

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTADO DEL ARTE DE LA GEOLOGÍA Y OPERACIONES DEL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS EN EL ÁREA SUR DE JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Escobar R., Kenny L
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas Octubre de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTADO DEL ARTE DE LA GEOLOGÍA Y OPERACIONES DEL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS EN EL ÁREA SUR DE JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Escobar R., Kenny L
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Tutor Académico: Ing. Carolina Machillanda

Tutor Industrial: Ing. Delia Visbal

Caracas Octubre de 2014

Caracas, Octubre de 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geológica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Kenny L Escobar R, titulado:

**“ESTADO DEL ARTE DE LA GEOLOGÍA Y OPERACIONES
DEL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS EN EL
AREA SUR DE JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO (FPO)”**

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

Prof. Ricardo Alezones
Jurado

Prof. Lenin González
Jurado

Prof. Ing. Carolina Machillanda
Tutor Académico

Ing. Delia Visbal
Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Dios por permitirme nacer, vivir, tener salud, cuidar y orientar mis pasos por el camino de bien

A mis Abuelos Antonio Escobar (†) y José Rafael Rodríguez (†)

A mis Padres Eddy Rodríguez y Tonny Escobar

A mi Abuela de crianza Eugenia Quijada

A mi Hermano y Amigo Lehninger Escobar

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso, por darme e iluminarme de fortaleza, sabiduría, constancia, perseverancia, paz, amor y humildad para alcanzar el éxito y lograr las metas que me propongo y se me acercan. GRACIAS.

Ala Universidad Central de Venezuela, a la Facultad de Ciencias, a la Escuela de Matemáticas, a la Facultad de Ingeniería y a la Escuela de Geología, Minas y Geofísica por su formación profesional y personal, donde conocí a gente excelente.

A mis Abuelos Antonio Escobar (†) y José Rafael Rodríguez (†), GRACIAS por su acompañamiento espiritual y momentos compartidos físicamente. Bendición.

A mi Tutora Académica Profesora Carolina Machillanda por compartir sus conocimientos, consejos, dudas, preocupaciones, críticas, preocupaciones, recomendaciones, sugerencias, orientación, conversación, confianza y sobre todo por su fuerza cuando más lo necesitaba y que contribuyo sobre todo para ella. Muchas GRACIAS Profesora.

A mis Padres, Mamá Eddy Rodríguez, por tu apoyo, amor, cariño, orientación, regaños, paciencia y sobre todo por aguantarme 9 meses en tu vientre y tener la fuerza física y psicológica para traerme a luz y hoy por otorgarme está oportunidad de poder dar este gran Paso de ser Ingeniero Geólogo, Te Quiero Mucho Con Demasiado al infinito y mucho más, sabes que siempre estaré en deuda contigo Mamá. Bendición. GRACIAS. Papá Tonny Escobar por enseñarme que estudiando se alcanzan metas y logros, por enseñarme el valor y el esfuerzo de las cosas pero sobre todo por enseñarme que si se puede estudiar lo que uno quiere y puede. Bendición. GRACIAS.

A mis Hermanos Lehninger Escobar, José Antonio Vielma y Jonathan Jiménez, por enseñarme que a pesar de la distancia siempre nuestra Amistad será Diamante, por esas buenas conversaciones gratificantes y fructíferas llenas de mucho aprendizaje, por escucharme, escuchar y sobre todo por esas verdades incómodas pero que son necesarias escuchar. Hermanos y Amigos se les quiere Mucho. GRACIAS.

A Nancy Rodríguez y Anabel Urbina, por su cariño, amor y sobre todo por haber aceptado de que yo fuese su Ahijado Madrinas. Las Quiero Mucho. Bendición.

A la Profesora Miryam Rojas (†), por enseñarme el significado, la importancia, la formación, el conocimiento y valor de la Historia de Venezuela. GRACIAS Profesora.

A la Sra Jenny Rodríguez gracias por pensar en mí, por acordarte y ayudarme. Me diste la oportunidad de producir y transformar para bien las situaciones. GRACIAS Tía, Bendición.

A mi Flia Rodríguez y Escobar por su apoyo, orientación, enseñanzas y sobre todo por saber escucharme. Los Quiero Mucho. Bendición, GRACIAS Familia.

Al Sr. Prisilo por darme esa oportunidad de haber conocido el significado de estudiar y aprehender en la Universidad y sobre todo en la Universidad Central de Venezuela. GRACIAS Sr Prisilo.

A Wineixa Escalona, por su Amistad, por saber que puedo contarle y no es cuento. También me pareces una excelente persona Amiga. GRACIAS.

Al Profesor Orlando Méndez, por su aprendizaje, ayuda, críticas, sugerencias, recomendaciones, orientación, por creer en mí, su Confianza y sobre todo su Amistad. GRACIAS Profesor.

Al Profesor Ricardo por su orientación, críticas, recomendaciones, sugerencias, preocupaciones y ayuda como Profesor, Director y Persona; pero sobre todo por indicarme el inicio de mi actual Trabajo Especial de Grado. Muchas Gracias Profesor.

Al Profesor y Amigo Ignacio Mederos por su confianza, por compartir sus conocimientos, su tiempo de aprendizaje y paciencia. GRACIAS Ignacio.

Al Profesor Lenín por su orientación, ayuda, enseñanza, críticas, sugerencias, recomendaciones y sobre todo paciencia. GRACIAS Profesor.

A mis compañeros Jonathan Jiménez, Juan Carlos Tiapa y Luis Carlos López por el gran equipo de estudiante de Ciencias e Ingeniería que formamos para ese gran Paso. GRACIAS.

Al Sr José Alfredo Rodríguez por contribuir en mis estudios. Fue el primer Libro de Muchos. Bendición, GRACIAS Tío.

A la Profesora, Amiga y Madre putativa Cristina Mejías por su orientación, consejos, ayuda en la carrera universitaria y lo profesional. Muchas GRACIAS Ingeniera Cristina.

Al estudiante, preparador y programador Wens Alonso por su enseñanza y paciencia. GRACIAS.

Al Sr Edmundo Salazar, Delia Visbal, Corporación Venezolana del Petróleo, Equipo del Proyecto Magna Reserva y PDVSA. GRACIAS.

A mi Compañera Fernanda España, GRACIAS por su Amistad y Confianza.

A Sra Morella De Castillo, Profesora Yanitza Rivero, Sra Sandy Zavala; y Sergio Blones, Ingeniero Daniel Menéndez e Ingeniero Leoner Azuaje por Creer en mí y darme la oportunidad de transformar las situaciones. GRACIAS.

“Dadme un punto de apoyo y moveré el mundo”

Arquimedes

“Me dieron un punto de apoyo y estoy moviendo el mundo”

Kenny Escobar

Escobar R. Kenny L

**ESTADO DEL ARTE DE LA GEOLOGÍA Y OPERACIONES DEL
DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS EN EL ÁREA
SUR DE JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
(FPO)**

**Tutor Académico: Ingeniera Geológica Carolina Machillanda. Tesis. Caracas,
U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica.
Departamento de Geología. 2014, 150p.**

Resumen

Palabras claves: Faja Petrolífera del Orinoco, Formación Oficina, Bloque Junín, Yacimiento Petrolero, Yacimiento Somero.

Se realizó una investigación que se enfoca en la búsqueda, documentación, inventario y selección de las técnicas y procedimientos más usados en el desarrollo de yacimientos someros, que han sido probados, acogidos y aceptados por la industria petrolera (estado del arte) en la geología y operaciones del desarrollo de yacimientos someros en el área sur de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), a partir de la búsqueda de referencias bibliográficas: artículos, informes técnicos de empresas (PDVSA y CVP) y el uso de la web, para pozos ubicados en los bloques 6, 7, 8, 9 y 10 de Junín; y a partir de datos de subsuelo de los bloque antes mencionados.

A través de la correlación de registros de pozos de parámetros de GR, resistividad, densidad y espectroscopia electrónica (esta última permitió la identificación de litologías en tiempo real y su posterior comparación con el registro RHOD.

Se correlacionaron 49 pozos para la Formación Oficina, en los bloques 7, 8, 9, 10 y parte del bloque 6, detallando, definiendo e interpretando 8 intervalos por medio de las máximas inundaciones, considerando 3 intervalos como constantes y continuos

en el área del subsuelo estudiada a los yacimientos someros definidos en el presente trabajo. Estos intervalos fueron 3-4 (34) y 4-5 (45) siendo completada con la ayuda de las diagrfías de GR, que permitieron interpretar zonas de canales distributarios, canales y barras y frente desltaico; en los 49 registros de pozos completos o incompletos del área de estudio. De igual forma y paralela mente se interpretó el núcleo del pozo 4J7 del bloque Junín 7 con base a fotografías de alta resolución en formato digital, detallando, definiendo e interpretando desde 701 pies a 1131 pies de profundidad pero concluyendo que la profundidad que se mantiene en cuanto a características del núcleo y máximas inundaciones de los registros es la comprendida entre 679 pies a 1100 pies de los marcadores 34 y 45.

Se determinó con base en el historial de Junín de los bloques 7, 8, 9 y 10 posibles áreas de prospección y desarrollo como lo son las áreas DKC, DCK, EOO y YLL.

También se define que los yacimientos al norte de Junín son profundos y los ubicados al sur como yacimientos someros.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	
RESUMEN	
ÍNDICE DE TABLAS	
ÍNDICE DE FIGURAS	
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
I.1.GENERALIDADES	
I.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
I.3. OBJETIVOS	
I.3.1. OBJETIVO GENERAL	
I.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	
I.4. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	
I.4.1. FAJA PETROLÍFERA	
I.4.2. ÁREA DEL BLOQUE JUNÍN	
I.4.3. MAPA DE UBICACIÓN	
I.5. METODOLOGÍA	
I.5.1. ETAPA I: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	
I.5.2. ETAPA II: BASES TEÓRICAS	
I.5.3. ETAPA III: VALIDACIÓN DE DATOS	
I.5.4. ETAPA IV: ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS	
REVISADAS	
I.5.5. ETAPA V: DETERMINAR LA FACTIBILIDAD DE LAS TÉCNICAS	
OPERACIONALES INVESTIGADAS	
I.5.6. ETAPA VI: DOCUMENTACIÓN	
I.6. TRABAJOS PREVIOS	
I.6.1. TRABAJOS DE INDOLE GEOLÓGICA	
I.6.2. TRABAJOS DE INDOLE PETROLÍFERA	
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	12
II.1. ESTADO DEL ARTE	
II.2. REGISTROS DE POZOS	
II.2.1. REGISTRO DE RAYOS GAMMA	
II.2.2. ESPECTROSCOPIA LITOLÓGICA	
II.2.3. REGISTRO DE RESISTIVIDAD	
II.2.4. REGISTROS DE POROSIDAD	
II.2.4.1. registro de densidad	
II.3. CORRELACIÓN A PARTIR DE REGISTROS	
II.4. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA	
II.4.2.TIPO DE CORRELACIÓN	
II.4.2.1. Litocorrelación, o correlación litológica (o litoestratigráfica)	
II.4.2.1.1. Método de litocorrelación	
II.4.2.1.2. Método litoestratigráfico	
II.5. RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS	
II.5.1. CRUDO	
II.5.1.2. Crudo pesado	

II.5.1.3. Crudo extrapesado	
II.5.2. ARENA NETA	
II.5.2.1. Arena neta petrolífera	
II.6. TIPOLOGÍA Y CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	
II.6.1. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS SOMEROS	
II.6.1.2. El mene	
II.6.1.3. Arenas o calizas bituminosas	
II.6.1.4. Filones bituminosos sólidos o semisólidos	
II.7. DESARROLLO DE YACIMIENTOS	
II.7.1. MÉTODOS DE PERFORACIÓN	
II.7.1.1. Perforación hidráulica rotativa	
II.7.1.2. Perforación direccional	
II.7.2. TIPOS DE LOS POZOS	
II.7.2.1. Según su objetivo	
II.7.2.1.1. Pozo estratigráfico	
II.7.2.1.2. Pozo productor	
II.7.2.2. Según el tipo de perforación	
II.7.2.2.1. Pozo vertical	
II.7.2.2.2. Pozo direccional	
II.7.2.2.3. Pozo inclinado	
II.7.2.2.4. Pozo horizontal	
II.7.2.2.5. Pozos de Radio Ultra-Corto	
II.7.2.2.6. Pozo de Radio Corto	
II.7.2.2.7. Pozo de Radio Medio	
II.7.2.2.8. Pozos de Radio Largo	
II.7.2.2.9. Pozo multilateral	
II.7.2.2.9.1. Dual apilado	
II.7.2.2.9.2. Dual opuesto	
II.7.2.2.9.3. Triple apilado	
II.7.2.2.9.4. Tipo pie de cuervo	
II.7.2.2.9.5. Tipo tenedor	
II.7.2.2.9.6. Radial multilateral	
II.7.2.2.9.7. Espina de pescado	
II.7.2.3. Según el tipo de operación	
II.7.2.3.1. Pozo de exploración	
II.7.2.3.2. Pozo de avanzada	
II.7.2.3.3. Pozo de desarrollo	
II.7.2.4. Clasificación de los pozos	
CAPITULO III: MARCO GEOLÓGICO.....	40
3.1. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	
3.2. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL ÁREA DE ESTUDIO	
Basamento	
Formación Carrizal	
Formación Canoa	
Formación Tigre	

Formación Merecure	
Formación Oficina	
Formación Freites	
Formación Las Piedras	
Formación Mesa	
CAPITULO IV:TÉCNICAS PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS.....	44
IV.1. BASE DE DATOS	
IV.2. SELECCIÓN DE TÉCNICAS	
IV.3. RESUMEN DE TÉCNICAS	
IV.4. YACIMIENTOS DE CRUDO EN EL MUNDO DE BAJA PROFUNDIDAD	
IV.5. ANALISIS-COMPARACIÓN DE TÉCNICAS REVISADAS PARA YACIMIENTOS SOMEROS	
IV.6 FACTIBILIDAD DE LAS TÉCNICAS PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS	
CAPITULO V: HISTORIAL.....	68
V.1. GENERALIDADES	
V.2. JUNÍN (ZUATA)	
V.2.3. PROFUNDIDADES	
V.3. JUNÍN 7	
V.3.1.SECUENCIAS ESTRATIGRAFICAS Y PROFUNDIDADES	
V.3.2. ARENA NETA	
V.3.3. ARENA NETA PETROLÍFERA	
V.3.4. SELLOS LUTÍTICOS	
V.4. JUNÍN 8	
V. 4.1. SECUENCIAS ESTRATIGRÀFICAS Y PROFUNDIDADES	
V.4.2. ARENA NETA	
V.4.3. ARENA NETA PETRILÌFERA	
V.4.4. SELLOS LUTÌTICO	
V.5. JUNÌN 9	
V.5.1. SECUENCIAS ESTRATIGRÀFICAS Y PROFUNDIDADES	
V.5.2. ARENA NETA	
V.6. JUNÌN 10	
V.6.1. SECUENCIAS ESTRATIGRÀFICAS Y PROFUNDIDADES	
V.6.2. ARENA NETA	
V.6.3. SELLOS LUTÌTICOS	
CAPITULO VI: YACIMIENTOS SOMEROS DEL ÁREA SUR DE JUNÍN	
VI.1. ÁREA SUR DE JUNÍN DE LA FPO.....	103
VI.2. YACIMIENTOS SOMEROS DE JUNÍN	
VI.3. ESTRATIGRAFÍA LOCAL	
VI.3.1. SECCIONES ESTRATIGRAFICAS	
VI.3.2. SECCIÓN OESTE.ESTE (1) ESTRATIGRÁFICA	
VI.3.3. SECCIÓN OESTE-ESTE (2) ESTRATIGRÁFICA	

VI.3.4. SECCIÓN OESTE-ESTE (3) ESTRATIGRÁFICA	
VI.3.5. SECCIÓN NORTE-SUR (1) ESTRATIGRÁFICA	
VI.3.6. SECCIÓN NORTE-SUR (2) ESTRATIGRÁFICA	
VI.3.7. SECCIÓN SUROESTE-NORESTE (1) ESTRATIGRÁFICA	
VI.3.8. SECCIÓN SUROESTE-NORESTE (2) ESTRATIGRÁFICA	
VI.4. MARCADORES DE ARCILLA Y ARENA	
VI.4.1. MARCADOR DE ARCILLA (ARC)	
VI.4.1.1. Marcador Arc45	
VI.4.1.2. Marcador Arc34	
VI.4.2. MARCADORES DE ARENAS (AR)	
VI.4.2.1. Marcador Ar45	
VI.4.2.2. Marcador Ar34	
VI.5. PALEOAMBIENTES	
VI.6. CARACTERISTICAS Y DESCRIPCION DE NUCLEOS DEL POZO 4J7 MEDIANTE FOTOGRAFÍAS DIGITALES.	
VI.6.1. INTERPRETACIÓN DEL NÚCLEO POZO 4J7	
VI.7. ESTRUCTURA LOCAL	
CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	145
VII.1. CONCLUSIONES	
VII.2. RECOMENDACIONES	
CAPITULO VIII: BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.....	150
VIII.1. BIBLIOGRAFÍA	
VIII.2. REFERENCIAS ELECTRÓNICAS	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Inventario de pozos, núcleos y registros de pozos correspondientes al área sur de Junín de la (FPO)	
Tabla 2. Tipos de registros, propiedades medidas y sus usos geológicos	
Tabla 3. Clasificación de los Pozos	
Tabla 4. Estratigrafía resumen del área de estudio.	
Tabla 5. Base de datos de artículos considerados como yacimientos someros	
Tabla 6. Desarrollo o No desarrollo de los yacimientos someros en el Mundo.	
Tabla 7. Resumen de Secuencias Estratigráficas (SE), Arenas Netas (AN), Arenas Netas Petrolíferas y Sellos Lutíticos (SE).	
Tabla 8. Muestras de pared del núcleo DKC12J10	
Tabla 9. Resumen de descripción del pozo DCK4J7	
Tabla 10. Identificación y descripción del núcleo DKC13J10	
Tabla 11. Muestras de pared del núcleo DKC18J10	
Tabla 12. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 7	
Tabla 13. Arena Neta del bloque de Junín 7	
Tabla 14. Arena Neta Petrolífera del bloque de Junín 7	
Tabla 15. Volumen de Arcilla del bloque Junín 7	
Tabla 16. Zonificación de facies sedimentarias del bloque Junín 7	

- Tabla 17. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 8
 Tabla 18. Arena Neta del bloque de Junín 8
 Tabla 19. Arena Neta Petrolífera del bloque de Junín 8
 Tabla 20. Volumen de Arcilla del bloque Junín 8
 Tabla 21. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 9
 Tabla 22. Arena Neta Petrolífera del bloque de Junín 9
 Tabla 23. Volumen de Arcilla del bloque Junín 9
 Tabla 24. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 10
 Tabla 25. Arena Neta del bloque de Junín 10
 Tabla 26. Arena Neta Petrolífera del bloque de Junín 10
 Tabla 27. Volumen de Arcilla del bloque Junín 10
 Tabla 28. Zonificación del Bloque Junín 10

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1. Cuencas petrolíferas de Venezuela
 Figura 2. Ubicación del área de estudio
 Figura 3. Diagrama flujo de la metodología empleada en el Trabajo Especial de Grado
 Figura 4. Registro de Gamma Ray
 Figura 5. Registro de Resistividad
 Figura 6. Sección estratigráfica correlacionada por cotejo de patrones
 Figura 7. Respuesta Gamma Ray de perfiles de pozos para ambientes sedimentario
 Figura 8. Pozo Tipo Vertical
 Figura 9. Pozo Tipo Direccional
 Figura 10. Pozo Tipo Inclinado
 Figura 11. Pozo Tipo Horizontal
 Figura 12. Tipos de Pozos Horizontales
 Figura 13. Pozo Multilateral
 Figura 14. Pozo Dual Apilado
 Figura 15. Pozo Dual Opuesto
 Figura 16. Pozo Triple Apilado
 Figura 17. Pozo Pie de Cuervo
 Figura 18. Pozo Tipo Tenedor
 Figura 19. Pozo Tipo Pie de Cuervo
 Figura 20. Pozo Tipo Espina de Pescado
 Figura 21. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 7
 Figura 22. Registro tipo Junín 7
 Figura 23. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 8
 Figura 24. Registro tipo Junín 8
 Figura 25. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 9
 Figura 26. Registro tipo Junín 9.
 Figura 27. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 9

- Figura 28. Registro tipo Junín 10.
- Figura 29. Registro tipo compuesto y columna estratigráfica de Junín 10
- Figura 30. Mallado Oeste-Este (1).
- Figura 31. Sección Oeste-Este (1) estratigráfica.
- Figura 32. Mallado Oeste-Este (2).
- Figura 33. Sección Oeste-Este (2) estratigráfica.
- Figura 34. Mallado Oeste-Este (3).
- Figura 35. Sección Oeste-Este (3) estratigráfica.
- Figura 36. Mallado Norte-Sur (1).
- Figura 37. Sección Norte-Sur (1) estratigráfica.
- Figura 38. Mallado Norte-Sur (2).
- Figura 39. Sección Norte-Sur (2) estratigráfica.
- Figura 40. Mallado Suroeste-Noreste (1).
- Figura 41. Sección Suroeste-Noreste (1) estratigráfica.
- Figura 42. Mallado Suroeste-Noreste (2).
- Figura 43. Sección Suroeste-Noreste (2) estratigráfica.
- Figura 44. Marcador Arc45 sobre distribución de la arcilla 45.
- Figura 45. Marcador Arc34 sobre distribución de la arcilla 34.
- Figura 46. Marcador Ar45 sobre distribución de arena 45.
- Figura 47. Marcador Ar34 sobre distribución de arena 34.
- Figura 48. Registro de GR, RD, RHOD, Fotos de núcleos y EL.
- Figura 49. Registro de GR, RD, RHOD, Fotos de núcleos y EL.
- Figura 50. Fotografía del intervalo 1120'-1131',10" _C.JPG de núcleo.
- Figura 51. Fotografía del intervalo 1095'-1109' _C.JPG de núcleo.
- Figura 52. Detalle de contacto abrupto y erosivo en 1092',9", fotografía del intervalo 1090'-1093',7" _C.JPG
- Figura 53. Fotografía del intervalo 1052'-1062',1" _C.JPG
- Figura 54. Fotografía del Intervalo 1041'-1049',1" _C.JPG
- Figura 55. Fotografía del Intervalo 1038' 3"-1039',1" _C.JPG
- Figura 56. Fotografía del Intervalo 1017'-1029' _C.JPG
- Figura 57. Fotografía del Intervalo 1007'-1016'10" _C.JPG
- Figura 58. Fotografía del Intervalo 973'-983'8" _C.JPG
- Figura 59. Fotografía del Intervalo 930'-943'10" _C.JPG
- Figura 60. Características tectónicas de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Figura 61. Sección esquemática estructural regional de la FPO.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

I.1. GENERALIDADES

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) posee yacimientos de hidrocarburos profundos y someros, los primeros se ubican al extremo norte de la FPO y los someros al extremo sur. Los yacimientos profundos son conocidos geológicamente y operacionalmente en la FPO por la empresa estatal PDVSA y sus empresas mixtas. El presente trabajo tiene como objeto reconocer el **estado de arte de la geología y operaciones del desarrollo de yacimientos someros de crudo extrapesado en el área sur de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco** para obtener un amplio conocimiento y mejor desarrollo a futuro.

El estudio propuesto responde a la necesidad de determinar, delimitar e interpretar secuencias estratigráficas, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos, características de los fluidos (crudo pesado y extrapesado) y operacionales (perforaciones) inherentes a el desarrollo de yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado en los campos al sur del área Junín en la FPO, con la finalidad de validar información inicial para el desarrollo de los mismos. Los resultados obtenidos permitirán elaborar un manual de desarrollo de yacimientos someros al sur de Junín en la FPO.

El manual de desarrollo para la zona de estudio abordara el estudio de las secuencias estratigráficas, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos y la obtención de la mayor información posible acerca de las técnicas que está utilizando la industria petrolera alrededor del mundo para caracterizar el crudo extrapesado, la determinación de las operaciones (perforación) inherentes a el desarrollo de yacimientos someros, y la proposición de un análisis de factibilidad de las técnicas más calificadas en los yacimientos someros localizados al sur del área Junín de la FPO, con la finalidad de contribuir al entendimiento de los yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado.

La información existente acerca de estudios de yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado no es suficiente; y por políticas de privacidad de la empresa cierta información utilizada para este trabajo no será publicada o estará sujeta a dicha política.

I.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente los yacimientos someros de crudos extrapesados ubicados al sur del área Junín, corresponden a un área de menor profundidad que las zonas ubicadas al norte, esta característica supone que los yacimientos someros no deben desarrollarse de igual forma que los yacimientos al norte del área, por lo tanto, deben abordarse de una manera diferente a los proyectos que se han desarrollado al centro y norte del área Junín en términos geológicos (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos), características de los fluidos (crudo extrapesado) y operaciones inherentes al desarrollo del campo (perforación). En este sentido se propone un estudio del estado de arte de la geología (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos) y las operaciones para los yacimientos someros de crudo extrapesado localizados al sur del área Junín, conformándose como una guía de referencia que contribuya al desarrollo de los mismos.

I.3. OBJETIVOS

I.3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un manual en base a la recopilación de información en yacimientos análogos a la Faja Petrolífera del Orinoco en el área de geología (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos), características del crudo y operaciones (perforaciones), que sirva de guía para el desarrollo de yacimientos someros en el área sur de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

I.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Generar un historial en geología (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos) mediante revisión de informes previos.

- Evaluar y comparar la geología (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, sellos lutíticos) y las características del crudo de los yacimientos al área sur de Junín con los yacimientos someros en otras partes del mundo.
- Validar la interpretación de los ambientes sedimentarios mediante los informes de núcleos, utilizando las asociaciones de diagráfias de pozos propuestos por Walker (1992).
- Validar la correlación estratigráfica correspondiente al área sur de Junín, con la finalidad de delimitar la extensión lateral de los cuerpos arenosos y lutíticos, logrando identificar la arquitectura espacial de los yacimientos en el área.
- Investigar y analizar la información referente a las actividades operacionales en yacimientos someros semejantes a los existentes en la FPO (perforaciones) definiendo la practicidad y el valor agregado de estas técnicas.
- Recomendar posibles estrategias de desarrollo apropiadas para el desarrollo de un yacimiento somero.

I.4. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

I.4.1. FAJA PETROLÍFERA

La cuenca Oriental de Venezuela tiene una longitud de 800 km kilómetros en sentido oeste-este y un ancho de 200 kilómetros denorte a sur, con un área total aproximadamente de 16000 km² de superficie y comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro como lo muestra la Figura N°1. Estas medidas la definen como la primera cuenca en extensión superficial en Venezuela, sin embargo, es la segunda en orden de importancia y magnitud en América del Sur en cuanto a sus reservas petrolíferas. Por esta razón, ha sido objeto de diversos estudios geológicos que han contribuido en la identificación de las fuentes generadoras de hidrocarburos y su posterior migración (Informe Técnico de revisión de reservas área Junín bloque 8, 2010).

La cuenca es asimétrica, con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte. Mientras que el flanco norte muestra una tectónica más compleja y presenta mayores buzamientos conectados a una zona plegada y fallada que representa el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el Norte. La cuenca Oriental de Venezuela ha sido subdividida en

dos subcuencas: la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín, como lo muestra la figura N°1, siendo la subcuenca de Guárico la más cercana al área de estudio del presente trabajo.

La subcuenca de Guárico tiene 49.895Km cuadrados de extensión y contiene un máximo de 11.000m de sedimentos del Cretácico y post-Cretácico. Limita al norte con la Faja Piemontina de la Cordillera del Caribe al sur con el Escudo de Guayana, al oeste con el Arco de El Baúl y al este con la subcuenca de Maturín, de la cual está separada arbitrariamente por el Arco de Urica. Al igual que la subcuenca de Maturín, también es asimétrica, con el flanco norte sobrecorrido por terrenos alóctonos compuestos principalmente por sedimentos y rocas metamórficas del Mesozoico, Paleoceno y Eoceno de la Cordillera del Caribe. Su eje estructural actual está cubierto por los corrimientos del norte del estado Guárico y su rumbo varía de noroeste – sureste en el Cretácico y norte – sur en el Mioceno (Kiser, 1992).



