} = 0,052 \times DI \times TVD \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

DI= Densidad del fluido poral (lb/gal)

TVD= Profundidad vertical verdadera de interés (pies)



2.2.5.- Presión de Poros

La presión de poro de la formación es la presión ofrecida por los fluidos contenidos en los poros de la roca. En otros términos, se define como la sumatoria de las fuerzas generadas por la matriz de la formación y por los fluidos que contienen esa matriz, con relación a un punto determinado en la formación. El gradiente de presión poral es afectado por la concentración de sal en la densidad de fluido de la columna. Los gradientes típicos son los siguientes:

Tabla 2.1. Gradientes de Presión de Algunos Fluidos.

Fluido	Densidad (lb/gal)	Gradiente de Presión (psi/pie)
Agua dulce	8,335	0,433
Agua de mar	8,55	0,444
✓ Agua salada (100.000 ppm)	8,95	0,465
Agua salada saturada (10 lb/gal)	10,0	0,520
Lodo de 16 lb/gal	16,0	0,832

2.2.6.- Presión de Sobrecarga

La sobrecarga es el volumen y el peso de todas las formaciones y todos los fluidos ubicados encima de una formación determinada. El esfuerzo total impuesto por la sobrecarga sobre una formación subsuperficial se llama presión geostática, presión litostática o presión total de sobrecarga.

La presión de sobrecarga es igual a la presión total del peso de los sedimentos, más la presión del peso de los fluidos que existen encima de una formación determinada y que deben ser soportados mecánicamente por la formación. Como las densidades aparentes de los sedimentos varían según la ubicación y la profundidad debido a la compactación, se usa



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

generalmente una densidad aparente de 144 lb/pie^3 ($19,25 \text{ lb/gal}$ o Gravedad Específica de 2,3); por lo tanto, el gradiente geostático o de sobrecarga es de 1 psi/pie ($0,23 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$).

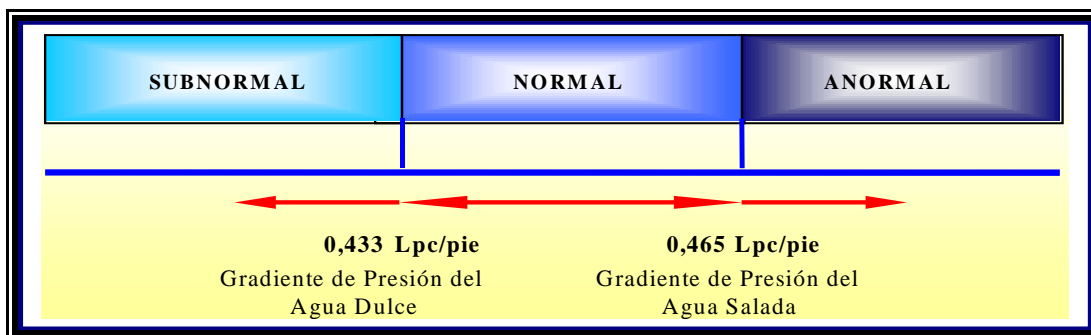


Figura. 2.8. Gradiente de Presión ^[3].

2.2.7.- Presión Normal

Una formación presurizada normalmente tiene una presión poral igual a la presión hidrostática del agua poral. Como se perforan muchos más pozos en sedimentos caracterizados por agua salada de $8,95 \text{ lb/gal}$, a los efectos de esta discusión, se considera que un gradiente de presión normal es de $0,465 \text{ psi/pie}$. Cualquier desviación del ambiente de presión hidrostática normal será considerada anormal. Las presiones altas se llaman geopresiones o sobrepresiones. Las presiones bajas se llaman subpresiones.

Tabla 2.2. Valores Normales de Presión de Poros en Diferentes Zonas

LUGAR	VALORES NORMALES DE PRESIÓN DE POROS	
	Lpc/pie	Lpg
Oeste de Texas	0.433	8,33
Golfo de México	0,465	9,00
Agua Dulce	0,433	8,33
Mar del Norte	0,452	8,70
Norte de Monagas	0,440	8,46



2.2.8.- Presión Anormal

Existe presión anormal de formación cuando el valor de la presión de poro es mayor que la del gradiente hidrostático normal de la zona; esto se debe a que la estructura de la formación de la roca se ve modificada; es decir, los granos no soportan la presión que les corresponderían por el peso de las capas superiores y el fluido presente tendría que soportar la presión propia por efecto de la profundidad y una presión adicional que le transmite el material sólido.

Las presiones anormalmente altas son comunes y pueden causar problemas graves en la perforación. Estas caracterizan las zonas que tienen presiones porales mayores que la presión hidrostática normal de los fluidos porales. La cantidad de sobrepresión anormal que se desarrolla depende de la estructura y del ambiente deposicional geológico.

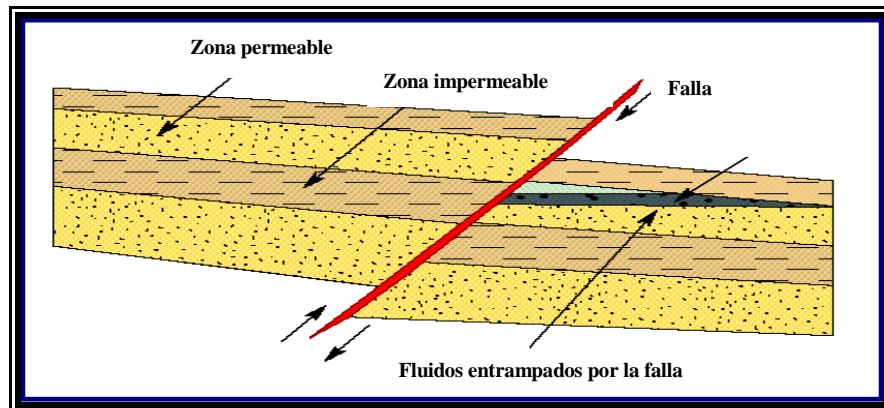


Figura 2.9. Sobrepresión por Presencia de Falla ^[15].

2.2.9.- Presiones Subnormales

Las presiones subnormales (bajas) son encontradas en zonas donde las presiones porales son más bajas que la presión hidrostática normal. Los Problemas graves de pérdida de circulación ocurren en estas zonas dependiendo del tipo de lodo en la perforación. Las condiciones de presión



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

subnormal suelen ocurrir cuando la elevación de la superficie de un pozo es mucho más alta que el nivel del mar.

2.2.10.- Presión de Fractura

La presión de fractura es la cantidad de presión necesaria para deformar permanentemente (fallar o separar) la estructura rocosa de la formación. Superar la presión de formación generalmente no es suficiente para causar una fractura. Si el fluido poral no está libre de movimiento entonces una fractura o deformación pueden ocurrir.

2.2.4.- Descripción de los Modelos Geológicos

2.2.4.1.- Modelo geológico

Consiste en la representación bidimensional o tridimensional de un volumen de rocas. Este puede representar la litología, mineralización, alteración u otro tipo de característica geológica del macizo rocoso. Es una parte fundamental en el procedimiento de estimación de reservas de un depósito ^[11].

2.2.4.2.- Modelo Estructural

El objetivo de este proceso es definir la orientación y la geometría de los elementos estructurales del área de estudio, el cual se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos (discordancias y superficie de máxima inundación), los cuales han sido previamente interpretados de registros de pozos, análisis sedimentológicos y bioestratigráficos de muestras de canal y pared. El modelo estructural es el marco de trabajo grueso del yacimiento consistente de dos elementos primarios, las superficies limítrofes y las fallas ^[10].



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

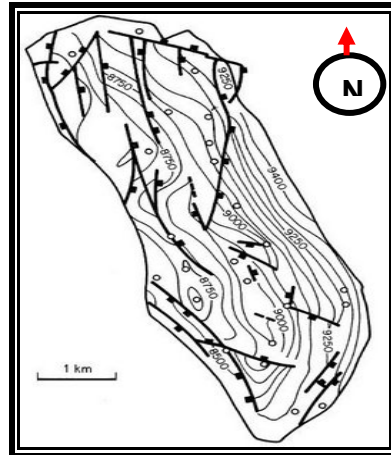


Figura 2.10. Mapa Estructural Isópaco ^[10].

Secciones estructurales

Puede definirse como una sección vertical o perfil interpretativo de la superficie terrestre, para cuya realización se utilizan los datos obtenidos del mapa geológico. Es decir, un corte geológico es la interpretación de la información geológica disponible de una zona, representada en un corte o sección ^[11].

2.2.4.3.- Modelo Estratigráfico

Muestra la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico. En el estratigráfico se individualizan intervalos en los registros y se determina la distribución de los mismos.

El estudio se inicia con la identificación de la línea de tiempo a partir de la correlación de los registros de pozos. El objetivo de hacer secciones estratigráficas es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Al realizar un buen mallado de secciones estratigráficas se obtiene las relaciones verticales entre



CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

las unidades para predecir movilidad de los fluidos, permitiéndonos determinar donde hay o no, separación vertical, y así a través del uso de diferentes secciones, determinar las áreas de comunicación entre unidades y realizar los respectivos mapas de comunicación de una unidad, con la que está por encima o por debajo ^[10].

Secciones estratigráficas

Son columnas estratigráficas para el estudio completo de un sector como una cuenca. Pueden ser: secciones estratigráfica simple, donde solo hay un corte y secciones estratigráficas compuestas, las cuales presentan al menos 2 cortes cercanos que tengan algún nivel en común, pueden ser locales o regionales. Una sección estratigráfica, de forma amplia, es el establecimiento de la sucesión de los estratos atendiendo, sobre todo, a sus aspectos litológicos y faunísticos.

2.2.4.4.- 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. 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 ^[10].



En este capítulo se plantean los procedimientos metodológicos que se llevaron a cabo con la finalidad de darle solución a las exigencias planteadas por los objetivos de la investigación:

3.1.- TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación según Cerro y Bervian (1989) se define como “una actividad encaminada a la solución de problemas. Su objetivo consiste en hallar respuesta a preguntas mediante el empleo de procesos científicos”. Desde el punto de vista netamente científico, la investigación es un proceso metódico y sistemático dirigido a la solución de problemas o preguntas científicas, mediante la producción de nuevos conocimientos, los cuales constituyen la solución o respuesta a tales interrogantes.

De acuerdo a la naturaleza del estudio de la investigación, reúne por su nivel las características de un estudio de tipo descriptivo y correlacionado, basándose en que los estudios de este tipo pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a los que se refieren; teniendo como fin primordial la descripción de los datos y características de la población o fenómeno en estudio, lo cual implica explorar, describir, explicar y proponer alternativas destinadas al desarrollo de los objetivos planteados.

3.2.- DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo a lo establecido por Fideas Arias (1998), el diseño de la investigación puede definirse como la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado.

Con la finalidad de alcanzar los objetivos y dar solución al problema planteado, durante el desarrollo de la investigación se emplearon datos



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

primarios recopilados de diversas fuentes, tales como: mapas geológicos, reportes finales, resumen de problemas operacionales, carpetas de archivos de pozos, núcleos y registros de pozos. Enmarcado en este sentido el estudio se realizó bajo el diseño de una investigación de campo con apoyo documental, la cual estuvo basada en la recolección de parámetros o datos directamente de la realidad donde se manifiestan los hechos (datos primarios), sin modificaciones de la misma ni manipulación de variables.

3.3.- ÁREA DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación está aplicada y desarrollada en el área de la Ingeniería de Petróleo, especialmente en el área de la ingeniería de Perforación, donde se determina la influencia del ambiente sedimentario en las pérdidas de circulación que presentaron los pozos perforados en el Campo Santa Rosa, mediante los análisis de núcleos e interpretación de los mapas de ambientes, lo cual se llevó a cabo haciendo visitas al departamento de operación y mantenimiento de taladros (OMT) perteneciente a PDVSA Servicios y con apoyo del departamento de subsuelo perteneciente a la Gerencia de Yacimientos.

3.4.- POBLACIÓN Y MUESTRA

3.4.1.- Población

La población o universo motivo de esta investigación está conformada por aquellos pozos que presentaron pérdidas de circulación durante su perforación en el Campo Santa Rosa, y representan casi la totalidad 90 % del total de los pozos perforados en el Campo Santa Rosa.

Tamayo y Tamayo (1992) en su libro Metodología de la Investigación acota que: “Una población está determinada por sus características definitorias. Por lo tanto, el conjunto de elementos que posea esta



característica se denomina población o universo. Población es la totalidad del fenómeno a estudiar, donde las unidades de población poseen una característica común, la que se estudia y da origen a los datos de la investigación”.

3.4.2.- Muestra

La muestra utilizada para el estudio está constituida por siete (7) pozos perforados en el Campo Santa Rosa durante el periodo 2008-2009, Para hacer un estudio más detallado se selecciona el pozo RG-0231 con sus registros de núcleos correspondientes para el análisis de características geológicas y litológicas y en la elaboración de las secciones estructurales se toma en cuenta la información suministrada solo por los pozos perforados en el periodo 2008-2009, también se incluyen pozos que presenten pérdidas en periodos anteriores.

Para la determinación de la muestra y el posterior desarrollo de la investigación se tomaron en cuenta pozos con los siguientes criterios:

- Registraron pérdidas de Circulación durante su perforación.
- Perforados con parámetros controlados.
- Presencia de pérdidas de circulación en las arenas seleccionadas.

Según Morles (1994), se define la muestra de la investigación como:

“Un subconjunto representativo de un universo o población”

3.5.- PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.5.1.- Revisión Bibliográfica

Esta etapa consistió en la revisión de algunas bibliografías, así como también de diversos informes técnicos, revistas, presentaciones, manuales y tesis de



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

grado realizadas en el distrito, con la finalidad de obtener toda la información teórica referente a las pérdidas de circulación ocurridas en la formación durante la construcción de pozos y todos los aspectos asociados con las mismas, tales como: presiones de formación, causas, medidas preventivas, estructuras y formaciones en las cuales pueden ocurrir las pérdidas, entre otros aspectos considerados relevantes.

De igual modo se realizó un estudio de la geología de Venezuela y ambientes sedimentarios, mediante la consulta a diversas bibliografías entre las que destacan la de Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolífera de González de Juana, Léxico Estratigráfico de Venezuela, facies clásticas de Alfonsí, Atlas Wireline Services paleoambientes y estructuras, entre otros.

3.5.2.- Recopilación de la Información

La segunda fase del trabajo fue la recopilación de la información disponible referente a los pozos perforados durante el periodo 2008-2009 en el Campo Santa Rosa, la adquisición de la información referente a las operaciones de perforación de los pozos del campo se realizó a partir de las carpetas de pozo del Campo Santa Rosa, los sumarios de operación de los pozos, puntos de presión, los reportes diarios de perforación de los pozos perforados. La información requerida para el estudio fue la siguiente:

a) Datos de perforación:

- Profundidad de la pérdida de circulación durante la perforación del pozo.
- Diámetro del hoyo perforado que presentó la fuga del lodo hacia la formación.
- Volumen total de lodo perdido hacia las formaciones perforadas.
- Densidad usada para perforar la formación que presentó la pérdida.



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

- Densidad corregida para controlar la pérdida del lodo una vez presentada.
- Píldoras utilizadas para controlar la pérdida de circulación.
- Rata de penetración de la mecha.
- Pozos vecinos cercanos.
- Duración de la perforación.
- Problemas asociados a la pérdida de circulación durante la perforación.

b) Datos de lodos de perforación:

- Fase de la perforación
- Tipo de lodo
- Densidad
- Profundidad.
- Caudal

c) Registro direccional (Survey)

- Profundidad medida.
- Profundidad vertical verdadera.
- Miembro o Formación correspondiente a esa profundidad.
- Inclinación.
- Azimut.
- Coordenadas de superficie y fondo.

d) Datos adicionales:

- Columna estratigráfica.
- Descripción litológica (MASTERLOG).
- Topes estratigráficos.



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

- Registros triples combos (Gamma Ray, Resistividad ILD-ILM, Conductividad CILD, DENSIDAD-NEUTRÓN).
- Registros de imagen (CBIL, UBI, OBMI).
- Núcleos de pozo.
- Modelos estáticos de las formaciones problemas.
- Presiones de formación.
- Estratigrafía del Campo Santa Rosa.
- Mapas oficiales de las formaciones.
- Mapa base del Campo Santa Rosa.
- Datos petrofísicos de las formaciones del Campo.

3.5.3.- Análisis de las Características Geológicas y Litológicas de las Formaciones en Estudio.

Para el análisis de las características de las formaciones se procede previamente al estudio y revisión de los registros de operaciones de los pozos perforados en los cuales ocurrieron pérdidas de circulación para reconocer en cuales formaciones y a que profundidades se detectaron las pérdidas de circulación; luego se confirman con los topes estratigráficos del Campo Santa Rosa las arenas con pérdidas y sus profundidades.

3.5.3.1.- Análisis de los Registros y Núcleos de los Pozos que presentaron problemas de pérdida de circulación durante la perforación.

Para realizar el estudio, la información de registros de pozos requeridas fue la siguiente: Registros en MD a escala 1:200 de Inducción, Gamma Ray (GR), Densidad/Neutrón, Microlog, Sónico, Masterlog y Registros de Imagen correlacionados. En esta etapa se realiza la verificación de las correlaciones con la finalidad de validar los topes y bases estratigráficos de las arenas seleccionadas para el estudio. Además de ubicar para cada pozo:



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

Coordenadas U.T.M de superficie, la elevación de la mesa rotaria (EMR), características litológicas, resistivas y conductivas de las arenas que presentaron la problemática.

Se realizó el estudio de los Masterlog con el fin de calificar y cuantificar propiedades de roca que permitió hacer una descripción detallada de las arenas, en la que resalta la litología donde se describen el tipo o tipos de rocas que se encuentran presentes en las formaciones.

Se procedió a llevar a cabo el análisis de los núcleos existentes para identificar cuerpos sedimentarios con perfiles eléctricos; para ello se pudo contar con el Informe Final de Bioestratigrafía y Sedimentología del pozo RG-231, donde se muestran los resultados bioestratigráficos pertenecientes al Campo Santa Rosa y en él se obtuvieron como resultados edades y paleoambientes de todas las arenas que penetró el pozo.

3.5.4.- Identificación de las Profundidades y Niveles de Pérdidas de Circulación en los Pozos en Estudio.

3.5.4.1.- Estudio y Análisis de la Información Recolectada

Se realizó un estudio a los pozos que presentaron pérdidas de circulación durante su perforación en el Campo Santa Rosa, para obtener las formaciones que presentaron problemas de Pérdida de Circulación y las respectivas profundidades a las cuales ocurrieron las mismas.

El método desarrollado para el análisis se basó en organizar la información recopilada a través del programa DIMS 32, referente a las pérdidas de circulación durante la perforación de los pozos en el área, en base a lo cual se procedió a elaborar una base de datos para los pozos que presentaron pérdidas de lodo durante la etapa de perforación, en la cual se encuentra tabulado para cada pozo lo siguiente (Tabla 3.1):


Tabla 3.1. Información de la Base de Datos

Nombre del Pozo	Barriles perdidos
Tipo de Pozo	Formaciones con pérdidas de lodo
Localización del pozo	Profundidad de la pérdida de lodo
Tipo de lodo	Fase donde ocurrió la pérdida
Densidad de lodo	Tubería de revestimiento por fase

3.5.4.2.- Validación de la información recolectada

Posteriormente se llevó a cabo la validación de toda la información recolectada, a través del estudio de las carpetas (Post-Morten) de cada uno de los pozos, de las cuales se revisaron los siguientes aspectos: reportes operacionales, diario de perforación, reportes geológicos, programas de perforación y completación, minutas de perforación y los topes estratigráficos; lo cual se realizó para obtener una data más precisa de cada uno de los parámetros estudiados en los pozos: RG-0280, RG-0281, RG-0282, RG-0283, RG-0284, RG-0285 y RG-0286 del campo Santa Rosa.

Se realizó una segunda fase de validación, la cual se basó en la verificación de las arenas donde ocurrieron las pérdidas de circulación, mediante análisis de los registros triple combo (GR, ILD-CILD y DENSIDAD-NEUTRÓN), conjuntamente con el geólogo de operaciones de los pozos estudiados, realizando la revisión de los topes estratigráficos se logró construir la columna estratigráfica atravesada en el área y se corrigieron las profundidades de las formaciones problemas.

Con la finalidad de conocer el grado de depletación de las arenas que presentaron pérdidas de circulación se llevó a cabo el estudio de las



presiones de poro, mediante la revisión de los puntos de presión tomados en cada uno de los pozos objeto de estudio. En vista que no todas las arenas poseen los valores de presión, fue necesario estimarlas realizando una correlación con puntos de presión, RFT o FMT tomados actualmente en pozos vecinos más cercanos.

Para verificar el balance de presiones en la formación se procedió a calcular los valores de presión hidrostática, presión de sobrecarga y presión de fractura, para cada una de las arenas a las diversas profundidades donde se registraron las pérdidas, haciendo uso de una hoja de cálculo en Excel que se encuentra en el apéndice B, la cual se construyó empleando una serie de datos recolectados que permitieron aplicar las ecuaciones respectivas para la estimación de las presiones.

3.5.4.3.- Estimación de las Presiones de Formación

El cálculo de las presiones de la formación (presión de poro, presión hidrostática, presión de sobrecarga y presión de fractura), constituye uno de los principales eslabones necesarios en el estudio del balance de presiones en el pozo. Se realizó el cálculo de estas cuatro (4) presiones para cada una de las arenas que presentaron problemas de pérdidas de circulación, mediante el empleo de las ecuaciones respectivas que fueron plasmadas en una hoja de cálculo en Excel, el procedimiento utilizado fue el siguiente:

- Se obtuvieron las presiones de poro por medio de los puntos de presión tomados en cada uno de los pozos, en los casos que no se poseía esta información se procedió a calcular la presión de poro mediante la siguiente ecuación:

$$P_P = \sigma_{P*}[TVD] \quad \text{Ec, 3. 1}$$

Donde:



P_p : Presión de poro

σ_p : Gradiente de presión del fluido ($\sigma_{p\text{agua}} = 0.433\text{psi/pie}$)

$\sigma_{p\text{hidrocarburo}} = (0.020 - 0.384) \text{psi/pies}$

TVD: Profundidad vertical verdadera

▪ Se determinó la presión hidrostática a cada una de las profundidades en las cuales fueron registradas las pérdidas de circulación en las arenas estudiadas, por medio de la siguiente ecuación:

$$P_H = 0.052 * \rho_{\text{fluido}} * TVD \quad \text{Ec, 3. 2}$$

Donde:

HP = Presión Hidrostática. (psi),

ρ_{fluido} = Densidad promedio del fluido. (lbs/gal),

TVD = Profundidad Vertical Verdadera (ft)

▪ Se calculó la presión de sobrecarga a partir de los valores de densidad de matriz, obtenidos de los archivos.las de los registros de densidad (Rhob), mediante la integración del registro en toda la columna del pozo, aplicando la siguiente ecuación:

$$P_s = 0.052 * \rho_{\text{matriz}} * TVD \quad \text{Ec, 3. 3}$$

Donde:

P_s = Presión de Sobrecarga (psi),

ρ_{matriz} = Densidad de volumen de la formación (lbs/galon)



TVD = Profundidad Vertical Verdadera (ft)

▪ Posteriormente se procedió a realizar el cálculo de la presión de fractura de la formación, utilizando el método de Matthews y Kelly mediante la siguiente correlación:

$$P_f = \left[(P_p) + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) * (P_s - P_p) \right] \quad \text{Ec, 3. 4}$$

Donde:

P_f = Presión de fractura (psi),

P_s = Presión de sobrecarga (psi)

P_p = Presión de poro (psi),

$\frac{\nu}{1-\nu}$: Relación de Poisson

El valor de la relación de Poisson de acuerdo a estudios geotécnicos realizados en el Campo Santa Rosa es de 0.6.