Figura 1. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas con la distribución de sus provincias sedimentarias. L.E.B= Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure (Ostos y Yoris, 1997)

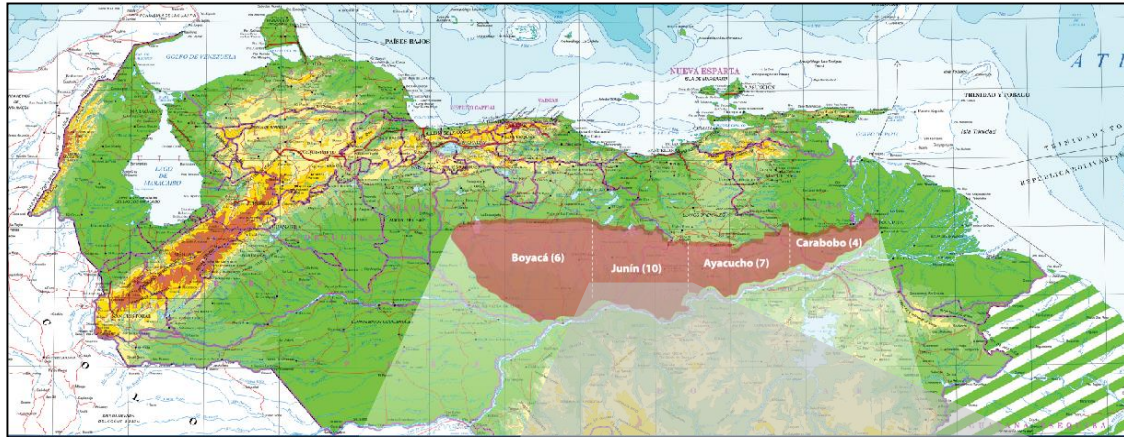
I.4.2. ÁREA DEL BLOQUE JUNÍN

El campo Junín se encuentra ubicado en el oriente de Venezuela en un área enmarcada dentro de los estados Anzoátegui y Guárico. Por el norte la Serranía de la Costa, al sur el Río Orinoco, al oeste el bloque Boyacá, al este del bloque Ayacucho. Posee una extensión de 6813.07Km² y el área de estudio es aproximadamente de 2492.69Km² como se muestra en la Figura N°2. Esta área posee pozos tanto pozos exploratorios como en desarrollos. A continuación se muestra la tabla N°1 correspondiente a el área de estudio, número de pozos y registros de pozos GR: gamma ray; RD: resistividad; RHOD: densidad; EL: espectroscopia litológica.

Tabla 1. Inventario de pozos y registros de pozos correspondientes al área sur de Junín de la FPO

Área	Números de pozos	GR	RD	RHOD	EL
Junín 6	7	7	7	7	0
Junín 7	9	9	7	7	1
Junín 8	11	11	8	1	0
Junín 9	6	6	3	2	0
Junín 10	16	15	16	16	0
Total	49	48	41	33	1

I.4.3. MAPA DE UBICACIÓN



Área de estudio

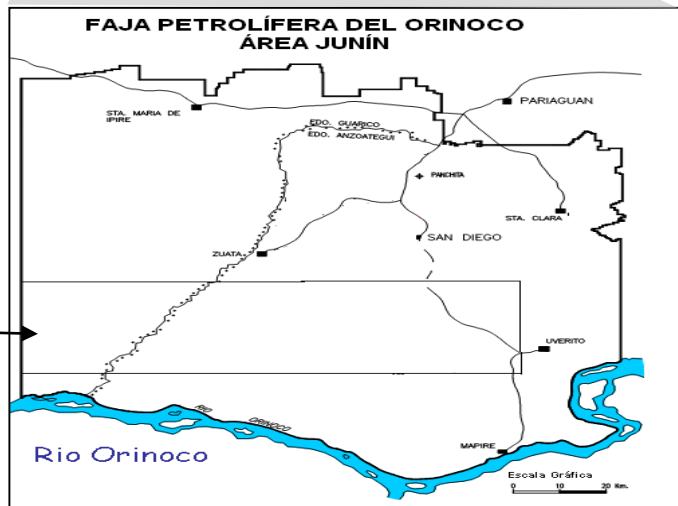


Figura 2. Ubicación del área de estudio.

I.5. METODOLOGÍA

La metodología empleada para llevar a cabo el trabajo de investigación comprende 6 etapas que se describen a continuación como se muestra en la figura 3:

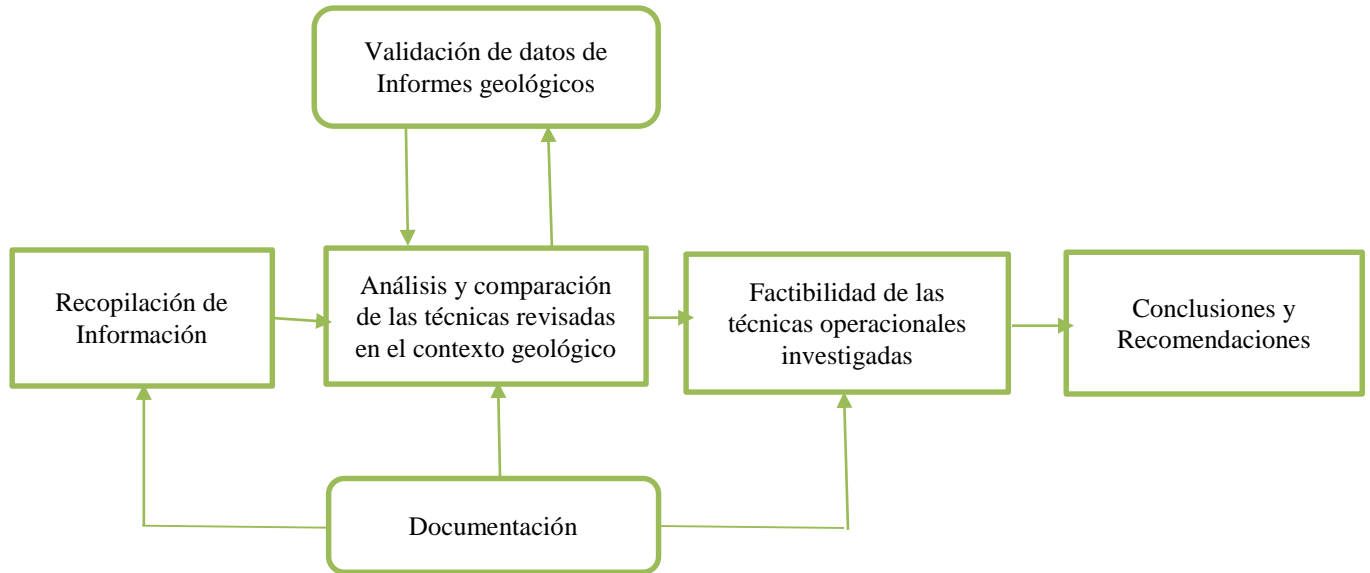


Figura 3.Diagrama de flujo de la metodología empleada en el Trabajo Especial de Grado

I.5.1. ETAPA I: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Esta etapa consistió en la búsqueda de toda la información disponible en geología (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos), característica del crudo y operaciones (perforaciones) de los yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado en el área sur de Junín de la FPO; y de los yacimientos análogos en el mundo, haciendo uso de fuentes como Internet, bibliografía selecta y la memoria corporativa de la empresa estatal PDVSA.

I.5.2. ETAPA II: BASES TEÓRICAS

En esta etapa se revisó y se estableció las bases teóricas necesarias para la realización del trabajo e involucradas con el problema de interés relacionado con los objetivos del presente trabajo.

I.5.3. ETAPA III: VALIDACIÓN DE DATOS

Esta etapa consistió en la recopilación y validación de los registros de 67 pozos iniciales que componen el área sur de Junín FPO, posteriormente se seleccionaron 49 pozos tomando en cuenta datos de registros de pozos: GR, RD, RHOD, EL y espaciamento en el área, contenida en software Petrel 2010; de igual forma información contenida en los informes corporativos del área, marcadores estratigráficos, profundidad inicial y final, fotografía del núcleo 4J7. Adicionalmente se realizó el inventario de la información geológica (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, sellos lutíticos).

I.5.4. ETAPA IV: ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS REVISADAS

Esta etapa consistió en comparar el contexto geológico del área de estudio con otros yacimientos someros de otras partes del mundo y en base a esto determinar la aplicabilidad de las actividades operacionales inherentes al desarrollo de este tipo de yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado.

I.5.5. ETAPA V: DETERMINAR LA FACTIBILIDAD DE LAS TÉCNICAS OPERACIONALES INVESTIGADAS

Esta etapa consiste en realizar un estudio de factibilidad de las técnicas utilizadas en el desarrollo de yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado; y su posible aplicación en el área de estudio, de acuerdo las características del apéndice 2 de este trabajo especial de

grado y a los mapas de espesores de Arena Neta (AN), Sello Lutítico (SL) y Arena Neta Petrolífera (ANP) provenientes de la etapa III.

I.5.6. ETAPA VI: DOCUMENTACIÓN

Es una etapa continua desde el inicio del proyecto, se requiere un documento electrónico y escrito que recoja los resultados del estudio del desarrollo de yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado en el resto del Mundo.

I.6. TRABAJOS PREVIOS

Los trabajos que han sido realizados en el área sur de Junín y están relacionados con el propósito de este trabajo, se pueden dividir en trabajos de índole geológica, trabajos de índole geofísica y trabajos de índole petrolera, se describen a continuación:

I.6.1. Trabajos de índole Geológica

Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco, Área Zuata, Volumen V (1983). Este trabajo presentó la exploración y evaluación general del área con el fin de definir el volumen, distribución y calidad de los recursos de hidrocarburos, la selección de las áreas más prospectivas (áreas prioritarias), ejecución de proyectos piloto y estudios de planificación de desarrollo.

CASAL G., B. (2002). Este trabajo presento la realización de una búsqueda exhaustiva de las técnicas de mayor valor agregado en la determinación de espesores erosionados por medio de registros de pozo. Se desarrolló una base de datos que consta de 57 referencias, las cuales fueron tomadas de internet, revistas de publicaciones periódicas, informes técnicos de la industria, y bibliografía selecta. La misma fue jerarquizada en artículos muy importantes, importantes, de mediana importancia y de poca importancia. Del análisis de la base de datos

se obtuvieron 5 trabajos que entran en el rango de aquellos artículos considerados muy importantes. Se realizó un resumen de aquellos artículos considerados muy importantes. Se determinó que la técnica más empleada en la actualidad del 2002 para determinar espesores erosionados en superficie es la propuesta por Heasler y Kharitonova (1996). Así mismo, la técnica más empleada para la determinación de espesores de secciones erosionadas en subsuelo es la propuesta por Nederlof en 1996 y modificada por Gómez en 1997. En el mismo orden de ideas, también se desarrolló un plan de implementación, el cual fue llevado a cabo en la cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el pozo PIC-25 del campo Pirital y el SBC-37E del campo Santa Bárbara.

Informe Técnico de revisión de reservas área Junín bloque 7 (2010). Este informe tuvo como objetivo mostrar los resultados obtenidos del estudio integrado de yacimientos realizado en los intervalos estratigráficos correspondientes a la Formación Oficina Inferior de edad Mioceno Temprano y la Formación Merecure de edad Oligoceno, en el Bloque Junín 7, del área Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), a fin de contribuir con la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

Informe Técnico de revisión de reservas área Junín bloque 8 (2010). Este informe tuvo como objetivo mostrar los resultados obtenidos del estudio geológico realizado a las formaciones Oficina de edad Mioceno Temprano, Merecure de edad Oligoceno y Tigre-Canoa sin diferenciar de edad Cretácico, en el bloque Junín 8, del área Junín, en la Faja Petrolífera del Orinoco, con el fin de contribuir con el proceso de cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

Informe Técnico de revisión de reservas área Junín bloque 9 (2010). Este informe tuvo como objetivo mostrar los resultados obtenidos del estudio geológico realizado a la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano, en el bloque Junín 9, del área Junín, en la Faja Petrolífera del Orinoco, con el fin de contribuir con el proceso de cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburo.

Informe Técnico de revisión de reservas área Junín bloque 10 (2010). Este informe tuvo como objetivo mostrar los resultados obtenidos del estudio geológico realizado a las formaciones Oficina de edad Mioceno Temprano, Merecure de edad Oligoceno y formaciones Tigre y Canoa sin diferenciar de edad Cretácico correspondiente al bloque Junín 10, del área Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco, con el fin de contribuir con la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

Informe Técnico de revisión de reservas área Junín bloque 11 (2010). Este informe tuvo como objetivo mostrar los resultados obtenidos del estudio geológico realizado a las Formación Oficina de edad Mioceno Temprano, Formación Merecure de edad Oligoceno y formaciones Tigre y Canoa sin diferenciar de edad Cretácico, en el bloque Junín 11, del área Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco, con el fin de contribuir con la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

I.6.2. Trabajos de índole petrolífera

Rodríguez A., M. (2007). El trabajo presento el cálculo de la cantidad de vapor necesario para estimular los pozos horizontales presentes en el campo Bare en Venezuela para acrecentar el recobro, estudiando las diferentes técnicas de perforación que permitan reducir los costos de las actividades referentes a la perforación.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 ESTADO DEL ARTE

Investigación que se enfoca en la búsqueda, documentación, inventario y selección de las técnicas y procedimientos más usados en el desarrollo de yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado, que han sido probados, acogidos, aceptados y desarrollados por diferentes autores y la industria petrolera.

II.2 REGISTROS DE POZOS

Según Galloway y Holliday (1983), los patrones de registros pueden ser usados a tres niveles de interpretación:

- Determinación de una secuencia vertical y arquitectura de las capas.
- Reconocimiento y cartografía de facies.
- Interpretación de ambientes depositacionales.

Uno de los primeros usos de los registros de pozos, además de la determinación de la litología, es la interpretación de secuencias verticales. Características como patrones textuales y geometrías de acreción agradacional, progradacional y lateral son bien reconocidas en registros eléctricos y de rayos gamma. Además del reconocimiento de secuencias verticales, los registros de pozos pueden ser correlacionados directamente con facies depositacionales específicas. Dicha interpretación intenta hacer uso de que los registros que conllevan mucha información acerca de los cambios verticales, espesor y naturaleza de los contactos de los cuerpos de arena con los estratos infrayacentes. Estos atributos reflejan los procesos que estuvieron activos durante la depositación de los cuerpos de arena. Sin embargo, la traza de un registro es una descripción muy generalizada e incompleta de las características de una facies. La interpretación genética de facies mediante registros es más exitosa cuando

es aplicada dentro del contexto de un sistema depositacional conocido, y mejora a medida que los detalles de la firma del registro son calibrados con atributos litológicos específicos.

Por otro lado, los registros de pozos son extensamente utilizados en la industria petrolera para la evaluación de fluidos en las rocas, por lo que representan la fuente fundamental de datos en muchos estudios de subsuelo. A continuación se presentan algunos métodos de obtención de datos en el subsuelo, junto con las propiedades que éstos miden (Modificado de González, 2009).

II.2.1. REGISTRO DE RAYOS GAMMA

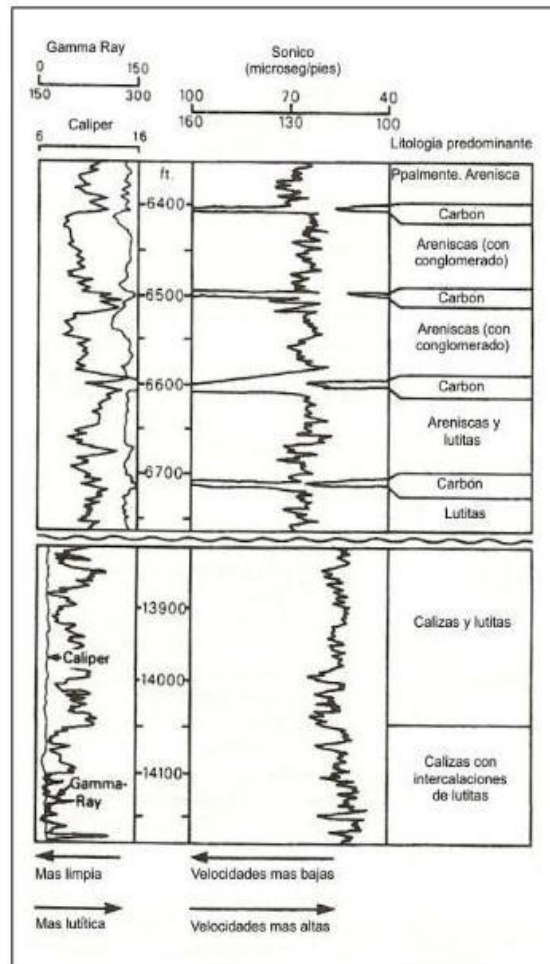
Es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones, es decir, la medida de la radiación que se emite espontáneamente. Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales que contengan elementos como el Potasio (K), el Uranio (U) y el Torio (Th). En su paso por la formación, los rayos gamma pierden energía por colisiones, fenómeno denominado Efecto Compton (es una radiación secundaria producida en los átomos de la formación y que se origina porque la misma cede energía a los átomos dejándolos en estado de excitación), y son absorbidos por los átomos de la formación liberando electrones, fenómeno denominado Efecto Fotoeléctrico. El grado de absorción varía con la densidad de la formación. De dos formaciones con la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen, pero de diferente densidad, la menos densa se mostrará como la más radioactiva en el Perfil de Rayos Gamma. En las formaciones sedimentarias, el registro de Rayos Gamma refleja el contenido de lutita como lo muestra la Figura N°4, esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas (modificado de Walker y James, 1992).

La concentración de elementos radioactivos en lutitas aumenta con la compactación, por lo tanto la “línea de lutita” debe ser reajustada si está siendo estudiado un estrato delgado. Existen 3 problemas principales de interpretación con los registros de rayos gamma (Modificado de González, 2009):

- La respuesta del registro puede ser afectada por la diagénesis, en caso de existencia de arcillas radioactivas en los poros.

- Las lutitas ricas en minerales de arcilla tipo illita (potasio alto) son más radioactivas que aquellas ricas en montmorillonita o clorita.
- Las areniscas arcosas (feldespato potásico alto) son más radioactivas que aquellas que no poseen feldespato.

Se lee de izquierda a derecha. Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API.



FiguraN°4. Registro de Gamma Ray, Caliper y Sónico (Cant, 1982)

II.2.2. ESPECTROSCOPIA LITOLÓGICA

Es un registro de las proporciones de los diferentes elementos de la formación, medidas con la técnica de captura de rayos gamma. Está formado por muchos elementos, pero su objetivo principal es determinar la litología. Provee información sobre la concentración de elementos. La profundidad de investigación de la medición es de varias pulgadas dentro de la formación. Las concentraciones elementales absolutas son insensibles a los fluidos presentes en el pozo y a la formación.

II.2.3. REGISTRO DE RESISTIVIDAD

Este registro graba la resistencia que presentan los fluidos intersticiales al flujo de una corriente eléctrica, bien sea transmitida directamente a la roca a través de un electrodo o magnéticamente inducida en lo más profundo de la formación desde el hoyo; aquí el término “profundo” se refiere a la distancia horizontal desde el hoyo. Los registros de resistividad son usados para evaluar los fluidos encontrados dentro de las formaciones. También pueden ser usados para la identificación de capas delgadas de calizas dentro de intervalos de lutitas (alta resistividad) y bentonitas (baja resistividad) como se muestra en la Figura N°5 (González, 2009).

La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas. Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 ohm-m

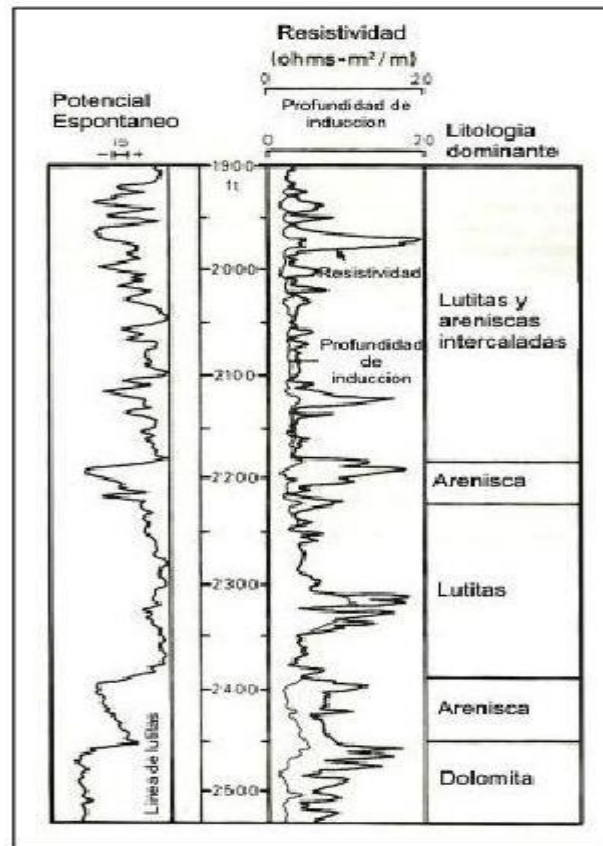


Figura N°5. Registro de Resistividad (Cant, 1982)

II.2.4. REGISTROS DE POROSIDAD

II.2.4.1. Registro de densidad

La herramienta de densidad emite rayos gamma hacia la formación, los cuales interactúan con los electrones de ésta según el Efecto Compton. Estos últimos rayos son detectados y evaluados por la herramienta como una medida de la densidad de la formación ya que el número de rayos gamma Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. En la mayoría de los casos la densidad del electrón está relacionada a la densidad del material sólido, y a la cantidad y densidad del fluido de poro (González, 2009).

A continuación se presenta una tabla resumen en la cual se reflejan cada uno de los registros explicados anteriormente, así como sus aplicaciones geológicas más importantes como lo muestra la Tabla N°2:

Tabla N°2. Tipos de registros, propiedades medidas y sus usos geológicos

REGISTRO	PROPIEDAD MEDIDA	UNIDADES	USOS GEOLÓGICOS
Gamma-Ray	Radioactividad natural; relacionada a K, Th y U	Unidades API	Litología (arcillocidad), correlación, análisis de forma de la curva.
Espectroscopia Litologica	Principalmente Si, Ca, Fe, S, Ti y Gd	% en Volumen	Identificación de litología
Resistividad	Resistencia al flujo de la corriente	Ohm-metros	Identificación de carbones y bentonitas y evaluación de fluidos
Densidad	Densidad de la masa (densidad del electrón) incluyendo el fluido del poro en la medición	Gramos por metro cúbico	Identificación de algunas litologías tales como anhidrita, halita, carbonatos no porosos

II.3CORRELACIÓN A PARTIR DE REGISTROS

La correcta correlación de unidades estratigráficas es absolutamente necesaria para construir secciones y mapas confiables, y para obtener análisis de facies regionales. La mayoría de los geólogos cotejan los patrones de registros de manera aproximada, tomando en consideración las variaciones de litología, los espesores y que las secciones se encuentren completas. Walker y James (1992), hacen referencia a tres métodos de correlación de registros:

- **Capa marcadora:** la respuesta del registro de una capa o serie de capas distintivas, puede ser usada como un marcador, incluso cuando la litología o el origen de la capa no es conocido. Grupos de capas lateralmente extensivas comúnmente resultan de transgresiones, regresiones o de episodios erosionales que redistribuyen discontinuidades SB (Sequenceboundaries) los sedimentos proximales a lo largo de la cuenca. Por ejemplo, las secciones condensadas (que posiblemente expresan superficies de máxima inundación), son quizá los marcadores de capas más extensos, y son muy útiles porque representan, en esencia, líneas de tiempo.

- **Cotejo de patrones:** esta técnica involucra el reconocimiento y correlación distintivos patrones de registro de cualquier origen. Los patrones correlacionados pueden representar sucesiones verticales de facies, sucesiones de facies superimpuestas o unidades limitadas por discordancias. Al cotejar patrones, las correlaciones son hechas basándose en las formas de los registros de intervalos de metros o decenas de metros en lugar de basarse en picos individuales, puntos más bajos o marcadores dentro de la sucesión. El cotejo de patrones puede permitir la correlación incluso cuando hay variación en la litología, en las facies y espesor de las unidades. Los registros pueden ser movidos hacia arriba o hacia abajo hasta que la mejor correlación sea obtenida. El constante cambio en la posición del arreglo como se muestra en la Figura N°6, puede indicar cambios de espesor o cambios de facies laterales, y puede indicar tectonismo sin-sedimentario.

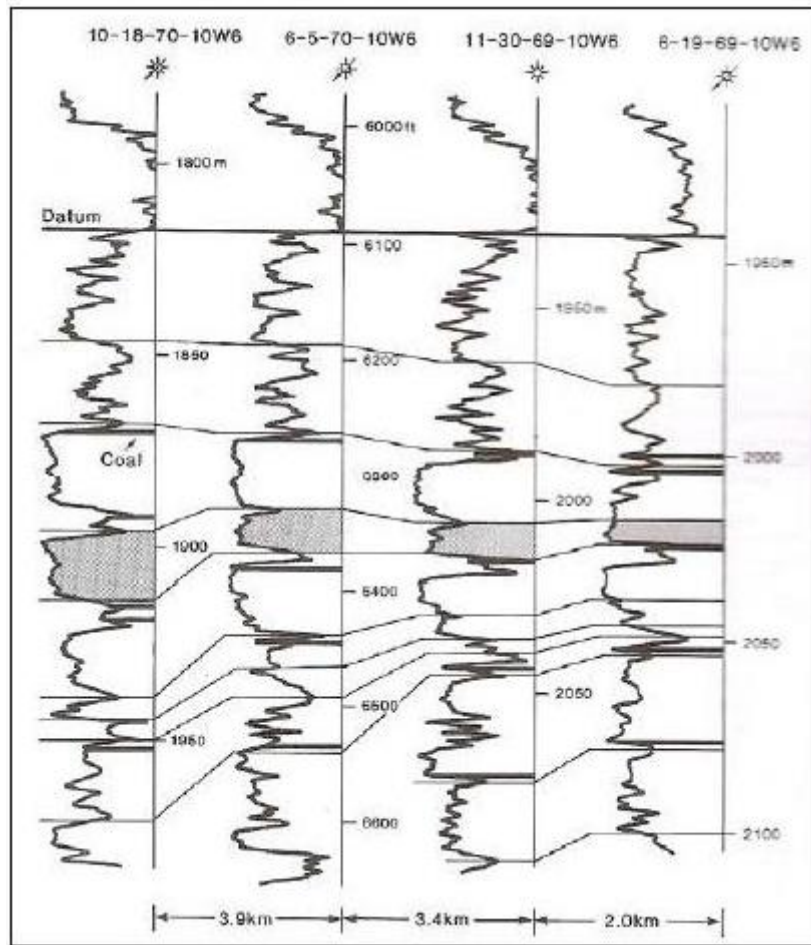


Figura N°6. Sección estratigráfica correlacionada por cotejo de patrones (Cant, 1982)

Ciertas asunciones acerca de los estilos de la variación lateral de facies deben hacerse en el cotejo de patrones para decidir entre las posibles alternativas. Las unidades correlativas deben satisfacer un cierto número de condiciones:

- Sucesiones de facies individuales no muestran cambios abruptos de espesores, patrones del registro, o de patrones de tamaño de grano inferidos.
- Sucesiones individuales no muestran aumentos de los espesores de las areniscas hacia el mar.
- Sucesiones muestran un declive gradual hacia el mar (a menos que hallatectonismo sinsedimentario o post-sedimentario).
- Sucesiones con cambios laterales abruptos implica la existencia de una inconformidad.

- Técnica de las “rebanadas”: como un método de último recurso, cuando los otros métodos no funcionan, un intervalo puede ser subdividido al “rebanarlo” arbitrariamente, ya sea en unidades de espesores constantes o en unidades con espesores proporcionales a todo el intervalo. Rebanar un intervalo no brinda correlaciones verdaderas, solo es una manera de separar una sección que no puede ser subdividida de ninguna otra forma. La asunción implícita que se hace es que las líneas de tiempo a través del intervalo son esencialmente horizontales. Este método es más comúnmente aplicado a depósitos no marinos; aquí otras técnicas no funcionan bien debido a la falta de estratos continuos y a la ausencia de sucesiones de facies lateralmente extensas.