Finalmente se compararon los resultados obtenidos para cada una de las formaciones y profundidades a las cuales ocurrieron las pérdidas de circulación, y de este modo se logró verificar si existía un balance entre las presiones de la formación.

Una vez calculadas todas las presiones y determinados los datos necesarios se procedió a la elaboración de una base de datos completa, en la cual se excluyeron los pozos que no presentaron pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa para el periodo estudiado.


Tabla 3.2. Información de la Base de Datos Definitiva

Nombre del Pozo	Profundidad de la pérdida en MD
Duración de la perforación	Profundidad de la pérdida en TVD
Localización	Pozos vecinos
Arenas	Distancia en metros de pozos vecinos
Yacimiento	Densidad de la matriz
Tipo de fluido del yacimiento	Relación de Poisson
Barriles perdidos	Presión de poro
% BIs perdidos por pozos	Presión hidrostática
Tipo de lodo	Presión de sobrecarga
Densidad del lodo	Presión de fractura
Fase donde ocurrió la pérdida	

3.5.5.- Elaboración de las Secciones Estructurales y Estratigráficas con la Herramienta Open Works en las Arenas de Interés.

El objetivo de la construcción de secciones estratigráficas y estructurales, consiste en llevar a cabo la correlación geológica que permita la identificación de unidades estratigráficas o estructurales que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica, con el fin de observar la continuidad y comportamiento lateral de las facies en una secuencia sedimentaria conociendo así la geometría del yacimiento. A través de la correlación identificamos topes y bases estratigráficas, profundidad y salto de falla, litología, profundidad y espesor de las zonas de hidrocarburos.

**3.5.5.1.- Correlación Geológica**

Este método consiste en ubicar los diferentes pozos uno al lado del otro, utilizando un espaciado regular, manteniendo un nivel de referencia guía o nivel base para alinear los pozos y seguidamente aplicar la correlación litoestratigráfica, la cual se basa en buscar la similitud entre marcadores lutíticos, los cuales se siguieron para observar su continuidad lateral y la conectividad entre las diferentes arenas y así determinar los topes estructurales de los intervalos a evaluar.

Para realizar la correlación se tomaron los registros de Potencial Espontaneo (SP), Gamma Ray (GR), Inducción y/o Electrical Inducción Log, a escala 1:200; de los pozos pertenecientes al Campo Santa Rosa, mediante el módulo Well Pix del programa GeoFrame se correlacionaron las arenas de interés para asegurar su continuidad (Figura 3.1).

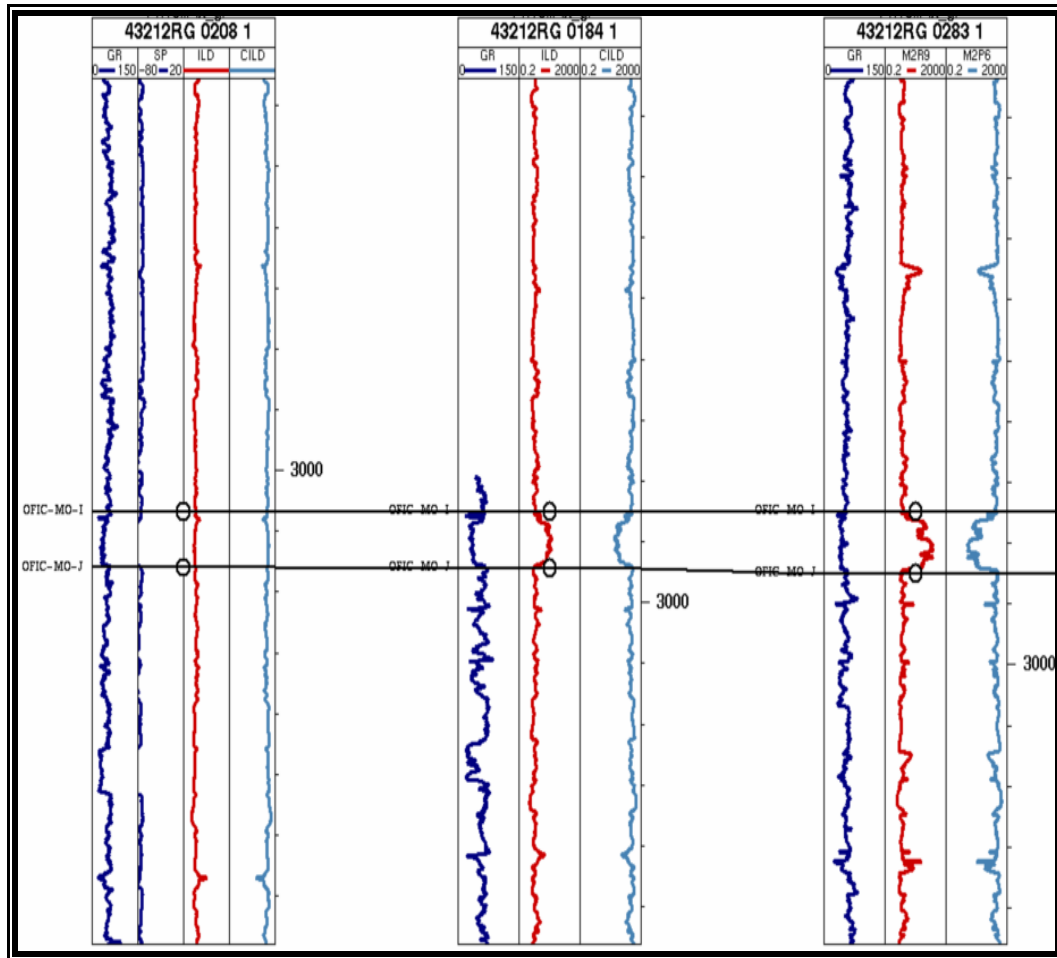


Figura 3.1. Ejemplo de la Correlación Geológica Realizada ^[13].

3.5.5.2.- Construcción del Área de Trabajo

El área de trabajo representa el conjunto de pozos del Campo Santa Rosa con los cuales se llevará a cabo la construcción de las secciones estratigráficas y estructurales, para ello se crean los mapas bases de las arenas en el módulo Basemap del programa GeoFrame, los cuales abarcan las secciones con sus respectivos pozos para cada formación.



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

a) Haber perforado las arenas MO-I, AM-A2, AM-F2 y ME-A, que resultaron ser las que mostraron mayores problemas de pérdidas de circulación para el periodo 2008-2009.

b) Presentaron problemas de pérdidas de circulación o estar ubicados cerca de otros pozos que presentaron pérdidas de circulación en las mencionadas arenas.

Tabla 3.3. Pozos Seleccionados para Elaborar las Secciones Estructurales y Estratigráficas

ARENAS	SECCIONES	POZOS QUE CONFORMAN LA SECCIÓN
MO-I	A-A'	152, 149, 60, 266, 247, 184, 283 204, 285, 18, 207,260
	C-C'	127, 209, 268, 200, 259, 267, 225, 107, 264, 3
	D-D'	146, 127, 104, 227, 218, 274, 188, 239, 212, 263, 273
	H-H'	208, 184, 283, 173, 225, 108, 239, 212, 216, 280, 194, 128
ME-A	B-B'	152, 149, 60, 211, 163, 283, 134, 210, 207
	H-H'	141, 43, 204, 173, 225, 108, 216, 281
AM-A2	A-A'	186, 227, 218, 39, 259, 173, 231, 269, 187, 285, 114, 191, 50, 175
	E-E'	186, 227, 218, 274, 108, 225, 271, 107, 256, 265, 164, 144, 10, 150
	J-J'	208, 184, 172, 231, 107, 271, 279, 195, 272, 166, 192
AM-F2	B-B'	78, 60, 266, 66, 208, 43, 228, 69, 270, 71, 286, 171, 49, 99
	D-D'	87, 117, 209, 39, 274, 188, 212, 263, 273, 3, 109, 206, 144, 10, 154
	H-H'	182, 208, 184, 173, 231, 225, 108, 212, 239, 216, 194, 4
	I-I'	67, 141, 43, 204, 242, 269, 210, 134, 279, 272

3.5.5.3.- Elaboración de Secciones Estratigráficas

La construcción de secciones estratigráficas se llevó a cabo para determinar la continuidad vertical y lateral de las arenas, ya que por medio de las



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

secciones se puede observar si las formaciones que tomaron el fluido de perforación corresponden al mismo lente arenoso o por el contrario se está en presencia de pérdidas de circulación en arenas que no se encuentran comunicadas hidráulicamente. Este es el primer paso para determinar si existe o no una correlación geológica entre las arenas problemas a lo largo del Campo Santa Rosa.

Para la determinación de la continuidad lateral de las arenas, se utilizó el software Geoframe de Schlumberger, mediante el módulo *Well Pix* inicialmente para verificar las correlaciones y realizar el estudio de las facies, posteriormente mediante la aplicación *Cross Section* tanto del programa *GeoFrame* como del software *Open Works*, se construyeron las secciones estratigráficas definitivas a ser presentadas .

Luego de seleccionar el conjunto de pozos que integraron las secciones estratigráficas se procedió a subdividir este grupo designando los pozos que formaron cada sección, mediante la aplicación *Basemap* (Figura 3.3), se selecciona la sección a construir y de este modo se despliega la ventana de la aplicación *Cross Section*, con el conjunto de pozos que conforman la sección. Para ello se tomará como ejemplo la sección A-A', perteneciente a la arena MORENO-I (MO-I) del Campo Santa Rosa, la cual se creó con los pozos RG-152, RG-149, RG-60, RG-266, RG-247, RG-184, RG- 283, RG-204, RG-285, RG-18, RG-207 y RG- 260.



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

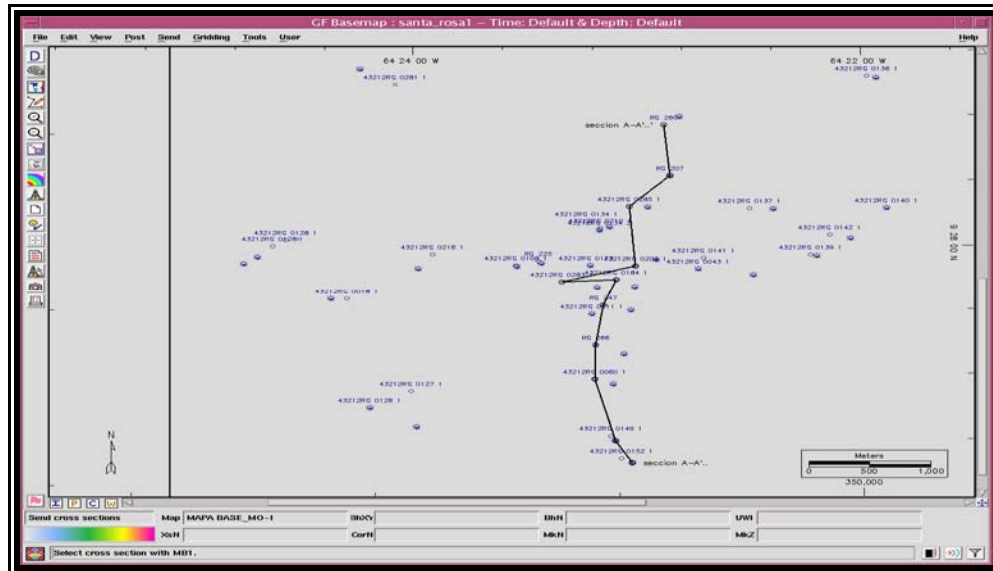


Figura 3.3. Selección de la Sección para Iniciar Cross Section (MO-I) ^[13].

El siguiente paso es la elaboración del *composite* del pozo con curvas, marcadores y escalas, una vez creado el mismo se le propaga al resto de los pozos que conforman la sección (Figura 3.4). Una vez realizado lo mencionado se despliega la ventana de *Cross Section* para proceder a construir la sección.

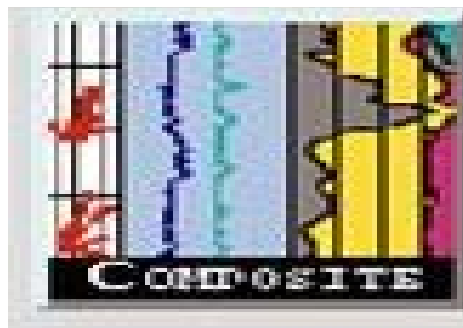


Figura 3.4. Ventana de Ingreso para la Creación del Composite del Pozo ^[13].

Se despliega el área de trabajo donde se muestran los pozos que formarán la sección estratigráfica con los parámetros cargados en el composite creado en el paso anterior (Figura 3.5).



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

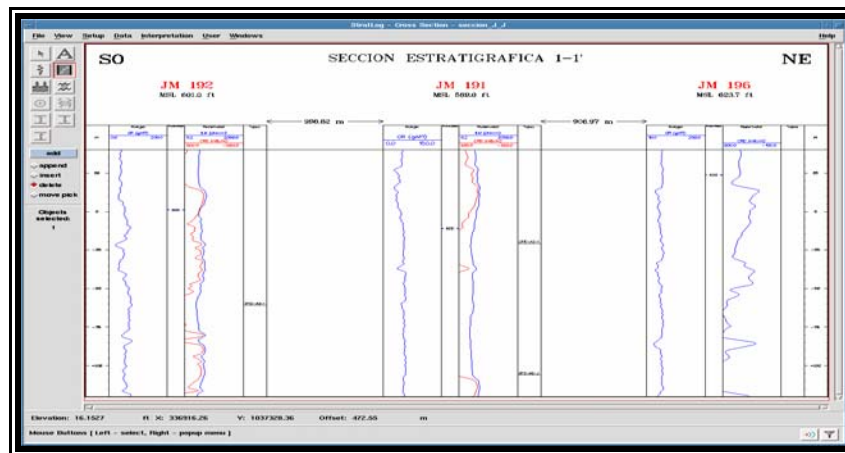


Figura. 3.5. Área de Trabajo para la Elaboración de la Sección ^[13].

Se procede a correlacionar las arenas de interés haciendo click en el botón tolos y luego *autotie marker*, se seleccionan las formaciones de interés y click en ok (Figura 3.6). Luego se horizontaliza la sección haciendo click en tolos y luego *flatten Section*, se selecciona la arena de donde se va a horizontalizar y ok (Figura 3.7). Una vez correlacionados los topes y las bases de la arena de interés a lo largo de toda la sección y horizontalizadas las mismas, se realiza una rigurosa y cuidadosa identificación de los lentes lutíticos y arenosos presentes en los distintos pozos de la sección para así determinar de esta manera su continuidad o extensión lateral, y por último una vez obtenida la certeza de que se trataba de la misma estructura se procede a la correlación de la misma a través de la sección estratigráfica (Figura 3.8).

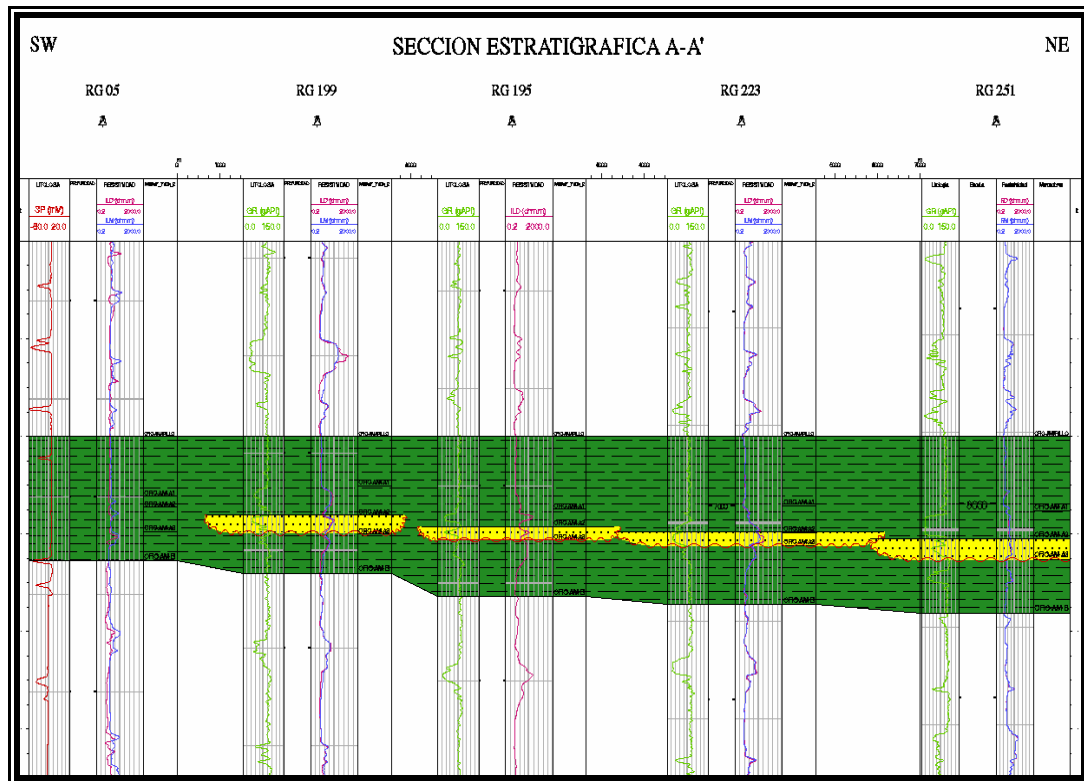


Figura 3.6. Sección Estratigráfica A-A' [14].

De esta forma se llevó a cabo la elaboración de treinta y seis (36) secciones estratigráficas que abarcan todos los pozos que atravesaron las arenas MO-I, AM-A2, AM-F2 y ME-A en el campo Santa Rosa, para lo cual se procedió a realizar el mallado en forma triangular en los mapas oficiales de las arenas seleccionadas, de este modo se obtuvieron una serie de secciones para cada una de las arenas. De las secciones elaboradas fueron seleccionadas trece (13) para realizar el estudio de las arenas. Las secciones se construyeron abarcando toda el área de estudio; dichas secciones se trazaron en dirección perpendicular y paralelas a la dirección de sedimentación y fueron montadas con la curva de rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad y conductividad según se tuviera información para cada pozo de la sección, se seleccionó como datum de referencia estratigráfico el tope de MO-I, el cual es un cuello lutítico este marcador se



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

encuentra presente en todos los registros; y abarca toda el área de estudio lo que facilitó la horizontalidad de los estratos, para la reconstrucción de cómo estaban dispuestos los sedimentos al momento de su deposición.

Para definir el modelo estratigráfico de la Formación Oficina en su nivel MO-I para el área de interés, se elaboraron un total de nueve (9) secciones estratigráficas abarcando toda el área en estudio, y fueron seleccionadas siete (7) (Figura 3.9), donde cuatro (4) de ellas fueron realizadas en sentido SE-NO, en el sentido de la sedimentación y tres (3) en sentido O-E con las cuales se analizaron las variaciones de espesor de la arena y la continuidad lateral de la misma a lo largo del yacimiento. De estas siete secciones elaboradas se seleccionaron para ser presentadas las secciones A-A', C-C', D-D' y H-H'.

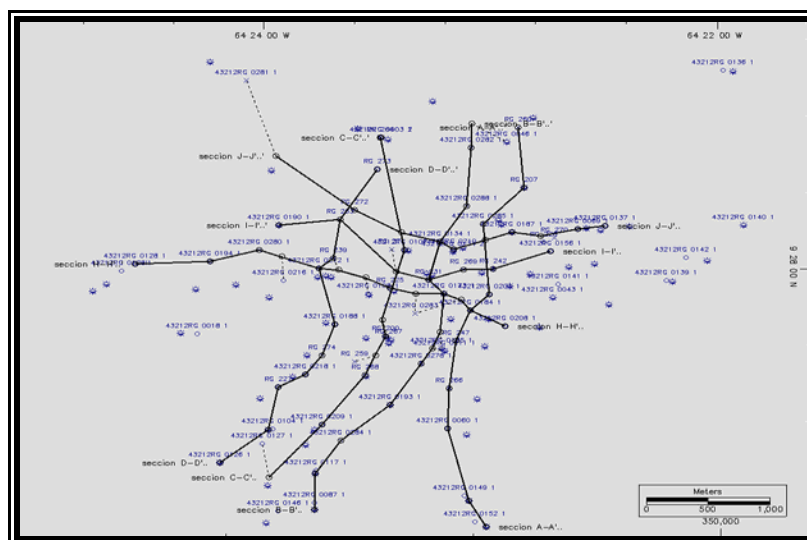


Figura 3.7. Mallado de Secciones MO-I [14].

Se llevó a cabo para la arena AM-F2, la construcción y selección de un total de nueve (9) secciones estratigráficas (Figura 3.10), cuatro (4) de ellas fueron realizadas en sentido SO-NE, paralelas a la dirección de sedimentación y cinco (5) en sentido O-E con las cuales se analizaron las



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

variaciones de espesor de la arena y la continuidad lateral de la misma a lo largo del yacimiento. De las nueve (9) secciones elaboradas se seleccionaron para su presentación las secciones: B-B', D-D', H-H' e I-I'.