Tipos de formas idealizadas de curvas de registros

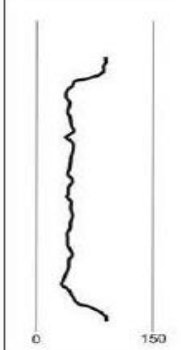
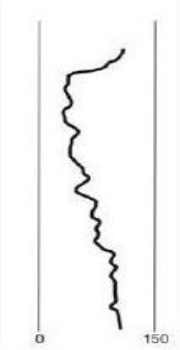
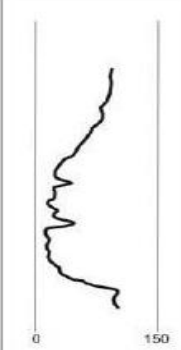
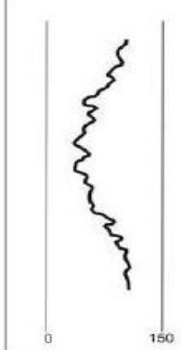
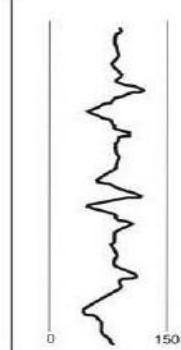
CILINDRICO	EN FORMA DE EMBUDO	EN FORMA DE CAMPANA	SIMETRICO	IRREGULAR
Limpio, sin tendencia	Topo abrupto Granocreciente	Base abrupta Granodecreciente	Base y topos transicionales	Intercalación de arenisca y lutita, sin tendencia
				
Ambientes eólicos, canales entrelazados, plataformas carbonáticas, arrecifes o rellenos de cañones submarinos	Abanicos de rotura, barras de desembocadura, islas de barrera, plataforma clástica, areniscas marino someras, arenas transgresivas de plataforma	Barras de meandros, barras de marea, canales submarinos o algunas arenas transgresivas de plataforma	Barras arenosas costa afuera, algunas arenas transgresivas de plataforma o amalgamiento entre otras secuencias granocrecientes y granodecrecientes	Llanura de inundación, taludes carbonáticos, taludes clásticos o relleno de cañones

Figura 7. Respuesta Gamma Ray de perfiles de pozos para ambientes sedimentarios (González, 2009)

II.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

Permite reconstruir la geometría de las unidades litoestratigráficas, valora su posición en el tiempo, conocer sus cambios laterales, etc, entre dos o más secciones estratigráficas locales relativamente cercanas entre sí (correlación local).

II.4.2.TIPO DE CORRELACIÓN

II.4.2.1. Litocorrelación, o correlación litológica (o litoestratigráfica)

Es la correspondencia del carácter litológico y la posición litoestratigráfica, que se obtiene comparando las unidades litoestratigráficas presentes en cada una de las secciones estratigráficas y los niveles de litologías especiales dentro de las mismas.

II.4.2.1.1. Método de litocorrelación

Se basa en el estudio de los cambios litológicos bruscos y en la presencia de algunos niveles de litologías especiales detectados a simple vista en el campo (niveles guía) o reconocidos instrumentalmente, entre ellos los detectados mediante estudios de laboratorio (Vera, 1994).

- **Criterio de cambios litológicos bruscos:** es basado en los cambios litológicos bruscos observables en varias secciones estratigráficas. Consiste en hacer corresponder los límites netos entre dos unidades litoestratigráficas superpuestas que sean reconocibles y se puedan comparar (Modificado de Vera, 1994)

- **Criterio de niveles de guía:** basado en el reconocimiento de niveles guía; estratos o grupos de estratos con características litológicas especiales que se intercalan entre materiales mayoritarios de otra naturaleza(Vera, 1994).

II.4.2.1.2. Método litoestratigráfico

Consiste en el reconocimiento de superficies estratigráficas, con rasgos especiales que reflejen acontecimientos que puedan ser reconocidos en más de una sección estratigráfica y puedan ser correlacionadas (Vera, 1994).

II.5 RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS

Son aquellas reservas probadas que actualmente no se encuentran en producción, ya sea porque requieren un costo mayor para incorporarlas o que necesitan nuevos pozos e instalaciones.

II.5.1. CRUDO

Es una mezcla compleja de hidrocarburos gaseosos y líquidos resultantes de la combinación química del carbono con el hidrógeno (Mendéz, 2012).

II.5.1.2. Crudo pesado

Es cualquier tipo de crudo que no fluye con facilidad. Se conoce como "pesado" porque su densidad o peso específico es mayor que la de crudo ligero y se define como cualquier licuado de crudo con una gravedad API entre 10° - 21,9°, con una viscosidad entre 100 a 10000 centipoise y con una temperatura de yacimiento mayor a 50°C (122°F).

II.5.1.3. Crudo extrapesado

Es cualquier tipo de crudo que no fluye con facilidad. Se conoce como "extrapesado" porque su densidad o peso específico es mayor que la de crudo pesadoligero y se define como

cualquier licuado de crudo con una gravedad API menor a 10°, con una viscosidad mayor a 10000 centipoise y con una temperatura de yacimiento menor a 50°C (122°F).

II.5.2. ARENA NETA

Es aquella arena que contiene o puede contener dos o tres fluidos a la vez, como lo son el agua, gas y petróleo.

II.5.2.1. Arena neta petrolífera

Es aquella arena que contiene petróleo y/o gas.

II.6 TIPOLOGÍA Y CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Las cinco clasificaciones en uso para yacimientos son las siguientes:

- Clasificación de yacimientos geológicos o según la trampa.
- Clasificación de yacimientos según el diagrama de fases presión-temperatura.
- Clasificación de yacimientos según el tipo de empuje.
- Clasificación de yacimientos someros.
- Clasificación de yacimientos según el tipo de hidrocarburos.

II.6.1. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS SOMEROS

En esta categoría se incluyen esencialmente las acumulaciones de hidrocarburos semilíquidos y sólidos que han perdido sus componentes gaseosos por evaporación y han sufrido alteraciones químicas y físicas de mayor o menor grado (oxidación, mezcla con materiales inorgánicos, etc.). Este tipo de acumulación abarca los menes, las arenas o calizas bituminosas, y los bitúmenes sólidos en forma de filones y venas (CEPET, 1989).

II.6.1.2. Mene

Es una acumulación de hidrocarburos líquidos, semisólidos o sólidos, formada por la migración de hidrocarburos hacia la superficie a través de deslizamientos, grietas, fallas, afloramientos y otros accidentes geológicos (CEPET, 1989). Dos de estos menes son bien conocidos y tienen forma de lagos asfálticos: Lago de Guanoco en el estado Sucre y Pitch Lake en la isla de Trinidad.

II.6.1.3. Arenas o calizas bituminosas

En estos sedimentos los hidrocarburos se encuentran en forma de asfalto, bitumen, brea o petróleo pesado, diseminados en los poros de la roca, como matriz o como material cementante. Estas acumulaciones frecuentemente se explotan por excavación directa y el material se usa para la pavimentación de carreteras. El contenido de asfalto puede variar entre 8% y 25%. La acumulación más extensa de este tipo son las arenas Athabasca en Alberta, Canadá (CEPET, 1989).

II.6.1.4. Filones bituminosos sólidos o semisólidos

Los hidrocarburos se pueden encontrar en forma de filones o venas sólidas en las grietas y fracturas superficiales. Todos estos hidrocarburos sólidos se caracterizan por su fractura concoidea y son conocidos con diversos nombres, como gilsonita, grahamita, albertita, etc. Estas acumulaciones son explotadas a veces utilizando métodos especiales de minería (CEPET, 1989).

II.7 DESARROLLO DE YACIMIENTOS

Los yacimientos se encuentran en diferentes profundidades y la única manera de llegar a ellos es por la perforación de pozos. Después del descubrimiento

(exploración), sigue el desarrollo del yacimiento, mediante la perforación y terminación de pozos adicionales, y la construcción de instalaciones en la superficie para recolectar, tratar y transportar los hidrocarburos hasta las refinerías o hasta los patios de tanques de las terminales de embarques.

Un yacimiento parcialmente desarrollado indicara el número y ubicaciones de los pozos requeridos para lograr el desarrollo óptimo.

El estudio para resolver el espaciamiento de los pozos consiste en determinar el menor número puntos de drenaje para explotar de una manera racional y económica el yacimiento durante un periodo aceptable. El espaciamiento que se usa en Venezuela casi siempre tiene forma triangular o la de un hexágono regular. La distancia entre pozos generalmente es igual (espaciamiento regular), pero puede variar (espaciamiento irregular), para adaptarla en último caso a las características geológicas y a la geometría interna y externa del yacimiento.

II.7.1. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

II.7.1.1. Perforación hidráulica rotativa

Es la perforación realizada por trituración (triconos) o por corte (brocas especiales) por medio de una maquinaria. La primera trituración se aplica en rocas de dureza media a alta y el segundo en rocas blandas.

II.7.1.2. Perforación direccional

Es la perforación que se desvía por un camino planificado hacia un objetivo situado a una distancia lateral dada lateral.

II.7.2. TIPOS DE LOS POZOS

II.7.2.1. Según su objetivo

II.7.2.1.1 Pozo estratigráfico

Es aquel que estudia la columna estratigráfica perteneciente al pozo, con el objetivo de correr registros eléctricos y la toma de núcleos, de modo de verificar o validar la interpretación del yacimiento a su vez confirmar la existencia o no de hidrocarburos.

II.7.2.1.2. Pozo productor

Es un pozo que se perfora para producir hidrocarburos (Rodríguez, 2007).

II.7.2.2. Según el tipo de perforación

II.7.2.2.1. Pozo vertical

Es aquel cuya trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario como se muestra en la Figura N°8, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la colisa, toca las cuatro patas de la cabria.

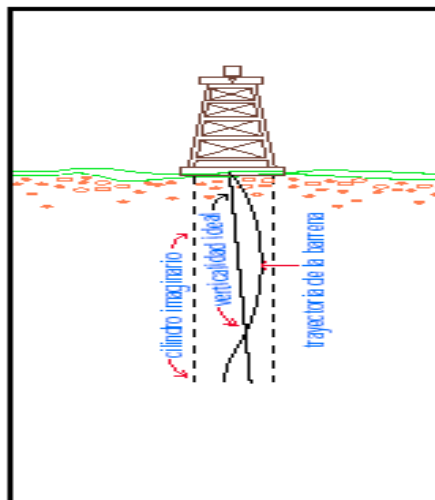


Figura 8. Pozo Tipo Vertical (Barberi, 1998)

II.7.2.2.2. Pozo direccional

Es aquel pozo que sigue una trayectoria curva a medida que se profundiza hacia el objetivo. La Figura N°9 muestra como los puntos A, B, C y D representan los cambios de rumbo e inclinación y desplazamiento lateral de la trayectoria del hoyo con respecto a la vertical, hasta llegar al objetivo. Es comúnmente utilizado cuando existen impedimentos naturales o construcciones que no permiten ubicar en la superficie, el taladro directamente sobre el objetivo que está a determinada profundidad en el subsuelo, se opta por ubicarlo en un sitio y a distancia adecuada para desde allí hacer el hoyo direccional hasta el objetivo. Entre los pozos direccionales podemos mencionar los inclinados, horizontales y multilaterales (Rodríguez, 2007).

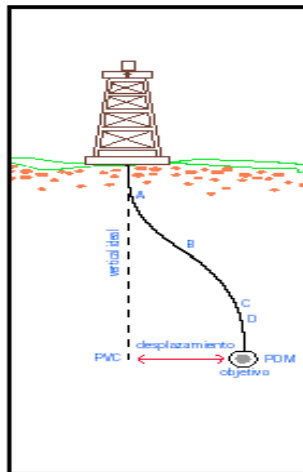


Figura 9. Pozo Tipo Direccional. PDM: profundidad desplazada medida; PVC: profundidad vertical correspondiente (Barberi, 1998)

II.7.2.2.3. Pozo inclinado

Son aquellos que atraviesan el estrato con cierto ángulo con respecto a la vertical medida desde la superficie donde se ubica el taladro, con el objetivo de penetrar más sección productiva en el mismo estrato. La Figura N°10 muestra (C) como un estrato es penetrado a un ángulo mayor utilizando el taladro inclinado, por tratarse de un estrato a profundidad somera (Barberi, 1998).

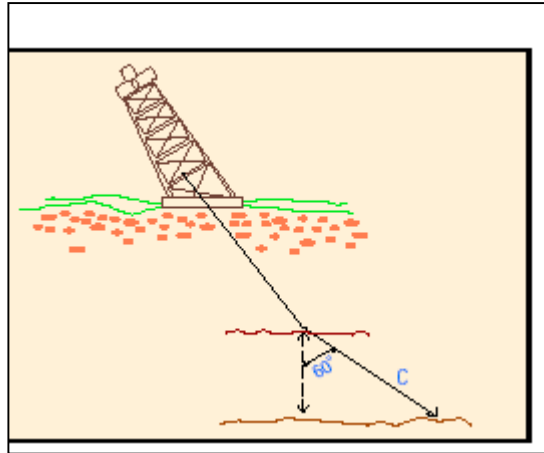


Figura 10. Pozo Tipo Inclinado (Barberi, 1998)

II.7.2.2.4. Pozo horizontal

Es aquel pozo que posee una inclinación mayor a 80° desde la vertical al estar en contacto con la arena productora y que penetra al menos 150 pies de forma horizontal o paralela a los estratos hacia adentro de la zona productora como se muestra en la Figura N°11. Su objetivo principal es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo incrementar la productividad del mismo, trayendo como consecuencia una relación costo/beneficio mayor a la que se lograría con un pozo vertical o direccional convencional en la misma zona, esto se logra con el uso de herramientas sofisticadas y personal con experticia especializada que permitan al pozo penetrar la arena de forma paralela a los estratos y que su alcance sea de varios miles de pies de longitud (Rodríguez, 2007).

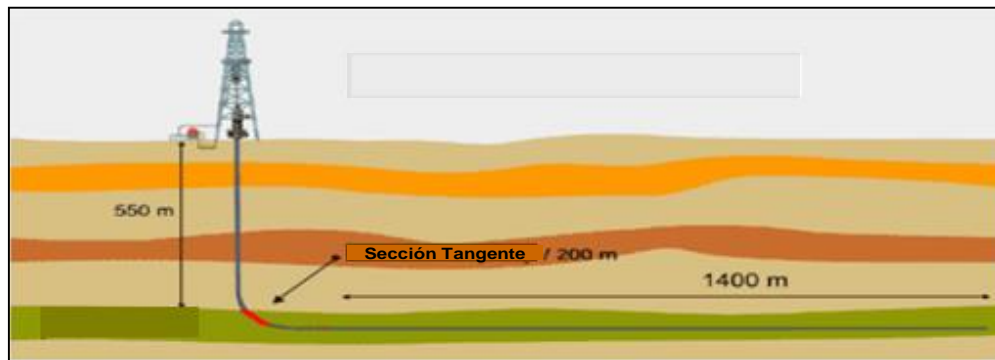


Figura 11. Pozo Tipo Horizontal (Rodríguez, 2007)

Los pozos horizontales son candidatos a perforarse en cualquier yacimiento, si bien existen características geológicas que exhiben que estos son aplicables para la explotación del yacimiento, no existe un criterio geológico universal aceptado sobre qué yacimientos deben ser explotados utilizando este tipo de pozos, pues la escogencia o no de aplicar pozos horizontales depende también de criterios de orden económico y tecnológico (Rodríguez, 2007).

Entre las ventajas que ofrecen los pozos horizontales están (Rodríguez, 2007):

- Un pozo horizontal tiene mayor área de contacto con el yacimiento obteniéndose tasas de producción más altas, las cuales pueden de dos a cinco veces más que un pozo vertical comparable.
- Aumento del factor de recobro debido al mayor volumen de petróleo disponible para drenar.
- Aumenta la inyectividad, en caso de inyección de fluidos.
- Se requiere un número menor de pozos para drenar un yacimiento, lo que minimiza el impacto ambiental
- Permiten llegar desde instalaciones terrestres a yacimientos cercanos ubicados en zonas marinas.
- Posibilidad de explotar yacimientos con bajos porcentajes de recobro de hidrocarburos.
- Reduce la producción de agua y arena debido a una menor velocidad de flujo.
- Incremento de la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación secundaria.
- Aunque la tecnología de pozos horizontales tiene muchas ventajas también posee ciertas limitaciones entre las cuales se encuentran (Rodríguez, 2007):
- El costo de los pozos horizontales se ubica en aproximadamente dos o tres veces el costo de uno vertical, dependiendo del método de perforación y de la técnica de completación empleada. También está relacionado con la experiencia en perforaciones obtenidas en la zona, es decir, cuando se perfora el primer pozo horizontal en un área el costo y el tiempo empleado para la perforación asociado a éste es mayor que para los posteriores.

- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo.
- En yacimientos de permeabilidad vertical baja se encuentra limitada la eficiencia del barrido vertical.
- Dificulta la utilización de algunas de las herramientas de medición, como consecuencia de una trayectoria ondulada.

Para la selección de un pozo horizontal se requiere una planificación más minuciosa que la necesaria para un pozo convencional. Se debe considerar la localización en la superficie, el objetivo, la naturaleza de la formación, la naturaleza de los hidrocarburos explotados y cuáles serán las herramientas a utilizar.

Las cuatro categorías en las que se clasifican los pozos horizontales son las siguientes (Rodríguez, 2007) como se muestra en la Figura N°12:

II.7.2.2.5. Pozos de Radio Ultra-Corto

Son perforados con una curvatura entre 45 a 90 grados por pies (Figura N°12), lo que describe un radio de giro de 1 a 2 pies y con una sección horizontal de hasta 200 pies.

II.7.2.2.6. Pozo de Radio Corto

Son perforados con un radio de curvatura entre 20 y 45 pies (Figura N°12), la tasa de construcción oscila entre 2 y 6 grados por pies, y con una sección horizontal de hasta 800 pies. Las herramientas utilizadas pueden incluir juntas con cuellos flexibles de perforación, desviadores o guiamechas y un sistema que usa motores accionados por la presión del lodo, motores de fondo, estos son usados en el fondo del pozo proporcionando un buen control direccional.

II.7.2.2.7. Pozo de Radio Medio

Son aquellos que se perforan con un radio de giro de 300 a 700 pies (Figura N°12). Sus secciones horizontales pueden ser muy largas como de 2000 a 8000 pies de longitud. Pueden ser perforados con equipos rotativos convencionales con la excepción que se utilizan motores de fondo dirigibles, MWD (Measurement While Drilling: Medición Durante la Perforación). Generalmente se perforan los pozos de radio medio para alcanzar las formaciones que se encuentran por debajo de 1000 pies en áreas de espaciado grande y para perforar en áreas restringidas en las cuales la localización del pozo debe ser ubicada alejada del objetivo.

II.7.2.2.8. Pozos de Radio Largo

Son perforados con un radio de giro de 1000 a 4500 pies (Figura N°12). Esta técnica utiliza una combinación de perforación rotatoria y motores de fondo utilizando los equipos más recientes que incluyen mechas de diamantes especiales, MWD. Generalmente, se utiliza este tipo de pozo par extender hacia fuera desde una plataforma costa afuera a alcanzar los pozos profundos que de otra manera serian inaccesibles. A continuación se muestran los diferentes tipos de pozos horizontales.

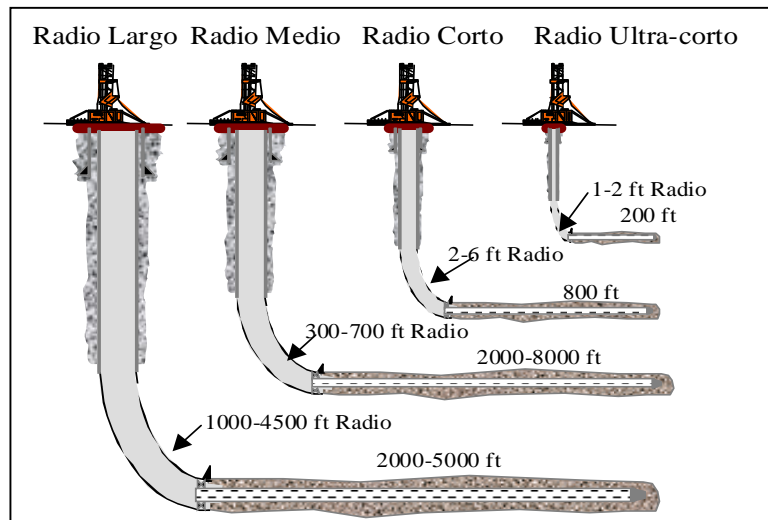


Figura 12.Tipos de Pozos Horizontales (Rodríguez, 2007)

II.7.2.2.9. Pozo multilateral

Son aquellos que a partir de un pozo principal vertical, inclinado u horizontal se accede con dos o más ramas laterales perforadas a cualquier profundidad, dirección o inclinación, a uno o varios horizontes productivos, y desempeña funciones de producción, inyección o sólo de proveer información como se muestra en la Figura N°13. Los pozos multilaterales pueden utilizarse en pozos nuevos así como en pozos existentes en yacimientos de gas y de petróleo (Rodríguez, 2007).

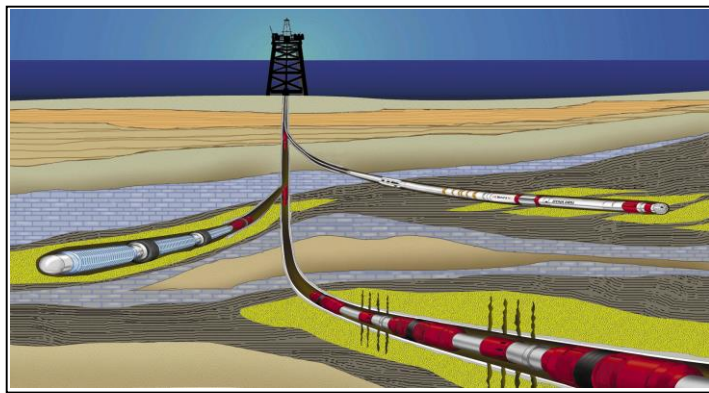


Figura 13. Pozo Multilateral (Rodríguez, 2007)

Existe una gran variedad de términos para clasificar los pozos multilaterales en los cuales se considera tres aspectos principales: (a) el número de ramificaciones o laterales que contienen, este es descrito como dual, tri, quadri-lateral, etc., (b) la configuración, se describen como apilados, opuestos o planos, (c) la ubicación en planos imaginarios creados por su posición dentro de los estratos, esto se refiere a si los laterales se encuentran en el mismo plano horizontal, en el mismo plano vertical, en un plano inclinado o en un cilindro imaginario formado por la disposición de los laterales el cual proyectado en el plano horizontal se ve de forma radial (Rodríguez, 2007).

Más allá de la clasificación anterior, hay un nombramiento general usado para describir las partes de los pozos multilaterales. El hoyo principal consta de la fase superficial realizada de forma vertical y la fase intermedia realizada de forma inclinada o curva. Todas las ramas

que salen fuera del hoyo principal son llamadas Laterales y se denotan como Lateral A, Lateral B y así sucesivamente siguiendo el orden en que se perforan. Adicionalmente a las ramificaciones que salen de los laterales se les denomina espina de pescado (fishbone) y los de apertura de ventana (sidetrack), el nombre va a depender del objetivo que se persiga al realizarlo, estos se denotan fishbone 1, fishbone 2 y así sucesivamente siguiendo el orden en que se perforan de igual manera ocurre con los sidetrack (Rodríguez, 2007).

El factor de clasificación principal para los pozos multilaterales consiste en una combinación de los aspectos antes descritos. A continuación se describen los tipos de pozos multilaterales comúnmente utilizados en Venezuela (Rodríguez, 2007).

II.7.2.2.9.1. Dual apilado

Esta configuración es utilizada para producir dos o más zonas como se muestra en la Figura N°14 que estén separadas por zonas de baja permeabilidad (Rodríguez, 2007).

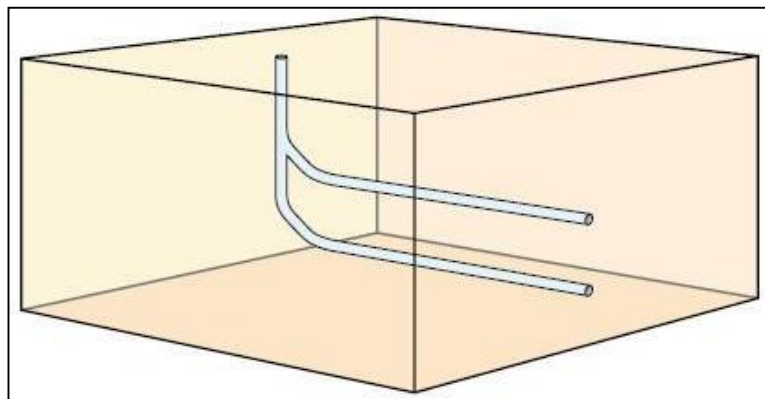


Figura 14. Pozo Dual Apilado. Tomado: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx. 29 Diciembre 2011. 1:49am.

II.7.2.2.9.2. Dual opuesto

Es un pozo con dos laterales (Figura N°15) que tienen como objetivo arenas productoras en el mismo plano lateral (Rodríguez, 2007)

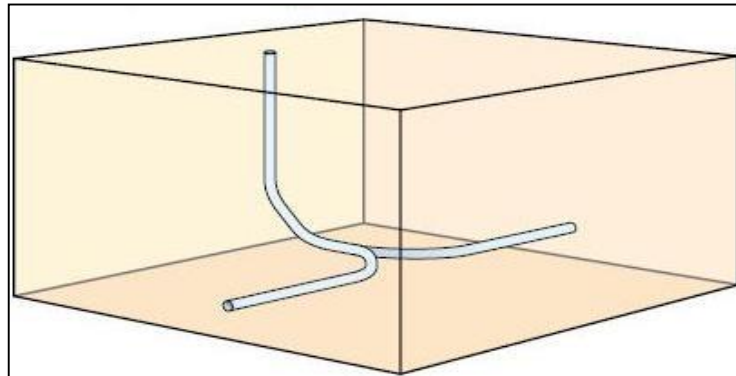


Figura 15.Pozo Dual Opuesto. Tomado:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx.

29 Diciembre 2011. 1:49am.

II.7.2.2.9.3. Triple apilado

Esta configuración es utilizada para producir varias zonas como se muestra en la Figura N°16 que estén separadas por zonas de baja permeabilidad (Rodríguez, 2007)

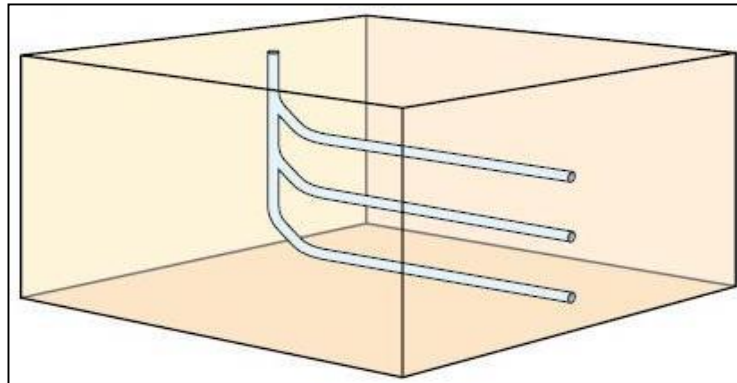


Figura 16. Pozo Triple Apilado. Tomado:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx.
29 Diciembre 2011. 1:49am.

II.7.2.2.9.4. Tipo pie de cuervo

Este tipo de pozo posee tres laterales a una misma profundidad vertical como se muestra en la Figura N°17, en el cual el lateral central intercepta el petróleo directamente debajo de un rectángulo de drenaje adyacente (Rodríguez, 2007).

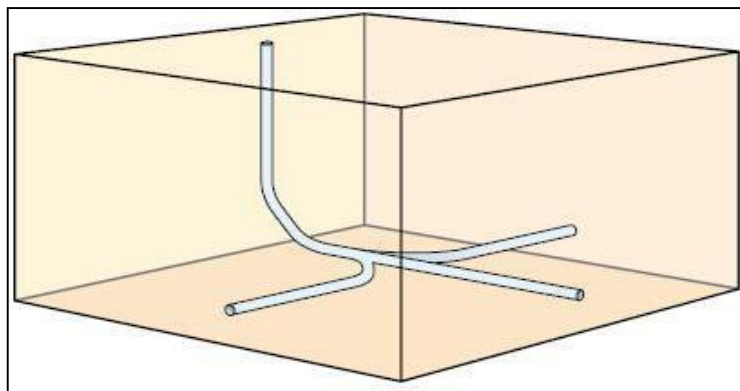


Figura 17. Pozo Pie de Cuervo. Tomado:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx.
29 Diciembre 2011. 1:49am.

II.7.2.2.9.5. Tipo tenedor

Este tipo de pozo posee entre dos y tres laterales a una misma profundidad vertical como se muestra en la Figura N°18 y en la misma dirección (Rodríguez, 2007).

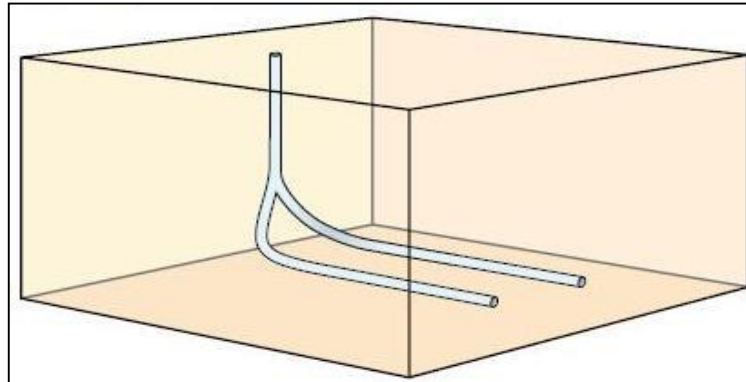


Figura 18. Pozo Tipo. Tenedor. Tomado:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx.
29 Diciembre 2011. 1:49am.