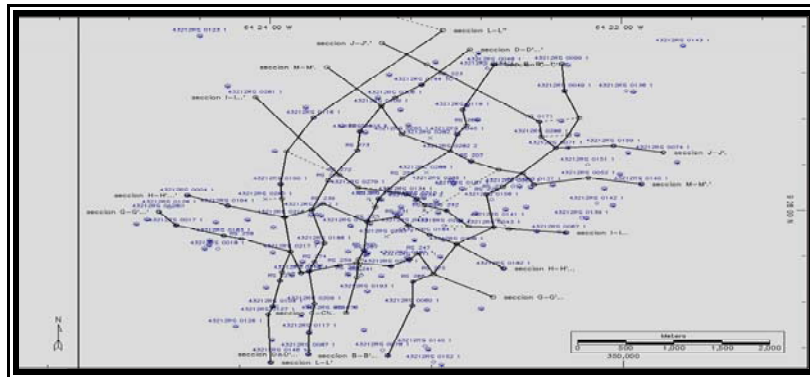


Figura 3.8. Mallado de Secciones Arena AM-F ^[14].

Se llevó a cabo la definición del modelo estratigráfico de la Formación Oficina en su nivel AM-A2 para el área de interés, mediante la elaboración de un total de nueve (9) secciones abarcando todo el área en estudio, de las cuales se eligieron cinco (5) secciones estratigráficas (Figura 3.11), cuatro (4) de ellas fueron realizadas en sentido SO-NE, paralelas a la dirección de sedimentación y una (1) en sentido O-E con las cuales se analizaron las variaciones de espesor de la arena y la continuidad lateral de la misma a lo largo del yacimiento. Se seleccionaron para su presentación las secciones A-A', E-E' y J-J'.



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

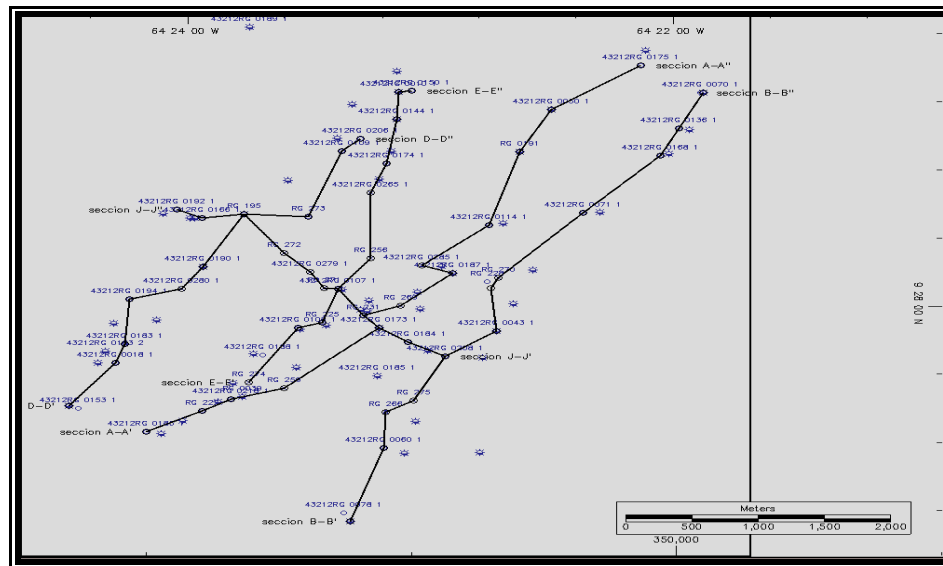


Figura 3.9. Mallado de Secciones Arena AM-A2 [14].

Posteriormente para definir el modelo estratigráfico de la Formación Oficina en su nivel ME-A para el área de interés, se elaboraron un total de nueve (9) secciones, de las cuales se seleccionaron dos (2) secciones estratigráficas para ser presentadas (Figura 3.10) las mismas abarcaron toda el área en estudio, una (1) de ellas se realizó en sentido SO-NE, paralelas a la dirección de sedimentación y una (1) en sentido O-E.

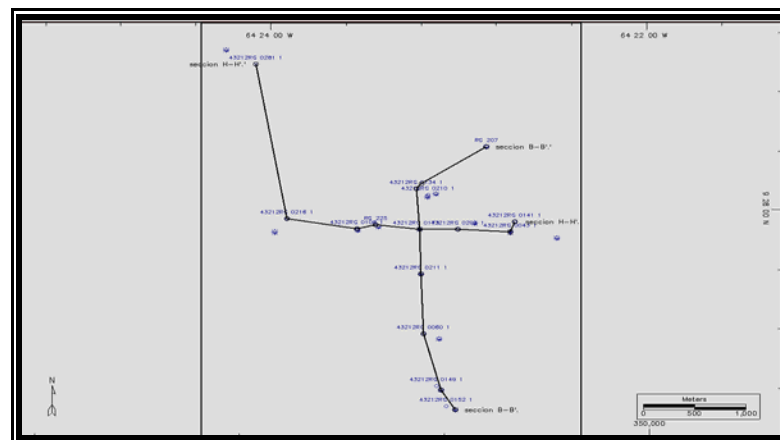


Figura 3.10. Mallado de Secciones Seleccionadas en la Arena ME-A [14].



3.5.5.4.- Construcción de Secciones Estructurales

Partiendo de las secciones estratigráficas elaboradas se procedió a colgar las secciones respecto a un valor numérico, es decir un datum de correlación referido al nivel del mar para construir de este modo las secciones estructurales que permitirán determinar las estructuras predominantes en las diferentes secciones para cada una de las arenas del campo Santa Rosa.

En las secciones estructurales se pueden observar las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos posteriores a su deposición. A diferencia de la sedimentación, la estructura es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, es decir, en general se conserva un alto grado de paralelismo entre los planos estratigráficos.

Se elaboraron trece (13) secciones estructurales a lo largo de los yacimientos MO-I, AM-A2, AM-F2 y ME-A, con la finalidad de comprobar la estructura dominante en los yacimientos y las fallas presentes en el campo Santa Rosa. Como “datum” de referencia clásico, se toma el nivel medio del mar, al cual se le asigna una profundidad cero (0) y a este nivel se deben referir todas las mediciones realizadas. Es necesario considerar que los valores de profundidad medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de mesa rotaria.

Para normalizar las profundidades medidas respecto al nivel del mar se procedió a restar la elevación del suelo y la mesa rotaria. Una vez normalizadas, se tomó un datum de referencia para ubicar los pozos a la misma altura y cercana a la ocurrencia de las capas de interés; esta sección se realizó bajo la aplicación Cross Section de los software geológicos GeoFrame y Open Works (Figura 3.11).

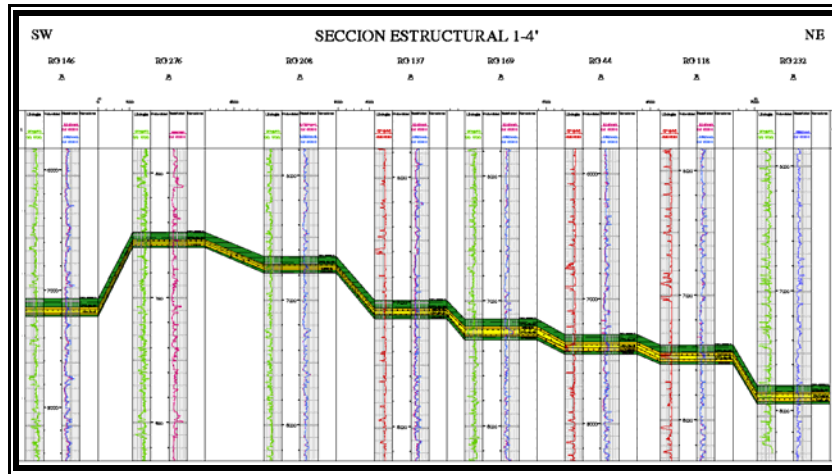


Figura 3.11. Ejemplo de una Sección Estructural ^[14].

3.5.5.5.- Elaboración del Mapa de Ambiente Sedimentario

Denominado también mapa de electrofacies, muestra la tendencia u orientación de los sub-ambientes sedimentarios de las facies correspondiente a la arena en estudio, el sitio donde se depositan los sedimentos es el objetivo principal en la elaboración de un mapa de paleoambiente, la cual se logra con la interpretación de cada electroforma plasmada en el mapa base del área, contorneando los cuerpos sedimentarios identificados y así obtener conjuntamente con la información obtenida de los núcleos, la descripción del ambiente sedimentario.

La elaboración fue de la siguiente manera: Utilizando las curvas de SP y Gamma Ray de las arenas a evaluar los registros se exportaron desde *Open Works* a *Sigemap* donde se procedió a colocar cada curva en su respectivo pozo en un mapa base del campo, interpretándose el ambiente y secuencia depositacional así como la dirección de los sedimentos, con la ayuda de los mapas de arena neta total de cada intervalo, una vez analizada de forma individual se procedió a elaborar el mapa de facies (Figura 3.12).



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

Luego se procedió a hacer la diferenciación entre las diversas respuestas que presentaban los registros para la identificación del cuerpo sedimentario, ya sea granocreciente (coarsening up) tipo barra o granodecreciente (fining up) tipo canal y las lutitas que se encuentran en las zonas marginales no tienen una respuesta definida de las curvas.

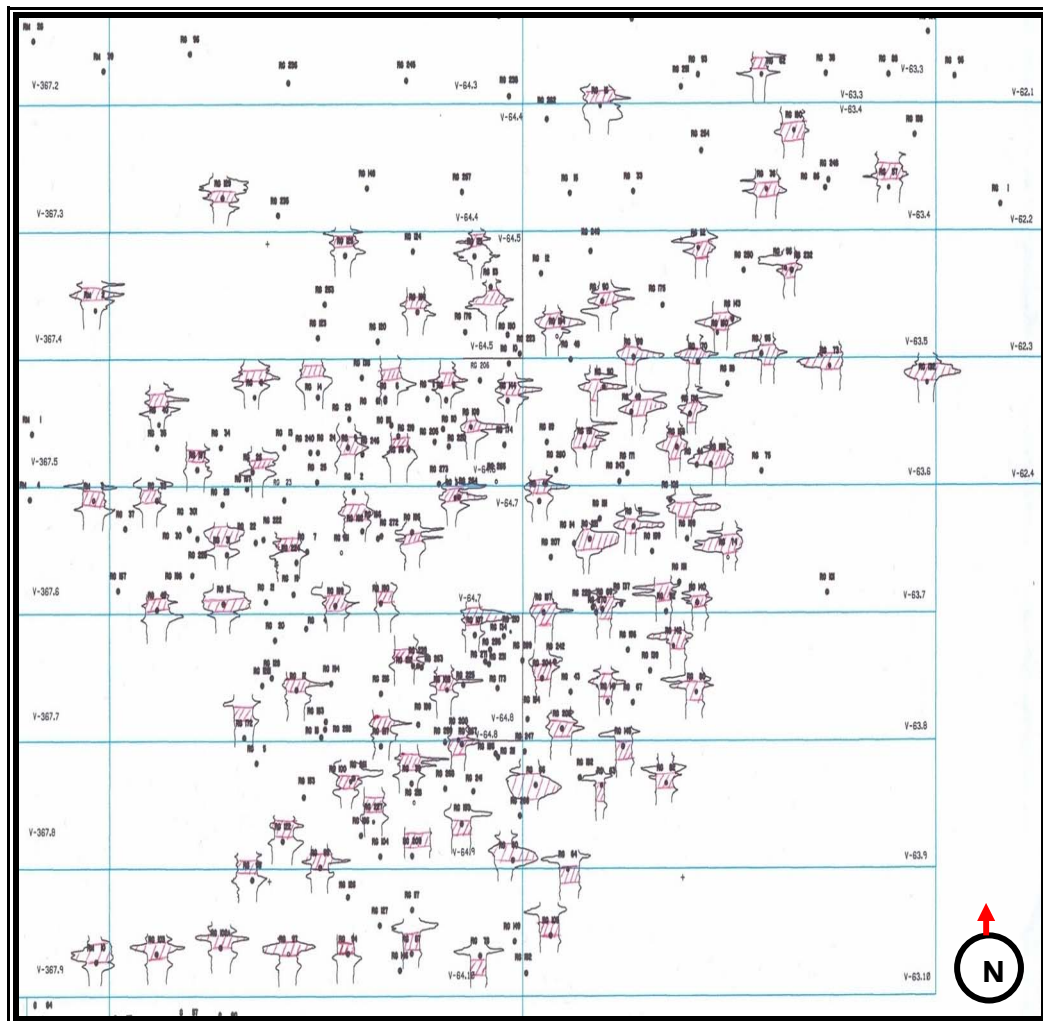


Figura 3.12. Mapa de Ambiente Sedimentario ^[17].



3.5.5.6.- Análisis e Interpretación de los Registros de Imagen

El estudio de los registros de imágenes permitió caracterizar deformaciones en las arenas tales como: fracturas naturales y fracturas inducidas. Estos registros son de gran utilidad para predecir la estabilidad de la perforación en formaciones no consolidadas; proveer detección, análisis y morfología de las fracturas naturales (parcialmente abiertas y cementadas); y definir el buzamiento estructural y la información estratigráfica de la formación.

Durante la interpretación de estos registros se trata de buscar en la imagen anomalías entre los valores de amplitud y tiempo de tránsito representada por una escala de colores que no sólo está en función de la litología, sino también de la presencia de fluidos así como del fracturamiento, porosidad y permeabilidad de la roca. Como fundamento en la interpretación de imágenes de pozo cabe mencionar que las señales ultrasónicas son codificadas con colores y transformadas bajo el siguiente criterio:

- Los eventos de alta amplitud se codificarán con colores claros.
- Los eventos de baja amplitud se codificarán con colores oscuros.

De manera tal que las arenas y calizas por ser rocas duras son de alta amplitud y se presentarán de color claro, mientras que las lutitas, carbones y limolitas, por ser rocas de baja amplitud se presentarán de color oscuro (Figura 3.13).

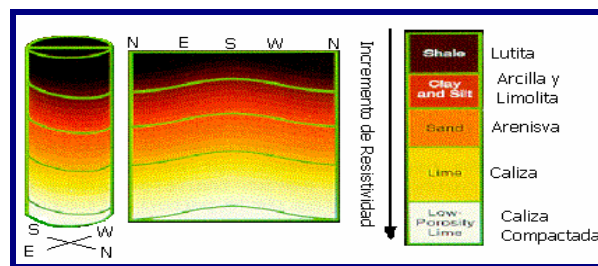


Figura 3.13. Código de Colores en el Registro de Imagen (UBI, CBIL, OBMI) ^[15].



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

Cuando los eventos sedimentarios y estructurales que no son estrictamente verticales u horizontales son interceptados por el pozo, aparecen como una elipse en las paredes. Dichas elipses reflejan la magnitud del buzamiento y la orientación de dichos eventos. Cuando las imágenes se despliegan en dos dimensiones, las elipses se convierten en sinusoides. El evento que genera la elipse al ser desarrollada produce un senoide cuyo punto de mínima inflexión indica la dirección del buzamiento (azimutal referida al norte) y la relación $C/Tang(A-B/Diámetro\ del\ hoyo)$ es igual al ángulo de inclinación (Figura 3.14). La amplitud de la senoide es directamente proporcional al ángulo de inclinación del evento. Una de las ventajas de la interpretación de imágenes de pozo es la observación del evento directamente sobre ella. Por lo tanto, el cálculo matemático de los parámetros direccionales se basa en la definición del plano mediante la selección de tres puntos (mínimo) sobre la senoide. Mientras más sinusoides se seleccionen, más validez estadística tendrá la interpretación.

En el análisis de las fracturas, resulta de fundamental importancia distinguir entre fracturas inducidas y naturales. Una fractura inducida por la perforación a profundidades mayores de 2.000 pies, normalmente aparece en las imágenes como una grieta vertical. Se trata de una fractura de extensión generada por los esfuerzos de la operación de perforación. Esta se forma a lo largo de la orientación de los esfuerzos máximos.

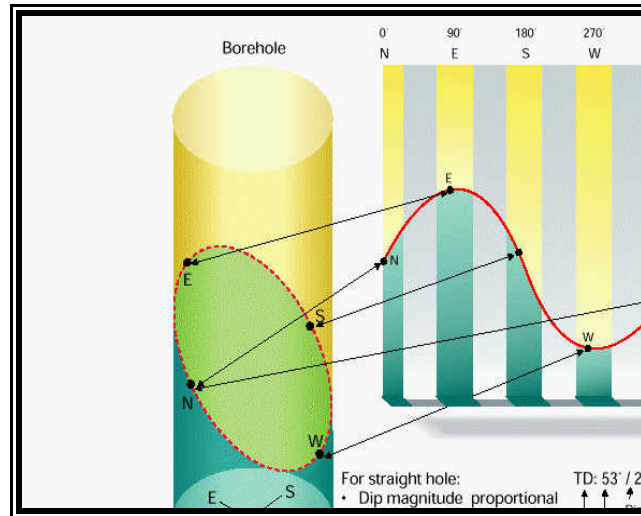


Figura 3.14. Representación Gráfica de la Técnica de Computación de los Buzamientos en el Registro de Imagen ^[15].

La amplitud de la sinusoides es directamente proporcional al ángulo de inclinación del evento. Una de las ventajas de la interpretación de imágenes de pozo es la observación del evento directamente sobre ella. Por lo tanto, el cálculo matemático de los parámetros direccionales se basa en la definición del plano mediante la selección de tres puntos (mínimo) sobre la sinusoides. Mientras más sinusoides se seleccionen, más validez estadística tendrá la interpretación.

3.5.5.7.- Descripción de las Herramientas Utilizadas

a) *DIMS FOR WINDOWS (Drilling Information Management System).*

Es un sistema de información que apoya a la Gerencia de Perforación, para manejar toda la información generada en un taladro durante un trabajo de construcción o rehabilitación (Figura 3.15).

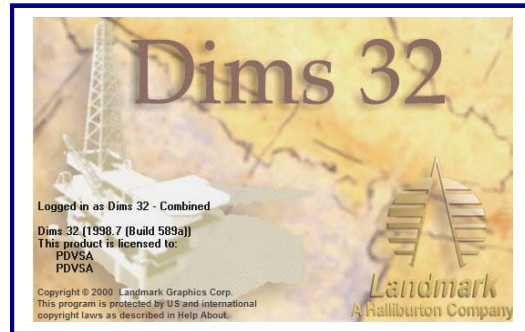


Figura 3.15. DIMS 32 DFW TM [16].

El DIMS proporciona información sobre perforación, completación y servicios al pozo dentro de una sola aplicación. Puede ser configurado para operar bajo todos los sistemas de medidas y múltiples idiomas. Como un completo wellsite basado en reportes de operaciones y un sistema de base de datos, puede prepararse para ser adaptado a cualquier campo o ambiente de operaciones, para facilitar los reportes operacionales y las consultas necesarias.

Mientras sus propiedades están siendo cargadas o modificadas, se puede obtener una información rápida de la historia del pozo por medio de este software. El usuario especifica qué datos se llevan de un informe a otro y el sistema proporciona la aprobación de estos datos, las entradas obligatorias y los rangos de valores.

El DIMS fue creado para reemplazar la antigua forma de guardar la información en archivadores o carpetas. Los problemas principales de tener la información de esta manera son:

- No todos los usuarios pueden acceder a la información al mismo momento.
- Durante el manejo de la carpeta alguna información importante se puede extraviar.



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

- Duplicidad de información.

Dentro de sus características principales se encuentran las siguientes:

- Soporta Sistemas de unidades API, Internacional y mezcla de ambos.
- Puede trabajar con cualquier base de datos ODBC.
- Genera e imprime los respectivos reportes
- Reúne toda la información concerniente a:
 - Perforación
 - Completación
 - Servicios a Pozos
- Permite Generar consultas de cualquier variable de toda la información

que maneja con lo cual se puede:

- Realizar seguimiento y control de costos
- Realizar seguimiento de tiempos
- Realizar diversas comparaciones
- Posee un módulo de comunicación directa Oficina-Taladro.
- Puede compartir la información con otras aplicaciones Landmark afines:
 - Wellplan
 - Profile
 - Compass

Dentro de los beneficios de DFW se encuentran los siguientes:

- Contiene el inventario de mechas
- Control de la tubería
- Maneja costos estimados y reales
- Inventario y consumos de los componentes para el lodo
- Detalle de las actividades diarias, con su clasificación
- Detalles de revestidores, cementaciones, completación, etc.
- Desviaciones del pozo

**b) GEOFRAME**

GeoFrame es la solución integrada de GeoQuest al crecimiento de la dificultad para descubrir y desarrollar reservas viables de petróleo y gas. GeoFrame ayuda a los geocientíficos e ingenieros con la interpretación de prospectos, buen planeamiento por proveer de eficiencia y productividad de una simple base de datos de proyecto a través de todo el ciclo de vida del prospecto. GeoFrame es un software creado por Schlumberger, que permite llevar a cabo el manejo de información de forma rápida requerida para aumentar la productividad y calidad en la toma de decisiones de los profesionales de exploración y producción apoyándose en el uso eficiente y efectivo de la información.

Gracias a una base de datos única para cada proyecto GeoFrame, todos los intérpretes, Geólogos, Geofísicos, Petrofísicos e Ingenieros pueden tener acceso a los mismos datos y aplicaciones. GeoFrame simplifica la secuencia de tareas de los sectores de exploración y Producción (E & P) y al mismo tiempo estimula el trabajo en equipo con lo cual se reduce el tiempo del ciclo de interpretación de datos.

El contenido de esta herramienta podemos resumirlo de la manera siguiente:

a) Manejo del proyecto (*PROJECT MANAGEMENT*): Es el lugar en el cual se hace acceso al programa y por ende a todas las aplicaciones, crear o borrar proyectos, realizar back up, definir la estructura y los archivos del proyecto (Figura 3.2).



Figura 3.16. Ventana de Project Management de GeoFrame ^[13].

- b) Módulos de aplicación (APPLICATION MANAGER): Es la plataforma de lanzamiento para todos los principales módulos disponibles en la plataforma GeoFrame (Figura 3.17)



Figura 3.17. Ventana de Application Manager de GeoFrame ^[13].

Los módulos Geología, Petrofísica, Reservorio, Visualización, Sísmica, Uso Práctico, y Datos están disponibles desde catálogos y accesible con un



CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

clic. El Application Manager también incluye campos como: Versión, Proyecto, Usuarios de cuentas y Actividades. El campo Proyecto es simplemente el nombre del proyecto en el cual se está trabajando. El campo Actividad muestra las actividades corrientes. Una actividad es una colección de módulos que se han iniciado.

c) *GeoFrame (Interpretación Geológica)*: como parte del sistema integrado de caracterización de yacimientos de GeoFrame, GeoFrame Geología hace posible el aumento de la productividad y como consecuencia mejora su competitividad. *GeoFrame Geología* constituye una poderosa herramienta de aplicación integrada para el manejo de proyectos, análisis de registros, interpretación geológica, elaboración de mapas y visualización en tres dimensiones. Cuenta con un completo conjunto de herramientas para el manejo de proyectos, diseñados para permitir la reducción del tiempo necesario para la inicialización del proyecto, la carga de datos y el manejo del proyecto.

a) *Geology Office*: es uno de lo software que constituyen el ambiente integrado *GeoFrame*, cuya función principal es la obtención de secciones geológicas estructurales y/o estratigráficas, lo cual es posible con la carga de la información relativa a los pozos perforados en áreas de interés para la exploración y/o explotación de hidrocarburos (Figura 3.18).

Geology Office dispone de dos tipos principales de ventanas, la de despliegue gráfico y las pantallas o formas de trabajo no gráficas. Las formas de trabajo se utilizan en operaciones no gráficas que incluyen la creación, apertura, listado y edición de objetos, así como carga de data y definición de atributos.



Figura 3.18. Ventana de GeoFrame Geológica ^[13].

Las ventanas de despliegue gráfico se agrupan alrededor de cinco pantallas, cada una con su paleta de herramientas, asociadas a herramientas específicas de la aplicación. Este software es de mucha importancia porque nos ayuda a ver las secciones estratigráficas y estructurales de una manera diferente y podemos dibujarle los canales o barras a las diferentes secciones que lo puedan utilizar.

d) OPENWORKS

Es el más extenso sistema de manejo de datos (data management) usado en proyectos de exploración y producción en la industria del petróleo y gas. Ofrece a profesionales de E&P una gran gama de datos de campos petroleros en una base de datos sencilla. Al mismo tiempo, esta base de datos está enfocada específicamente en las necesidades de la comunidad geológica y geofísica. Los beneficios son grandes, por ejemplo, realiza flujos de trabajo de interpretaciones geofísicas, optimización de datos, sistemas de conversión cartográficas, mejora la integridad de sus datos, realiza la administración de datos, modelo de seguridad más flexible, soporta actualizaciones en tiempo real, integración de aplicaciones, entre otros.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Una vez desarrollada la metodología planteada y recolectada toda la información requerida, se procedió a realizar el análisis e interpretación de la data obtenida en las diferentes etapas del estudio, para esto se llevó a cabo la descripción por etapas de cada tópico para una mejor comprensión del alcance de la investigación desarrollada y así poder determinar la influencia del ambiente sedimentario en las pérdidas de circulación de los pozos del Campo Santa Rosa.

4.1.- Análisis de las Características Geológicas y Litológicas de las Formaciones con Pérdidas de Circulación.

Para el análisis de las formaciones se realizan dos actividades importantes como el estudio de las operaciones de perforación y la consulta a los registros y núcleos de los pozos con pérdidas de circulación. De todos los registros de operaciones consultados donde se reflejan pérdidas de circulación; se toman en cuenta solo el periodo 2008-2009 para el análisis de resultados.

4.1.1.- Estudio de las Actividades de Perforación de los Pozos Perforados Durante el Periodo de 2008-2009 en el Campo Santa Rosa.

Para el periodo 2008-2009 fueron perforados 7 pozos en el campo Santa Rosa que se observan en la Tabla 4.1; empleando las herramientas suministradas por el software DIMS, se llevó a cabo las consultas de las operaciones efectuadas en dichos pozos y mediante un estudio detallado de cada una de las operaciones reflejadas en los reportes se obtuvo un total de seis (6) pozos que presentaron problemas de pérdidas de circulación y solo uno (1) no reflejó este problema (Figura 4.1).



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Tabla 4.1. Pozos Perforados en el Periodo 2008-2009

POZO/LOCALIZACIÓN	DURACIÓN DE LA PERFORACIÓN	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RG-0280/RG-KW	06/03/08-05/06/08	Severa
RG-0281/RG-LH	05/06/08-25/09/08	Severa
RG-0282/RG-LF	25/09/08-22/12/08	Leve
RG-0283/RG-LL	27/12/2008-27/04/09	Severa
RG-0284/RG-LD	27/04/09-13/10/09	Sin pérdidas
RG-0285/RG-LM	17/10/09-18/03/10	Severa
RG-0286/RG-LN	15/12/09-23/03/10	Leve

Como se puede apreciar en la Figura 4.1 las pérdidas de circulación severas representan el 57 % del total de pozos analizados y las pérdidas leves un 29 %, es decir, que un número significativo de pozos experimento la problemática; ya que de los siete (7) pozos estudiados, seis (6) aparecen con reporte de pérdida de circulación lo que significa que casi la totalidad de los pozos examinados presentaron pérdidas del lodo en las arenas atravesadas durante su construcción.

Para los siete (7) pozos estudiados en el Campo Santa Rosa, existe un total de mil setecientos treinta y seis (1.736) reportes diarios de perforación, cuya consulta y análisis detallado permitió observar parámetros específicos que daban indicios de la existencia de pérdidas de circulación, tales como: disminución en los tanques de lodo, bombeo de píldoras MPC o MAP, bombeo de tapones de cemento, entre otros. La información recolectada permitió estimar la cantidad de barriles perdidos en cada uno de



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

los pozos, para lo cual se fueron contabilizando cada una de las disminuciones que experimentaron los tanques de lodo durante la perforación.

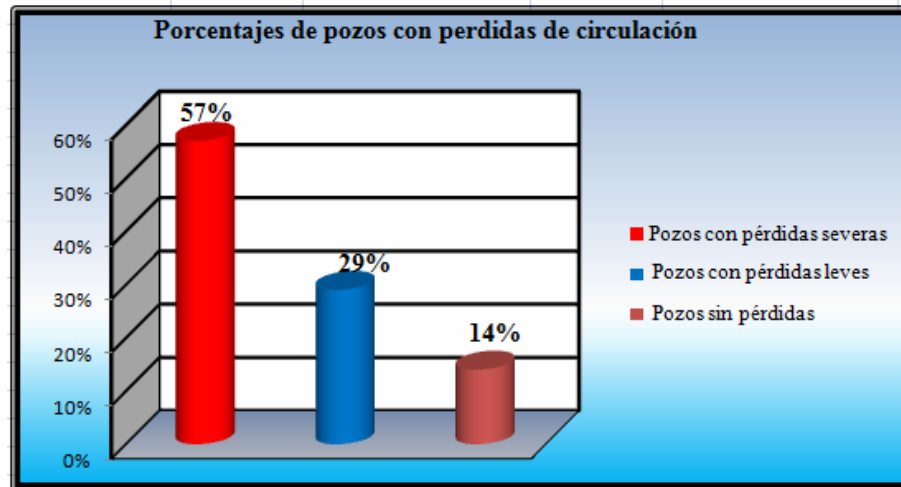


Figura 4.1. Porcentaje de los Pozos que Experimentaron Pérdidas de Circulación en el Periodo 2008-2009.

4.1.2.- Análisis de los registros y núcleos de los pozos que presentaron problemas de pérdida de circulación durante la perforación.

Datos de núcleos y perfiles han sido utilizados para definir las características de las formaciones que experimentaron las pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa. Se estudia los miembros pertenecientes a la formación Oficina como los miembros MO-I, AM-A2 y AM-F2 que solo poseen núcleos, por ende los resultados obtenidos para la arena ME-A perteneciente a la Formación Merecure no están soportados como resulta ser el caso del resto de las arenas.

4.1.2.1.- Núcleos de Pozo

a) Pozo RG-231 (núcleo de la arena MO-I)



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La interpretación del núcleo de la arena MO-I permite establecer que la geometría y distribución del yacimiento están controladas por la orientación del valle excavado, sobre una plataforma somera. El estudio de los registros litológicos demuestra que la arena Moreno-I presenta un espesor de aproximadamente 100 pies de arena petrolífera. Se observa que el intervalo de MO-I presenta un alto porcentaje de areniscas no consolidadas, con buena selección en su granulometría; mostrando altos valores de permeabilidad y porosidad, y características petrofísicas con porosidad de 28 % y permeabilidad de 2225 md; donde el intervalo inferior de la arena se caracteriza por un incremento de abundancia de microfósiles marinos, disminución de la abundancia de palinomorfos terrestres y ocurrencia de dinoflagelados estuarinos, en el intervalo superior se observa disminución de la abundancia de microfósiles marinos y aumento de la abundancia de palinomorfos terrestres (Figura 4.2).

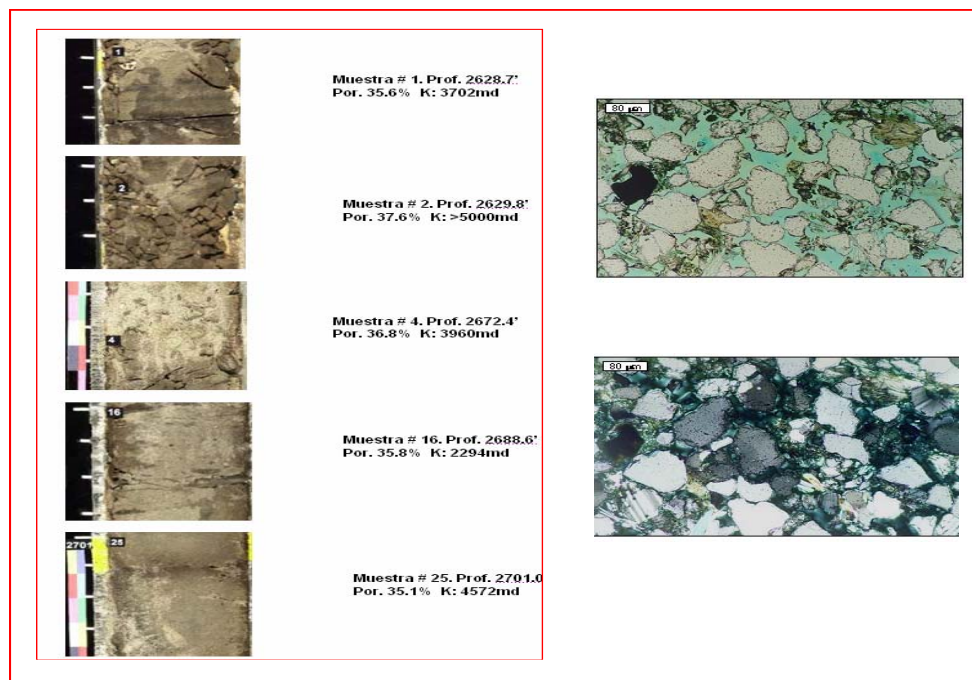


Figura 4.2. Núcleo MO-I ^[15].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

b) Pozo RG-3 (núcleo de la arena AM-A2)

Los análisis del núcleo del pozo RG-3 y la interpretación hecha a las electroformas que presentan las curvas de GR y SP, permitieron identificar que la arena AM-A2 consiste en una serie alternada de lutitas con areniscas de grano fino y medio, depositado en ambientes deltaicos y fluviales. Es una arena de poco espesor, situada entre lutitas que son marcadores regionales correspondientes a líneas de tiempo, producto de procesos transgresivos, ocurridos durante procesos de subida de nivel del mar que marcan posibles superficies de máxima inundación, las cuales limitan la secuencia sedimentaria. Estas lutitas marcadores están presentes en toda la extensión del yacimiento, formando excelentes sellos estratigráficos (Figura 4.2).



Figura 4.3. Núcleo AM-A2 ^[15].

Se caracteriza por presentar en el tope un paquete masivo de lutita gris oscuro, en parte negro, ocasionalmente gris claro; sub laminar a laminar, ligeramente en bloque; moderada compactación; carbonosa, ocasionalmente aspecto limoso, seguido de intercalaciones entre bloques de lutitas gris oscuro a negro, en ocasiones gris claro; sub laminar a laminar, en parte en bloque; moderada compactación y paquetes de arenisca blanquecina en parte gris claro y beige; grano fino; sub redondeado; buena selección;



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

cemento silíceo con fluorescencia orgánica pobre, color amarillo pálido, corte lento, en forma de aureola y lentes de carbón negro opaco, en bloque, moderadamente duro; quebradizo.

La arena AM-A2 tiene un espesor de 14 pies, una permeabilidad promedio de 208 md y una porosidad alrededor del 18 %; las permeabilidades más bajas y de menor porosidad, se encuentran hacia los límites del yacimiento, ya que en esta zona se encuentran los mayores contenidos de arcilla, lo que influye negativamente en la conectividad entre los pozos, mientras que en la parte central se localizan las zonas porosas y permeables de mejor potencial. Existe mucha variabilidad de esta propiedad dentro del yacimiento con valores en el orden de 50 md en los pozos cercanos a los límites, hasta valores alrededor de 250 md en los pozos ubicados en la parte central como se observa en la Figura 4.4.

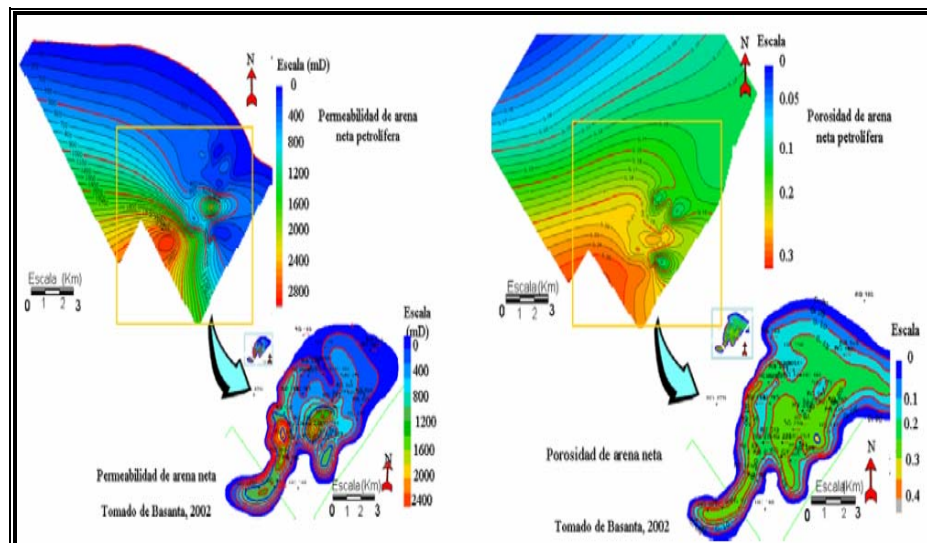


Figura 4.4. Porosidad y Permeabilidad de la Arena AM-A2 ^[15].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

c) Pozo RG-107 (núcleo de la arena AM-F2)

Los análisis del núcleo de la arena AM-F2 del pozo RG-107 que se observa en la figura 4.5, arrojan que la formación se caracteriza por poseer granos muy finos a finos, de color cristalino, gris claro, blanquecina, en parte marrón claro, grano fino a medio, subredondeado a subangular, regular a buena selección, matriz arcillosa, cemento silíceo, moderadamente consolidada, microcarbonosa. Presenta intercalaciones de carbón y fracturas horizontales y verticales en la parte media.



Figura 4.5. Núcleo AM-F2 ^[15].

4.1.2.2.- Registros o Perfiles de Pozos

a) Pozo RG-0282

La formación que presentó pérdida de circulación en este pozo fue la Moreno-I, la cual se caracteriza por la presencia en menor proporción de lutitas de color gris medio; moderadamente compacta a compacta; laminar en parte en bloque; ligeramente calcárea; inclusiones microcarbonosas. La Arenisca de color gris claro en parte beige, ocasionalmente marrón; moderadamente consolidada a poco consolidada, de grano fino a muy fino; redondeados; con una porosidad visual moderada; buena selección, abundante matriz arcillosa y cemento silicio, ocasionalmente, ligeramente calcáreo; inclusiones microcarbonosas y piríticas. Limolita gris claro;



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

moderadamente dura; en bloque. Se observó un lente de carbón negro a negro mate; poco duro; quebradizo; laminar (Figura 4.6).

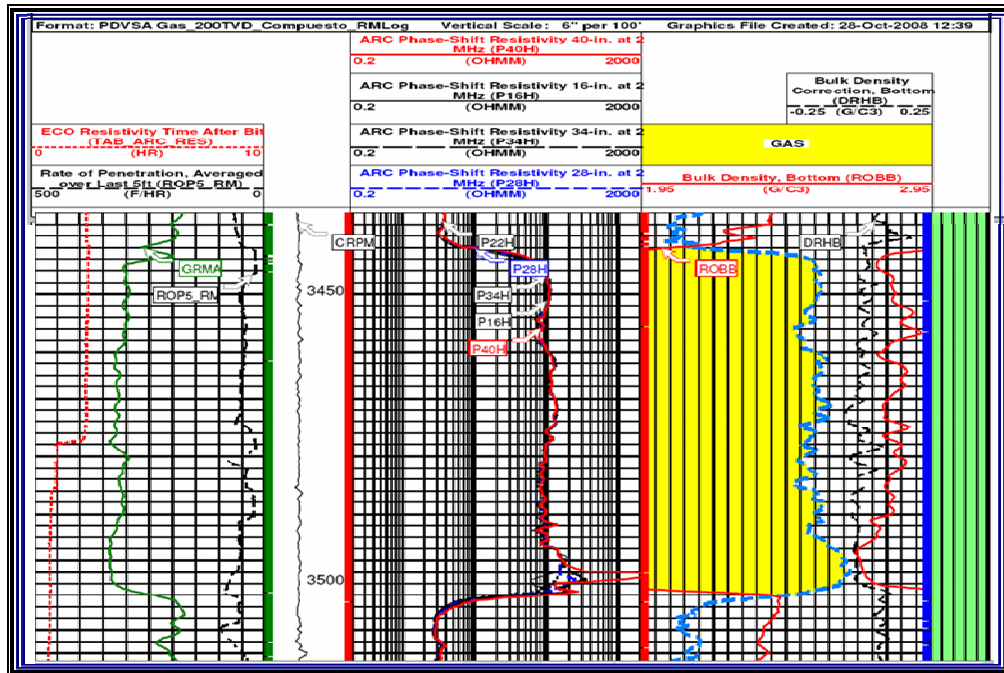


Figura 4.6. Intervalo de la Arena MO-I (RG-0282) [15].

b) Pozo RG-0284

En el pozo RG-0284 se observa para la arena Moreno-I una clara diferencia en lo que respecta a proporciones, en su litología predomina la Arenisca de color gris claro, moderadamente consolidada, de grano fino a medio, con una porosidad visual moderada, de grano redondeado, buena selección, matriz arcillosa y cemento silicio; Lutita gris oscuro a gris claro, moderadamente compacta a compacta, en bloque en parte laminar, ocasionalmente se observó arena cuarzo cristalino de forma suelta, de grano fino y redondeada. Los aportes de gas de este intervalo varían de 20-90, con un máximo de 280 Unidades, con corte de lodo 12.5 – 12.4 Lpg y densidad homogénea de



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Lutita de 2 – 2.3 gr/cm³. La arena posee un buen espesor de 199 pies y se observan muy buenas propiedades.

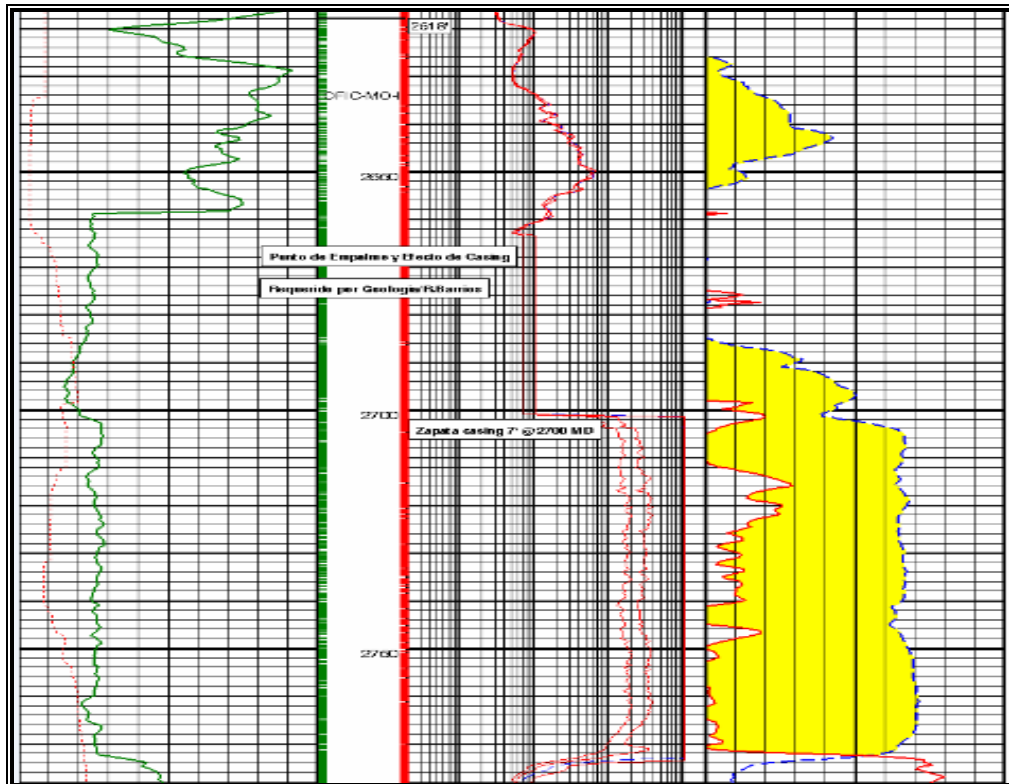


Figura 4.7. Intervalo de la Arena MO-I (RG-0284) ^[15].

c) Pozo RG-0285

El intervalo comprendido desde 2.810'-2.870' corresponde a la arena MO-I, la cual se caracteriza por poseer varios lentes de arena de mediano espesor con intercalaciones lutíticas. La formación se encuentra atravesada por una falla aproximada de 80 pies, algunos intervalos arenosos presentan altas resistividades lo que indica la presencia de hidrocarburos (Figura 4.8).



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

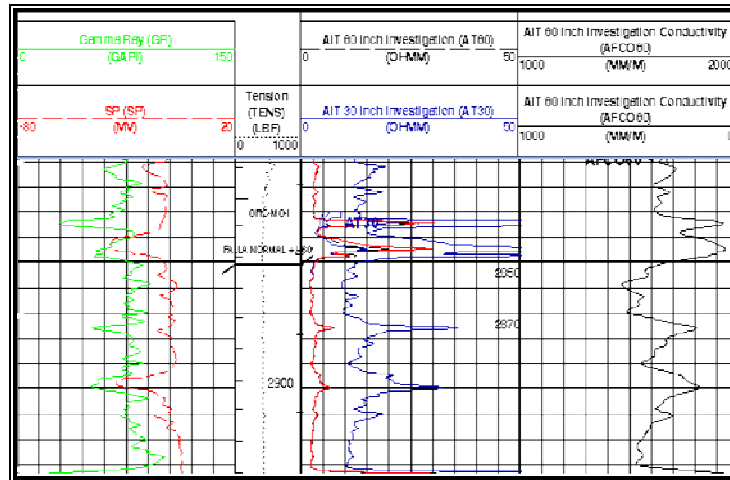


Figura 4.8. Intervalo de la Arena MO-I (RG- 0285) ^[15].