II.7.2.2.9.6. Radial multilateral

Esta configuración consta de varios laterales dispuestos en diferentes direcciones como se muestra en la Figura N°19 con el motivo de producir una o varias zonas (Rodríguez, 2007).

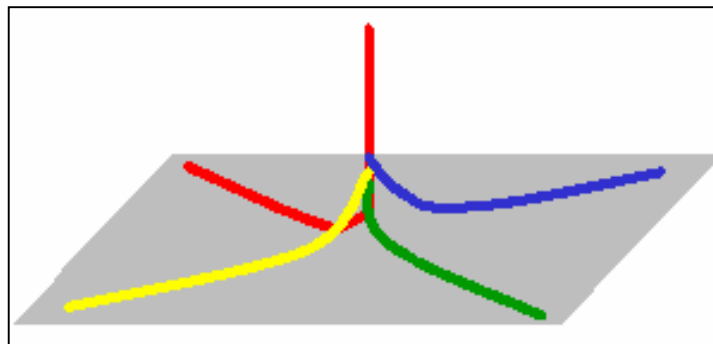


Figura 19. Pozo Tipo Pie de Cuervo (Rodríguez, 2007)

II.7.2.2.9.7. Espina de pescado

Esta configuración de pozo presenta, como hoyo principal, un lateral horizontal de donde salen varios laterales en diferentes direcciones entre estos laterales se encuentran los productores que son los que llevan el nombre de espina de pescado (fishbone) y los de apertura de ventana conocidos como sidetrack los cuales proveen información de presencia, continuidad y espesor de las arenas como se muestra en la Figura N°20. Este tipo de pozos son particularmente aptos para explotar cuerpos de areniscas delgadas y multicapas, depositados en un ambiente casi marino (Rodríguez, 2007).

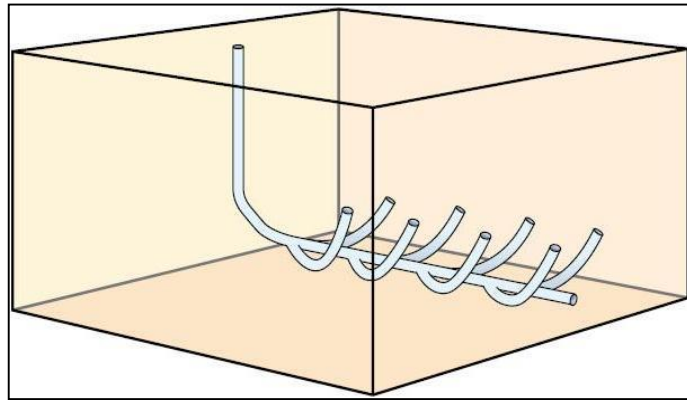


Figura 20. Pozo Tipo Espina de Pescado. Tomado: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx. 29 Diciembre 2011. 1:49am.

II.7.2.3. Según el tipo de operación

II.7.2.3.1. Pozo de exploración

Son aquellos destinados a descubrir nuevos yacimientos. Por lo general poseen una separación de 2400 m de separación uno de otro.

II.7.2.3.2. Pozo de avanzada

Es aquel pozo o aquellos que delimitan el yacimiento de hidrocarburo. También pueden extender el área probada del yacimiento, si durante el desarrollo de la explotación del mismo se dispone de información que indique que este podría extenderse más allá de los límites originalmente supuestos; entonces se perforan pozos fuera del área probada.

II.7.2.3.3. Pozo de desarrollo

Es aquel pozo que permite explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento de hidrocarburo, es decir, producen el yacimiento.

II.7.2.4. Clasificación de los pozos

Tabla 3. Clasificación de los pozos (Modificada de Barberi, 1998)

Objetivo	Área donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación	
			Resultados positivos	Resultados negativos
		A (exploratorios)	B(productor)	C(seco)
Para desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	0 de desarrollo	0 de desarrollo	0 de desarrollo
	Fuera del área probada	1 de avanza	1 de avanza	1 de avanza
Para descubrir nuevos yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	2a exploratorios de yacimientos	2a exploratorios de yacimientos superiores	2a exploratorios de yacimientos superiores
		2b exploratorios de yacimientos profundos	2b exploratorios de yacimientos profundos	2b exploratorios de yacimientos profundos
	Fuera del área probada	2c de nuevos yacimientos	2c exploratorios de nuevos yacimientos	2c exploratorios de nuevos yacimientos
Para descubrir nuevos campos	Áreas nuevas	3 nuevo campo	3 exploratorio de nuevo campo	3 exploratorio de nuevo campo

La tabla 3 de la clasificación de pozos muestra y permite determinar el objetivo y el área donde se perfora antes o durante el desarrollo de yacimientos de crudo, de acuerdo a la evaluación exploratoria antes y después de la perforación, con resultados positivos o negativos de pozos productores o secos.

CAPITULO III MARCO GEOLÓGICO

III.1 EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela es relativamente simple, por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamientos y hundimientos de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Aunque la Cuenca Oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno tardío, no alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno Temprano (aproximadamente 20M.a.). El cuadro tectónico en la región del estado Monagas se postula con levantamientos espasmódicos y empujes recurrentes en el tiempo y espacio, todos con fuertes componentes norte-sur.

Básicamente la evolución geodinámica y tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela comprende las siguientes etapas (Parnaud *et al.*, 1995):

- a) Una fase pre "rift" en el Paleozoico
- b) Una fase de "rifting" y drifting durante el Jurásico y Cretácico Temprano.
- c) Un período de margen pasivo desde el Jurásico Tardío-Cretácico Temprano hasta el Eoceno.
- d) Una fase final durante la colisión oblicua (sistema rumbo-deslizante y compresivo-transpresivo) que se ha ido extendiendo desde el Eoceno Medio (oeste) hasta el Oligoceno Medio (este) y resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una cuenca de tipo antepaís.

III.1.2. FASE PRE "RIFT" (Paleozoico)

Esta fase o megasecuencia tuvo lugar en el Paleozoico y fue identificada a partir de perfiles sísmicos, donde se evidencian depresiones estructurales y se preservaron rocas de edad Paleozoica, asociada éstas con las Formaciones Hato Viejo y Carrizal de la Subcuenca de Guárico, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos. Las secuencias encontradas por perforaciones están compuestas por areniscas de grano fino, ligeramente calcáreas

con intercalaciones de conglomerados y lutitas verdes con espesores entre 3.000 y 5.000 metros y de 1,5 a 2,0 segundos en tiempo doble (Parnaudet *al.*, 1995).

III.1.3. FASE "RIFT" (Jurásico- Cretácico Temprano)

La fase o megasecuenciariift tuvo origen durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano. Está caracterizada por el levantamiento vertical del borde cratónico, actividad volcánica en el Macizo de El Baúl, así como por un largo período de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca Oriental. La transgresión está bien representada por la sedimentación de clásticos y calizas marinas de la Formación Barranquín y la depositación hacia el sur del Grupo Temblador con la Formación Canoa de ambiente continental (González de Juana *et al.*, 1980).

Por otro lado, al separarse Norteamérica de Gondwana, se crea un sistema extensional en el margen norte de Suramérica. Este sistema ocurre en el Triásico Tardío-Jurásico Temprano, y separa Yucatán de la Placa Suramericana (Parnaudet *al.*, 1995). La evidencia de este proceso se encuentra en la base de la Cuenca Oriental de Venezuela y está representada por los basaltos y capas rojas de edad Jurásico Medio-Temprano (Formación Ipire), depositadas en el Graben de Espino.

III.1.4. FASE MARGEN PASIVO (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano al Eoceno).

Desde el Jurásico Tardío o Cretácico Temprano al Eoceno, se caracterizó por la subsidencia del margen norte de Suramérica. En esta fase se depositaron rocas clásticas marinas en el orden de 3 a 4 km de espesor, entre las que destacan las Formaciones Querecual y San Antonio, las cuales son generadoras de petróleo pesado (Parnaudet *al.*, 1995).

III.1.5. FASE DE COLISIÓN OBLICUA (Eoceno Temprano-al presente)

Por consecuencia de esta colisión se generó un sistema rumbo-deslizante y compresivo-transpresivo entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana, el cual creó una cuenca antepaís (foreland). Los depósitos característicos de ésta, suprayacen a los de la etapa de margen pasivo y se crean las trampas asociadas a fallas. Como consecuencia de la carga litoestática generada por

las napas producidas por la colisión (al norte), ocurre una flexión isostática de la litósfera que provocó el levantamiento de la zona sur de la cuenca, exponiéndola a la erosión.

III.2. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL ÁREA DE ESTUDIO

Tabla 5. Estratigrafía resumen del área de estudio. Tomado de <http://www.pdv.com/lexico/o2w.htm>. 25 Noviembre 2011. 5:03pm.

Formación	Estados	Edad	Litología	Espesor (m)	Sísmica	Contacto	Paleoambiente	Extensión Geográfica
Mesa	Monagas, Sucre, Bolívar.	Pleistoceno	Arenas de grano grueso y gravas, lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita.	Disminuye de norte a sur, y aumenta de oeste a este		Concordante y transicional, a la Formación Las Piedras.	Fluvio-deltaico y paludal	
Las Piedras	Monagas.	Mioceno Tardío-Plioceno	Areniscas micáceas de grano fino interlaminaadas con lutitas	1005	Reflexiones de cierta amplitud y regular asistancia	Concordante sobre la Formación Freites y sobre el basamento igneo metamórfico	Deltaico a marino somero	
Freites	Anzoátegui	Mioceno Medio a mioceno Tardío	Areniscas arcillosas de grano fino, lutitas, lutitas intercaladas con areniscas de grano medio a grueso	335 a 610	Intervalo "opaco" en los perfiles sísmicos.	Infrayace concordante con la Formación Las Piedras y Suprayace concordante a la Formación Oficina	Marino somero	
Oficina	Anzoátegui, Monagas	Mioceno Temprano- Medio	Alternancia de lutitas intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas	610 a 1220		Infrayace concordante a la Formación Freites y suprayace concordante a la Formación Merecure	Marinos someros, salobres y pantanosos	
Merecure	Anzoátegui, Monagas	Oligoceno Medio-Temprano	Areniscas de grano a fino a medio separadas por laminas de lutitas	494	Reflector regional en toda la cuenca contraste acústico entre las areniscas masivas (Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Oficina)	Infrayace concordante a la Formación Oficina y suprayace transicionalmente lateral a la Formación Carapita	Aguas dulces a salobres	
Tigre	Monagas	Turonense - Maastrichtense	Variable, estratificada de areniscas y limolitas	93		Infrayace discordante (erosivo) a la Formación La Pascua o Merecure y suprayace transicional y diacrónica a la Formación Canoa	Profundo y de tipo talud, con ambiente de plataforma hacia el sur de guátrico	
Canoa	Monagas	Aptiense- Albiense	Conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, areniscas, limolitas y arcillitas	100		Infrayace transicionalmente a la Formación La Canoa y Tigre, suprayace discordante sobre rocas igneas y metamórficas del basamento o con las Formaciones Hato Viejo y Carrizal	Continental	
Carrizal	Anzoátegui	Cambriico Temprano	Secuencias de arcillitas con capas de limolitas y areniscas	1827		Infrayace discordante a la formación Oficina y suprayace a la formación Hato Viejo	Marino (nerítico), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanuras de marea	
Basamento	Bolívar	Precambriico						

La estratigrafía del área de estudio está referida en la tabla 5 (pagina anterior), de base a tope por un basamento (ígneo-metamórfico) y las formaciones Carrizal, Canoa, Tigre, Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa.

CAPITULO IV

TÉCNICAS PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS

IV.1 BASE DE DATOS

Para realizar la búsqueda de las técnicas existentes para el desarrollo de yacimientos someros, se realizó una base de datos que resumiera todos los trabajos conseguidos para dicho yacimientos. La base de datos consta de unas 3 referencias, tomadas de la web, revistas técnicas e informes técnicos de la empresa estatal PDVSA.

La base de datos como se muestra en la tabla 5 se organizó por año, de forma descendente, comprendido entre 1980 y 2009. Esta presenta 5 columnas que se describen a continuación:

- **Año:** Corresponde al año en que fue realizado el artículo o informe.
- **Título:** Título del artículo o informe.
- **Autor(es):** Muestra el autor o los autores del artículo o informe realizado.
- **Referencia:** Muestra la dirección en la cual se podría encontrar el artículo o el informe.
- **Web Site:** Muestra la dirección en internet donde se encuentra el trabajo.

Tabla 5. Base de datos de artículos considerados como yacimientos someros

IV.2 SELECCIÓN DE TÉCNICAS

Con el objetivo de seleccionar las técnicas más importantes en el desarrollo de los yacimientos someros en el Mundo y determinar cuál es factible para los yacimientos someros en el área sur de Junín de la FPO fue necesario una búsqueda y revisión de todos los trabajos conseguidos, informes, artículos y referencias anteriormente descrita.

La búsqueda de información se inició en la web, revistas técnicas e informes técnicos de la empresa estatal PDVSA; mediante el uso de las siguientes palabras: petróleo somero, superficial o ultrasomero, yacimientos someros, superficiales o ultrasomero de petróleo, campos someros, superficiales o ultrasomero de petróleo, petróleo pesado o extrapesado, desarrollo de yacimientos someros, superficiales o ultrasomero de petróleo. Cabe resaltar que la búsqueda también se generó con las palabras anteriores traducidas al idioma inglés.

La base de datos como se muestra en el tabla 6, contiene el desarrollo operacional de yacimientos someros en el Mundo, para su posterior uso de factibilidad y desarrollo de yacimientos someros al sur del área Junín de la FPO de acuerdo a la geología (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos), características del crudo y operaciones (perforaciones y sísmica 3D).

Es por ello que se realizó una importante jerarquización de los yacimientos someros en el Mundo de la siguiente forma:

- **Yacimientos someros muy importantes:** Estos yacimientos están marcados en color verde como se muestra en la tabla 6 de los yacimientos someros, correspondiente a los yacimientos someros desarrollados.
- **Yacimientos someros Importantes:** Estos yacimientos están marcados en color azul como se muestra en la tabla 6 de los yacimientos someros, correspondiente a los yacimientos someros por desarrollar.

A continuación de muestra breves resúmenes de los artículos considerados muy importantes e importantes en cuanto al estado actual y desarrollo de los yacimientos someros en el Mundo.

V.3 RESUMEN DE TÉCNICAS

TITULO: Geology of The Kern River Field

AUTOR: Geoff Nicholson (1980)

El Campo Kern River se encuentra al noreste de Bakersfield al lado este del valle de San Joaquín, California EEUU. Los intervalos del campo producen en su totalidad dentro de la Formación Kern River, y se componen de una serie de cuerpos de espesores de areniscas separadas por lutitas. La producción de sus horizontes es entre 100 y 1.300 metros por debajo de la superficie y se adapta bien a la aplicación de técnicas de desplazamiento por vapor. El crudo es viscoso (10-16 ° API) y se ha generado en las partes más profundas de la cuenca de San Joaquín de edad Mioceno, el crudo emigra hacia los márgenes de la cuenca durante el Pleistoceno, formando los yacimientos de petróleo. Posee sellos de alquitrán. Los espesores productores varían de 30 pies a más de 100 pies. Las arenas son altamente porosas y permeables, la porosidad media es de 38% y la permeabilidad media de unos 4.000 MD (Villanueva y Pittman, 1970). Los depósitos tienen una geometría tabular y son generalmente continuas a grandes distancias. En sus límites laterales, las facies cambian de arenas a limos arcillosos. Aunque el cambio es normalmente gradacional, puede ser bastante brusca, y no es raro ver a un espesor de arena que desaparecen entre los 200 pies de distancia. Las lodolitas promedian 20 metros de espesor de separación a la producción de arenas. Estos saltos proporcionan un beneficio doble: 1) dividir el depósito en las zonas que pueden ser desplazados de forma individual, y 2) mantenimiento de aislante de calor dentro del intervalo de desplazamiento. Amplias variaciones en el tamaño de grano son comunes en la Formación Kern River. Posee areniscas y conglomerados en los afloramientos y registro de núcleos. El volumen real de arcilla en la formación es muy bajo. Las lutitas generalmente contienen menos de 8 por ciento en peso, las arenas menos de 3 por ciento en peso. Incluso en estas pequeñas cantidades, sin embargo, las arcillas crean problemas significativos en el análisis de registros. Su presencia distorsiona valores de registros de porosidad de neutrón. El agua es tan dulce que un análisis reciente del agua en el campo Kern River en un pozo petrolero mostró que el agua sea de mejor calidad químicamente que la producida por la empresa de agua local. La frescura del agua de formación tiene sus ventajas. Las operaciones de desplazamiento de vapor requieren grandes volúmenes de agua dulce cada día. El campo Kern River produce más de 700.000 BWPD, la mayoría es reciclada para su uso en proyectos de desplazamiento de vapor. Si esta fuente importante de agua no estuviese disponible, los productores de petróleo de Kern River estarían en la posición de tener que competir con la agricultura para su abastecimiento de agua.

El campo Kern River es un homoclinal N35°W que se sumerge unos 4 grados al suroeste. El sur del campo se corta por la Falla Grado China y la Falla Club Gun. Es una gran falla activa normal, que forma una trampa para el campo Kern.

La Formación Kern River es un sistema trenzado de aluvión que avanzó hacia el oeste en la cuenca de San Joaquín cuando el nivel de mar se retiró a finales del Plioceno y Pleistoceno. Esta no es la primera vez que un cambio en el nivel del mar se había producido en la zona. Por lo menos tres ciclos de nivel del mar transgresión-regresión se reconocen en las rocas de edad terciaria de la cuenca de San Joaquin (Foss 1972). Las arenas son inmaduras y se clasifican como arcosas líticas. Los cuerpos de arena consisten en una secuencia repetida en forma vertical de sedimentos fluviales. Una columna estratigráfica idealizada que ilustra la litología, muestra estructuras sedimentarias y las relaciones de los cuatro miembros de la secuencia. El análisis de barro del campo Kern River es el más bajo de arenas productoras, mostrando arcillas mixtas en capas predominantes. Las mezclas de arcillas en capas se forman cuando ciertos minerales de arcilla pasan a un ambiente marino medio y reaccionan con los numerosos iones para formar un nuevo mineral (Carroll, 1970).

TITULO: Monitoring Steam Injection Performance in Shallow Heavy Oil Reservoirs

AUTOR: Chang Yuwen, Peng Tongshu, Wang Lisheng, and Liu Yinghui, (1998)

Hay grandes reservas de crudo pesado en la cuenca de Zunger Xinjiang de China. La inyección de vapor tiene un funcionamiento desde mediados de la década de 1980. Seis áreas han llegado a la etapa de inyección de vapor general. Influenciado por la fuerte heterogeneidad de las capas, la complejidad del depósito, el fluido y lo incompleto de conocimiento sobre el yacimiento, la relación crudo-vapor disminuye rápidamente. Con el fin de mejorar el desarrollo y el rendimiento del control del depósito, varias pruebas se realizaron; presión de formación, perfil de temperatura, perfil de vapor de ingreso, perfil de producción de líquido, crudo restante, prueba de saturación y control frontal de avance de vapor. Una gran cantidad de datos han sido recogidos, que resultó ser de uso útil en el desarrollo de optimización del campo. La zona superficial de crudo pesado se encuentra oxidado en el yacimiento marginal de la cuenca formada, permitiendo la migración de crudo y gas, el depósito de agua y degradación de la biomasa. La forma estructural de la formación Qigu es un monoclinas de inmersión noroeste a sureste, con una caída ángulo de 4-9 °. La profundidad del yacimiento oscila entre 160-35m. El yacimiento es un depósito fluvial del río trenzado. Arenas de 70-100m de espesor con 8-20m intervalos productivos. Porosidad promedio de 30%, permeabilidad más de 2mm² y una saturación de crudo de 68%. El yacimiento es fuertemente heterogéneo. El grado API del crudo es entre 19- 22°. La viscosidad del crudo muerto a 20 ° C es 2,000-50,000 MPAS.

Desarrollo del Campo

Han experimentado 3 etapas: ensayo, estimulación de vapor y la inundación de vapor. Hasta la año 1997, 47.000 toneladas de vapor por día, 4782 pozos de producción, entre 261 grupos han llegado a la etapa de inundación vapor después de 3-6 ciclos de estimulación de vapor.

Técnicas de Monitoreo

La vigilancia sísmica 3D de alta resolución es la clave técnica para rastrear el avance frontal del vapor del yacimiento, resultando en cambios de la onda sísmica.

TITULO: Geology of Heavy Crude Oil and Natural Bitumen in the USSR, Mongolia, and China

AUTOR: Meyerhoff A. and Meyer R. (1987)

El sistema Dnepr-Donets graben de Ucrania, es una continuación del este del graben de Pripyat, ocupa aproximadamente 80.000Km². Cerca de 150 campos producen principalmente gas (Carbonífero y Pérmico) con una producción menor de areniscas (Triásico, Jurásico y Cretácico Temprano). La mayor parte del tramo Carbonífero y Pérmico es de piedra arenisca, limolitas y lutitas. Sustentada por una secuencia de evaporitas masivas. Las estructuras principales son anticlinales y domos de sal. Las reservas y el potencial de los recursos en el yacimiento somero de Kokhanovka son pequeños. La perforación de futuro puede cambiar esta evaluación.

La cuenca de Timan-Pechora ocupa un área en forma de V. La superficie total es de 1,5 millones Km² de los cuales 200.000Km² en tierra son prospectivos. Es una cuenca antepaís del Ordovícico-Triásico. Su historia tectónica está relacionada con la del geosinclinal de los Urales. El yacimiento somero de Yarega que se encuentra en la cuenca de Timan, fue descubierto 1932 a una profundidad de 180-250m. La producción de crudo se inició desde los pozos pocos profundos, pero la producción era pequeña, se tomó la decisión de extraer el crudo móvil y semimóvil. Se inició con recuperación mejorada de crudo de vapor en 1968. Los primeros ensayos de vapor una mejora en la producción. La gran inyección de vapor inicio en el año 1970, la menor producción fue de 190 bpd. En 1983 se construyeron 3 minas, la producción fue de 9000 bpd y la recuperación se acercó al 40%.

El residuo de piedra arenisca se utiliza en proyectos de construcción locales. Con la construcción de seis minas se prevé una producción anual de 30.000 bpd.

La porosidad es 15%, permeabilidades son unos pocos milidarcys a 1d, con vetas de hasta 3d, temperaturas presentes en las galerías son 7-15° C sin inyección de vapor, la viscosidad es de 8000 a 20.000 a 6° C y se reduce a 3cp después de la inyección de vapor y de agua caliente.

Desde el 1 enero de 1985 el yacimiento Yarega es activo por operación de minería en URSS.

TITULO: Shallow Heavy-Oil Deposit in a Pennsylvanian Fluvial Sandstone Reservoir, Eastburn Field, Missouri: Section III. Geological Environments and Migration.

AUTOR: W. J. Ebanks Jr and J. F. Weber (1987)

En la ciudad de Vernon se encuentra el campo Eastburn, con un yacimiento de crudo de 21° API, a una profundidad entre 33-76m (110-183pies), espesor de 6-9m (20-30pies), con una litología principal de arenisca perteneciente al Grupo Cherokee de edad Pensilvaniense medio. Las estructuras, sedimentos, las tendencias del tamaño de grano, la geometría y la naturaleza de los sedimentos asociados indican un origen fluvio-deltaico para el yacimiento de crudo.

El objetivo de este proyecto fue el describir la geología del Campo Eastburn y explicar cómo el reconocimiento del origen del depósito de arenisca, composición y la textura son útiles para orientar la perforación de desarrollo y ayudar a resolver los problemas de terminación y producción. Hay un aspecto inusual en este proyecto: debido a las profundidades extremadamente poco profundas, aproximadamente 55 m (183 pies) en la mayoría del campo se extrajeron núcleos, lo que resulta en un buen control. Estructuralmente es baja y alta la topografía (660- 720m), su estratigrafía consiste en lutitas, carbón, areniscas y calizas delgadas ocasionalmente.

La producción del campo es inyección cíclica de vapor y gases calientes.

Desarrollo del Campo Eastburn

La mitad del sur del campo es aproximadamente 1 hectárea, y en la mitad norte es 2 hectáreas. Las distancias entre los pozos son de 67 m (220 pies) y 98 m (320 pies), respectivamente. El sur fue desarrollado usando un modelo de sedimentación geológica para guiar la selección de ubicaciones en un patrón hexagonal de siete puntos. La perforación de desarrollo temprano fue de ocho pozos, estaban espaciadas 60-300 m (200-1000 pies) de separación, con el objetivo de localizar el depósito de la roca arenisca lo suficientemente gruesa, por lo menos 6 m (20pies), para facilitar y probar un proceso de recuperación mejorada.

En el desarrollo de la perforación, se hizo evidente que los cambios bruscos en el espesor de la roca arenisca era de distancias 60-120 m (200-400 pies) eran comunes, una tendencia general y continua, parecía extenderse la arena de norte a sur. La profundidad superficial de enterramiento es 30-33m (90-100 pies) limita en gran medida la presión de inyección y las técnicas de este tipo de producción así como la estimulación de fracturamiento hidráulico. El desarrollo de perforación se realizo con un espaciamiento de 60m (200pies) entre pozos. A partir de un modelo sedimentológico al inicio del proyecto se propusieron estrategias de perforación guiada, terminación de pozos, extensiones del campo y colocación de las instalaciones de producción. El desarrollo de perforación guiada por el modelo de ambiente fluvial resulto una triplicación del volumen de crudo pesado, con un mínimo de pozos secos perforados.

El yacimiento se compone en su mayoría de arena fina a media, con contenido de cuarzo, fragmentos de rocas, micas, abundancia de limo y arcilla intersticial. El contenido de arcillas autígenicas (caolinita, calcita, siderita como cementos) reducen en el yacimiento la calidad y la producción (inyección baja de vapor de gases y el proceso de recuperación térmica). La identificación de los minerales permite un conocimiento mejor de la permeabilidad ayudando a estimular y contribuir en el aumento de la productividad. En los casos donde el espesor de arenisca era dudoso, la producción de los pozos individuales proporcionó datos adicionales para la interpretación geológica. Este enfoque permitió minimizar costos y maximizar la eficiencia del desarrollo del campo.

Los depósitos superficiales de crudo pesado en el oeste de Missouri se han desarrollados con dificultad pero con éxito. La dificultad en el desarrollo con éxito de estos depósitos ha sido la naturaleza geológica de la los yacimientos de areniscas. El reconocimiento del origen de una serie de barras de punta en una parte superior fluvio-deltaico ha afectado la selección de localizaciones de perforaciones, extracción de muestras y procedimientos de perforaciones y la ubicación de las instalaciones de producción. El reconocimiento de la distribución desigual de la permeabilidad, el tipo de porosidad intergranular y la presencia de arcillas autígenicas, minerales que contienen hierro influyen en los métodos seleccionados para la evaluación, terminación y estimulación de pozos productores. Por estas razones un enfoque de equipo entre ingenieros geólogos, de yacimientos y geofísicos es importante para el desarrollo de los recursos y

AUTOR: CHOPS in Jilin Province, China

TITULO: Maurice B. Dusseault, Yiqiu Ma, Baoci Xu, Chun Xiu Liang, Wu Gu and Yiqiu Ma (2002)

Los yacimientos de petróleo de Taobao se localizan en la ciudad de Taobao, provincia de Jilin, República Popular de China, la actividad de exploración por primera vez en esta región fue al final 1950, tras lo cual se llevo a cabo una amplia labor con métodos de exploración, como el magnético, el gravitatorio, eléctrico, geoquímicos y sísmicos.

La estructura del yacimiento hacia el este de Taobao posee forma de anticlinal con una falla normal en su borde. Su ambiente fue interpretado como un ambiente deltaico y se puede subdividir en facies como canales de corriente trenzado, canales fluviales entrelazados y canales distributarios. La formación Saertu consiste principalmente de arenisca de grano fino no consolidado, arenisca lítica y arenisca limosa.

La formación es generalmente de 15m de espesor efectivo, un total de 28m de espesor, compuesta de capas delgadas que van desde 1 a 6m de espesor, con un espesor medio de 4m. La temperatura del yacimiento es de 18° C y la presión es de 3,2MPa.

Los yacimientos petrolíferos de Taobao son similares a los campos petrolíferos pesados en Canadá y Venezuela con excepción de una menor profundidad y menor contenido de gas.

En 1999 una reserva de 150.000.000 barriles de crudo (POES) fue verificada de areniscas con alta porosidad en el bloque 87 y 92.