El intervalo perforado desde 6.977' hasta 7.030' en el pozo RG-0285, corresponde a la formación AM-F2 constituida por arenisca blanquecina, en parte cuarzo cristalino y gris claro, grano fino; sub redondeado a redondeado, buena selección, moderada consolidación, cemento silíceo y lutitas gris oscuro a gris claro, sub laminar, ocasionalmente en bloque, bien compactada, con inclusiones micropíriticas. Los resultados del análisis de relaciones cromatográficas habla de la presencia de Gas/Petróleo-Gas/Cond.

d) Pozo RG-0283

La Formación Merecure se desarrolló durante el Oligoceno – Mioceno Inferior, se compone de más del 50 % de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcillitas ferruginosas y ocasionales lignitos. Muestra un intervalo de arena bastante



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

limpio y con resistividades altas indicando presencia de hidrocarburos, así como las respuestas de las curvas de densidad-neutrón verifican lo anterior (Figura 4.9).

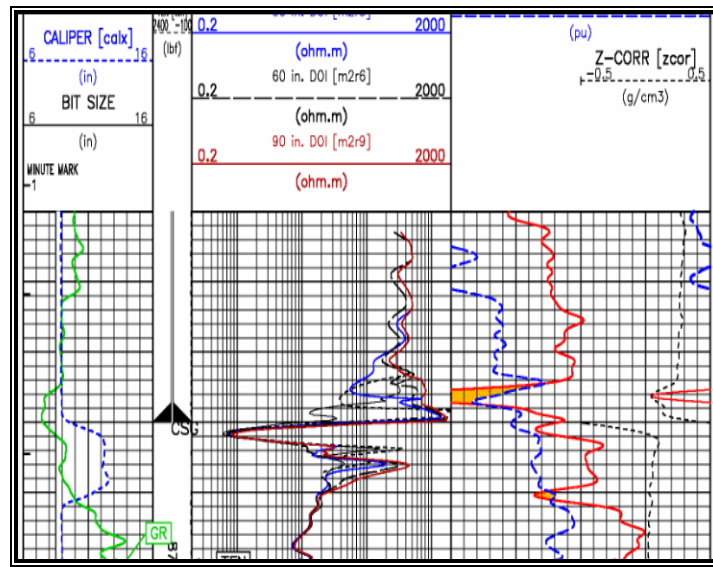


Figura 4.9. Intervalo de la Arena ME-A (RG-0283) ^[15].

La formación AM-A2 se caracteriza por presentar dos lentes de arena de mediano espesor con buenas propiedades resistivas y la presencia de intercalaciones lutíticas, se observa una arena con cierto porcentaje de arcillosidad (Figura 4.10).

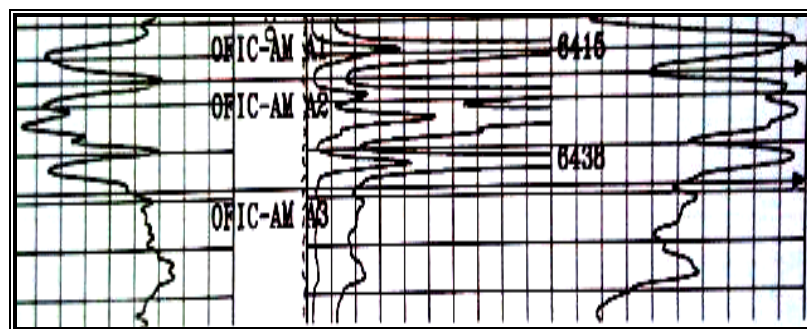


Figura 4.10. Intervalo de la Arena AM-A2 (RG-0283) ^[15].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El intervalo correspondiente a la arena AM-F2, se caracteriza por poseer un predominante lente de arena de buen espesor y bastante resistivo, se presentan intercalaciones lutíticas y se observan cierto porcentaje de arcillosidad (Figura 4.11).

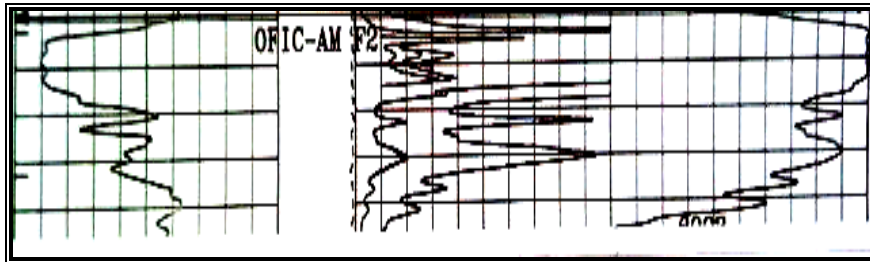


Figura 4.11. Intervalo de la Arena AM-F2 (RG-0283) ^[15].

e) Pozo RG-0281

La formación MO-I se aprecia con presencia de bastante arcillosidad, se pueden observar tres lentes arenosas de poco espesor y resistivos, los granos van de medio, fino a muy fino (Figura 4.12).

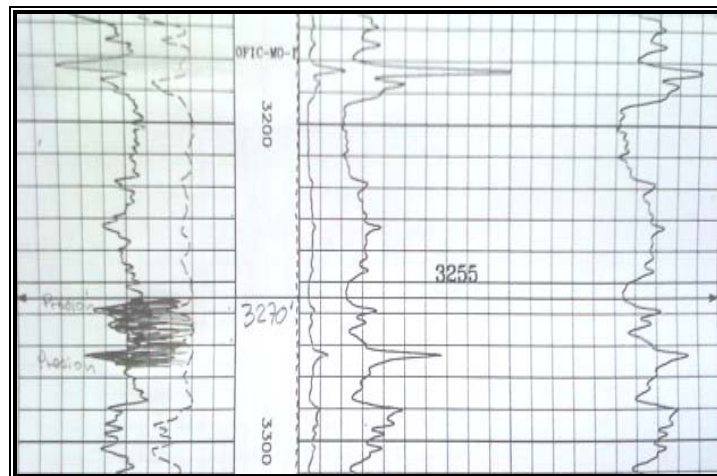


Figura 4.12. Intervalo MO-I (RG-0281) ^[15].

El intervalo correspondiente a la formación AM-F2, se caracteriza por presentar lentes arenosas con intercalaciones lutíticas, cuya gradación como



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

puede observarse va de grano medio a fino, se notan buenas propiedades resistivas con presencia de hidrocarburos en los dos lentes superiores (Figura 4.13).

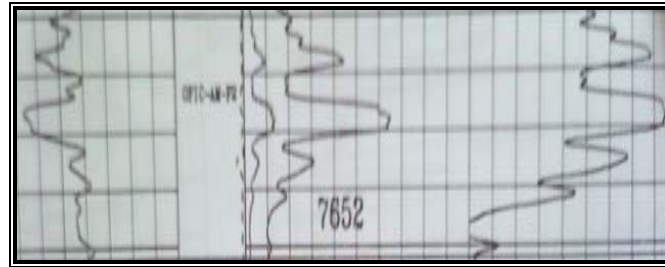


Figura 4.13. Intervalo AM-F2 (RG-0281) ^[15].

La identificación de las arenas y profundidades a las cuales ocurrieron las pérdidas de circulación, permitió sectorizar las zonas con problemas potenciales de pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa (Ver Apéndice C). Como puede observarse en las Figuras 4.14 y 4.15, las mayores pérdidas en el Campo Santa Rosa se han registrado en la parte central del domo, donde se localizan la mayoría de los yacimientos, y que se caracteriza por ser una de las zonas más limpias y con mejores propiedades de roca en todo el Campo.

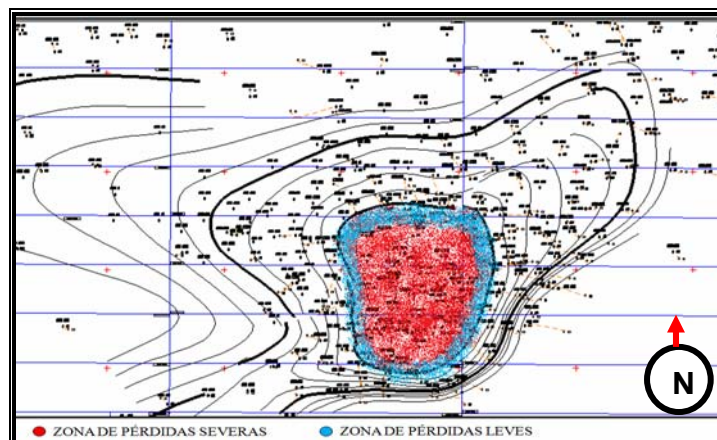


Figura 4.14. Zona de Pérdidas de Circulación ^[13].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

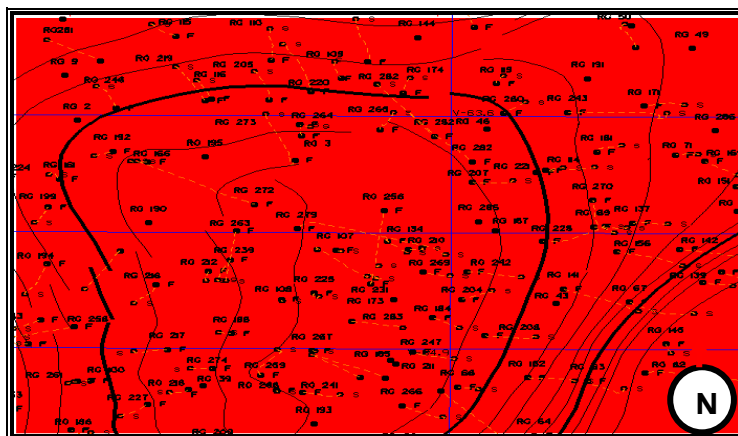


Figura 4.15. Localización de los Pozos con las Mayores Pérdidas ^[13].

En la zona central del Domo de Santa Rosa se localizan diecisiete (17) pozos con pérdidas de circulación significativas en las arenas estudiadas, con un total de 10.839 barriles perdidos solo en esta área; por su parte en la dirección noroeste del domo se tiene un (1) solo pozo con una pérdida de circulación total, en las zonas este y sur del domo se localizan dos (2) pozos con pérdidas parciales.

4.2.- Identificación de los Diferentes Niveles de Pérdidas de Circulación en los pozos en estudio.

Para los siete (7) pozos estudiados en el Campo Santa Rosa, existe un total de mil setecientos treinta y seis (1.736) reportes diarios de perforación, cuya consulta y análisis detallado permitió observar parámetros específicos que daban indicios de la existencia de pérdidas de circulación, tales como: disminución en los tanques de lodo, bombeo de píldoras MPC o MAP, bombeo de tapones de cemento, entre otros. La información recolectada permitió estimar la cantidad de barriles perdidos en cada uno de los pozos, para lo cual se fueron contabilizando cada una de las disminuciones que experimentaron los tanques de lodo durante la perforación (Tabla 4.1).



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Tabla 4.2. Barriles Perdidos Obtenidos de los Reportes de Operación.

Pozos	Cantidad de reportes consultados	Barriles Perdidos
RG-0280	93	398
RG-0281	113	1169
RG-0282	89	122
RG-0283	122	929
RG-0284	70	0
RG-0285	153	1.846,03
RG-0286	96	10
Totales	1736	4.474,03

Durante la perforación de los pozos del Campo Santa Rosa para el periodo 2008-2009 se perdieron un total de 4.474,03 barriles, lo cual representa un valor bastante significativo que generó costos adicionales aunados a otros problemas producto de las filtraciones hacia las formaciones. Se extrajeron del software de la empresa las profundidades a las cuales se reportaron las pérdidas de circulación para cada uno de los pozos del Campo Santa Rosa, así como también los diversos parámetros y operaciones que se estaban ejecutando en el momento de presentarse la misma (Tabla 4.2).



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Tabla 4.3. Datos Obtenidos a Través de las Consultas en el DIMS' 32

POZO	PROFUNDIDAD	OPERACIONES	OBSERVACIONES
RG-0280	2649'		
	2792'		
	7024'		
RG-0281	2140' - 2260'		
	3277'		
	3348'		
	3089'		
	3090'		
	1270'		
	7719'		
	8330'		
RG-0282	9117'		
	3014'		
RG-0283	4975' - 4998'		
	4998' - 5520' / 5050' - 5100' / 5103' - 5118'		
	5178' - 5236'		
	5262' - 5305'		
	5463'		
	5505' - 5512'		
	5829' - 5841'		
	5841' - 5949'		
	5949' - 5959'		
	6169' - 6182'		
	6169' - 6182'		
	8131' - 8144'		
	8244' - 8256'		
RG-0284	8595'		
	8667' - 8674'		
	10162' - 10473'		
RG-0284	<i>Sin pérdidas aparentemente</i>		
RG-0285	2840'		
	6934' - 6982'		
RG-0286	7311'		
	7755'		

En la Figura 4.16 se puede apreciar el volumen total de pérdidas de fluido que experimentó cada uno de los pozos en el Campo de estudio. Se observa que las pérdidas severas ocurrieron en los pozos RG-0285, RG-0281 y RG-0283; por su parte las pérdidas leves se presentaron en los pozos RG-0280, RG0282 y RG-0286; en el pozo RG-0285 ocurrió la mayor cantidad de invasión por parte del fluido con 1.846,03 bls penetrados en la formación, seguido del pozo RG-0281 con 1169 bls y el RG-0283 con 929 bls, sin embargo este último presentó mayor cantidad de arenas con pérdidas (20 arenas), que el pozo RG-0285 (7 arenas) y el RG-0281 (11 arenas), ya que en estos dos últimos las pérdidas en algunas formaciones fueron más severas que las registradas en el pozo RG-0283. Los pozos RG-0280 (4 arenas), RG-0282 (1 arena) y RG-0286 (1 arena) mostraron menor severidad en las pérdidas de circulación si comparamos los 530 Bls de lodo perdidos



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

con el volumen de los otros tres pozos y con la frecuencia de pérdidas, ya que igualmente estos pozos presentaron menor cantidad de formaciones con pérdidas de circulación (6 arenas).

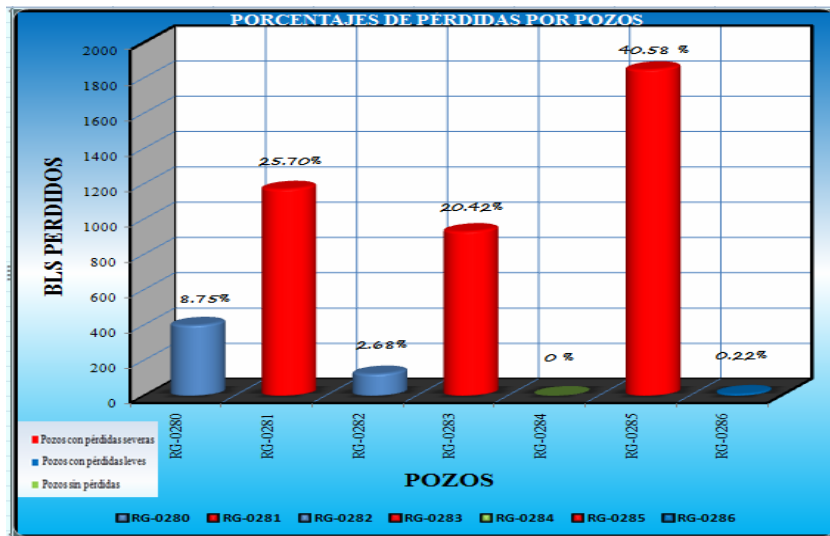


Figura 4.16. Porcentaje de BLS. Perdidos por Pozo ^[16].

a) Pozo RG-0280

El Pozo RG-0280 presentó pérdida de circulación leve, y al compararlo por miembro se pudo evidenciar que la mayor pérdida ocurrió en el miembro Amarillo- F2, presentando un menor porcentaje de pérdida en el miembro Moreno-I.

b) Pozo RG-0281

Un total de 1.169 bls perdidos de fluidos se evidenciaron en este pozo, donde las mayores pérdidas se presentaron en los miembros Moreno-G1 y Colorado-EFG, donde se pudo observar que la mayoría de las arenas que experimentaron la problemática eran arenas de agua, lo cual genera cierta inquietud, pues las mismas representan formaciones virgen, donde la presión no debería estar depletada como resulta ser el caso de las arenas de



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

hidrocarburos en las cuales su presión ha disminuido a causa de la producción del yacimiento.

c) Pozo RG-0282

Encontrándose dentro del grupo de pozos con pérdidas leves, se caracteriza por presentar la problemática en una sola de sus arenas (Moreno-G1), cabe destacar que el mismo constituye uno de los pozos de tipo direccional somero perforados en el Campo Santa Rosa, el cual alcanzó su profundidad final en la arena Moreno-I. Como se puede observar la arena de agua que experimentó pérdidas significativas en el pozo RG-0281 resulta ser la misma que pierde fluido en el RG-0282.

d) Pozo RG-0283

El pozo RG-0283 presentó menor pérdida de circulación con respecto a los pozos RG-0285 y RG-0281, y al compararlo por formación se pudo evidenciar que la mayor pérdida ocurrió en la formación Merecure-A con más de 602 bls perdidos, presentando un menor porcentaje de pérdida las formaciones Moreno y Colorado. Se puede observar que la mayor parte de las arenas que experimentaron la problemática son de hidrocarburo, y se perforaron con densidades y tipo de lodo adecuado a la fase en la cual fueron atravesadas las formaciones respectivas.

e) Pozo RG-0285

Representa el pozo que experimentó la mayor cantidad de volumen perdido durante el periodo 2008-2009 en el Campo Santa Rosa, a pesar de haber sufrido pérdidas en solo siete (7) arenas arrojó el 40,58 % del total de barriles perdidos; ello se debe a la gran disminución en los tanques provocada por la arena Amarillo-F2, la cual perdió más de 1.000 barriles, la misma se caracteriza por tener baja presión y sufrir pérdidas en casi todos los pozos



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

que la atraviesan, específicamente en la zona central del domo de Santa Rosa.

f) Pozo RG-0286

Experimentó una pérdida parcial en la arena Amarillo-F2, que por ser una arena de baja presión fue atravesada con parámetros controlados, pero aun así sufrió la problemática aunque de forma muy leve.

La Figura 4.17 muestra el volumen de pérdida de circulación por miembros que conforman la columna estratigráfica del Campo Santa Rosa, donde se aprecia que el mayor volumen perdido fue en la formación Amarillo con 1.613 bls ello debido a las grandes pérdidas que experimenta la arena AM-F2 en el Campo, luego Moreno con 872 bls y en tercer lugar Colorado con 706 bls. En cuarto lugar aparece el miembro Merecure con 617 bls

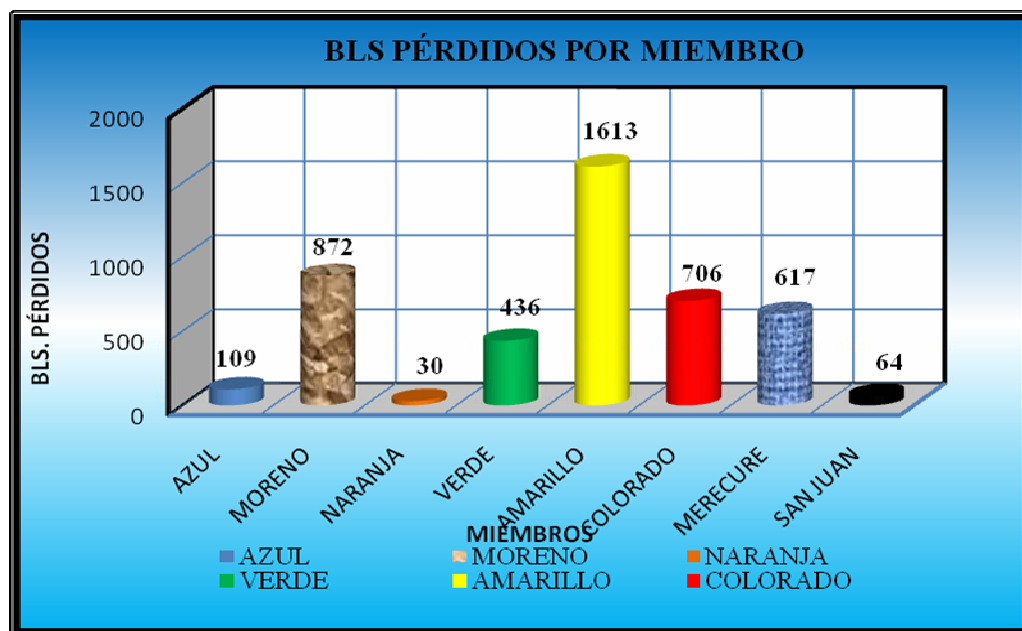


Figura 4.17. Barriles Perdidos por Miembro ^[16].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Un estudio detallado arena por arena será de gran utilidad para lograr determinar cuáles son las formaciones que generan las mayores pérdidas de fluidos en el Campo Santa Rosa actualmente, en base a ello se analizaron las profundidades, presiones, parámetros de perforación, propiedades de los fluidos, entre otros aspectos de las formaciones con problemas de pérdida de fluido en los seis (6) pozos estudiados.

En base a esto se logró identificar un total de treinta y un (31) arenas que presentaron problemas de pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa, las cuales se encuentran ubicadas a lo largo de las formaciones Oficina, Merecure y San Juan.

Al realizar la comparación del comportamiento de los seis (6) pozos problema con sus respectivos pozos vecinos, se pudo notar la presencia de pérdidas de circulación en las treinta y un (31) arenas identificadas para el resto de pozos perforados en periodos anteriores, las comparaciones y análisis se efectuaron para ochenta y un (81) pozos que presentan la problemática en las mismas arenas, observando de este modo la frecuencia de la pérdida, donde se tiene que en la formación Amarillo-F2 en trece (13) pozos del Campo experimentaron la problemática como se observa en la Figura 4.18.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

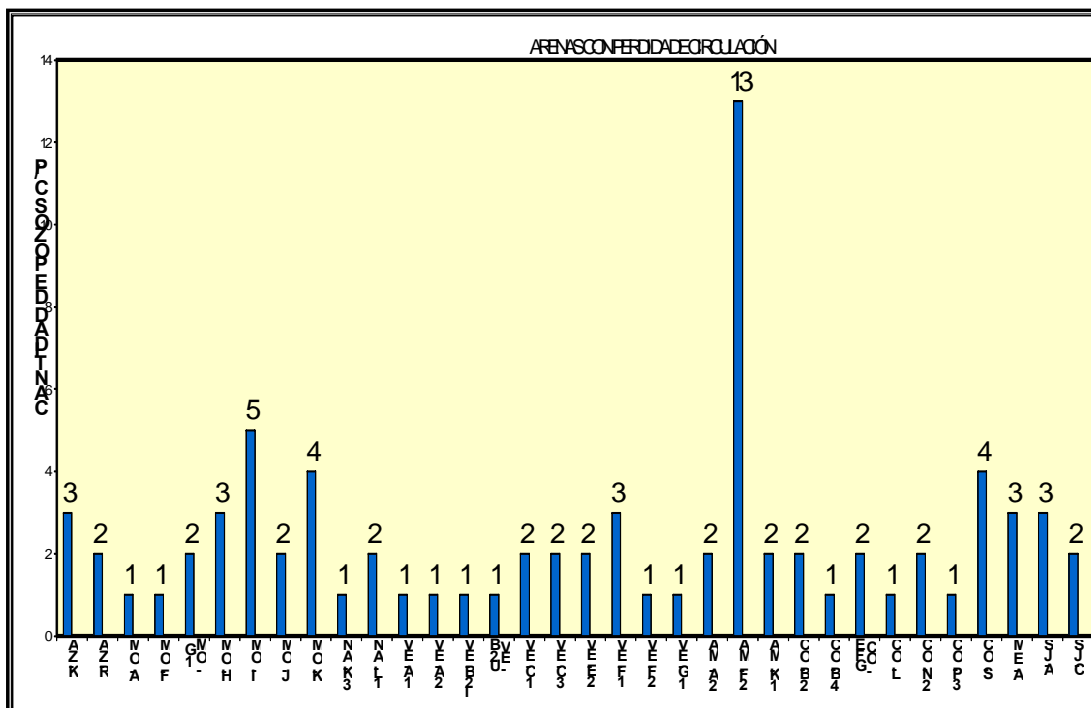


Figura 4.18. Frecuencia de Pérdidas en las Arenas del Campo ^[15].

Entre los pozos estudiados y sus respectivos vecinos fue reportado un total de 12.810,03 barriles perdidos en estas arenas durante la perforación. La formación Oficina del Campo Santa Rosa es la que presentó la mayor cantidad de pérdidas, con un total de 11.416,03 barriles perdidos en los miembros AZ-K, AZ-R, MO-A, MO-F, MO-G1, MO-H, MO-I, MO-J, MO-K, NA-K3, NA-L1, VE-A1, VE-A2, VE-B2I, VE-B2U, VE-C1, VE-C3, VE-E2, VE-F1, VE-F2, VE-G1, AM-A2, AM-F2, AM-K1, CO-B2, CO-B4, CO-EFG, CO-L, CO-N2, CO-P3 y CO-S; representando el 89,37 % de total perdido en toda la columna estratigráfica que se observa en la Figura 4.19. Las formaciones Merecure y San Juan en sus miembros ME-A, SJ-A y SJ-C respectivamente, perdieron los 1.394 barriles restantes que corresponden al 10,63% del volumen total que se perdió.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

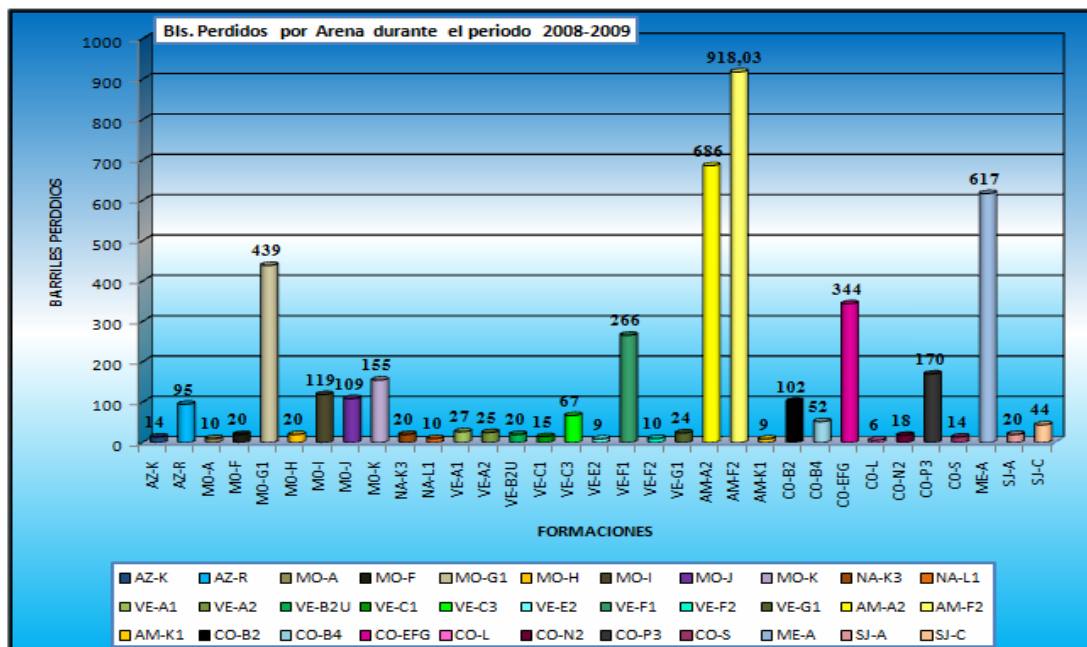


Figura 4.19. Pérdidas en Arenas Durante el Periodo 2008-2009 ^[16].

Las pérdidas que se presentaron en los pozos a nivel de ME-A y MO-I fueron menos severas que las ocurridas en AM-F2 y AM-A2, esto se evidencia si además de comparar el volumen total perdido en cada una de las arenas observamos la frecuencia con que perdieron circulación; es decir, el número de pozos que tuvieron pérdidas en una arena determinada.

Se ha podido observar que las intensidades con que se manifiesta la pérdida varían entre pozos viejos y nuevos, donde la mayoría de las arenas muestran la tendencia a aumentar la cantidad de barriles perdidos a medida que el pozo es más nuevo. Este comportamiento se mantiene en muchos de los casos estudiados, pero también se notó que en algunas ocasiones se manifestaba lo contrario, es decir, pozos viejos sufrían pérdidas mientras que los nuevos no, como se observa en las Figuras 4.20.A y 4.20.B.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

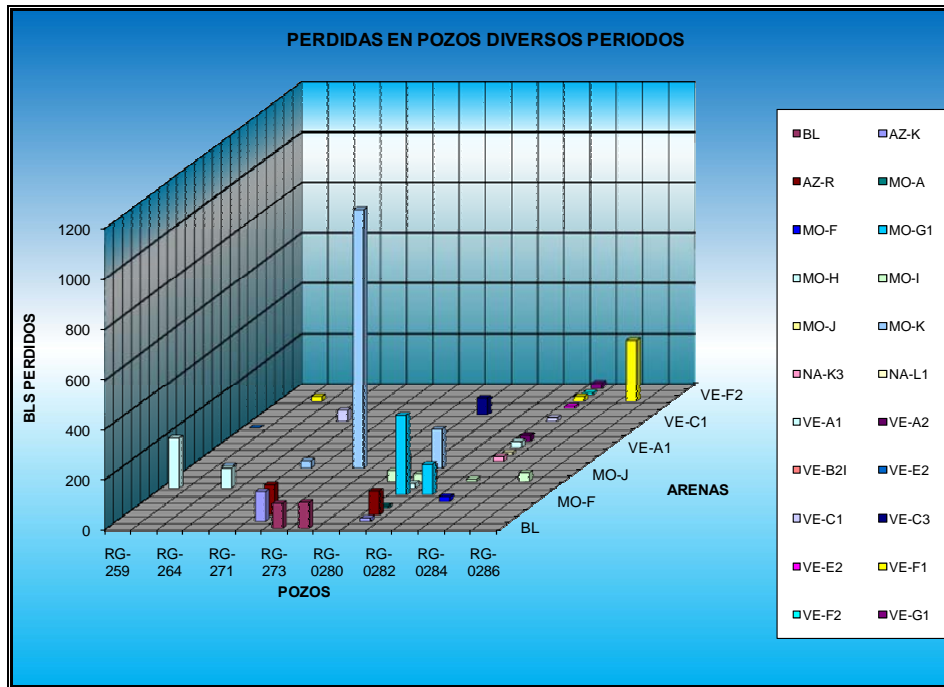


Figura 4.20.A. Pérdidas en Pozos Durante Diversos Periodos ^[16].

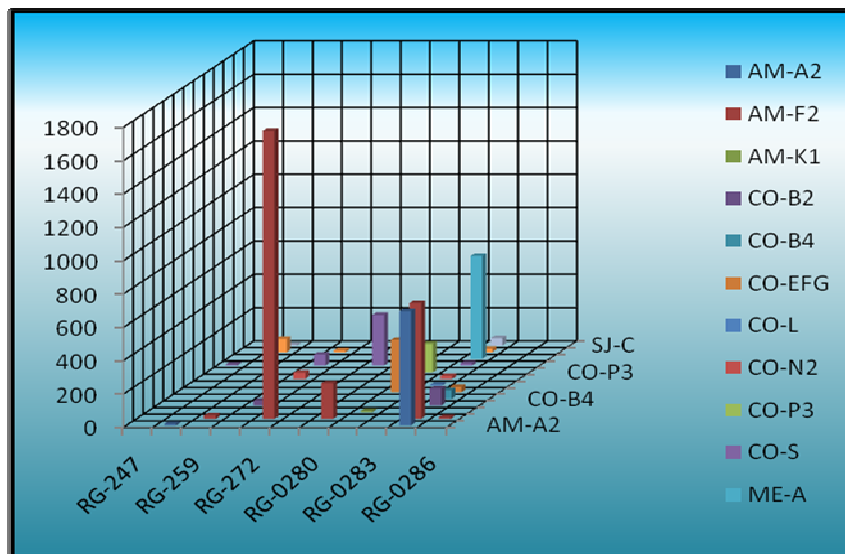


Figura 4.20.B. Pérdidas en Pozos Durante Diversos Periodos ^[16].



CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS

Se determinó que ocho (8) de las treinta y un (31) formaciones que experimentaron pérdidas en el Campo Santa Rosa son interpretadas como arenas de agua, las mismas se atravesaron durante la perforación de la fase 17 ½ con una densidad de lodo comprendido entre 12 LPG-13 LPG. Mediante el gradiente del agua se calcularon las presiones de formación, las cuales no fueron superior a los 1.500 psi (Tabla 4.3). Los resultados permitieron comprobar que las pérdidas de circulación en estas arenas fueron debidas principalmente a su baja presión, ya que al ser atravesadas con densidades altas en el rango de los 12 LPG y 13 LPG se genera un desbalance de presiones propiciando las filtraciones de lodo a la formación. Así mismo haciendo uso de las respectivas ecuaciones fueron calculadas las presiones de sobrecarga y fractura mediante las densidades del volumen de roca y la relación de Poisson.

El análisis de las presiones calculadas demostró que en la mayoría de las arenas que registraron pérdidas de fluido se mantuvo un adecuado balance entre las presiones de formación, presión hidrostática, de sobrecarga y de fractura, donde el comportamiento mostrado fue el siguiente: la presión de formación < la presión hidrostática < la presión de fractura < la presión de sobrecarga. De igual modo el estudio de presiones permitió determinar que la mayoría de las arenas que presentaron pérdidas de circulación se encuentran depletadas, razón por la cual se perforó con parámetros controlados al atravesar las mismas.

En base a estudios de Geomecánica realizados en el Campo Santa Rosa se presenta que para las formaciones Oficina y Merecure, se observan intervalos lutíticos inestables mecánicamente, necesitándose altos pesos de lodo para mantener su estabilidad (>12 lb/gal), los cuales se encuentran intercalados con intervalos de arenas con baja presión poral, fracturables hidráulicamente con pesos de 9.6 lb/gal.

Tabla 4.4. Cálculo de las Presiones de Formación

POZOS	ARENA	FLUIDO	(Pies)	(Pies)	(lbs/gal)				(psi)			
			MD	TVD	pf	pb (gr/cm3)	pb (lbs/gal)	(y/1-y)	Pp (presión de poro)	Ph (presión hidrostática)	Ps (presión de sobrecarga)	Pf (presión de fractura)
RG-0280	OFIC-MO-I/ RG-107	AGUA	2649	2648,9	12,7	1,898	15,84	0,6	1146,96	1749,31	2181,77	1767,84
	OFIC-MO-J/	AGUA	2787	2786,8	12,7	1,918	16,01	0,6	1206,70	1840,43	2319,60	1874,44
	OFIC-MO-J/	AGUA	2822	2821,8	12,7	1,923	16,05	0,6	1221,85	1863,54	2354,84	1901,65
	OFIC-VE-C2/RG-4	CONDENSADO	5600	5553,8	9,3	2,111	17,62	0,6	660,90	2685,82	5087,81	3317,05
	OFIC-AM-F2/RG-44	CONDENSADO	7010	6887,0	9,3	2,18	18,19	0,6	709,36	3330,53	6515,32	4192,94
RG-0281	AZ-K	AGUA	1270	1269,9	12,7	2,261	18,87	0,6	549,88	838,66	1246,03	967,57
	OFIC-AZ-R/RG-2	AGUA	2036	2035,5	12,7	2,255	18,82	0,6	881,37	1344,24	1991,90	1547,69
	OFIC-MO-A/	AGUA	2265	2264,4	12,7	2,285	19,07	0,6	980,47	1495,38	2245,35	1739,39
	OFIC-MO-G1/	AGUA	2962	2961,0	12,5	2,5	20,86	0,6	1282,13	1924,67	3212,45	2440,32
	MO-G1	AGUA	2970	2969,0	12,5	2,229	18,60	0,6	1285,59	1929,87	2871,96	2237,41
	OFIC-MO-HIFALLA	AGUA	3128	3127,0	12,5	2,237	18,67	0,6	1353,98	2032,53	3035,59	2362,94
	MO-I	AGUA	3180	3179,0	12,5	2,238	18,68	0,6	1376,49	2066,32	3087,43	2403,05
	MO-J	AGUA	3322	3320,9	12,5	2,272	18,96	0,6	1437,94	2158,57	3274,27	2539,74
	MO-K/RG-107	AGUA	3400	3398,8	12,5	2,432	20,30	0,6	1471,69	2209,24	3587,12	2740,95
	MO-K/RG-107	AGUA	3470	3468,8	12,5	1,584	13,22	0,6	1501,99	2254,72	2384,44	2031,46
	AM-K1/RG-29	CONDENSADO	7719	7631,5	9,6	2,521	21,04	0,6	1388,94	3809,65	8349,03	5564,99
	OFIC-COL-EFG/RG-14	CONDENSADO	8133	8044,0	9,6	2,468	20,60	0,6	957,23	4015,55	8615,26	5552,05
	OFIC-COL-EFG/RG-14	CONDENSADO	8310	8220,1	9,6	2,56	21,36	0,6	978,19	4103,46	9132,05	5870,50
	OFIC-CO-P3	LUTITAS	9117	9023,0	9,8	2,608	21,76	0,6	3906,95	4598,11	10211,97	7689,96
RG-0282	OFIC-MO-G1/RG-107	AGUA	3014	2468	12,5	2,3018	19,21	0,6	1068,64	1604,20	2465,27	1906,62
RG-0283	OFIC-MO-F/RG-104C-FALLA	CONDENSADO	2350	2349,69	12,5	2,0485	17,10	0,6	978,00	1527,30	2088,81	1644,48
	OFIC-MO-I/RG-107	CONDENSADO	2770	2769,91	12,5	2,2359	18,66	0,6	808,00	1800,44	2687,63	1935,78
	OFIC-NA-K3/RG-4	AGUA	4990	4968,90	8,8	1,7885	14,93	0,6	2151,53	2273,77	3856,57	3174,56
	OFIC-NA-L1/RG-146	CONDENSADO	5070	5045,70	8,8	2,5386	21,19	0,6	1014,19	2308,91	5558,63	3740,85
	OFIC-VE-A1/RG-173C	CONDENSADO	5210	5180,30	8,8	2,0818	17,37	0,6	834,03	2370,51	4680,00	3141,61
	OFIC-VE-A2/RG-70	CONDENSADO	5240	5209,10	8,8	2,2306	18,62	0,6	765,74	2383,68	5042,39	3331,73
	OFIC-VE-B2U/RG-36	CONDENSADO	5400	5361,30	8,8	2,3217	19,38	0,6	798,83	2453,33	5401,68	3560,54
	OFIC-VE-C1/RG-64	CONDENSADO	5534	5488,00	8,8	2,2075	18,42	0,6	707,95	2511,31	5257,35	3437,59
	OFIC-VE-E2	CONDENSADO	5829	5768,30	8,8	2,3563	19,66	0,6	1240,18	2639,57	5898,35	4035,09
	OFIC-VE-F1/ RG-4	CONDENSADO	5920	5855,80	8,8	2,4583	20,52	0,6	1253,14	2679,61	6247,03	4249,47
	OFIC-VE-F2/RG-117 (Sudias)	CONDENSADO	5949	5883,70	8,8	2,4642	20,56	0,6	994,35	2692,38	6291,86	4172,85
	OFIC-VE-G1/RG-44	CONDENSADO	6130	6057,80	8,8	2,4902	20,78	0,6	1138,60	2772,05	6546,38	4383,27
	OFIC-CO-L/RG-18	CONDENSADO	7900	7815,50	9,6	2,4469	20,42	0,6	1336,45	3901,50	8298,99	5513,97
	OFIC-CO-L/RG-18	CONDENSADO	7910	7825,50	9,6	2,382	19,88	0,6	1338,16	3906,49	8089,21	5388,79
	OFIC-CO-R1	CONDENSADO	8540	8453,60	9,6	2,4917	20,79	0,6	2147,21	4220,04	9140,92	6343,44
	MER-A/RG-39	CONDENSADO	8680	8593,10	9,6	2,2905	19,12	0,6	2844,32	4289,68	8541,47	6262,61
	SJA	CONDENSADO	10400	10310,00	9,5	2,6253	21,91	0,6	1494,95	5093,14	11746,00	7645,58
	SJ-C/RG-173	CONDENSADO	11187	11095,10	9,2	2,5354	21,16	0,6	1397,98	5307,90	12207,59	7883,75
	RG-0285	OFIC-MO-I/RG-107	CONDENSADO	2840	2839,26	12,5	2,4	20,03	0,6	935,58	1845,52	2957,12
VE-F1/RG-116		CONDENSADO	5943	5927,80	9,3	2,5	20,86	0,6	823,96	2866,68	6431,10	4188,25
AMA2/RG-70		CONDENSADO	6450	6433,66	9,3	2,2	18,36	0,6	598,33	3111,32	6142,33	3924,73
OFIC-AM-F2/RG-44		CONDENSADO	6982	6964,84	9,3	2,05	17,11	0,6	675,59	3368,20	6196,09	3987,89
OFIC-CO-B2/RG-78		CONDENSADO	7320	7302,34	9	2,5	20,86	0,6	715,63	3417,49	7922,35	5039,66
CO-B2/RG-78		CONDENSADO	7326	7308,32	9	2,3	19,19	0,6	716,22	3420,30	7294,54	4663,21
CO-B4/RG-69		CONDENSADO	7380	7362,24	9	2,6	21,70	0,6	986,54	3445,53	8306,83	5378,71
CO-EFG/RG-14		CONDENSADO	7510	7492,02	9	2,6	21,70	0,6	988,95	3506,26	8453,26	5467,54
RG-0286	OFIC-AM-F2/RG-44	CONDENSADO	7716	7528,31	9,2	2,489	20,77	0,6	670,02	3601,55	8131,58	5146,96



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El estudio de los parámetros de perforación al ser atravesadas las arenas problemas durante la perforación de los pozos RG-0280, RG-0281, RG-0282, RG-0283, RG-0284, RG-0285 y RG-0286 del Campo Santa Rosa, arrojó que los mismos se mantuvieron controlados durante todo el proceso, prestándose principal atención cuando eran atravesadas arenas de baja presión. (Ver base de datos de las arenas seleccionadas en el Apéndice B.1).

Uno de los parámetros controlado fue el caudal de lodo bombeado por las bombas al pozo (GPM), el cual osciló entre 400 y 500 para la fase 8 ½, 600-650 para la fase 12 ¼ y 800-850 para la fase 17 ½; el mismo se controló por razones de seguridad, ya que a medida que aumenta el galonaje se incrementa la velocidad del fluido y es posible inducir fracturas en la formación y generar pérdidas de circulación (Figura 4.22).

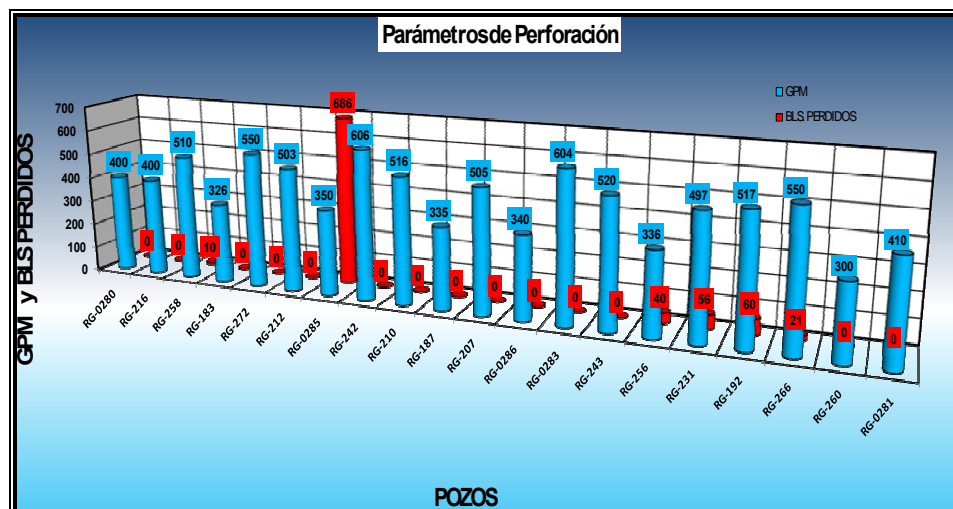


Figura 4.22. Parámetros de Perforación (GPM) ^[16].

La tasa de penetración (ROP) representa la velocidad de la perforación, la misma fue regulada para garantizar una óptima limpieza del



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

hoyo y una mejor calidad del mismo, los valores de ROP se mantuvieron comprendidos desde 8 PPH hasta 60 PPH (Figura 4.23).