La producción de petróleo inicio en agosto de 1997 con la perforación del bloque 87, con 71 pozos convencionales perforados. La tasa de producción total fue muy baja (360 b/d incluyendo todos los pozos) antes de la aplicación del CHOPS (producción en frío de crudo pesado con arena) en el bloque 87 en marzo de 2001. En la actualidad hay 22 pozos tipo CHOPS en el bloque 87 y 92, 11 son pozos terminados (nuevos) y 11 pozos (antiguos) producen en métodos convencionales antes de la re-completación para pozos tipo CHOPS.

TITULO: Experiences of Developing Shallow Heavy Oil Reservoirs by Steam Injection in Karamay Oil Field**AUTOR:** Maurice B. Dusseault and Chun Xiu Liang (1998)

El desarrollo de yacimientos pocos profundos de crudo pesado se distribuyen principalmente en el distrito 9, Karamay, China, se divide en 8 bloques, caracterizado topográficamente por cerros y trincheras. Los depósitos pertenecen a la formación Qigu de edad Jurásica, localizándose en el margen de la cuenca de Junggar. Cinco bloques poseen una profundidad entre 120-400m. Dominado por ambientes fluviales entrelazados y ramificados. La mayor producción se distribuye ampliamente en el espesor sedimentario de 100-200m, el espesor del yacimiento es 8-25m de arena media-fina y la cementación suelta. El contenido de barro es inferior al 6-8%, porosidad 25-30%, permeabilidad al aire es 0.3-5.0mm², saturación del petróleo inicial es 65-70%. La presión inicial del depósito es 2.0Mpa a una temperatura de 20°C. Las estrategias de desarrollo de inundaciones de vapor para esta área se completó en 1985, conforme a la viscosidad del crudo, espesor de la zona de crudo y las propiedades del yacimiento. El Distrito 9 se divide en ocho bloques y se ponen en producción por etapas en el orden de crudo pesado (crudo con viscosidad, 2,000-10,000 mPa.s), el crudo extra pesado (crudo con viscosidad, 10,000-50,000 mPa.s) y luego el crudo súper pesado en el Distrito 9-7 y 9-8 (viscosidad > 50,000 Pa.s). Las secuencias de inundaciones de vapor fueron adoptadas para mantener la sucesiva producción de crudo. Más de 2.600 pozos en los ocho bloques se han puesto en producción comercial y el número del ciclo de estimulación de vapor que van desde el bloque uno al nueve. La experiencia de siete años de producción estable, con estimulación cíclica de vapor de 5-6 mantuvo una producción anual en 1,200,000-1,300,000 toneladas durante 1990-1997 después de que se había llegado a 987.000 toneladas en 1989. Al final de 1997, la producción de crudo acumulado fue de 10,650,000 toneladas, el total de porcentaje de recuperación fue de 17,4%, el Distrito 9-1 (Incluyendo las áreas de prueba piloto) fue del 26%, el Distrito 9-5 fue de 23.6%. La diferencia de la eficacia de la estimulación de vapor depende en gran medida de la viscosidad del crudo, el espesor del depósito y la permeabilidad.

Debido a la poca profundidad del yacimiento en el Distrito N°9, la baja presión del yacimiento y la formación delgada, la tasa de producción de estimulación de vapor de pozos cae en forma abrupta, especialmente después del cuarto ciclo. Desde agosto de 1991, casi 1.000 pozos en 290 patrones han sido objeto de conversión a inundaciones de vapor. La estimulación de vapor de producción de seis pozos en el Distrito N°9-1, 9-5 y 9-9, fue de 100x140m con patrón de nueve puntos en el terreno. La tasa de producción anual por el proceso de inundaciones de vapor aumento a 37,6x10⁴t en 1996 de 6,1x10⁴t desde 1991, manteniendo así tasa de producción anual a 120x10⁴t en la formación de Qigu en el Distrito N°9. En 1997, la producción anual se mantuvo en 128,2x10⁴t con la producción de petróleo acumulado de 1241.9x10⁴t.

El desarrollo del proceso de inyección de vapor demuestra que los parámetros de inyección de vapor contribuyen en gran medida a la inundación de vapor y el desarrollo eficientemente en los depósitos de aceite viscoso.

Con el fin de adquirir experiencia y reducir el riesgo de inversión, se realizó cuatro pruebas pilotos de inundación con diferentes condiciones de yacimiento. El Distrito 9-1-1 con una separación de 100 metros de patrón cinco puntos. El Distrito 9-1-2, una separación de 50m de patrón de nueve puntos. El Distrito de 9-3, una separación de 100 metros de patrón de cinco puntos y el distrito de 9-6 con una separación de 50m patrón de cinco puntos.

Se encontraron problemas durante muchos años en la inyección de vapor en la explotación de los yacimientos de crudo pesado de poca profundidad en el campo de Karamay. El principal problema era el avance el vapor entre los pozos, se encuentran particularmente en el tercer y cuarto ciclo de vapor. Esto era debido a la formación superficial, consolidación débil y a la presión de fractura.

Con base en la ingeniería de yacimientos y las simulaciones numéricas y los resultados 3D, el radio calculado reservorio caliente es de 30 a 40m.

El desarrollo de la inyección de vapor en los yacimientos de crudo pesado en la formación Qigu en el Distrito 9 del Campo Petrolífero de Karamay, China es un éxito. Indica la mayor recuperación de reservas, tasa de recuperación de crudo, mayor proporción de crudo-vapor y una mejor inversión económica.

TITULO: The Recovery Technologies with Horizontal Wells in Shallow Super-Heavy Oil Reservoirs of Area 9–8, Karamay Oil Field

AUTOR: Wan Jiaoyu, Cheng Zhenqi, Cui Jiangjie, Peng Shunlong, and Shi Guoxin (1998)

Este artículo analiza el procedimiento de perforación horizontal y producción de tecnología y las características de crudo extrapesado en los yacimientos de la formación Qigu de edad Jurásico en la región de 9-8 del campo petrolífero de Karamay en Xinjiang, China.

El yacimiento se encuentra en la Formación Qigu superior, localizado estructuralmente sobre un monoclin de buzamiento entre 3-9° hacia el sur-este. El yacimiento es una serie de pizarras y arenas poco profundas, sub-compactas, consolidadas y ordenadas. Los principales depósitos están en la arenisca con un espesor medio eficaz de 14,5 m. El crudo consta de arenisca media-fina.

El crudo extra pesado de la formación está a 170-200 m de profundidad. Debido a la poca profundidad y los estratos no consolidados de la formación; la ingeniería de yacimientos y el diseño integral de tecnologías apropiadas para la producción se hace necesaria, ya que las perforaciones tipos horizontales son difíciles. La producción diaria de crudo se realiza con pozos horizontales, estos pozos poseen un promedio de producción 5.8 veces más que los verticales.

Para el 31 de diciembre de 1997 los resultados obtenidos en 7 pozos fueron de 32.347t de inyección de vapor, con una producción de crudo de 27755 barriles, con un corte de agua de 62%. La producción diaria de crudo en los pozos horizontales fue de 13,5%, 3 a 5 veces mayor que los pozos verticales adyacentes.

En Karamay 9-8 diseñaron perforaciones horizontales de crudo pesado superficial tomando en cuenta cuatro aspectos: la geología, ingeniería de yacimientos, técnicas de perforación y la producción térmica de crudo. Una serie de tecnologías combinadas de perforación superficial horizontal de radio medio fue realizada para los pozos de producción. El diseño ofrece una nueva efectiva forma de desarrollar y producir crudo extrapesado en los yacimientos superficiales.

TITULO: Fast-SAGD Application in the Alberta Oil Sands Areas
AUTOR: H. Shin, M. Polikar (2005)

El Fast-SAGD (rápida segregación gravitacional asistida de vapor), fue introducido por Polikar (2000), es una modificación del proceso SAGD, combina el SAGD y la estimulación cíclica de vapor (CSS), mejora el rendimiento térmico en el yacimiento de crudo. para expandir la cámara de vapor lateralmente, sólo requiere de un pozo adicional al lado del SAGD. El estudio del proceso de Fast-SAGD se ha optimizado a través de simulaciones numéricas para el yacimiento de crudo en tres típicas áreas de arenas en Alberta Canadá: yacimientos de Athabasca, Cold Lake y Peace River. Dos parámetros del yacimiento es clave: espesor del yacimiento y la permeabilidad, se ensayaron diferentes condiciones de funcionamiento para caracterizar el yacimiento y su factibilidad de operación para el proceso de Fast-SAGD.

Tanto en los yacimientos tipo de Cold Lake y en Peace River, son candidatos buenos para una aplicación de Fast-SAGD en lugar de la aplicación de SAGD convencional. En los yacimientos de Athabasca el proceso de Fast-SAGD ha demostrado ser casi tan bueno como el proceso SAGD para una recuperación térmica óptima. El proceso de Fast-SAGD demuestra una mayor eficiencia y menores costos de extracción de crudo pesado de estos yacimientos importantes.

Los pozos adicionales se colocaron a 50 metros del SAGD productor, el procedimiento que se utilizó para el funcionamiento de Fast-SAGD: 1) inicio del SAGD con perforaciones pares, 2) inicio de CSS en el pozo después de 1,5 años y 3) mantener la inyección de vapor en SAGD después del comienzo del CSS. El CSS fue operado durante dos ciclos. En el pozo adicional se inyecta vapor dependiendo del tipo de yacimiento de Alberta.

Los esquemas de simulación del Fast-SAGD se realizaron con las propiedades típicas de los yacimientos de crudo de las tres áreas establecidas en Alberta Canadá, El yacimiento tipo de Athabasca tiene la profundidad mínima (entre las tres áreas seleccionadas), el espesor más grueso y la más alta permeabilidad. El yacimiento tipo de Cold Lake tiene la profundidad media, el más bajo crudo extrapesado y es el espesor más delgado. El yacimiento tipo de Peace River, es el más profundo y menor permeabilidad. Sólo el yacimiento tipo de Athabasca representa crudo extrapesado muerto (no tiene movilidad).

Los resultados de las simulaciones indican una mayor eficiencia energética y productividad en la mayoría de los casos para el proceso de Fast-SAGD.

El objetivo de las simulaciones es optimizar la aplicación del Fast-SAGD a cada tipo de yacimiento.

TITULO: Status of Heavy-Oil Development in China**AUTOR:** Z. Shouliang, Z. Yitang, W. Shuhong, L. Shangqi, L. Xiuluan and L. Songlin (2005)

El crudo pesado en China hace referencia a hidrocarburos con un gas libre, viscosidades superiores a 100mPa.s o que tienen una viscosidad superior a 50 MPa.s. De acuerdo con la viscosidad del crudo, podría ser dividido: crudo pesado tradicional con la viscosidad del aceite desgasificado menor a 10.000 MPa.s, crudo extra-pesado con la viscosidad del aceite desgasificado entre 10.000 a 50.000 MPa.s y súper asfalto con aceite desgasificado de viscosidad más de 50.000 MPa.s. La profundidad de los yacimientos varía enormemente de 400m a más de 2500m en el oeste de China, los yacimientos de crudo pesado en Karamay son superficiales en profundidades de 200m hasta 600m.

En China hay muchos tipos de yacimientos de crudo debido a diversas condiciones geológicas: yacimientos de una capa (bloque 9 de la zona Karamay); yacimientos de multicapas (bloque Qi-40 el yacimiento petrolero de Liaohe); yacimientos masivos de crudo pesado con capas de gas y fondo de agua (bloque Gaosheng, yacimiento Liaohe); yacimiento masivo de crudo pesado con borde y fondo de agua (bloque Shu 1-7-5, campo petrolífero de Liaohe); yacimientos gruesos con intercalaciones de reservas de crudo pesado con bordes de agua (yacimiento Jin 45, campo de Liaohe) y reservas interestratificadas (yacimiento Du 66), reservas de crudo extrapesado con areniscas verdes (contenido de glauconita) (yacimiento Le'an, campo Shengli); reservas masivas profundas de crudo súper pesado o asfalto (bloque Du 84, campo Liaohe).

En los últimos 20 años las tecnologías de desarrollo más importantes para depósitos de crudo pesado son la estimulación cíclica de vapor (CSS), las inundaciones de agua y las inundaciones de vapor, es la principal forma de desarrollo de depósitos de crudo pesado y ampliamente utilizado en 7 tipos de depósitos con una profundidad de 400 a 1600m, con una viscosidad del crudo de 100 a más de 50.000m Pa.s obteniendo un gran éxito. El CSS comenzó en China en 1982 y rápidamente obtuvo amplia aplicación en el desarrollo de yacimientos de crudo pesado. Más del 80% de las reservas desarrolladas y más del 85% de la producción de crudo pesado proviene de CSS, razones de porque CSS: pequeña inversión, menos instalaciones, inmediata respuesta a la alta tasa de producción de crudo, beneficio económico, reducción de la presión del yacimiento, evaluación de inundaciones de vapor a futuro, propicio para diversos yacimientos de crudo pesado, extra y súper pesado, tecnología adecuada para reservas de profundidades menor a 1600m. Sin embargo el CSS es todavía un método de recuperación de crudo primario por energía natural de las condiciones de calor en el depósito de crudo pesado, tiene una recuperación de crudo de 15~20% del POES.

En el bloque Jin 90, la prueba piloto inició en septiembre 1996, con un patrón de nueve puntos, 8 pozos productores y 1 inyector. En 1999 las inundaciones de agua caliente y N₂ entraron en prueba con patrones de nueve puntos. En el 2004 el crudo se incrementó en más de 200.000 toneladas, con un estado de recuperación de crudo del 6,7%.

En la actualidad las inundaciones de vapor han sido comercialmente aplicadas al desarrollo de reservas someras de crudo pesado en el campo de crudo de Xinjiang con una profundidad menor a 600m.

El desarrollo de crudos pesados en China fue buscar tecnologías para mejorar los resultados del desarrollo de CSS y la inundación de vapor.

El CSS es el principal método en China con éxito para desarrollar los yacimientos de crudo pesado, más del 80% de reservas desarrolladas y más del 85% de la producción. Las inundaciones de agua se aplican con éxito para desarrollar yacimientos de crudo pesado con la viscosidad del crudo menor a 200 MPa.s y se eleva económicamente con ganancias. Las inundaciones de vapor se utilizan comercialmente para desarrollar reservas someras de crudo pesado y consiguen un alto nivel de recuperación de crudo de 40%. Sin embargo, las inundaciones de vapor a profundidad en depósitos de crudo pesado no es una tecnología madura y aún está en fase de prueba piloto. Ahora, el desarrollo de China en crudo pesado se enfrenta a una gran cantidad de desafíos tecnológicos, tales como: la mejora de CSS y las inundaciones de vapor, desarrollo de las tecnologías de inundaciones de vapor en un depósito grande. Por lo tanto, es un deber urgente para hacer frente a estos retos y buscar una forma de resolver los problemas de tecnología y hacer un gran progreso en el desarrollo de crudos pesados.

TITULO: Screening Potential Production Technologies for the Lower Fars Heavy Oil Asset in Kuwait**AUTOR:** G. P. Oskui, A. Al Naqi and M. B. Dusseault (2009)

Este trabajo presenta los últimos estudios en evaluación de reservas y diversas técnicas de ensayo para la selección óptima de tecnologías de producción de crudo pesado. Revisa los conceptos de secuencia de los procesos de desarrollo, la planificación para avanzar en el desarrollo de los yacimientos de crudo pesado y hasta incluso se infiere sobre cómo las fuentes locales de calor podrían ser integradas en la producción.

Esta propuesta fue presentada por el Instituto de Investigación Científica de Kuwait (KISR), como el Programa de Investigación (PR) de reservas estratégicas para el desarrollo de yacimientos crudo pesado y su mejoramiento de tecnología, con el objetivo de ayudar a la Compañía Petrolera de Kuwait (KOC) El reto de este programa fue la identificación y desarrollo de diferentes tecnologías modernas para la recuperación de crudo pesado con el menos impacto ambiental posible.

El crudo pesado puede ser extraído por métodos primarios o secundarios, los métodos primarios incluyen solución de gas y producción en frío (CHOPS). Las técnicas tradicionales de recuperación secundaria para la tecnología de producción de crudo pesado son principalmente dividido en no-térmicas y térmicas; y la combinación de procesos diferentes, como se muestra a continuación:

Los métodos térmicos de recuperación se basan generalmente en la estimulación de vapor, donde el calor se introduce en forma de vapor para reducir la viscosidad del crudo a través de un aumento de la temperatura en el yacimiento.

El programa de investigación de (KISR) tiene como objetivo evaluar el potencial de algunas de estas técnicas para los campos de crudo pesado de Kuwait mediante la realización de estudio de campo, toma de muestra, mediciones de laboratorio, estudios de simulación y la realización de diversos proyectos de investigación que permitan mejorar las opciones estratégicas de exploración.

El yacimiento seleccionado para el programa de estudio fue Lower Fair, se encuentra norte de Kuwait es un pequeño recurso de crudo pesado en comparación con Canadá y Venezuela. Su profundidad es de aproximadamente 100-225m, su litología es de arenisca no consolidada, de grano grueso, su viscosidad varía de 100cp a más de 1000cp, con temperaturas entre 25-40°C.

En el futuro en Kuwait no habrá incentivos para el uso de combustibles fósiles como fuente de calor para procesos térmicos debido al costo y al efecto invernadero, por lo tanto hay dos consideraciones de fuentes alternativas de calor: la generación de energía por la recolección de residuos y la luz solar.

El propósito principal del PR fue el identificar una propuesta óptima y ambiental para el desarrollo de tecnologías de producción de crudo pesado para un plan estratégico al año 2030. Para ello durante este programa se efectuaron varios proyectos de investigación de diseño y se llevaron a cabo en los próximos 7 años, aproximadamente en el siguiente orden:

- Evaluación de reservas, geología, geoquímica y caracterización.
- Pruebas de laboratorio.
- Modelado físico y matemático
- Modelado y estudios de simulación de yacimientos (estudios completos de campo).
- Optimización de producción.

TITULO: Study on Steam Assisted Gravity Drainage with Horizontal Wells

For Super-Heavy Crude Reservoir.

AUTOR: Liu Shangqi, Gao Yongrong, Hu Zhimian, Yang Naiqun, Zhang Liping and Hu Suning (1998)

Este trabajo describió el estudio de simulación y los resultados experimentales de Drenaje de vapor Asistida por Gravedad (SAGD), es proceso con pozos horizontales para el desarrollo de depósitos de crudo super-pesado en la Formación Xinglongtari, bloque Du84, campo Liaohe. El proceso de SAGD consta de tres fases: precalentamiento, despresurización y producción. En este trabajo estudio la simulación numérica para investigar el funcionamiento óptimo de los parámetros de inyección y producción en cada fase y el tiempo de intercambio entre las fases.

La formación Xinglongtari bloque Du84, campo petrolero Liaohe es un típico depósito de crudo pesado. Un proyecto piloto mostró que la estimulación de vapor es muy pobre en pozos verticales convencionales. Se prevé que el proceso de SAGD puede lograr mejores resultados técnicos y económicos.

El proyecto piloto SAGD se encuentra en la parte central del bloque Du84, área Shu-1. Esta zona se encuentra a unos 30 Km al oeste de la ciudad de Panjing. La estructura geológica es un monoclinal con buzamiento de noroeste a sureste. Las capas son de arena, pertenecientes a la parte superior del miembro de VI de la Formación Xinglongtari. El miembro Xing VI es un depósito de ambiente y fuente subacuática, su espesor es de 5 a 10m y masivo. El área piloto es 0.025km², el crudo original in-situ es de 25,8x10⁴t. Esta formación es un depósito de crudo súper-pesado, con la viscosidad del crudo de más de 12x10⁴mPa.s y la gravedad del crudo es 0.9974g/cm³.

Las experiencias en el campo demostraron que el proceso SAGD en yacimientos pocos profundos consisten generalmente en dos fases de la operación: el precalentamiento y la producción. Para los yacimientos de profundidad media como el miembro Xing VI, debido a la alta presión inicial del yacimiento, el proceso SAGD debería constar de tres fases operativas: precalentamiento, despresurización y producción SAGD.

Algunos de los parámetros operativos que tienen efecto directo sobre el éxito del SAGD y se estudian en detalle son: 1. Vapor de Calidad, 2. Tasa de Inyección de vapor, 3. Velocidad de retiro.

La perforación horizontal y la terminación se realizó en seis pozos en el área piloto, induciendo dos pozos horizontales (D84H1-1 y 2-D84H1) y la observación de cuatro pozos. El pozo Du84H1-1 posee una profundidad vertical verdadera de 769.81m y una profundidad medida de 1214.0m, con una longitud horizontal de 325.53m. El pozo Du 84H1-2 inyector, que se encuentra a 10 m por encima del productor horizontal, con una profundidad vertical de 760.51m y midió una profundidad verdadera de 1,189.0 m, con una longitud horizontal de 307.71m.

La inyección óptima y los parámetros de producción son: tasa de inyección de vapor es 200t/d, la presión de inyección es de 6.5MPa, la calidad del vapor es mayor a 70% y la velocidad de retiro de la producción es 300t/d.

El proyecto piloto actual mostro un desempeño satisfactorio de SAGD. Después de 127 días de precalentamiento, el promedio temperatura de la formación entre los pozos horizontales alcanzo 98°C, pero la distribución de la temperatura no es uniforme. Con la implementación de SAGD de alta presión, el crudo se puede producir, por otro lado, puede hacer que la temperatura de la formación se distribuya más uniforme. Pero este periodo no debe ser demasiado de largo, se debe cambiar a baja presión de SAGD en 4 meses, de lo contrario, la canalización de vapor se producirá. Por otra parte, la tasa de inyección de vapor debe ser disminuida mientras permanezca

TITULO: New Technology for the Development of Super-Heavy Oil Reservoirs

AUTOR: Bao Lianchun, Ma Desheng, Kang Xiufa, Zheng Nanfang, Liu Shangqi and Zhang Xia (1998)

La formación Xinglongtari en el bloque Du84, campo Liaohe en China, es un depósito de crudo súper pesado; se ha estudiado la geología y las propiedades del crudo para la aplicación de varias técnicas para mejorar el rendimiento de la estimulación del vapor. Las nuevas tecnologías para los depósitos de crudo súper pesado son: inyección de vapor horizontal, Segregación Gravitacional Asistida por vapor (SAGD), Fractura Asistida por inyección continua de vapor Tecnología (FAST) y Combustión por Reemplazo Dividido de producción de pozo horizontal (COSH).

El bloque Du84 del área Shu-1 del campo petrolífero de Liaohe en China, se encuentra a unos 30km al oeste de la ciudad de Panjing, que está en el medio de la vertiente occidental de la depresión occidental de China. El bloque es bastante complejo. El crudo de la Formación de Xinglongtari se divide y se encuentra en seis miembros. Tienen una alta porosidad y alta permeabilidad. La profundidad de la formación es de 660m. Cinco miembros Xing I-V están intercalados con areniscas y lutitas con las características de sedimentación de Fan delta. El miembro Xing VI posee una capa de crudo de espesor 3 a 7m, son arenas masivas, con características depositacionales de un abanico proximal sumergido. El miembro Xing VI posee propiedades buenas, tiene una sola capa de crudo de 5,6 a 30m de espesor con un espesor máximo de capa de 38,8m. La Formación Xinglongtari es un depósito de crudo súper pesado. La viscosidad del crudo muerto está entre 10×10^4 y 20×10^4 mPa.s bajo una temperatura de yacimiento de $44,6^\circ\text{C}$. La viscosidad del crudo es muy sensible a la temperatura. El crudo tiene una densidad de $0,9974 \text{ g/cm}^3$, con una presión de 7,5mPa.

En el bloque Du84 se han completado dos pozos horizontales con estimulación de vapor. La longitud horizontal del pozo H-13 es 168.3m. En el primer ciclo, la inyección de vapor era de 6.626 t y el tiempo de producción fue de 30 días. Esto resultó en la producción de crudo de 2.248t. La tasa de producción de crudo promedio fue de 74,9 t/d, la proporción de vapor en crudo fue de 0,34. La producción de crudo por ciclo fue de 2-2.5 veces mayor que la de los pozos verticales.

Un área piloto de SAGD se ha establecido en el bloque Du84. El piloto consta de seis pozos, con la participación de dos pozos horizontales (D84H1-1 y D84H1-2), y cuatro pozos de observación.

La Tecnología de Fractura Asistida por inyección continua de Vapor (FAST) se ha iniciado en el bloque Du84. El proyecto de prueba se realizó en un patrón de pozos de 5 puntos donde la distancia entre inyectores y productores es de 100m. Durante septiembre y octubre de 1997, cuatro pozos de este patrón de 5 puntos se fracturaron. Los datos de vigilancia de los pozos indican que las fracturas horizontales se produjeron. Los factores clave y parámetros del proceso influyen rápido en los resultados del proceso estudiados en la simulación numérica. Los factores clave que influyen rápido en el proceso son:

- (1) Posición de las fracturas horizontales.
- (2) Altura de las fracturas.
- (3) Fractura de la permeabilidad.

Los resultados muestran que la posición óptima de la fractura horizontal es 5 m por encima de la base de la formación; la altura de la fractura es 0,02 m y la permeabilidad horizontal de la fractura es $10\text{-}14 \times 10^{33} \text{ mm}^2$. El esquema de funcionamiento es óptimo para realizar dos ciclos de vapor de estimulación para los inyectores, la formación se precalienta tanto desde el inyector y a los lados del productor durante un período de tiempo. La simulación indica más 1.853 días, indica una recuperación de crudo de 44,3% y la proporción crudo-vapor fue de 0,21.

La recuperación horizontal de crudo por la inyección de vapor es una técnica muy eficaz para recuperación crudo súper pesado. La segregación de drenaje por gravedad asistida horizontal, tecnología de inyección continua de vapor asistida por fracturación de la formación y combustión por reemplazo dividido de producción de pozos horizontales son tecnologías prometedoras para el desarrollo de crudo súper pesado de yacimientos de crudo. Algunos de ellos están siendo probados en el campo y otros se encuentran en evaluación en el laboratorio. Se prevé

TITULO: Reservoir Characterization of the Orinoco Heavy Oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata Field, Eastern Venezuela Basin.
AUTOR: Robert Kopper, Julie Kupecz, Carl Curtis, Tony Cole, Donald Dorn-López, Jeffrey Copley, Alberto Muñoz, Vladimir Caicedo (2001)

Petrozuata es en la actualidad el desarrollo de parte del área de Zuata. El campo Zuata al igual que sus vecinos de los campos en la Faja, produce desde la edad de la parte inferior del Mioceno de ambiente fluvial y marino marginal de la Formación Oficina.

La caracterización de los yacimientos del campo Zuata puede ser visto como una evolución en dos etapas básicas. La primera fase se basa en 7 pozos en el área del campo, 8 pozos en la superficie del área, 18 pozos de exploración verticales regionales, 4 pozos horizontales fuera de la zona de campo y sísmica 2D.

El uso de los datos sísmicos para la interpretación de la litología fue difícil en el área de estudio y en parte represento un desafío para los requisitos del proyecto. La sección sedimentaria de interés se compone de poco sedimentos consolidados (arenas, limos y arcillas) que tienen mínimos contrastes de impedancia. A pesar de estas limitaciones fundamentales, el volumen de datos sísmicos se ha convertido en una importante parte de la interpretación espacial de la caracterización de las facies sedimentarias, que a su vez es la base para el objetivo y desarrollo de la planificación.

Los intervalos del yacimiento en el campo Zuata son finos y de grano grueso (grano medio), bien escogidos, arenas consolidadas, cuarzosas. Litológicamente el depósito se compone de 92% de cuarzo, feldspatos 5%, arcillas 2% y 1% minerales pesados. Las arenas suelen tener bordes agudos, contados erosivos y morfología de bloques. Las arenas de bloques a menudo se fusionan, puede verse en distintos cambios verticales en la curva de resistividad. Estas arenas se interpretan como arenas fluviales y canales de acreción lateral de barras. El contacto superior es gradacional en limolitas.

Once secuencias depositacionales han sido interpretados para la Formación Oficina dentro del campo Zuata.

Los bloques de arenas están generalmente presentes en la base de cada secuencia.

Los ambientes de depósito de la Formación Oficina en el campo Zuata son predominante fluviales, con influencia cada vez marina.

Con el registro bien calibrado para el núcleo y sus facies de interpretación "las electrofacies" se establecieron y se utilizaron para interpretar la distribución de las facies de todo el campo con pozos sin núcleos.

Los estudios de rayos gamma, resistividad y densidad aparente (ayudan en la identificación de carbones).

Las electrofacies fueron asignadas mediante pozos verticales y pozos horizontales, y por las amplitudes de los intervalos representativos de los datos sísmicos 3D.