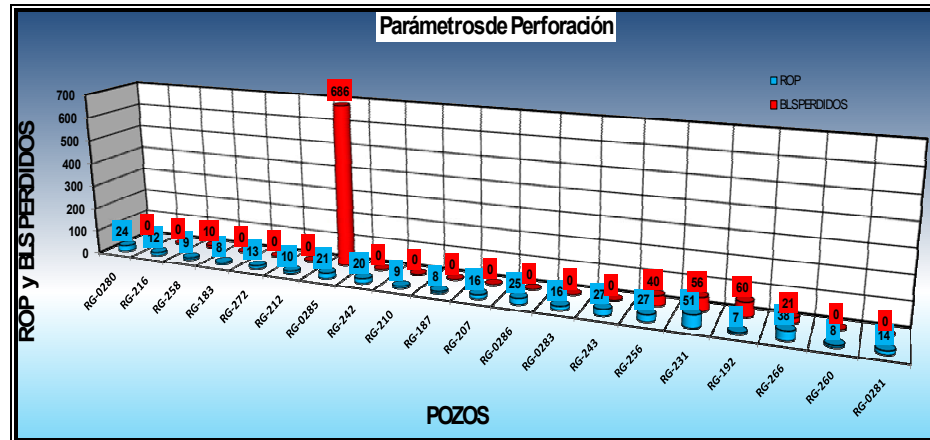


Figura 4.23. Parámetros de Perforación (ROP) ^[16].

Las arenas estudiadas varían en sus propiedades petrofísicas, presiones de formación y características geomecánicas a lo largo y ancho del Campo como también los parámetros con que fueron perforadas; por esta razón, se hace un estudio exhaustivo de estas propiedades para las cuatro formaciones que presentaron mayores problemas de pérdidas de circulación, para una mejor identificación de las zonas de pérdidas, lo que constituye el primer paso para la determinación de la influencia del ambiente sedimentario en las pérdidas de circulación (Ver Apéndice B.4).

Al realizar una comparación entre los parámetros de perforación y las pérdidas sufridas por cada arena, se puede observar como existe una gran divergencia entre los datos analizados, ya que a pesar de mantener controlados los parámetros de perforación algunos pozos perdieron fluidos al ser perforados.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.3.- Elaboración de las Secciones Estratigráficas y Estructurales utilizando la herramienta Open Works en las arenas de interés.

Las secciones estructurales se realizaron con la finalidad de determinar las estructuras predominantes en las diferentes arenas estudiadas, partiendo de un valor numérico es decir un datum de correlación referido al nivel del mar. Para un estudio más detallado del área antes de elaborar las secciones estructurales se realizaron secciones estratigráficas.

Fueron elaboradas un total de trece (13) secciones estratigráficas y trece (13) secciones estructurales, las cuales permitieron reconocer la estructura del Campo, los cambios de facies, cambios de espesor, límites verticales, la geometría de los cuerpos sedimentarios asociados al ambiente de deposición de las arenas de interés; la continuidad de los cuerpos arenosos y la dirección preferencial de sedimentación de las unidades, que facilitó la conceptualización de los paleoambientes en que se depositaron los cuerpos de arena en estudio; así como la estructura dómica del Campo Santa Rosa y la presencia de las fallas, tanto inversas como normales, que afectan el área estudiada.

En base a lo anterior se consideró de gran importancia la construcción de secciones estratigráficas y estructurales, las cuales permitieron identificar la extensión de las arenas que presentaron pérdidas de circulación y establecer una posible correlación geológica para estas zonas, determinando de este modo las posibles causas que ocasionaron el problema.

A continuación se presenta una descripción breve de las secciones elaboradas en este estudio:



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.3.1.- Sección Estratigráfica A-A' Arena MO-I

La sección A-A' fue trazada paralela a la sedimentación, en dirección Suroeste-Noreste, abarcando los pozos RG-152, RG-149, RG-60, RG-266, RG-247, RG-184, RG-204, RG-285 y RG-207. En los pozos RG 149 y RG-152 se observa que la arena MO-I se desarrolla con muy poco espesor en la parte superior y el resto de la arena se caracteriza por ser una zona lutítica, cuya respuesta es característica de la llanura de inundación.

En el resto de los pozos existe una continuidad lateral de la arena en estudio observada a lo largo de la sección. El análisis de las electroformas arroja que la formación en la mayoría de los pozos se interpreta como facie de canal, en base a que las curvas GR son en forma de cilindro suave, se infiere la localización de la misma en centros de canal, con muy buenas propiedades de arena petrolífera (Figura 4.24).

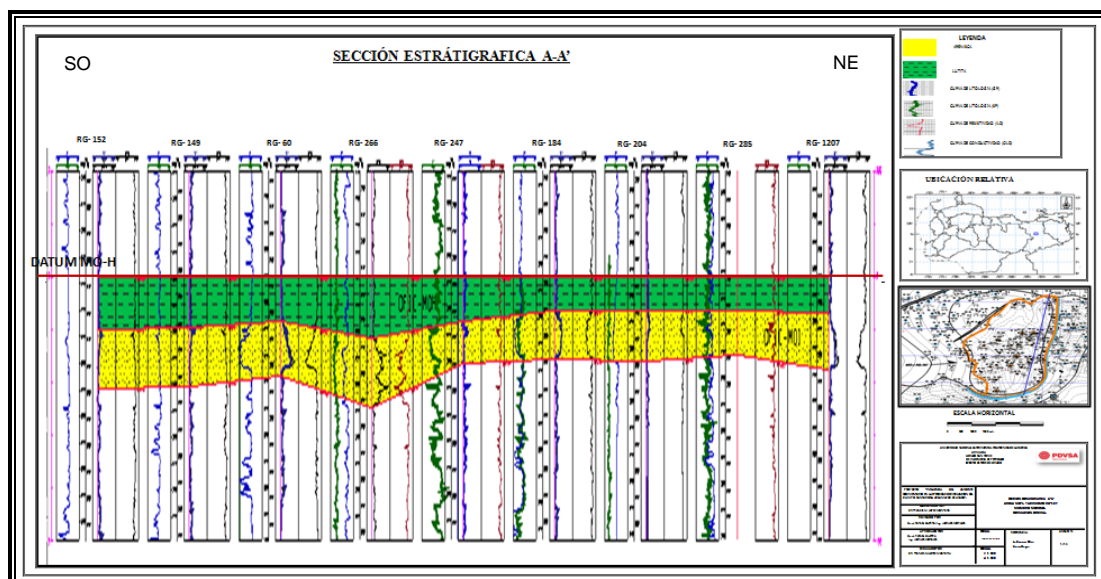


Figura 4.24. Sección Estratigráfica A-A' Arena MO-I ^[14].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.3.2.- Sección Estratigráfica C-C' Arena MO-I

La sección estratigráfica C-C' se encuentra constituida por los pozos RG-127, RG-209, RG-200, RG-259 RG-267, RG-225, RG-204, RG-107 y RG-264, en sentido suroeste-noreste y paralela a la sedimentación. En este horizonte se observa un lente arenoso bien pronunciado de buen espesor, que se extiende lateralmente por lo que se podría afirmar que se trata del mismo lente comunicados hidráulicamente, a excepción de los pozos RG-127 y RG-264, los cuales se caracterizan por un menor desarrollo de la arena observándose solo un pico de muy poco espesor hacia el tope de la arena que va de grano medio a muy fino, hasta desarrollar un cuello lutítico bastante marcado en gran parte de su extensión (Apéndice E.1).

4.3.3.- Sección Estratigráfica D-D' Arena MO-I

En esta sección que tiene una dirección Suroeste-Noreste, donde se encuentran los pozos, RG-146, RG-127, RG-104, RG-227, RG-218, RG-274 RG-188, RG-239 y RG-212, paralela al sentido de la sedimentación, se puede observar que la arena no se desarrolla muy bien en esta zona, la cual se caracteriza por la presencia de lutitas en la mayor parte de su espesor, es una arena muy sucia, con propiedades petrofísicas muy pobres.

Las electrofacies presentes en estos pozos corresponden a facies de llanura de inundación, en base a lo cual se puede establecer que los pozos de esta sección se ubican en este subambiente sedimentario (Apéndice E.2).

4.3.4.- Sección Estratigráfica H-H' Arena MO-I

Está comprendida por los pozos RG-208, RG-184, RG-283, RG-173, RG-225, RG-108, RG-239, RG-212, RG-216, RG-280, RG-194 y RG-128, en dirección Noroeste-Sureste. Esta se encuentra en dirección paralela a la



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

sedimentación de la época. En este horizonte se puede observar una variedad de facies con una alternancia de canales y lutitas, por lo que se observa que algunos pozos no se encuentran conectados lateralmente.

Los pozos RG-239, RG-212 y RG-216 se caracterizan por la presencia de lentes arenosos con intercalaciones lutíticas, cuyas electroformas representan facies de canales distributarios (Apéndice E.3)

4.3.5.- Sección Estratigráfica A-A' Arena AM-A2

La sección se encuentra conformada por los pozos RG-186, RG-227, RG-218, RG-39, RG-259, RG-173, RG-231, RG-269, RG-285 y RG-175, fue construida en sentido Suroeste-Noreste, la misma se caracteriza por la presencia de lentes lutíticos con secuencias que se afinan hacia arriba, con intercalaciones lutíticas y facies en forma de campana, lo que indica que los pozos se encuentran distribuidos a lo largo de canales y llanura de inundación.

A lo largo de toda la sección se puede observar la continuidad lateral del estrato más o menos horizontal, entre los pozos del yacimiento RG 70, excepto algunos pozos debido a la presencia de barreras lutíticas entre ambos cuerpos de arena, por lo que no se encuentran conectados lateralmente (Apéndice E.4).

4.3.6.- Sección Estratigráfica E-E' Arena AM-A2

Esta sección tiene una dirección Noroeste-Sureste, paralela al sentido de la sedimentación. Está conformada por los pozos RG-186, RG-227, RG-218, RG-274, RG-108, RG-225, RG-271, RG-107, RG-256, RG-265, RG-174, RG-144 y RG-10. En esta sección se observan facies de llanura de inundación y canales distributarios en los pozos RG-274, RG-271 y RG-256; donde existe



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

continuidad lateral. Aquí se observan lentes de arenas con intercalaciones lutíticas.

Como puede observarse la formación muestra altos porcentajes de arcillosidad en la mayoría de los pozos que atraviesa en el Campo Santa Rosa, se pueden notar lutitas bien desarrolladas que atraviesan la sección y la existencia de dos lentes arenosos es evidente (Apéndice E.5).

4.3.7.- Sección Estratigráfica J-J' Arena AM-A2

La sección estratigráfica se encuentra constituida por los pozos RG-208, RG-184, RG-173, RG-231, RG-107, RG-271, RG-279, RG-195, RG-272 y RG-166, en sentido Este- Oeste, perpendicular a la sedimentación, en la misma se puede notar como facies características canales y llanuras de inundación.

Al atravesar la arena AM-A2 se pudo observar de los registros Gamma Ray (GR) e Inducción (ILM o ILD) que el intervalo se caracterizó por presentar intercalaciones continuas de arena y lutitas, distinguido mayormente por una secuencia arenosa donde las intercaladas son las capas de lutitas de variado espesor. Las areniscas presentes tienen altos porcentajes de arcillosidad por lo que se pueden catalogar como arenas sucias (Apéndice E.6).

4.3.8.- Secciones Estratigráficas de la Arena AM-F2

Se construyeron cuatro (4) secciones en sentido Suroeste-Noreste, las cuales tienen como Datum estratigráfico a la arena Amarillo-F1 de la Formación Oficina; las secciones estratigráficas de la formación AM-F2 muestran hacia la parte superior una secuencia de intercalaciones de lutitas y areniscas, en la cual se observan dos lentes de arenas, con altos porcentajes de arcillas. El intervalo se caracterizó por presentar intercalaciones continuas



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

de arena y lutitas, distinguido mayormente por una secuencia arenosa donde las intercaladas son las capas de lutitas de variado espesor.

Las respuestas del GR y SP muestran electroformas típicas de las barras de desembocadura así como también en algunos pozos se pueden observar facies características de canales y de llanuras de inundación. La formación muestra continuidad lateral entre los eventos sedimentológicos como se puede observar en los Apéndices E.7 al E.10.

4.3.9.- Sección Estratigráfica B-B' Arena ME-A

La sección estratigráfica para la formación ME-A se encuentra constituida por cuatro (4) pozos, los cuales son RG- 152, RG-149, RG-211 y RG-283, la misma se trazo en sentido Suroeste-Noreste mostrando continuidad en toda su extensión, en su parte superior se nota claramente un cuello lutítico que indica el cambio de formación. Se pueden observar curvas en forma de campana de grano decreciente bien demarcadas que indican la presencia de canales, en este caso de canales distributarios.

Es importante señalar que el cuerpo arenoso presenta porcentajes de arcillosidad notables en todo su espesor, el desarrollo de la formación se manifiesta con un buen espesor y propiedades petrofísicas buenas, aunque se notan ciertas intercalaciones lutíticas en algunos pozos.

4.3.10.- Sección Estratigráfica H-H' Arena ME-A

Esta sección abarca siete (7) pozos los cuales son: RG-141, RG-43, RG-204, RG-173, RG- 108, RG-225 y RG- 281, se encuentra trazada en sentido Noroeste-Suroeste perpendicular a la sedimentación, la sección refleja la continuidad que presenta la formación Merecure-A, la cual se desarrolla con muy buen espesor y las facies en forma de campana representan canales,



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

pero se nota cierta suciedad en la formación debido a la presencia de intercalaciones lutíticas. En algunos pozos la arena no se desarrolla por lo cual se infiere que estos corresponden de acuerdo a la respuesta del GR y SP a la llanura de inundación. Las secciones estratigráficas de los miembros mencionados se pueden observar en los Apéndices E.11 y E.12.

4.3.11.- Secciones Estructurales

Se construyeron un total de trece (13) secciones estructurales con la finalidad de determinar la estructura predominante en el campo y la presencia de fallas a través de las cuales pudieran presentarse las pérdidas de circulación. Una vez analizadas las secciones elaboradas se determinó que el Campo Santa Rosa se encuentra formado por un domo asimétrico alineado en una dirección Noreste-Suroeste, debido al movimiento tectónico compresivo regional causada por el choque de la Placa Caribe con la Placa Suramericana, con un buzamiento suave hacia el noroeste de 12° y de rumbo N77°E y un buzamiento mayor en el flanco sur con una inclinación de 34° hacia el SE y un rumbo de N18°E, el domo está cortado por fallas inclinadas hacia el Sureste y paralelas al mismo.

Cerca de la zona crestal de los alineamientos dómicos se observan algunas fallas alineadas, subparalelas al levantamiento, con buzamiento al Sur-Este. Los pliegues son anticlinales en forma de domos con sus ejes paralelos al corrimiento y juegan un papel importante en la distribución de los yacimientos. Las fallas normales están principalmente ubicadas al Noroeste del Corrimiento de Anaco y por su desplazamiento considerable (70 a 180 m) constituyen el límite de la acumulación en la misma dirección.

También se observa un conjunto de fallas que presentan una orientación Noreste-Suroeste y las cuales en su mayoría son fallas inversas,



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

que buzán al Norte. Este grupo de fallas controlan el marco estructural del área, ya que las mismas se localizan en la parte centro Sur del domo y afectan el desplazamiento de algunas fallas que se cruzan con éstas.

Se observaron fallas a nivel de las formaciones Moreno-H y Moreno-I, a través de las cuales se presentan constantemente pérdidas de lodo hacia la formación. En el flanco sur del domo Santa Rosa, hacia el corrimiento de Anaco se encuentra ubicada la arena AM-A2, en la cual se encuentran una serie de fallas normales que afectan la parte Noroeste del yacimiento, así como una falla inversa de ± 115 pies de desplazamiento, con buzamiento suave hacia el Noreste que afecta los pozos RG 111 y RG 128. Desde el punto de vista estructural el yacimiento AM-F2 está ubicado en un domo asimétrico de rumbo SO-NE paralelo al Corrimiento de Anaco; dos de las secciones estructurales realizadas se observan en la figura 4.25 y las otras secciones se observan en los Apéndices F.1, F.2 y F.3.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

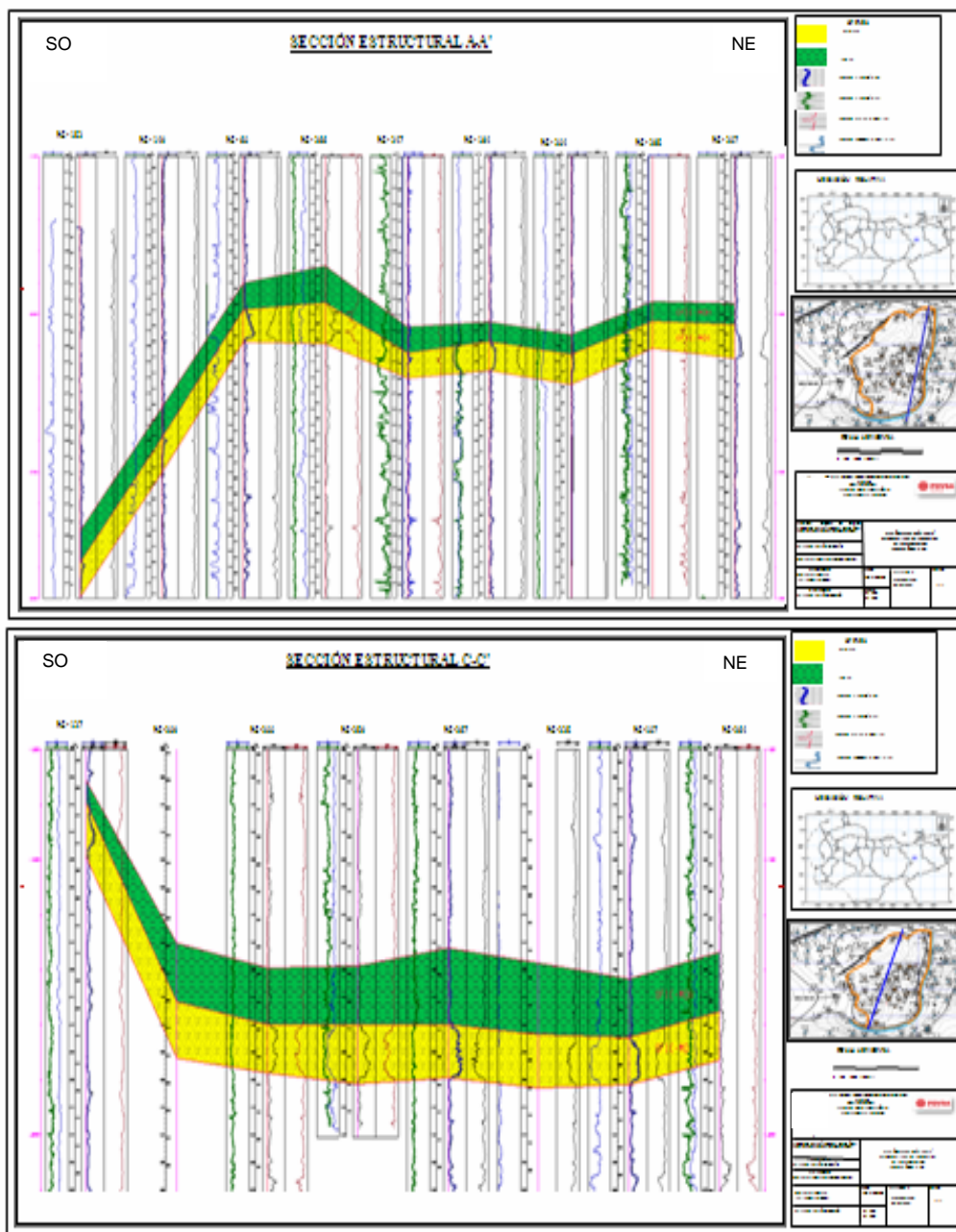


Figura 4.25. Secciones Estructurales A-A' y C-C' [14].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.4.- Construcción del Mapa de Ambientes Sedimentarios de los Yacimientos en Estudio.

4.4.1.- Mapa de Ambiente de la Arena AM-A2

El análisis del mapa de ambiente sedimentario refleja que la arena AM-A2 pertenece a un ambiente fluvio-deltaico, donde las electrofacies desarrolladas muestran el decrecimiento de los granos de abajo hacia arriba, siendo las facies más comunes las del tipo cilíndrico o acampanado.

Por tal motivo se puede establecer que para la arena AM-A2 los cuerpos arenosos están representados por dos canales principales provenientes del Suroeste que se van ramificando en varios canales distributarios los cuales desembocan hacia el Norte y Noreste. Los materiales sedimentados en esta área se hallan frecuentemente retrabajados por las propias corrientes fluviales del canal, los cuales progradan sobre lutitas del prodelta.

Cuando ocurren los periodos de crecidas del río se depositan entre los canales principales y distributarios las arenas de poco espesor y extensión variable con electroformas tipo barra características de los abanicos de rotura, los cuales pueden ser observados en el mapa de color naranja oscuro. Este fenómeno genera el máximo aporte de sedimentos, originando el desbordamiento del canal y la formación de diques a ambos lados del mismo. En crecidas subsiguientes los diques pueden ser erosionados, lo que trae como consecuencia el desarrollo de las facies de abanico de rotura en la llanura de inundación. Los abanicos de rotura también se encuentran hacia los extremos de ambos canales principales.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los sedimentos más finos señalados con color verde en el mapa corresponden a la llanura de inundación, la cual se origina por el decantamiento del material fino que es transportado en suspensión por el canal distributivo hasta el frente deltaico (Figura 4.26).