TITULO: Mine-Assisted Heavy Oil Recovery Technology**AUTOR:** T.G. Harding and S.M. Farouq Ali, U. (1984)

Hay muchos grandes depósitos de petróleo pesado en Canadá, Estados Unidos, Venezuela y la Unión Soviética que se encuentran relativamente a pocas profundidades y pueden ser susceptibles a la explotación a la producción minera y la combinación de tecnologías petroleras.

La producción minera asistida de petróleo pesado puede ser el único método viable para la recuperación de petróleo en los depósitos demasiado superficiales para ser explotados por el método in situ de recuperación.

La producción del método asistido de mina sería alcanzada por el hundimiento de un eje vertical desde la superficie hasta el horizonte de producción de petróleo y la construcción de túneles en el propio depósito o en formaciones directamente por encima y por debajo de la zona petrolífera.

Este trabajo se dirige a la aplicación de técnicas de minas asistidas a yacimientos de petróleo viscoso. Un requisito para la planificación de un proyecto de MAISP (Producción de Mina Asistida In Situ) es un programa en principio de exploración detallada para identificar la litología, el yacimiento y la topografía de la superficie

Arenas de petróleo de Athabasca: La topografía de la superficie del Devónico tiene implicaciones para la excavación y el diseño de túneles que se apoyan en la piedra caliza. Los depósitos superficiales varían de materiales granulares a till. Algunos canales preglaciales que existían en la superficie de roca son de materiales granulares y crean un excelente acuífero.

Los datos de diseño del proyecto incluyen la resistencia al corte, resistencia a la compresión, la cohesión y el ángulo interno de fricción para materiales congelados y descongelados. El revestimiento de los túneles está diseñado para soportar altas presiones hidrostáticas.

El mayor estudio en la realización micro del MAISP es el rendimiento de la producción que se puede esperar para diferentes configuraciones. Se estima una producción de 0,005m³ por día y por metro de la formación para los pozos horizontales con una estimulación de tecnología de vapor.

Las fuentes de agua para la generación de vapor probablemente serían obtenidas por el sistema del río Athabasca.

Las emisiones de gases nocivos en la atmósfera son similares para un proyecto de MAISP a los de dióxido de azufre.

Campo Yarega (U.S.S.R): El desarrollo convencional sólo fue capaz de recuperar aproximadamente 2% del crudo en el lugar. Una mina ayudó a la producción de petróleo que se elevó a una recuperación de 6 a 10 por ciento del petróleo por drenaje por gravedad. El depósito de crudo es una arenisca competente. Tres sistemas se han desarrollado: 1) Los pozos están espaciados de 15 a 20 y los pozos de inyección de vapor se perforan en un área de 200 a 300m². 2) Consiste en un acceso principal de túneles de ventilación en la roca cubierta de crudo. Las cámaras se cortan en aperturas inclinadas de bajo ángulo de hasta 200m. Los pozos de producción están espaciados a más de 15m. 3) El acceso principal y túneles de ventilación en el depósito se encuentran por debajo del yacimiento. Pozos verticales e inclinados tienen cámaras espaciadas a intervalos iguales a lo largo de los túneles. El crudo se mueve en las cámaras por drenaje por gravedad.

Campo Baku (U.S.S.R): Este campo se encuentra a una profundidad aproximadamente de 400m. Dos técnicas se aplicaron: 1) excavación de dos pozos a un nivel de 60 a 80m por debajo del fondo del mar. Dos túneles horizontales se perforan para ejecutar la longitud total al eje principal de los campos petroleros. 2) aplicable a campos petroleros más a la orilla y no más profundo que 100 a 150m.

Los ejes y túneles para este proyecto en las arenas y esquistos, serán susceptibles a derrumbes.

Consideraciones de conservación de los recursos y daños al medio ambiente significan incentivos importantes para lograr el desarrollo de la tecnología MAISP.

Tabla 6. Desarrollo o No desarrollo de los yacimientos someros en el Mundo.

IV.4 YACIMIENTOS DE CRUDO EN EL MUNDO DE BAJA PROFUNDIDAD

El crudo pesado y extrapesado se distinguen por su alta viscosidad (resistencia al flujo) y alta densidad (de baja gravedad API). Según Tissot y Welte (1984) la distribución de estos crudos a poca profundidad a nivel mundial es pequeña. Ellos determinaron 12018 yacimientos de edad Cámbrica al Cretácico, 2609 yacimientos de edad Terciaria, 288 yacimientos de edad Terciaria y 1038 yacimientos de edad Terciaria en las costas de los golfos. Esta profundidad de yacimientos de crudo se puede explicar en una primera instancia por su gradiente geotérmico y su historia de enterramiento; en otros casos por el tipo de materia orgánica o los procesos de migración. En particular el gradiente geotérmico en yacimientos de Vienna, Austria y Pannonian Yugoslavia es 50°C.Km a una profundidad promedio de 1195m, en yacimientos de África Occidental el gradiente es mucho más alto a una profundidad promedio de 1362m; estos valores altos de gradiente probablemente estén relacionados con el tiempo del Cretácico. Por el contrario, el gradiente geotérmico es relativamente bajo en zonas del Golfo (22 a 24°C.Km) a profundidades promedio de 1959m.

De todos los números de yacimientos listados en la tabla 5, no todos se encuentran desarrollados operacionalmente; y puede ser debido a producción, cuantificación de reservas explotables económicamente, condiciones geológicas, geofísicas y geoquímicas.

IV.5. ANALISIS-COMPARACIÓN DE TÉCNICAS REVISADAS PARA YACIMIENTOS SOMEROS

Antes o durante el desarrollo de un yacimiento se debe seleccionar el área de perforación producto de estudios geológicos y geofísicos previos o durante con la intención de evaluar las excelentes, buenas, regulares o negativas perspectivas condiciones del subsuelo para iniciar o no con el taladro la verificación de nuevos campos petrolíferos. Esta verificación se realizara con taladros verticales u horizontales, dependiendo del contexto geológico, productivo o producción y rendimiento económico. Con el pasar de los años en la industria petrolera los taladros verticales han sido sustituidos por los horizontales o llamados también pozos direccionales. Las razones de este tipo de perforación asociada al desarrollo de un yacimiento son o podrían ser las siguientes: posibilidad de obtener más producción por pozo;

mayor producción comercial acumulada por yacimiento; fortalecimiento de la capacidad competitiva de la empresa en los mercados y, por ende, aumento de ingresos con menos inversiones, costos y gastos de operaciones corriente arriba del negocio petrolero. Por tales razones es donde se inicia la diferencia entre las empresas y las naciones sobre la exploración, desarrollo, producción, refinación, transporte y comercialización de los diferentes crudos.

La ubicación del crudo es sumamente importante porque indica el plan de acción inicial a tomar, por lo tanto la estimación y el análisis de determinar la profundidad a la cual se encuentra el crudo es la evaluación de la configuración inicial del yacimiento en etapa de exploración, explotación y posteriormente extensión en desarrollo de las operaciones.

Se hallaron 14 técnicas y yacimientos de crudo que tienen una relación con los yacimientos de crudos ubicados en el área sur de Junín de la FPO, estos se definen como someros debido a su profundidad y es posible que su desarrollo sea factible a yacimientos de años 1980, 1984, 1987, 1998, 2001, 2002, 2005, 2009 y hasta en este preciso instante.

Estos yacimientos y artículos se seleccionaron principalmente por su poca profundidad de desarrollo, como se puede ver la tabla 5 en comparación-análisis con los bloques 7, 8, 9 y 10 del área sur de Junín de la FPO.

Se puede notar que los yacimientos más parecidos cualitativamente son aquellos ubicados en América del Norte (Canadá) y en Asia (China), sus diferencias actuales se pueden ver en las diferentes columnas de la tabla 5 además, de la ubicación, clima y tecnología.

La tecnología se puede inferir que es la principal diferencia debido a que a medida que el crudo es más pesado en grados API y se encuentra más cercano a la superficie su extracción es más compleja al contrario de que si es de menor grados API y está más profundo, condicionados al estado de madurez del crudo o ventana del petróleo.

Las naciones de Canadá y China se han convertido en especialistas de extracción de crudo a baja profundidad o extracción de crudos de yacimientos someros.

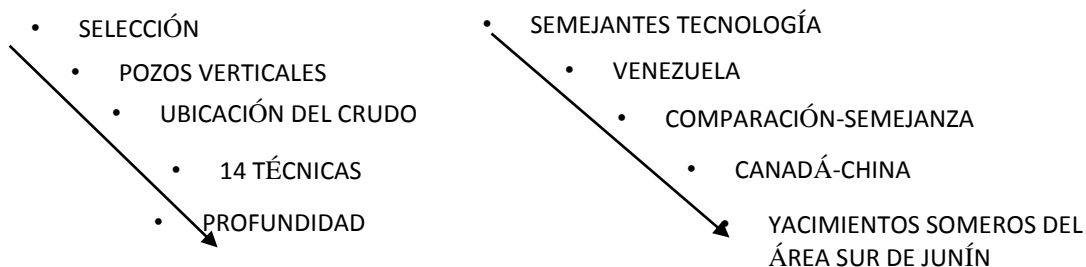
En estos momentos Venezuela cuenta con yacimientos someros, y por esta razón que el presente trabajo es dar a conocerlos, permitiendo de una forma su interés de estudio para encontrar la forma más eficaz sustentable de extraer el recurso del crudo con menos efecto posible al ambiente.

La comparación de los diferentes yacimientos someros existentes en el mundo se puede observar por medio de la tabla 5, se ubican en los continentes de Asia, América del Norte, Asia, Europa y América del Sur. Se puede ver las características principales de los yacimientos, características geológicas, desarrollos de los pozos, comportamiento de producción y evaluación económica. Hay información de los yacimientos que por políticas de privacidad de la empresa o la nación no fue publicada.

A pesar de esa privacidad de información se logró realizar una tabla lo suficiente completa sobre los yacimientos someros en el mundo y su parecido con el área sur de Junín de la FPO. Existen yacimientos someros de la tala 5 que son iguales o parecidos a los del área sur de Junín pero una de las principales diferencias son la tecnología aplicada (Canadá) y la técnica aplicada recuperación de crudo (China).

Los canadienses son celosos y mantienen en privado su tecnología; ya que Venezuela al poseer este tipo de tecnología se convertiría en una competencia directa de Canadá sobre la explotación de crudo en los yacimientos someros. En cuanto a China sus empresas estatales se han dado a la tarea de conocer e investigar bien el comportamiento de los yacimientos someros, dándole como resultado que sea una o la principal nación de producción de crudo en el continente asiático.

Los yacimientos someros ubicados en el área sur de Junín son parecidos e iguales en profundidad a los de Canadá y China, las diferencias pueden ser superadas por el conocimiento y a su vez el desarrollo de los mismos; por esta razón es que el presente trabajo contribuye con el conocimiento que se tiene de estos yacimientos en Venezuela y de como otras naciones del mundo pueden alcanzar las condiciones idóneas para una producción de crudo.



IV.6 FACTIBILIDAD DE LAS TÉCNICAS PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS SOMEROS

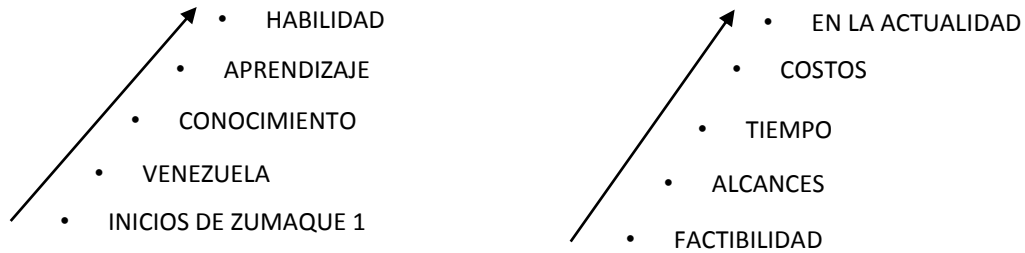
Las técnicas para el desarrollo de los yacimientos someros en Venezuela se pueden hacer, imitando los procedimientos y técnicas utilizadas en Canadá, China y/o una mezcla de estos.

Antes (inicios de Zumaque I) los yacimientos profundos no eran explorables ni remotamente producidos por Venezuela, para esa época y con el pasar del tiempo en Venezuela se capacitó, investigó y se desarrolló el conocimiento de la explotación del crudo en yacimientos profundos.

La habilidad de la industria petrolera venezolana debe concentrarse en los países de Canadá y China por sus yacimientos someros, el programa desde un punto de vista corporativo y gerencial debe estar orientado a estudiar y conocer los artículos de investigación y que el presente trabajo facilita por medio de la tabla 5 y 6, con números de identificación (#): 2, 3, 5, 6, 7, 9; 10, 11, 12 y 14 ver tabla 5 y 6; en estos artículos se determinaran ciertas acciones o actividades prioritarias (descubrimiento, conocimiento, estudio, etapas de desarrollo y tecnología) sobre la producción y desarrollo de los yacimientos someros en el área sur de Junín de la FPO, incluyendo propuestas y recomendaciones en la implementación con énfasis en la adopción de buenas prácticas factibles de aplicar en el desarrollo de los yacimientos someros.

Las buenas prácticas para que sean factibles deben tener alcance, tiempo y costo para que sean beneficiosas económicamente y de esa forma tener una gestión de desarrollo de yacimientos someros igual o superior a los ubicados al norte del área de estudio del presente trabajo. El alcance debe incorporar los yacimientos someros a las reservas probadas y no probadas (Proyecto Magna Reserva), inicio de operaciones y desarrollo de producción, aumentar la capacidad de producción de Venezuela, comercialización de diferentes tipos de hidrocarburos, productos y derivados, etc, para mejorar la calidad de vida del venezolano por medio de una buena distribución, control y fiscalización de los ingresos por concepto de venta petrolera a otras naciones, continentes y países. El tiempo depende del talento, recurso, personal especializado y la tecnología puesta en marcha para el desarrollo de los yacimientos someros. El costo permitirá el inicio del desarrollo de las buenas prácticas, generar una visión

probable, pesimista, optimista, identificarla ruta crítica, restricciones y aprovechamiento de recursos, evitar desperdiciar el tiempo, desarrollar un plan, supervisar y control, analizar y mitigar el riesgo del desarrollo de los yacimientos someros del área sur de Junín.



El programa desde el punto de vista multidisciplinario que se recomienda es con base a los artículos revisados:

- 1) Ubicación de perforaciones de exploración sobre la base de la estructura existente, descubrimiento de roca fuente madura, roca reservorio, trampa, ruta de migración, prueba e indicación de índice de productividad comercial.
- 2) Pozos de evaluación para limitar, delinear la estructura y establecer contactos fluidos. Extraer núcleos sedimentológicos que permitan de base para mecanismos de recuperación del depósito. Obtener muestras o información de fluidos para ensayos de propiedades PVT.
- 3) Desarrollar un modelo geológico preliminar, obtener datos petrofísicos para definir porosidad, distribución y saturación vertical y lateral, volumen, análisis estático y dinámico, estimación preliminar de factores para procesos de recuperación, evaluación vertical y lateral de heterogeneidad, definiciones petrofísicas de zonificación.
- 4) Análisis económico preliminar sobre estimaciones de los costos y valor de productos de los costos nacionales.
- 5) Desarrollar más detalle el modelo geológico, consideración de la cartografía y su correlación, definir espesor neto, porosidad, saturación, área de campo (límites) de las distribuciones de probabilidad para cada zona.

- 6) Representar el depósito estratificado de permeabilidad contrastando las distribuciones de presión capilar y saturaciones. Desarrollar transmisibilidad de las capas intermedias de los mapas.
- 7) Representar datos PVT regionalmente.
- 8) Definir el nivel de crudo para una simulación de modelos.
- 9) Selección de las secciones transversales de los yacimientos someros para conocer los efectos de la gravedad sobre el fluido. Cálculos para diferentes mecanismos de recuperación y ubicación d los pozos/intervalos de terminación.
- 10) Ejecutar modelos de simulación radial para evaluar saturación de alguna región definida.
- 11) Ejecutar modelos 4D dimensiones para el estudio de área, vertical, lateral y tiempo para la sensibilidad de las opciones para la descripción incertidumbre del yacimiento somero.
- 12) Extender la red 4D dimensiones para el mecanismo de recuperación seleccionada. Estudiar el efecto de localización, tipos, terminación recompletación, limitación de producción y operación de pozos.
- 13) Refinar el plano del camp, efectos de tuberías, restricciones de flujo. Transmitir los resultados regularmente de la gestión de proyectos con recomendaciones. Definir el desarrollo, secuencias y diseño de los primeros datos de la recolección. Actualización de la historia y modelos.

Para la actualidad el área sur de Junín de la FPO se encuentra medianamente explorada por la estatal PDVSA y CVP (Proyecto Magna Reserva); se cuenta con cierta base de información referida al programa ante expuesto, pero por políticas privacidad de PDVSA hay información que puede ser compartida por los momentos y existe otras actividades que no se han iniciado en el área de estudio.

CAPÍTULO V

HISTORIAL

V.1 GENERALIDADES

Para realizar el historial geológico (secuencias estratigráficas, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos) del área sur de Junín de la FPO, se inició con la revisión del informe técnico de evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco (1983) área Zuata, Volumen V, y posteriormente con los informes técnicos de revisión de reservas área Junín 7, 8, 9, 10 y 11.

La historia geológica del área sur de Junín, para motivos de este trabajo estará ordenada de forma ascendente en años de 1983 a 2010. La historia geológica constara de las secuencias estratigráficas, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas y presencia de sellos lutíticos.

V.2 JUNÍN (ZUATA)

El área Zuata (actualmente Junín) está ubicada en la parte media central de la FPO y tiene una superficie aproximada de 14.500 km². Dos tercios del área pertenecen al Estado Anzoátegui como se puede apreciar en la Figura N°2. Al sur limita con el Rio Orinoco (sector Mapire), al este con el bloque Ayacucho (Hamaca), al oeste con el bloque Boyacá (Machete) y al norte con las asignaciones tradicionales de los campos de Oficina y Guárico.

De acuerdo a los resultados de la evaluación geológica y petrofísica de las secuencias estratigráficas (SE), arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP), presencia de sello lutítico (SL), porosidad total, saturación de petróleo de 154 pozos perforados en 1983, Junín fue dividido en seis áreas: DKC, DCK, EOO, OEE, YLL. Las áreas que corresponden al área de estudio de este trabajo de los yacimientos someros de crudo en el área sur de Junín son DKC, DCK, EOO, YLL; correspondiente a cuatro informes técnicos de núcleos y muestra de paredes. A continuación se muestra la tabla 7 resumen correspondiente a las SE, AN, ANP y SL de las áreas de los yacimientos someros de crudo para este trabajo.

Tabla 7. Resumen de Secuencias Estratigráficas (SE), Arenas Netas (AN), Arenas Netas Petrolíferas y Sellos Lutíticos (SE).

Características Áreas	SE				AN				ANP (pies)				SL (%)			
	DKC	DCK	EOO	YLL	DKC	DCK	EOO	YLL	DKC	DCK	EOO	YLL	DKC	DCK	EOO	YLL
Arenas																
A	Oficina				Gasíferas				27	40	26	37	12	11	11	14
B									27	43	32	23	14	5	8	12
C									52	50	47	47	8	10	9	10
D									60	48	75	37	9	13	6	15
E									27	0	57	5	14	0	7	2
F									15	0	90	0	8	0	6	0
G									0	0	56	0	0	0	8	0
Tigre									12	0	50	0	17	0	15	0
Canoa									10	0	18	22	30	0	20	14

A partir de la tabla 7 se puede inferir que el área optima por desarrollar los yacimientos someros de crudo de acuerdo a ANP y SL es EOO, con arena F; con un contenido de arena neta petrolífera de 90 pies y un sello lutítico de 6%, posteriormente se sugiere las siguientes áreas a desarrollar en el orden: YLL con arena C, DKC con arena D y DCK con arena C.

Se recuerda que para motivos de este trabajo se tomó en cuenta el SE, AN, ANP y SL para identificar el mejor estado del arte de desarrollo de yacimientos someros.

V.2.3. PROFUNDIDADES

Las profundidades que se muestran a continuación corresponden a muestras de pared de núcleos de pozos de Junín 7 y 10.

La tabla 8 muestra una relación de profundidad, litología, estratigrafía y topes estratigráficos del pozo DKC12J10.

Tabla 8. Muestras de pared del núcleo DKC12J10

Muestras de pared y su correlación con el registro DKC12J10			
Profundidad	Litología	Estratigrafía	Topes estratigráficos
834´	Arena-Agua		
890´			
1187´	Arena-Arcilla	Mioceno Temprano	1268´
1344´			
1422´	Arena Petrolífera	Arena Basales	1497´
1658´			
1734´	Arena	Oligoceno. Discordancia	1722´
1754´	Arena Petrolífera		
1764´			
		Basamento	1807´

La tabla 9 corresponde a la descripción del pozo DCK4J7, se efectuó con una relación profundidad y descripción cualitativa de tipo sedimento, escogimiento, esfericidad, matriz, minerales.

Tabla 9. Resumen de descripción del pozo DCK4J7

Profundidad	Descripción
806'3''	Arn, bln, grn fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, mod mosc y moc
809'4''	Igual a la anterior.
810'2''	Arn, grs cl, grn fn y med, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, abundante mosc.
866'2''	Arn, bln, grn fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, ocasionalmente mosc y moc.
868'	Igual a la anterior.
870'	Arn, bln, grn med a fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, ocasionalmente mosc.
873'	Arn, grs cl, grn med a grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz escasamente limosa, trz de mosc.
875'	Igual a la anterior.
877'	Arn, grs cl, grn med a grue, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, trz de mosc .
879'	Arn, grs cl, grn med, bien esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum.
881'	Arn, grs cl, grn med, bien esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum.
885'	Arn, grs cl, grn grue a muy grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, trz de mosc.
887'	Igual a la anterior.
890'	Igual a la anterior.
893'	Igual a la anterior.
895'	Arn, grs cl, grn med a grue, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, trz de Qz rosado, mosc .
897'	Igual a la anterior.
898'	Igual a la anterior.
900'1''	Arn, grs cl, grn grue a muy grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crst-lech-ahum.
915'2''	Arn, grs cl, grn med a fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum.
917'	Arn, bln, grn fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum.
920'	Arn, grs cl, grn fn ocasional med, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum.
923'	Arn, bln, grn muy fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, trz de mosc.
924'2''	Igual a la anterior.
926'1''	Igual a la anterior.
927'3''	Igual a la anterior.
934'6''	Arn, bln, grn fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, trz de mosc.
935'	Igual a la anterior.
936'	Igual a la anterior.
938'	Arn, grs cl, grn muy fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz cist-lech-ahum, mod mosc.
949'	Igual a la anterior.
950'	Igual a la anterior.
951'3''	Arn, bln, grn fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum.
953'	Arn, grs cl, grn fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, ocasionalmente mosc
955'	Arn, grs cl, grn fn a med, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, trz de mosc .
963'4''	Arn, bln, grn grue a muy grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum ocasional, mosc.
965'	Igual a la anterior.
968'	Arn, bln, grn med a grue, ocasional. Muy grue, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum.
971'	Igual a la anterior.
972'10''	Arn, bln, grn grue a conglomer. De grn fn, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, ocasionalmente mosc.
983'	Arn, grs cl, grn muy fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill, Qz crist-lech-ahum, trz de mosc .
986'	falta información para descripción
988'8''	Arn, bln, grn med a grue a muy grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum, trz de mosc.
990'	Igual a la anterior.

Continuación de tabla 9

Profundidad	Descripción
991'1''	Igual a la anterior.
994'8''	Igual a la anterior.
998'	Arn,bln,grn fn, bien esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum,
1000'	Arn, bln,grn grue a muy grue y ocasional. a conglom. de grn fn, mtrz lim arcill,Qz crist-ahum ocasional, mosc.
1003'	Arn,bln,grn fn, bien esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist-lech- ahum, trz de Qz rosado, trz de moc y mosc.
1008'2''	Arn, bln, grn fn a muy fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill,Qz crist-lech-ahum, trz de mosc .
1010'	Igual a la anterior.
1012'	Arn,bln,grn fn a med, bien esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum ocasional, mosc.
1014'2''	Igual a la anterior.
1015'2''	Igual a la anterior.
1019'2''	Arn, bln, grn med a grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist-lech- ahum, trz de pirita.
1020'	Igual a la anterior.
1023'	Arn, bln, grn fn muy fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill,Qz crist y ahum, trz de pirita .
1024'4''	Arn,bln,grn fn a med, bien esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum, trz de Qz rosado, moc y oxido de hierro.
1026'	Igual a la anterior.
1027'5''	Arn,bln,grn fn a med, mal esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum, trz de Qz rosado ocasional, mosc.
1028'4''	Arn,bln,grn fn a med, bien esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum ocasional, mosc.
1032'	Arn,bln,grn fn a med, mod esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum, trz de mosc.
1034'	Arn,bln,grn fn a med, bn esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum.
1036'	Arn, bln, grn med a grue, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum.
1038'	Igual a la anterior.
1040'	Arn, bln, grn med a fn, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum.
1043'	Arn, bln,grn grue a muy grue, mod esc, sub ang a sub red,mtrz lim arcill,Qz crist-ahum ocasional.
1046'	Arn, bln, grn med a grue, bien esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum, trz de Qz rosado.
1047'3''	Igual a la anterior.
1049'	Igual a la anterior.
1053'1	Arn, bln,grn grue a conglom. de grn fn, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill,Qz crist-lech - ahum,trz de Qz rosado.
1054'	Igual a la anterior.
1055'2''	Igual a la anterior.
1059'	Igual a la anterior.
1062'	Igual a la anterior.
1082'	Igual a la anterior.
1084'2''	Arn,bln,grn fn, bien esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist- ahum, mosc.
1087'	Arn, bln, grn med a grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum.
1092'	Arn,bln,grn med a fn, mod esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum.
1093'	Arn, bln, grn med a muy grue, mal esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist-lech- ahum, ocasionalmente trz de mosc.
1100'	Arn, bln, grn muy fn, bn esc, sub ang a sub red, mtrz lim arcill,Qz crist-lech-ahum, trz de mosc .
1104'	Igual a la anterior.
1107'	Igual a la anterior.
1108'	Igual a la anterior.
1110'	Igual a la anterior.
1113'6''	Igual a la anterior.
1115'	Arn, bln, grn med a grue, mod esc, sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist-lech- ahum.
1117'	Arn,bln,grn fn a med a grue, mod esc,sub ang a sub red, mtrz lim-arcill, Qz crist y ahum.

Tabla 10. Identificación y descripción del núcleo DKC13J10

Profundidad		Sedimento	Descripción
[pies]	[pulg]		
1218	1	Arena	marrón claro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida, trazas de mica
1218	1	Arena	gris claro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida, trazas de mica
1224	10	Arena	marrón oscuro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida, trazas de mica
1225	1	Arena	marrón oscuro, granos de medianos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida
1225	11,5	Arena	igual a la anterior
1226	3	Arena	gris oscuro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, mal escogida, trazas de mica
1229	9,5	Arena	gris oscuro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida, trazas de mica
1230	3,5	Arena	gris oscuro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, mal escogida, trazas de mica
1230	10,5	Arena	gris claro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida
1231	11	Arena	gris oscuro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, mal escogida, trazas de mica
1242	4	Arena	marrón claro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida, trazas de mica
1243	0,25	Arena	gris claro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, moderadamente escogida, trazas de mica
1244	11,5	Arena	igual a la anterior
1245	6	Arena	gris oscuro, granos de medianos a gruesos, sub-angulares, no consolidada, mal escogida, trazas de mica
1245	9	Arena	gris claro, granos finos, sub-angulares, no consolidada, bien escogida, trazas de mica
1256	8	Arena	gris claro, granos finos a muy finos, sub-angulares, no consolidada, bien escogida

La tabla 10 muestra una relación de profundidad y se sedimento contenido en el núcleo y pozo DKC13J10, con una complementación de descripción cualitativa de color, tamaño de grano, esfericidad, escogimiento, consolidación y minerales.

Tabla 10. Muestras de pared del núcleo DKC18J10

Muestras de pared y su correlación con el registro DKC18J10				
Profundidad	Litología	Grados API	Estratigrafía	Topes estratigraficos
390' 780'	Arena grano fino, contenido de agua			
807'	No hay descripción		Mioceno Temprano	789'
824'	Arena de agua, grano grisáceo			
838' 850'	Lutita gris claro			
856'	Arenisca			
870'	No hay descripción			
877' 940'	Arena y arcilla	11,5		
1035' 1095'	Lutita gris, carbonacea, compacta		Arenas basales	1014'
1102' 1122'	Arena y arcilla	11,5		
1142'	Arena de grano medio, y sucia	11,9		
1150'	Arena y arcilla	12		
1158'	Arena sucia			
1176'	Arena de grano fino a media	9,5		
1194'	Lutita arenosa			
1210' 1240'	Arena y arcilla	10,8	Oligoceno. Discordancia	1201'
1252'	Arena de grano fino	12		
1302' 1320'	Arena conglomeratica y arcillosa al tope	11,4		
1330'	Arena de grano fino arcillosa	11,6		
1343' 1362'	Arena de grano medio a			
1383' 1475'	Roca dura granitica		Basamento	1376'

La tabla 10 muestra una relación de profundidad con la litología, grados API, estratigrafía y tope estratigráfico; correspondiente a la muestra de pared y pozo DKC18J10.