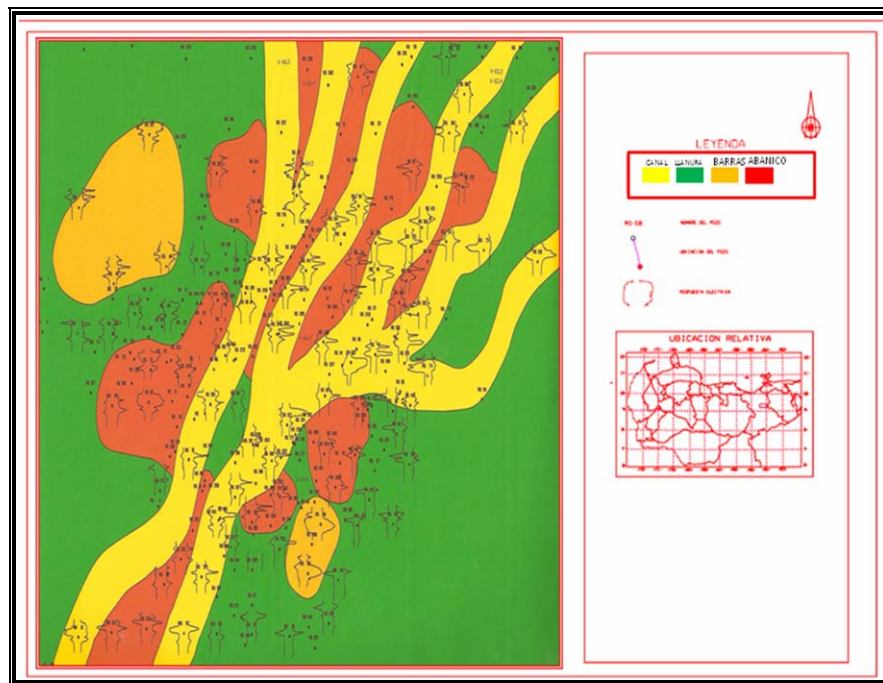


Figura 4.26. Mapa de Ambiente Sedimentario de la Arena AM-A2 ^[17].

4.4.2.- Mapa de Ambiente de la Arena AM-F2

El ambiente sedimentario corresponde a un complejo fluvio-deltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. En la formación AM-F2 los cuerpos arenosos están representados por tres canales principales cuyas electrofacies presentan forma cilíndrica, los cuales van formando barras de desembocadura hacia el norte, conformadas por areniscas de fina a media con rizaduras unidireccionales y estratificación cruzada (Figura 4.27).



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

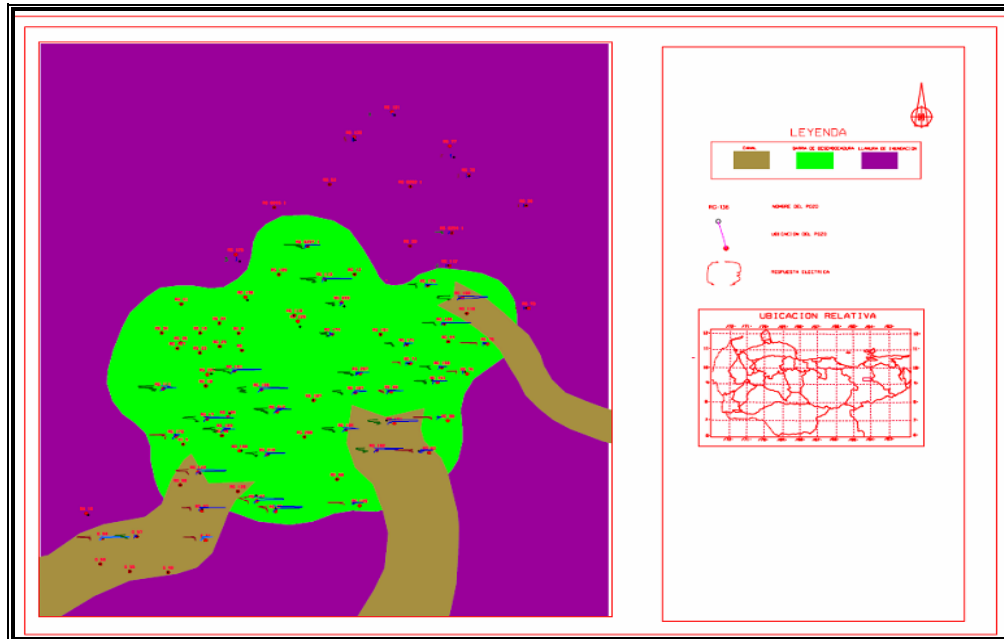


Figura 4.27. Mapa de Ambiente Sedimentario de la Arena AM-F2 ^[17].

Puede observarse en color verde las barras de desembocadura las cuales se están representadas por cuerpos arenosos de textura granodecreciente, desde arena muy fina hasta arena gruesa o grava, el cual se va haciendo cada vez más limpio hacia el tope del depósito. El cuerpo de arena que constituye la barra de desembocadura tiene una forma de manto, y es más gruesa en la desembocadura del canal distributivo y se hace gradualmente más fina hacia las márgenes de la barra. Las arenas de las barras son generalmente más finas que la de los canales, pero su extensión areal es más importante.

Se puede observar en color morado la llanura de inundación que se desarrolla en los bordes del canal y de las barras la cual se encuentra representada por los granos más finos.



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.4.3.- Mapa de Electrofacies de la Arena MO-I

El ambiente para la arena MO-I reflejado a través del estudio de las electrofacies resultó ser Transicional (posible estuario marino somero), definiéndose de este modo que MO-I ocurre de un valle excavado, relleno por depósitos de canales y barras de estuario marino.

La unidad Superior está constituida por lentes de arena cuyo tamaño de grano es muy fino, a medida que se va acercando a la parte media se observan abundantes paquetes de intercalaciones de material carbonáceo y arcilloso, con presencia de estructuras sedimentarias que reflejan el predominio de ambiente de marea.

Las facies observadas son de textura de grano decreciente, pues para el intervalo inferior se nota la abundancia de microfósiles marinos y un intervalo superior donde se observa disminución de la abundancia de microfósiles marinos y aumento de la abundancia de palinomorfos terrestres (Figura 4.28).

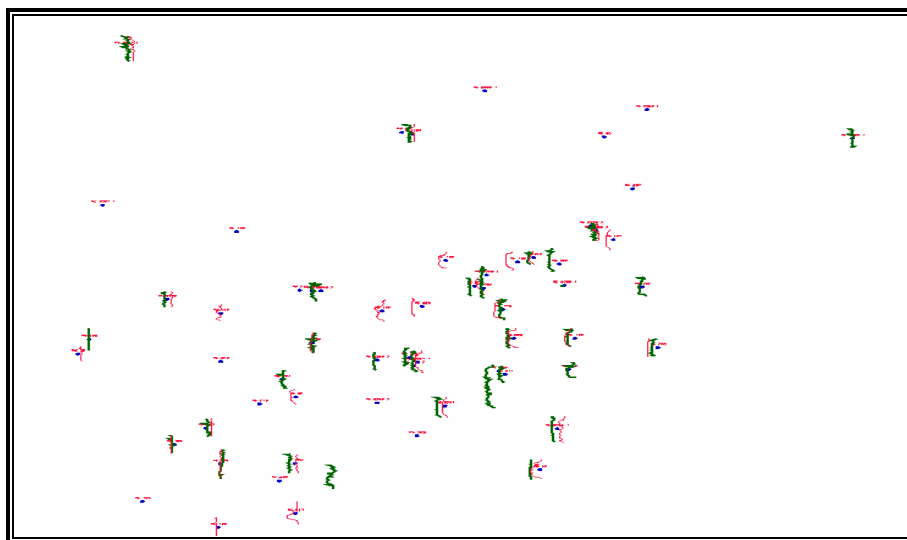


Figura 4.28. Mapa Electrofacies de la Arena MO-I ^[17].



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.4.4.- Mapa de Electrofacies de la Arena ME-A

En base a las electrofacies desarrolladas para la formación ME-A, se puede observar que la textura de las facies es de grano decreciente que indican la presencia de canales, en este caso de canales distributarios; en base a lo cual se infiere la presencia de un canal con buen espesor.

A los bordes del canal se localizan llanuras de inundación con granos más finos y presencia de suciedad en los lentes arenosos. El análisis de las electrofacies indica que la formación Merecure pertenece a un ambiente más fluvial, en el cual predominan los palinomorfos terrestres, así como las estructuras y entrampamientos característicos de este ambiente (Figura 4.29).

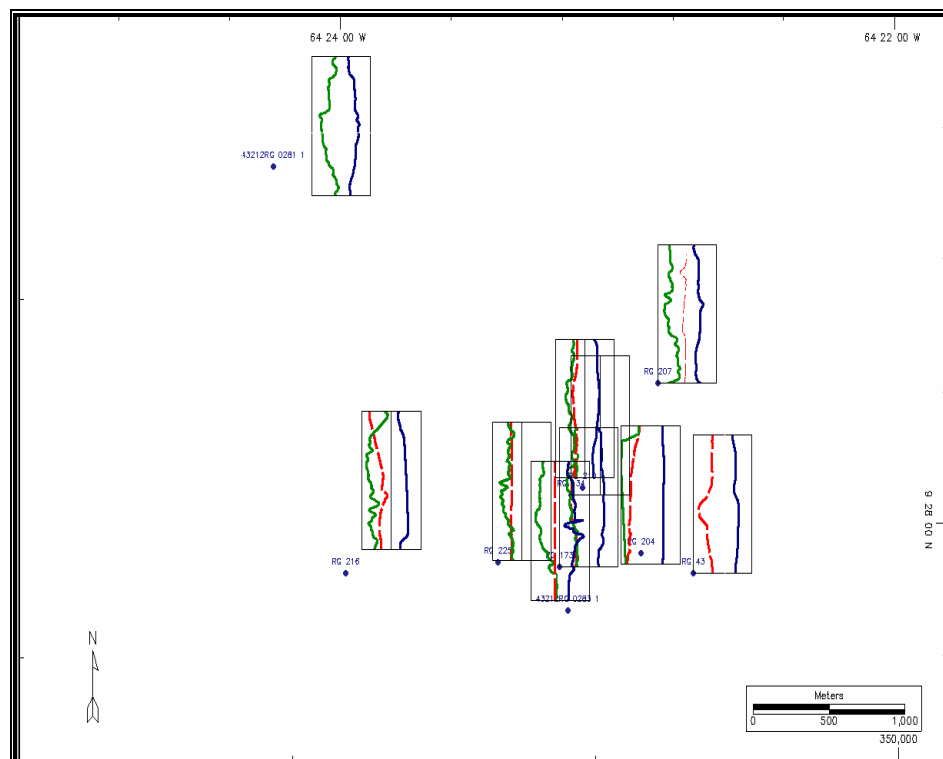


Figura 4.29. Mapa Electrofacies de la Arena ME-A ^[17]



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.5.- Comparación de los Niveles de Pérdidas de Circulación con los Ambientes Sedimentarios Presentes.

Durante la perforación de las formaciones en estudio se perdieron 12810.03 bls; en donde la mayor cantidad de pérdidas la tuvo la Formación Oficina con un total de 11.416,03 bls perdidos en: AZ-K, AZ-R, MO-A, MO-F, MO-G1, MO-H, MO-I, MO-J, MO-K, NA-K3, NA-L1, VE-A1, VE-A2, VE-B21, VE-B2U, VE-C1, VE-C3, VE-E2, VE-F1, VE-F2, VE-G1, AM-A2, AM-F2, AM-K1, CO-B2, CO-B4, CO-EFG, CO-L, CO-N2, CO-P3, CO-S; representando el 89,37 % del total perdido en toda la columna estratigráfica.

En el pozo RG-0280 la mayor pérdida se registró en AM-F2 y en menor porcentaje en MO-I; en el RG-0281 las mayores pérdidas se presentaron con 1.169 bls en Moreno-G1 y Colorado-EFG; en el RG-0282 las pérdidas se presentan desde MO-G1 hasta MO-I que es la profundidad final del pozo por ser del tipo direccional, para el pozo RG-0283 más de 602 bls perdió ME-A y en menores proporciones Moreno y Colorado, la mayoría de las arenas en este pozo que experimentaron la problemática son de hidrocarburos; el pozo RG-0285 registró pérdidas en 7 arenas, arrojó el 40.58 % de total de barriles perdidos en AM-F2 con 1.000 bls, esta arena sufre pérdidas en casi todos los pozos que la atraviesan específicamente en la zona central del domo; el RG-0286 presentó pérdidas parciales en AM-F2.

Al realizar los mapas de ambiente se logra saber el ambiente que influyó en la depositación de cada arena estudiada y los tipos de electrofacies que presentan, y así se estableció la comparación de los niveles de pérdidas con cada ambiente al cual pertenecen las arenas y la influencia que representa dichos ambientes en las pérdidas de circulación del Campo Santa Rosa.

La arena que presentó mayores pérdidas en la mayoría de los pozos perforados es AM-F2 que pertenece a un ambiente fluvio-deltaico, las



CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

electrofacies reflejan una barra de desembocadura como un cuerpo de arena en forma de manto con una llanura de inundación en los bordes de canal. Otra arena que también presenta niveles de pérdida es AM-A2, también perteneciente al miembro Amarillo de ambiente fluvio-deltaico, en AM-A2 se observa dos canales principales provenientes del suroeste que se van ramificando en varios canales distributarios los cuales desembocan al norte y noroeste.

El miembro moreno fue el segundo en presentar pérdidas de circulación, en el estudio de electrofacies resultó ser transicional (posible estuario marino somero); definiéndose de este modo MO-I en un valle excavado, relleno por depósitos de canales y barras de estuario marino.

Para la Formación Merecure con bajo porcentajes de pérdidas se observa en su mapa de ambiente un canal de buen espesor (canal distributario) y a los bordes se localizan llanuras de inundación. El análisis de electrofacies indica que la Formación Merecure pertenece a un ambiente más fluvial.

Se puede observar que el ambiente sedimentario en que se deposita los miembros de una formación influyen en las pérdidas de circulación cuando se están perforando estos; los miembros que fueron depositados en ambientes fluvio-deltaico que poseen estructuras como canales distributarios, barras de desembocadura rodeados por llanuras de inundación son los miembros que al ser perforados arrojan más pérdidas de circulación como se pudo observar en el caso del miembro Amarillo perteneciente a la Formación Oficina, en esta formación es donde se observa mayores porcentajes de pérdidas con más frecuencia en la parte media del domo Santa Rosa perteneciente a un ambiente con influencia fluvio-deltaico por tal motivo es que se perfora con parámetros controlados.



CONCLUSIONES

- Los miembros que fueron depositados en un Ambiente Sedimentario Fluvio-Deltaico que poseen estructuras como canales distributarios arrojan las mayores pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa.
- Las condiciones litológicas de las formaciones, así como sus características geológicas y sedimentológicas influyen en la ocurrencia de las pérdidas de circulación.
- La arena Amarillo-F2 sufrió pérdidas en casi todos los pozos que la atraviesan en la zona central del domo Santa Rosa.
- La mayoría de las arenas que presentaron pérdidas de circulación como Moreno-G1 y Colorado-EFG son arenas de agua.
- La Formación Oficina presentó la mayor cantidad de pérdidas con un total de 11.416,03; representando el 89,37 % del total perdido en toda la columna estratigráfica.
- Los resultados de calcular las presiones de formación comprueban que las pérdidas de circulación en las arenas también fueron debidas a su baja presión (<1500 psi).
- Las secciones estructurales elaboradas determinaron que el Campo Santa Rosa se encuentra formado por un domo asimétrico alineado en una dirección Noroeste-Suroeste, el domo está cortado por fallas inclinadas hacia el sureste y paralelas al mismo.
- El Ambiente para la arena MO-I reflejado a través del estudio de las electrofacies resultó ser transicional (posible estuario marino), definiéndose que MO-I ocurre de un valle excavado, relleno por depósitos de canales y barras de estuario marino.



CONCLUSIONES

- El mapa de Ambiente Sedimentario refleja que la arena AM-A2 pertenece a un Ambiente Fluvio-Deltaico representado por dos canales principales que se van ramificando en varios canales distributarios.
- El Ambiente Sedimentario de AM-F2 corresponde a un complejo Fluvio-Deltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos.
- El análisis de las electrofacies indican que la Formación Merecure pertenece a un Ambiente más Fluvial con presencia de canales distributarios, en base a la cual se infiere la presencia de un canal con buen espesor.
- Las arenas estudiadas pertenecen a Ambientes Transicionales y dentro de estos se encuentran pozos ubicados en canales, abanicos de rotura, llanura de inundación y barras de desembocadura.
- Los pozos situados en los centros de canal experimentan mayores pérdidas en comparación con los que se encuentran en los bordes de los mismos o en llanuras de inundación.



RECOMENDACIONES

- Planificar la ubicación de los pozos a perforar de modo tal que se atraviesen las arenas en las zonas menos propensas a sufrir pérdidas de circulación.
- Corregir a través de los registros de pozos las profundidades de las arenas a las cuales son reportadas las pérdidas de circulación mediante del DIMS 32.
- El inspector debe reportar a través del DIMS todas las pérdidas de fluido ocurridas durante la perforación del pozo, indicando la posible causa de la misma.
- Correr registros de imagen en las arenas en zonas donde se presentan pérdidas de circulación con la finalidad de reducir las incertidumbres respecto a sus causas.
- Realizar un estudio minucioso en el resto de las formaciones del Campo Santa Rosa, que permitan comparar el comportamiento de la pérdida de circulación en ambientes continentales, transicionales y marinos.
- Estudiar la posibilidad de llevar a cabo el diseño de materiales antipérdidas adaptados a las propiedades de la roca y el ambiente sedimentario específico donde se localicen las arenas.
- Perforar las arenas con potenciales pérdidas de circulación con caudales y tasas de penetración adaptados a la fase que se esté perforando, para minimizar las pérdidas y garantizar una optima limpieza y calidad del hoyo.



1. LOPEZ, J (2009): **“Evaluación Sedimentológica y estratigráfica Secuencial del Miembro Colorado Formación Oficina Campo Santa Rosa Área Mayor de Anaco”**. Ingeniero Geólogo. PDVSA-INTEVEP.
2. DIAZ, M (2005): **“Análisis de factibilidad técnico-económico en la perforación de pozos de gas verticales, inclinados y horizontales en los Campos Santa Rosa y San Joaquín del área Mayor de Anaco”**. Tesis de Grado. Departamento de Petróleo. U.D.O Núcleo Anzoátegui.
3. COVA, G. (2004): **“Análisis del comportamiento de ensamblajes de fondo en la perforación direccional en el Campo Santa Rosa del Área Mayor de Anaco”**. Tesis de Grado. Departamento de Petróleo. U.D.O Núcleo Anzoátegui.
4. TARBUCK, E. **“Ciencias de la Tierra: Una Introducción a la Geología Física”**. Sexta edición (1999).
5. CIED, **“Geología de Producción”**, (2000).
6. ALFONSI, P. **“Sedimentología de Clásticos y Electrofacies”**, CIED (1999).
7. SALAS, R. **“Fluidos de Perforación”**. Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui, (2000).
8. IMCO, **“Tecnología Aplicada de Lodos”**, IMCO SERVICES. HALLIBURTON, (1981).
9. INTEVEP. Revisión Bibliográfica **“Materiales y sistemas empleados para controlar las pérdidas de circulación”** (2000).
10. CORPOVEN. **“Registros Geológicos de Pozos”**, (1996).



BIBLIOGRAFÍA

11. MARLAN P, BILLINGS. **“Geología Estructural”** (1972).
 12. GONZALES DE JUANA, C. **“Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”** (1980).
 13. SCHLUMBERGUER. **“Geoframe Software”**, (2005).
 14. HALLIBURTON. **“OPENWORKS Software”**, (2003).
 15. PDVSA Gas Anaco, Departamento de Subsuelo; **“Gerencia de Yacimientos”**, (2010).
 16. PDVSA Gas Anaco. **“Departamento de Operaciones y Mantenimiento de Taladros”** (OMT), (2010).
 17. PDVSA Gas Anaco, Departamento de Subsuelo. **“Sistema de Generación de Mapas”** (SIGEMAP), (1999).
- MUÑOZ, M. “Sedimentología Aplicada a los Yacimientos”. CIED, (1997).
- PDVSA, Intevep. **“Código Geológico de Venezuela”** (1997).
- CIED, **“Tecnología Aplicada a los fluidos de perforación”** (1997).
- QUAGLIA, A. **“Geología Estructural”**. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, (2000).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“EVALUACION DE LA INFLUENCIA DEL AMBIENTE SEDIMENTARIO EN LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLCA / E-MAIL
Díaz, Greismar Delvalle.	CVLAC: V- 18.514.633 e-mail: greismardiaz_09@hotmail.com
	CVLAC: e-mail:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

INFLUENCIA, AMBIENTE SEDIMENTARIO, PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN, PERFORACION, CAMPO SANTA ROSA, YACIMIENTOS, FORMACIONES, ARENAS, SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS, PLANIFICACIÓN.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo de grado tiene como propósito fundamental de investigación determinar la influencia del ambiente sedimentario en las pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa que opera en PDVSA Gas Distrito Anaco; diversas formaciones de este campo experimentaron serios problemas de pérdidas de circulación observándose estas pérdidas en la perforación de pozos en diferentes periodos, tomando como estudio el más reciente comprendido entre 2008-2009 y cuyas perforaciones corresponden a los pozos RG-0280 al RG-0289; esto ha generado pérdida de tiempo y por ende aumento de costos para la empresa PDVSA Gas Distrito Anaco. Las pérdidas de circulación son el resultado de un desbalance de presiones, que frecuentemente ocurren debido a lo depletado que se encuentran los yacimientos, pero en ocasiones se presentan casos que contradicen la teoría, razón por la cual en la Gerencia se interesaron por realizar un estudio para definir la causa de esta irregularidad, para cumplir con dicho objetivo se procedió a recopilar información mediante consultas automatizadas a la base de datos DIMS 32, posteriormente se identificaron las arenas problemas contabilizando la cantidad de barriles perdidos, siendo las formaciones MO-I; AM-A2; AM-F2 y ME-A, las que arrojaron mayores pérdidas de fluido. La elaboración e interpretación de secciones estratigráficas, estructurales y mapas de ambiente, permitió definir que la ubicación de una formación en un determinado ambiente influye en la ocurrencia de una

pérdida de circulación, en base a ello se plantearon soluciones para optimizar la planificación de la perforación de pozos en el Campo Santa Rosa.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
Morales, Jhonles	CVLAC:				
	e-mail:	jjmorales@hotmail.com			
	e-mail:				
	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
Vilela, Aura	CVLAC:	11.825.025			
	e-mail:	auravilela@hotmail.com			
	e-mail:				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
Salas, Roberto	CVLAC:	3.413.775			
	e-mail:	rsalasalfaro@gmail.com			
	e-mail:				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
Acosta, Félix	CVLAC:	9.272.777			
	e-mail:				
	e-mail:				
	ROL	CA	AS	TU	JU

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

01	02	11
----	----	----

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Evaluacion_de_la_influencia_del_ambiente_sedi.doc	Application/msWord

CARACTERES PERMITIDOS EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D
E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ -.

ALCANCE:

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PRE-GRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.”

DIAZ. GREISMAR DELVALLE.

AUTOR

Prof. Aura Vilela

TUTOR

Prof. Roberto Salas

JURADO

Prof. Félix Acosta

JURADO

Prof. Félix Acosta

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