V.3 JUNÍN 7

El bloque Junín 7, está ubicado en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del río Orinoco. Comprende parte el municipio José Gregorio Monagas del estado Anzoátegui. El área total del bloque Junín 7 es 501,72 km² como se muestra en la figura 21.

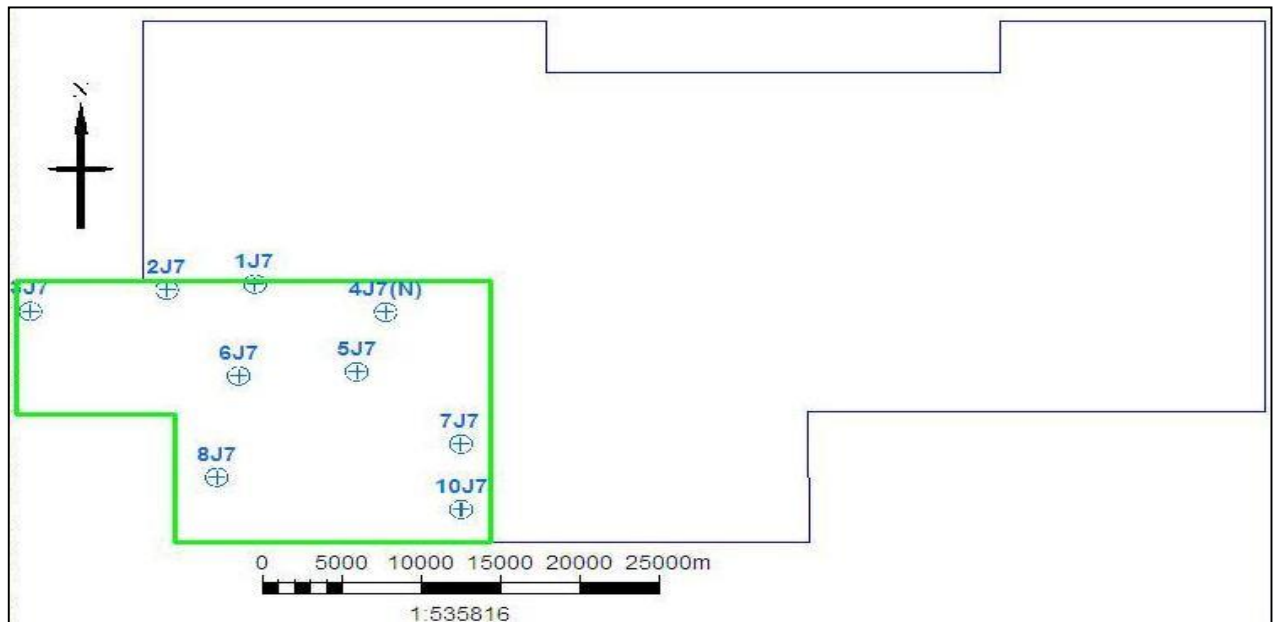
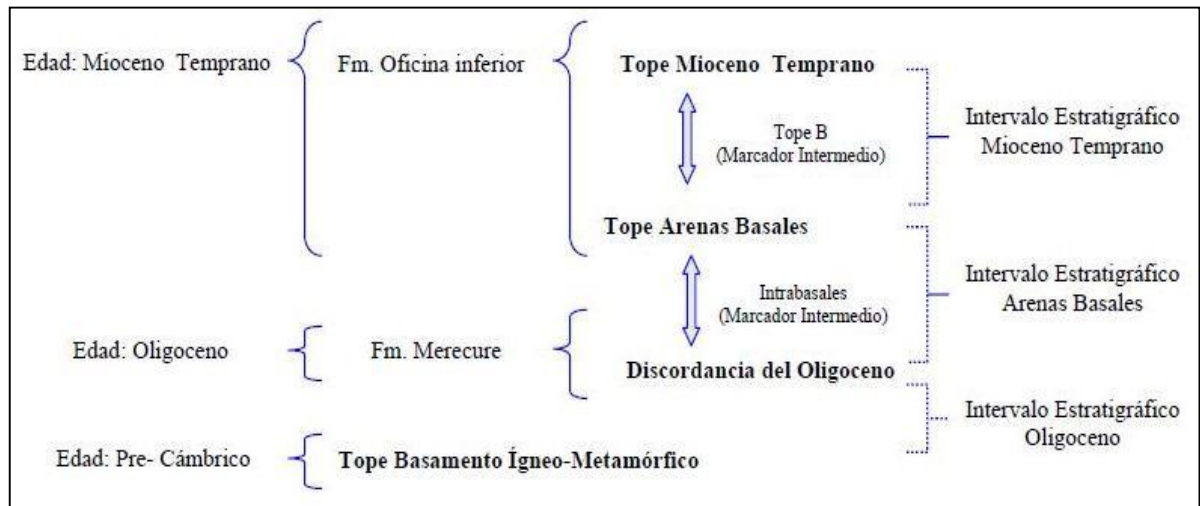


Figura N° 21. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 7.

El siguiente esquema muestra las secuencias estratigráficas dentro del bloque Junín 7:



Se realizó la descripción sedimentológica de los núcleos correspondientes al pozo DKC4J7 y la interpretación de electrofacies por parte del Proyecto Magna Reserva. Ellos establecieron tres facies depositacionales: canales entrelazados, abanicos de rotura y llanuras de inundación.

La sección sedimentaria del bloque Junín 7, se extiende desde el tope del Basamento Ígneo- Metamórfico constituido por rocas pertenecientes al Escudo de Guayana de edad Pre-Cámbrico hasta rocas del Cuaternario.

En la figura 22 presenta el registro tipo dentro del bloque Junín 7, especificando las formaciones geológicas existentes. La profundidad de los yacimientos oscila entre 412 y 1064 Pbnm.

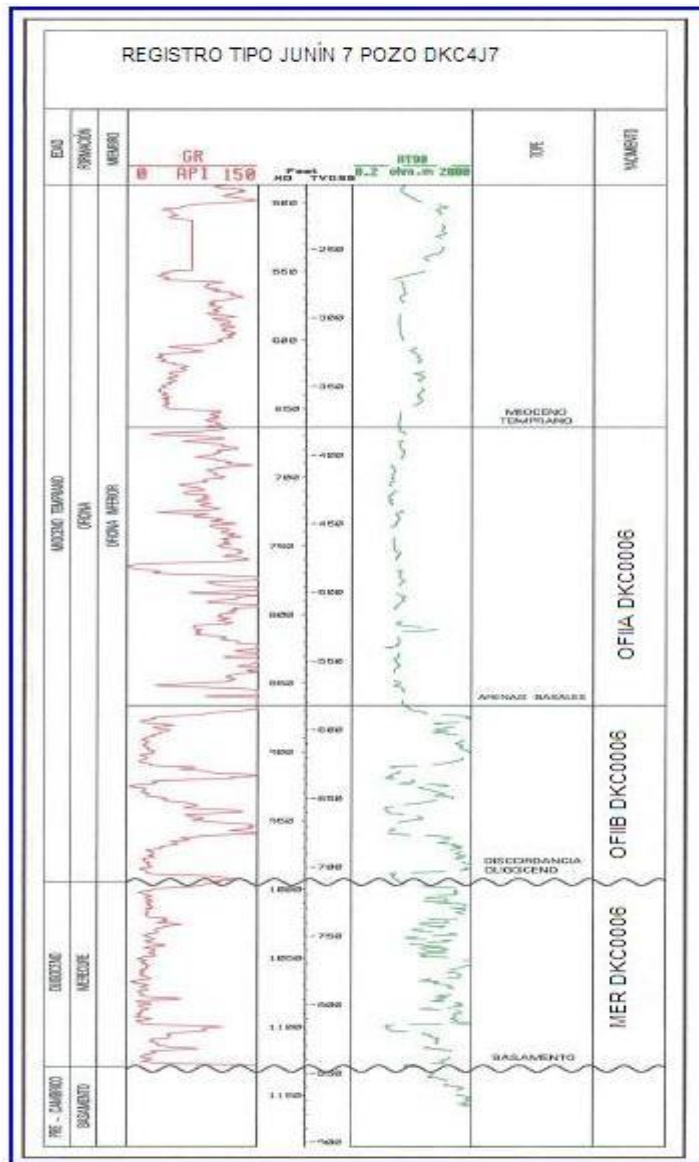


Figura 22. Registro tipo Junín 7.

V.3.1.SECUENCIAS ESTRATIGRAFICAS Y PROFUNDIDADES

Tabla 11. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 7. El pozo DCK4J7 está de color verde porque es el núcleo.

Pozos	Edad	Formación	Topes	Profundidad (pies)
DKC 1J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-342
			Arenas Basales	-515
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	-733
DKC 2J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-347
			Arenas Basales	-515
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	-718
	Pre-cambrico			
DCK 3J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-338
			Arenas Basales	-531
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	-701
	Pre-cambrico		Basamento	-759
DCK 4J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-381
			Arenas Basales	-583
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	-712
DCK 5J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-317
			Arenas Basales	-505
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	-592
	Pre-cambrico		Basamento	-740
DCK 6J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-358
			Arenas Basales	-521
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	-600
DCK 7J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-317
			Arenas Basales	-505
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	-592
	Pre-cambrico		Basamento	-740
DCK 8J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-246
			Arenas Basales	-453
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	ND
	Pre-cambrico		Basamento	-543
DCK 9J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-218
			Arenas Basales	-472
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	ND
	Pre-cambrico		Basamento	-598
DCK 10J7	Mioceno Temprano	Oficina Inferior	Mioceno Temprano	-212
			Arenas Basales	-483
	Oligoceno	Merecure	Oligoceno	ND
	Pre-cambrico		Basamento	-549

La tabla 11 muestra los pozos localizados en Junín 7, con sus respectivas profundidades y su correlación de edad, formación, topes estratigráficos y su TVD. El pozo con menor y mayor TVD es DKC8J7 y DKC2J7.

V.3.2. ARENA NETA

En el bloque Junín 7 los mayores espesores de AN pertenecen a los intervalos Mioceno Temprano y Oligoceno como se muestra en la tabla 12. Sin embargo, en promedio el Oligoceno tiene 69 pies, menor que el intervalo Mioceno temprano y el intervalo de Arenas Basales de la formación Oficina, muestran promedios de 89 y 76 pies respectivamente.

Tabla 12. Arena Neta (pies) del bloque de Junín 7. En color verde pozo núcleo y mayoría de AN.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno
DKC 1J7	36	80	74
DKC 2J7	103	90	132
DCK 3J7	120	100	45
DCK 4J7	29	99	125
DCK 5J7	74	48	123
DCK 6J7	62	51	96
DCK7J7	122	69	98
DCK9J7	92	116	-
DCK10J7	202	45	-

V.3.3. ARENA NETA PETROLÍFERA

En la tabla 13 se observan los valores de Arena Neta Petrolífera (ANP) del bloque Junín 7, los mayores espesores al igual que la Arena Neta pertenecen al intervalo Mioceno Temprano y al intervalo Oligoceno, sin embargo, los promedios de ANP de los intervalos Mioceno Temprano y Arenas Basales de la Formación Oficina son similares, 50 pies y 45 pies respectivamente y para el Oligoceno 78 pies.

Tabla 13. Arena Neta Petrolífera (pies) del bloque de Junín 7. En color verde pozo núcleo y mayoría de ANP.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno
DKC 1J7	12	58	59
DKC 2J7	25	36	108
DCK 3J7	58	23	25
DCK 4J7	0	86	122
DCK 5J7	57	24	118
DCK 6J7	32	37	60
DCK 7J7	102	45	58
DCK 8J7	15	59	-
DCK 9J7	72	86	-
DCK 10J7	128	0	-

Los pozos con mayor columna de petróleo son DKC5J7, DKC7J7 y DKC4J7 ubicados en la parte este del bloque Junín 7.

V.3.4. SELLOS LUTÍDICOS

El contenido de arcilla en el intervalo Mioceno Temprano tiene un promedio de 0.16, siendo este el intervalo más arcilloso, en el intervalo de Arenas Basales es de 0.13 y en el intervalo Oligoceno es de 0.10, como lo muestra la tabla 14.

Tabla 14. Volumen de Arcilla (fracción) del bloque Junín 7. En color verde pozo núcleo y mayoría de SL.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno
DKC 1J7	21	12	1
DKC 2J7	22	12	7
DCK 3J7	14	13	8
DCK 4J7	0	11	1
DCK 5J7	16	10	12
DCK 6J7	13	20	8
DCK 7J7	9	20	15
DCK 8J7	27	13	-
DCK 9J7	17	10	-
DCK10J7	9	-	-

En base a la AN, ANP y los sellos lutíticos en el proceso de modelaje de Junín 7 se determinaron las siguientes facies como lo muestra la tabla 15. Los datos de entrada para el modelaje de facies están representados por los pozos del bloque Junín 7, núcleo DCK4J7 y los núcleos vecinos en los bloques Junín 4, 5, 10 y Petrocedeño. Basado en esto, la principal fuente de incertidumbre está representada por el número de pozos (10 pozos dentro de Junín 7 con una extensión de 502 km²).

Tabla 15. Zonificación de facies sedimentarias del bloque Junín 7

Zona (Intervalo)	Nombre	Facies Sedimentaria
Mioceno Temprano	Canales	Canales meandriiformes
	Lutitas	Llanura de inundación
Arenas Basales	Canales	Canales entrelazado
	Lutitas	Llanura de inundación
	Abanicos de Rotura	Abanicos de Rotura
Oligoceno	Canales	Canales Entrelazados
	Lutita	Llanura de inundación

V.4 JUNÍN 8

El bloque Junín 8, está ubicado en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del río Orinoco. Comprende parte del municipio José Gregorio Monagas del estado Anzoátegui. El área total del Bloque Junín 8 es de 500 km² con una longitud de 30 Km de Este a Oeste y 20 Km. de Norte a Sur como se muestra en la figura 23.

El bloque Junín 8 se localiza al sur del área Junín, es una de las 12 divisiones en que se encuentra fraccionada esta área para fines del Proyecto Orinoco Magna Reserva, limita al norte con el bloque de Junín 10, al sur con las riveras del río Orinoco, al este con el bloque Junín 9 y al oeste con el bloque de Junín 7

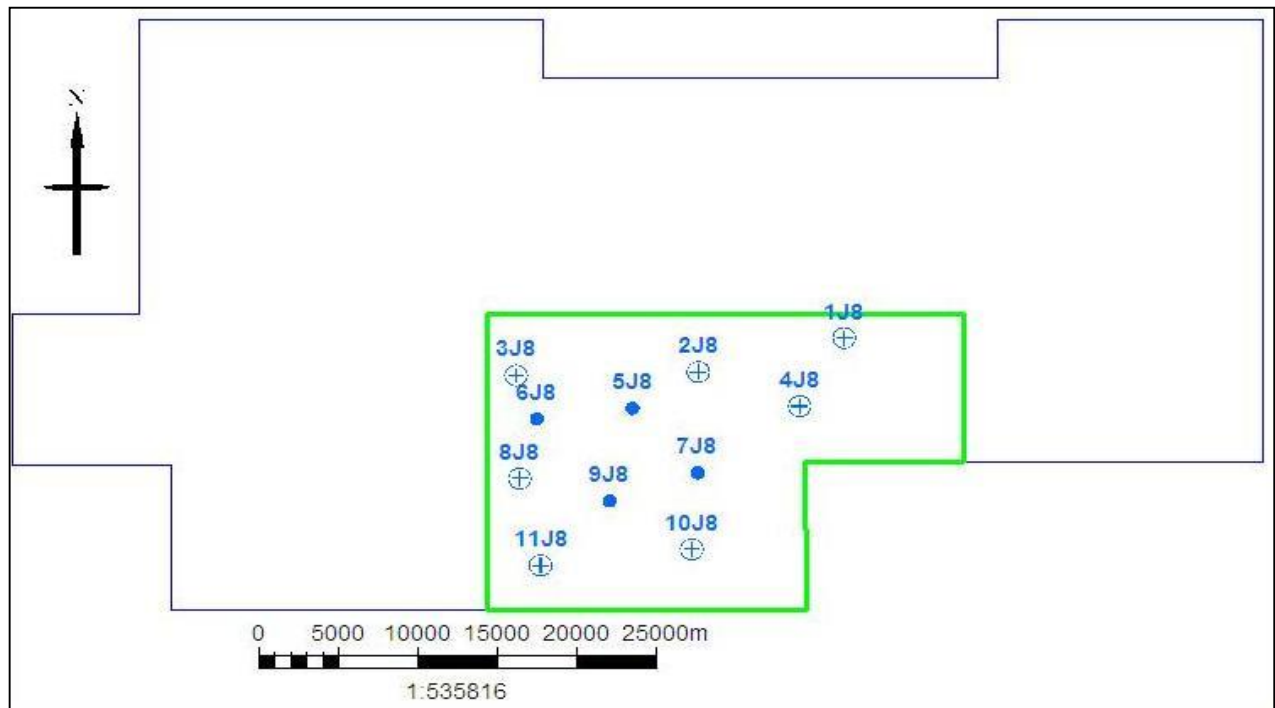
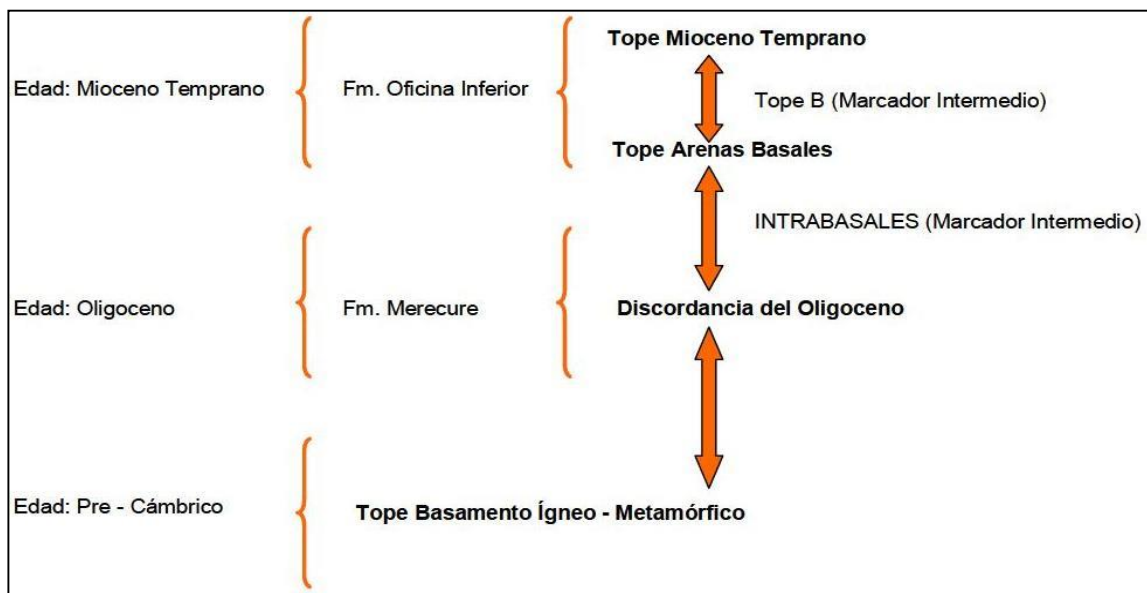


Figura 23. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 8

El siguiente esquema muestra el orden de los marcadores dentro de Junín 8:



Se utilizó la descripción sedimentológica de los núcleos del pozo DKC4J7 (Junín 7) y la interpretación de electrofacies. Esto permitió establecer tres facies depositacionales: canales entrelazados, abanicos de rotura y llanuras de inundación por parte del Proyecto de Magna Reserva.

La sección sedimentaria en Junín 8 abarca desde el Basamento hasta el Reciente; la secuencia se encuentra suprayacente a las rocas ígneas–metamórficas pertenecientes al Escudo de Guayana de edad Precámbrica. La Formación Oficina ha sido dividida en tres Miembros, los cuales se presenta de más antigua a más joven definiéndose de la siguiente manera: Oficina Inferior, Oficina Medio y Oficina Superior; las cuales se truncan hacia el Sur contra las rocas más antiguas del Escudo de Guayana. La Formación Merecure se erosiona hacia el Sureste del área de Junín.

En la figura 24 se presenta el registro tipo del bloque Junín 8, especificando las formaciones geológicas existentes y los yacimientos a los cuales corresponden cada una de las formaciones. La profundidad de los yacimientos oscila entre 226 y 836 Pbnm.

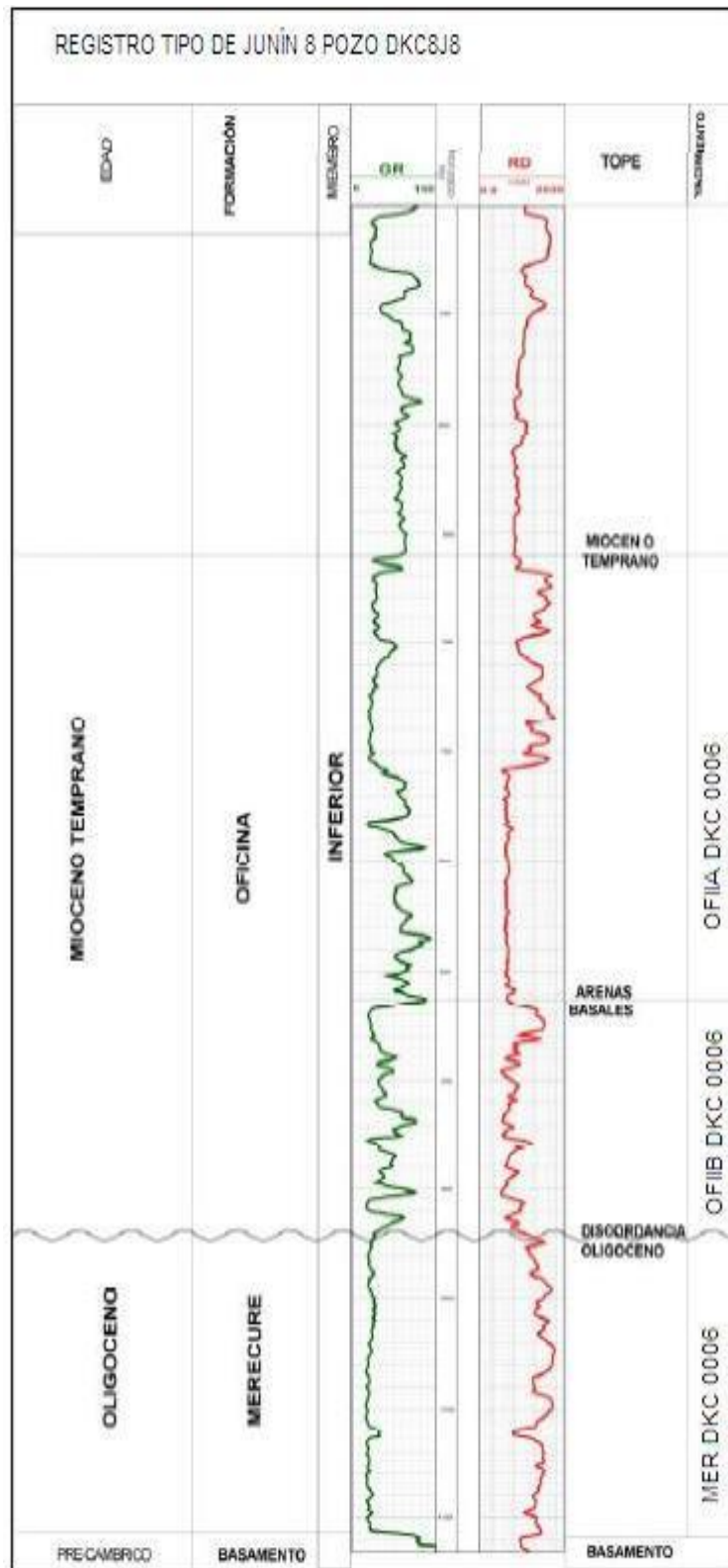


Figura 24. Registro tipo Junín 8

V. 4.1 SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS Y PROFUNDIDADES

Tabla 16. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 8. En color verde el pozo registro tipo.

Pozos	Topes	Profundidad (pies)
DKC 1J8	Mioceno Temprano	-490
DKC 2J8	Mioceno Temprano	-376
	Arenas Basales	-558
	Basamento	-699
DCK 3J8	Mioceno Temprano	-414
	Arenas Basales	-610
DCK 4J8	Mioceno Temprano	-423
	Arenas Basales	-592
	Oligoceno	-701
DCK 5J8	Mioceno Temprano	-345
	Arenas Basales	-548
DCK 6J8	Mioceno Temprano	-354
	Arenas Basales	-564
	Oligoceno	-712
DCK 7J8	Mioceno Temprano	-264
	Arenas Basales	-495
	Oligoceno	-624
	Basamento	-695
DCK 8J8	Mioceno Temprano	-268
	Arenas Basales	-473
	Oligoceno	-577
	Basamento	-724
DCK 9J8	Mioceno Temprano	-364
	Arenas Basales	-561
	Basamento	-669
DCK 10J8	Mioceno Temprano	-316
	Arenas Basales	-504
	Basamento	-618
DCK 11J8	Mioceno Temprano	-226
	Arenas Basales	-420
	Oligoceno	-497

La tabla 16 muestra los pozos localizados en Junín 8, con sus respectivas profundidades y su correlación de edad, formación, topes estratigráficos y su TVD. El pozo con menor y mayor TVD es DCK7J8 y DCK8J8.

V.4.2 ARENA NETA

En el bloque Junín 8 los mayores espesores de Arena Neta pertenecen a los intervalos Mioceno Temprano y Oligoceno, Sin embargo en promedio los intervalos Oligoceno y el Mioceno Temprano presentan promedios de 80,98 y 98,95 pies respectivamente, mientras que el intervalo Arenas Basales presenta un promedio de 53,09 pies como se puede apreciar en la tabla 17.

Tabla 17. Arena neta (pies) del bloque Junín 8. En color verde el pozo registro tipo y AN mayoritarias

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno
DKC 1J8	75	28	-
DKC 2J8	73	105	-
DCK 3J8	66	76	62
DCK 4J8	22	30	91
DCK 5J8	113	31	93
DCK 6J8	84	48	45
DCK 7J8	87	73	71
DCK 8J8	89	64	136
DCK 9J8	155	56	-
DCK 10J8	145	35	-
DCK 11J8	105	21	73

V.4.3 ARENA NETA PETROLÍFERA

En la tabla 18 se observan los valores de arena neta petrolífera del bloque Junín 8, los mayores espesores al igual que en la Arena Neta pertenecen a los intervalos Mioceno Temprano y Oligoceno, sin embargo los promedios de ANP de los intervalos Mioceno Temprano y Oligoceno son de 79, 37 y 75,04 pies respectivamente y Arenas Basales de 35,1.

Tabla 18. Arena neta petrolífera (pies) del bloque Junín 8. En color verde el poso registro tipo y ANP mayoritarias

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno
DKC 1J8	33	18	-
DKC 2J8	32	91	-
DCK 3J8	34	48	46
DCK 4J8	17	6	91
DCK 5J8	84	18	88
DCK 6J8	76	31	43
DCK 7J8	71	59	71
DCK 8J8	84	22	135
DCK 9J8	141	25	-
DCK10J8	141	23	-
DCK11J8	99	18	67

V.4.4 SELLOS LUTÍTICO

El contenido de volumen de arcilla en el intervalo Mioceno Temprano es de 12 % en promedio; en el intervalo Arenas Basales es de 11 %, siendo uno de los intervalos más arcillosos y en el intervalo Oligoceno es de 11 % como se puede ver en la tabla 19.

Tabla 19. Volumen de arcilla (fracción) del bloque Junín 8. En color verde el pozo registro tipo y SL mayoritarios.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno
DKC 1J8	13	12	-
DKC 2J8	9	17	-
DCK 3J8	12	12	12
DCK 4J8	16	14	6
DCK 5J8	11	8	14
DCK 6J8	14	12	9
DCK 7J8	17	6	11
DCK 8J8	10	9	8
DCK 9J8	10	11	-
DCK10J8	12	12	-
DCK11J8	12	14	9

En base a la información proveniente de la descripción litológica de los núcleos presentes en las áreas cercanas al bloque Junín 8, y en base a las respuestas de los registros eléctricos de los pozos perforados fueron definidas dos facies, reservorio: canal, borde de canal y abanico de rotura) y no reservorio: llanura de inundación.

V.5 JUNÍN 9

El bloque Junín 9, está ubicado en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del río Orinoco. Comprende parte del municipio José Gregorio Monagas del Estado Anzoátegui. El área total del bloque Junín 9 es de 521,86 km² con una longitud de 18,85 Km. de este a oeste y 30 Km. de Norte a Sur como se muestra en la figura 37.

El bloque Junín 9 se localiza al sur del área Junín, es una de las 12 divisiones en que se encuentra fraccionada esta área para fines del Proyecto Orinoco Magna Reserva, limita al norte las áreas asignadas a Petrozuata y Petrocedeño, al sur con las riveras del río Orinoco, al este con área Ayacucho y al oeste con el bloques de Junín 8 y 10.

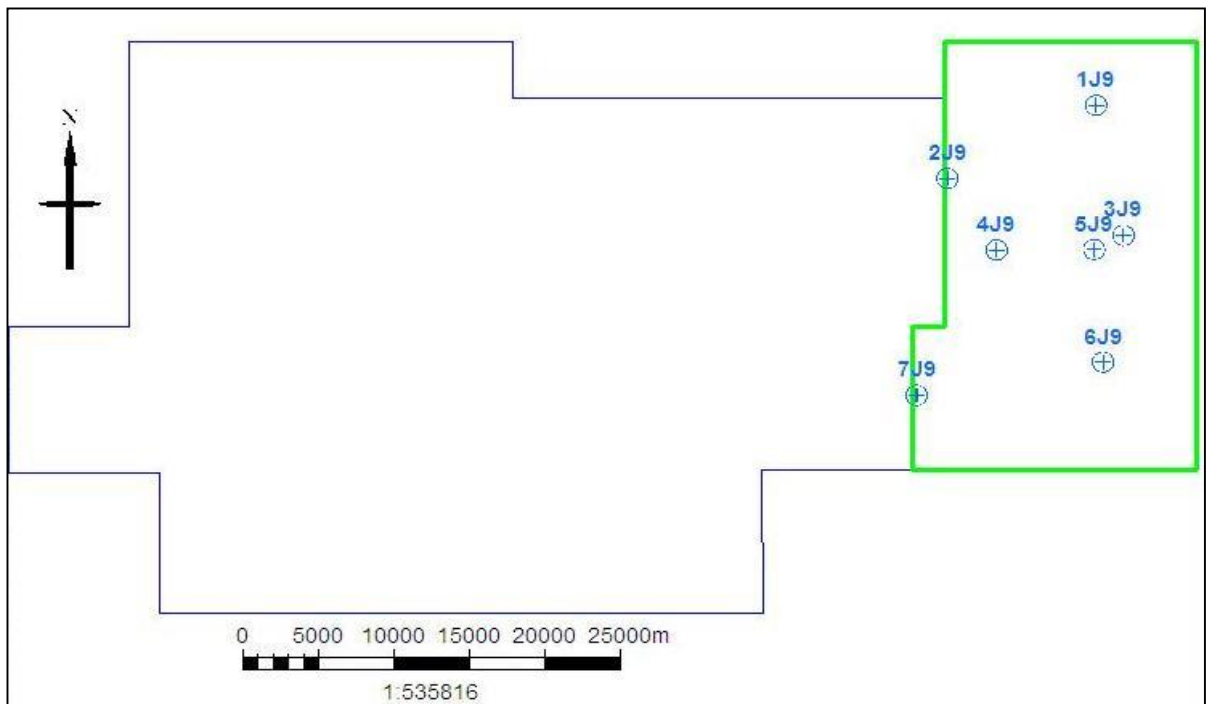
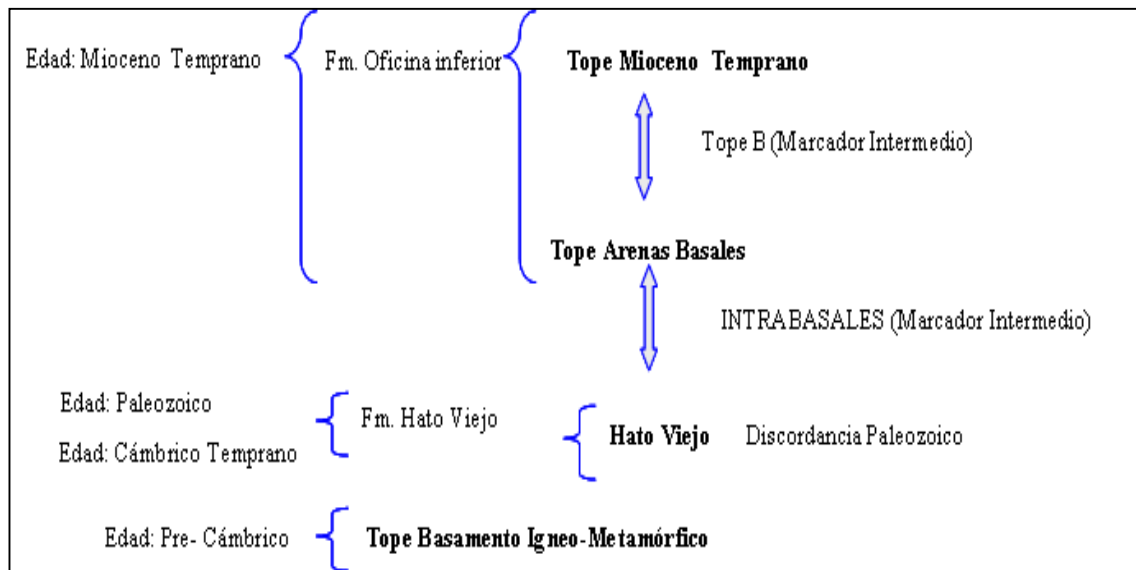


Figura 25. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 9

El siguiente esquema muestra la localización de los marcadores intermedios dentro de los topes oficiales:



Se utilizó la descripción sedimentológica de los núcleos DKC13J10, DKC12J10 y DCK4J7 y la interpretación de electrofacies. Esto permitió definir tres facies depositacionales: canales entrelazados, abanicos de rotura y llanuras de inundación.

La sección sedimentaria en Junín 9 abarca desde el Basamento hasta el Reciente; toda esta secuencia se encuentra suprayacente a rocas ígneas - metamórficas pertenecientes al Escudo de Guayana de edad Precámbrica. La Formación Oficina ha sido dividida en tres Miembros, los cuales se presentan de más antigua a más joven definiéndose de la siguiente manera: Oficina Inferior, Oficina Medio y Oficina Superior; las cuales se truncan hacia el Sur contra las rocas más antiguas del Escudo de Guayana.

En la figura 26 se presenta el registro tipo dentro del bloque Junín 9, especificando las formaciones geológicas existentes y los yacimientos a los cuales

corresponden cada una de las formaciones. La profundidad de los yacimientos varía entre 680 y 1119 Pbnm.

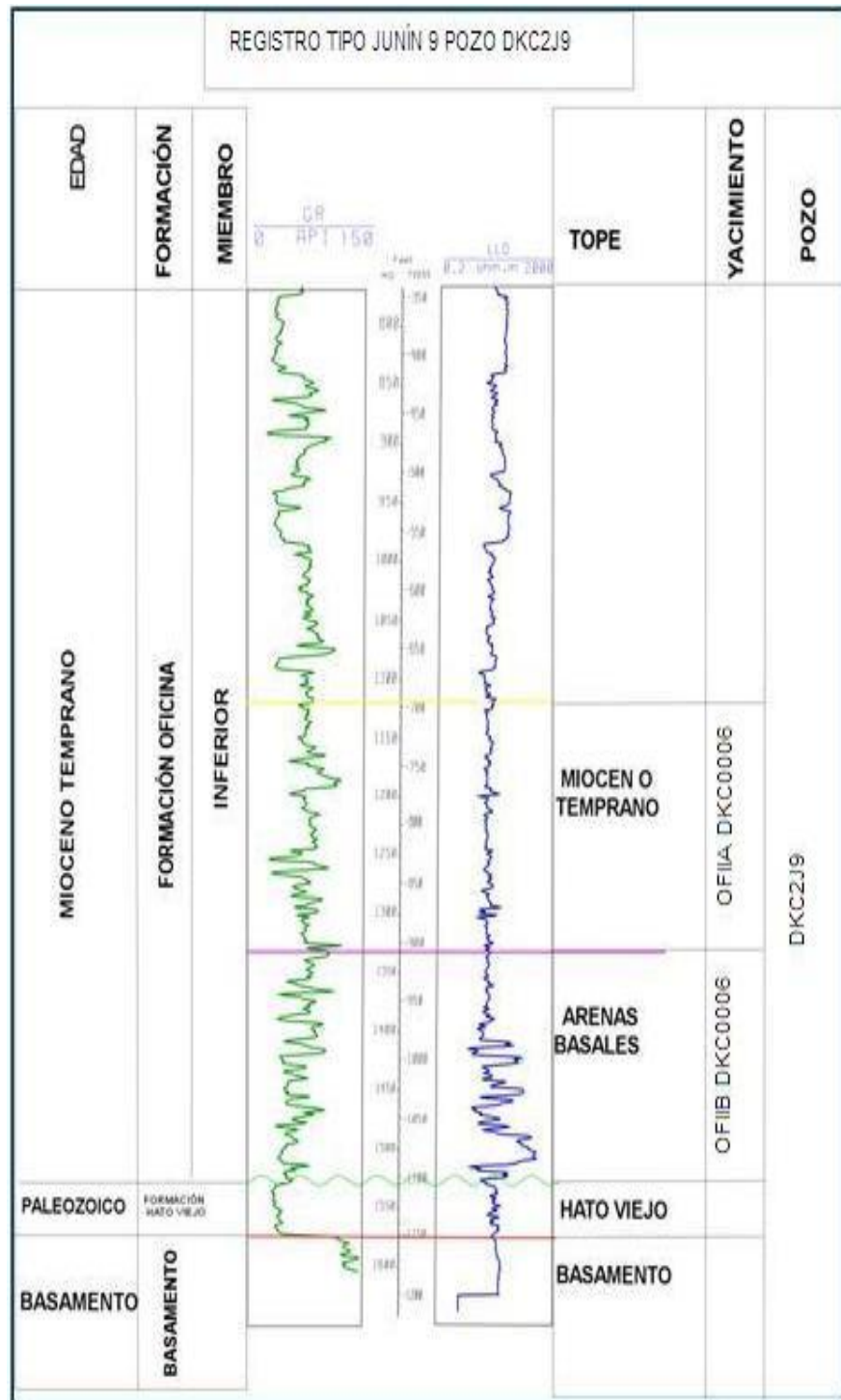


Figura 26. Registro tipo Junín 9.

IV.5.1 SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS Y PROFUNDIDADES

Tabla 20. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 9. En color verde el pozo registro tipo.

Pozos	Topes	Profundidad (pies)
YLL 1J9	Mioceno Temprano	-700
DKC 2J9	Mioceno Temprano	-866
YLL3J9	Mioceno Temprano	-630
YLL 4J9	Mioceno Temprano	-504
YLL 5J9	Mioceno Temprano	-672
DCK 6J9	Mioceno Temprano	-570
DCK 7J9	Mioceno Temprano	-467

La tabla 20 muestra los pozos localizados en Junín 9, con sus respectivas profundidades y su correlación de edad, formación, topes estratigráficos y su TVD. El pozo con menor y mayor TVD es DCK7J9 y DKC2J9.

V.5.2 ARENA NETA

En el bloque Junín 9 los mayores espesores de Arena neta pertenecen al intervalo Arena Basales con un promedio de 55 pies, Mioceno Temprano tiene un promedio de 41 pies de Arena neta, El pozo con mayor espesor de arena neta es el DKC2J9 como se muestra en la tabla 21.

Tabla 21. Arena neta (pies) del bloque de Junín 9. En color verde el pozo registro tipo y la AN mayoritarias.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales
YLL 1J9	2	54
DKC 2J9	0	66
YLL 3J9	42	9
YLL 4J9	0	9
YLL 5J9	0	77
DKC 6J9	37	16
DKC 7J9	0	0

En la tabla 22 se observan los valores de Arena neta petrolífera del bloque Junín 9, los mayores espesores pertenecen a Arenas Basales con un promedio de 38 pies, mientras que el Intervalo del Mioceno Temprano tiene un promedio de 27 pies. El pozo con mayor espesor de ANP es el YLL5J9 con 77 pies en el intervalo de Arenas Basales de la Formación Oficina y el pozo con menor espesor es el YLL4J9 con tan solo 9 pies en el mismo intervalo.

Tabla 22. Arena neta petrolífera (pies) del bloque de Junín 9. En color verde el pozo registro tipo y ANP mayoritarias.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales
YLL 1J9	23	80
DKC 2J9	66	110
YLL 3J9	43	34
YLL 4J9	14	12
YLL 5J9	8	83
DCK 6J9	49	43
DCK 7J9	89	24

El contenido de arcilla en el Intervalo Mioceno Temprano solo en intervalos con Arena Neta Petrolífera (ANP) tiene un promedio de 0.15, siendo este el intervalo más arcilloso, en las Arenas Basales de la Formación Oficina es de 0.12 como se muestra en la tabla.

Tabla 23. Volumen de Arcilla (fracción) del bloque Junín 9

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales
YLL 1J9	26	16
DKC 2J9	-	18
YLL3J9	9	1
YLL 4J9	-	12
YLL 5J9	-	12
DCK 6J9	11	4
DCK 7J9	-	-

Con base a la información proveniente de la descripción litológica de los núcleos presentes en las áreas cercanas al bloque Junín 9, y con base a las respuestas de los registros eléctricos de los pozos perforados fueron definidas dos facies,

reservorio: canal, borde de canal y abanico de rotura; y no reservorio: llanura de inundación.

V.6 JUNÍN 10

El bloque Junín 10, está ubicado en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Comprende parte el municipio José Gregorio Monagas del estado Anzoátegui. El área total del bloque Junín 10 es 593,47 km², con una longitud de 32,177 Km. de este a oeste y 38,5 Km. de norte a sur como se muestra en la figura 39.

El bloque Junín 10 se localiza dentro del área Junín, es una de las 11 divisiones en que se encuentra fraccionada esta área de la Faja Petrolífera del Orinoco para el fin de la cuantificación y certificación de las reservas dentro del Proyecto Orinoco Magna Reserva. Limita al norte con el área de Petrocedeño, al sur con Junín 8, al oeste con el bloque Junín 6 y al este con el bloque Junín 9.

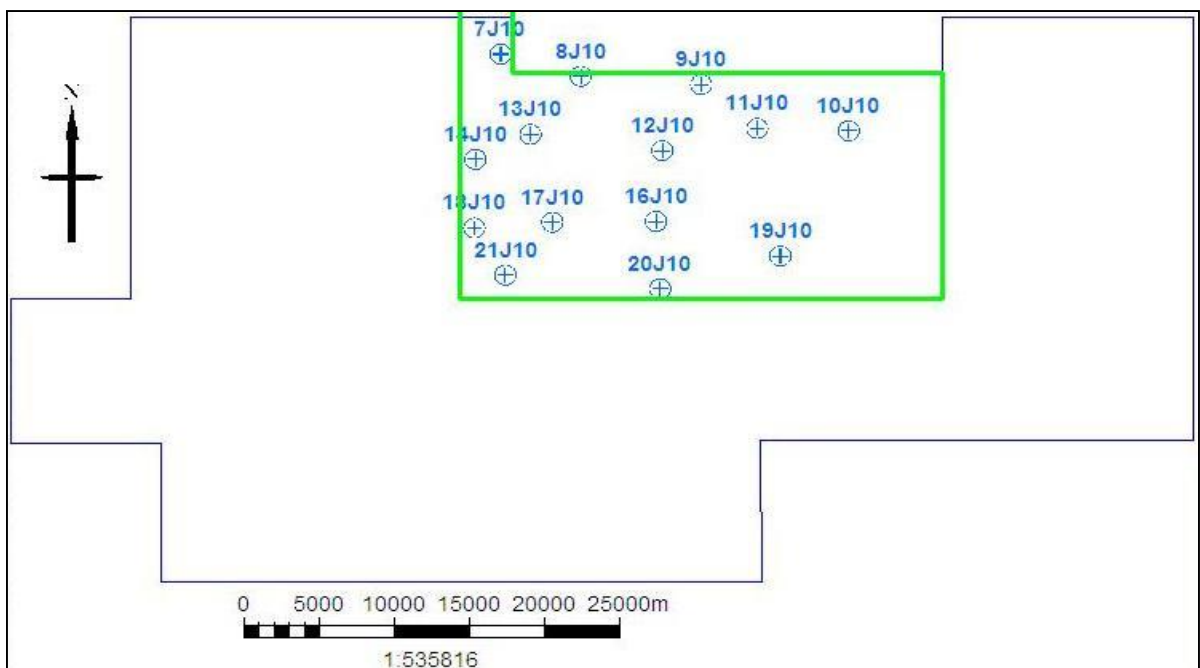
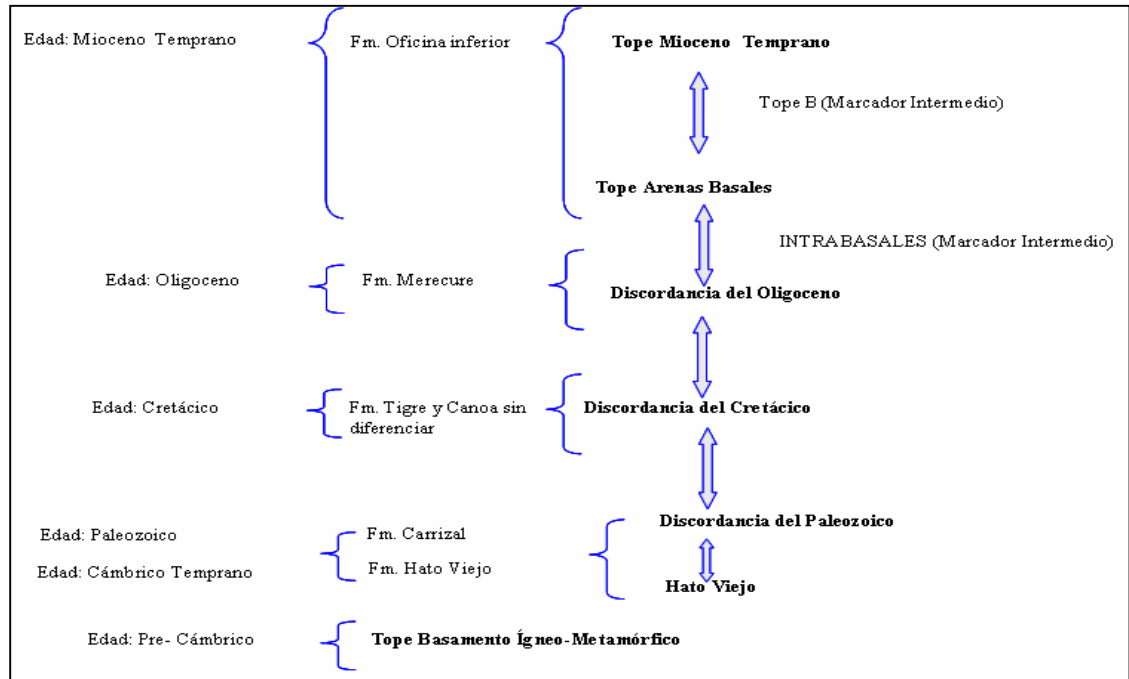


Figura 27. Geometría y localización del área sur de Junín bloque 9

El siguiente esquema muestra los marcadores intermedios dentro del bloque Junín 10:



En el área Junín 10 los yacimientos se encuentran asociados a las formaciones Tigre y Canoa sin diferenciar, Formación Merecure y Formación Oficina Inferior. La profundidad de los yacimientos oscila entre 404 y 1734 Pbnm. Geológicamente el bloque Junín 10 se ubica dentro de la Sub-Cuenca de Maturín, específicamente en el extremo sur este de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En la figura 28, se presenta el registro tipo del bloque Junín 10, especificando las formaciones geológicas existentes.

V.6.1 SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS Y PROFUNDIDADES

La tabla 24 muestra los pozos localizados en Junín 9, con sus respectivas profundidades y su correlación de edad, formación, topes estratigráficos y su TVD. El pozo con menor y mayor TVD es DKC18J110 y DKC1J10.

Tabla 24. Secuencias estratigráficas y profundidades del bloque Junín 10

Pozos	Topes	Profundidad Medida (MD) en Pies
DKC1J10	Mioceno Temprano	1356
	Arenas Basales	1601
	Oligoceno	1835
	Cretácico	2047
	Carrizal	2555
DKC2J10	Mioceno Temprano	1384
	Arenas Basales	1610
	Oligoceno	1843
	Cretácico	2008
	Carrizal	2323
DKC3J10	Mioceno Temprano	1282
	Arenas Basales	1502
	Oligoceno	1740
	Cretácico	1890
	Carrizal	2055
DKC4J10	Mioceno Temprano	1295
	Arenas Basales	1553
	Oligoceno	1745
	Carrizal	1977
DKC5J10	Mioceno Temprano	1079
	Arenas Basales	1365
	Oligoceno	1535
	Carrizal	1812
DKC6J10	Mioceno Temprano	1137
	Arenas Basales	1393
	Oligoceno	1573
	Carrizal	1858
DKC7J10	Mioceno Temprano	974
	Arenas Basales	1164
	Oligoceno	1333
	Carrizal	1649
	Basamento	1687

Pozos	Topes	Profundidad Medida (MD) en Pies
DKC8J10	Mioceno Temprano	1077
	Arenas Basales	1310
	Oligoceno	1511
	Carrizal	1683
	Basamento	1756
DKC13J10	Mioceno Temprano	922
	Arenas Basales	1161
	Oligoceno	1386
	Carrizal	1528
	Basamento	1600
DKC18J10	Mioceno Temprano	789
	Arenas Basales	1014
	Oligoceno	1201
	Basamento	1376
DKC17J10	Mioceno Temprano	897
	Arenas Basales	1132
	Oligoceno	1320
	Basamento	1414
DKC16J10	Mioceno Temprano	1103
	Arenas Basales	1351
	Basamento	1588
DKC12J10	Mioceno Temprano	1268
	Arenas Basales	1497
	Oligoceno	1722
	Basamento	1807
DKC20J10	Mioceno Temprano	1018
	Arenas Basales	1219
	Basamento	1415
DKC9J10	Mioceno Temprano	1158
	Arenas Basales	1371
	Hato Viejo	1560
	Basamento	2315
DKC10J10	Mioceno Temprano	1198
	Arenas Basales	1422
	Hato Viejo	1610
	Basamento	1701
DKC15J10	Mioceno Temprano	1031
	Arenas Basales	1191
	Basamento	1290
DKC14J10	Mioceno Temprano	912
	Arenas Basales	1114
	Oligoceno	1350
	Basamento	1498
DKC21J10	Mioceno Temprano	873
	Arenas Basales	1069
	Oligoceno	1278
	Basamento	1357
DKC11J10	Mioceno Temprano	1283
	Arenas Basales	1507
	Hato Viejo	1740
DKC19J10	Mioceno Temprano	1095
	Arenas Basales	1305
	Basamento	1484

V.6.2 ARENA NETA

En el bloque Junín 10 los mayores espesores de arena neta pertenecen al intervalo Oligoceno con un promedio de 151 pies, en los intervalos Mioceno Temprano y Arenas Básales de la Formación Oficina Inferior se tienen promedios de 58 y 88 pies de arena neta, respectivamente. El intervalo Cretácico se limita solo a tres pozos ubicados al Norte del bloque con un promedio de 159 pies de arena neta como se muestra en la tabla 25.

Tabla 25. Arena neta (pies) del bloque de Junín 10. En color verde el pozo registro tipo y AN mayoritarias.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno	Cretácico
DKC 1J10	18	148	180	270
DKC 2J10	51	80	132	105
DKC 3J10	44	132	147	104
DKC 4J10	25	120	165	-
DKC 5J10	122	100	262	-
DKC 6J10	68	145	214	-
DKC 7J10	51	120	259	-
DKC 8J10	102	45	162	-
DKC 9J10	10	45	-	-
DKC 10J10	54	30	-	-
DKC 11J10	61	64	-	-
DKC 12J10	28	126	57	-
DKC 13J10	66	97	128	-
DKC 14J10	39	100	89	-
DKC 15J10	5	8	-	-
DKC 16J10	73	79	-	-
DKC 17J10	26	87	77	-
DKC 18J10	97	90	175	-
DKC 19J10	159	59	-	-
DKC 20J10	65	102	-	-
DKC 21J10	61	78	75	-

En la tabla 26 se observan los valores de Arena neta petrolífera del bloque Junín 10, los mayores espesores al igual que en la arena neta pertenecen al intervalo Oligoceno con un promedio de 121 pies, mientras que los intervalos del Mioceno temprano y Arenas Basales tienen promedios de 28 y 46 pies respectivamente, con respecto al intervalo Cretácico solo dos pozos el DKC2J10 y el DKC3J10

presentan ANP de 4 pies y 62 pies respectivamente.

Tabla 26. Arena neta petrolífera (pies) del bloque de Junín 10. En color verde el pozo registro tipo y ANP mayoritarias.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno	Cretácico
DKC 1J10	4	62	12	0
DKC 2J10	45	29	68	4
DKC 3J10	8	60	146	62
DKC 4J10	10	94	152	-
DKC 5J10	99	65	224	-
DKC 6J10	24	69	181	-
DKC 7J10	23	47	229	-
DKC 8J10	21	17	154	-
DKC 9J10	0	12	-	-
DKC 10J10	27	7	-	-
DKC 11J10	45	20	-	-
DKC 12J10	10	94	32	-
DKC 13J10	65	73	121	-
DKC 14J10	26	64	70	-
DKC 15J10	4	0	-	-
DKC 16J10	17	27	-	-
DKC 17J10	7	61	70	-
DKC 18J10	56	48	161	-
DKC 19J10	46	36	-	-
DKC 20J10	44	41	-	-
DKC 21J10	15	53	74	-

V.6.3 SELLOS LUTÍDICOS

El contenido de arcilla en el Intervalo Mioceno Temprano tiene un promedio de 0,15, siendo este el intervalo más arcilloso, en el intervalo Arenas

Basales de la Formación Oficina Inferior es de 0,14 y en el intervalo Oligoceno de la Formación Merecure es de 0,10 como se puede ver en la tabla 27.

Tabla 27. Volumen de Arcilla (fracción) del bloque Junín 10. En color verde el pozo registro tipo y SL mayoritarios.

Pozos	Mioceno Temprano	Arenas Basales	Oligoceno	Cretácico
DKC 1J10	15	13	10	-
DKC 2J10	17	21	13	26
DKC 3J10	27	12	6	12
DKC 4J10	11	10	11	-
DKC 5J10	14	16	13	-
DKC 6J10	14	19	8	-
DKC 7J10	7	10	9	-
DKC 8J10	8	17	10	-
DKC 9J10	-	11	-	-
DKC 10J10	15	16	-	-
DKC 11J10	15	20	-	-
DKC 12J10	14	9	8	-
DKC 13J10	24	11	14	-
DKC 14J10	10	11	16	-
DKC 15J10	11	-	-	-
DKC 16J10	19	19	-	-
DKC 17J10	22	12	10	-
DKC 18J10	11	16	7	-
DKC 19J10	15	17	-	-
DKC 20J10	12	15	-	-
DKC 21J10	13	14	7	-

En el proceso de modelaje de Junín 10 se determinaron las siguientes facies como lo muestra la tabla 28. Los datos de entrada para un modelaje de facies están representados por los pozos del bloque Junín 10, núcleo DKC3J10 y los

núcleos vecinos en los bloques Junín 4, 5 y Petrocedaño. Basado en esto, la principal fuente de incertidumbre está representada por el número de pozos (21 pozos dentro de Junín 10 con una extensión de 593 km²).

Tabla 28. Zonificación del Bloque Junín 10

Zona (Intervalo)	Nombre	Facies Sedimentaria
Mioceno Temprano	Canales heterolíticos	Canales meandriformes
	Lutitas	Llanura de inundación
	Arenas fina	Abanicos de Rotura
Arenas Basales	Canales heterolíticos, arenas gruesas	Canales entrelazado
	Lutitas	Llanura de inundación
	Arenas fina	Abanicos de Rotura
Oligoceno	Canales heterolíticos, arenas gruesas	Canales Entrelazados
	Lutita	Llanura de inundación
	Arenas fina	Abanicos de Rotura

VI. YACIMIENTOS SOMEROS DEL ÁREA SUR DE JUNÍN

VI.1. ÁREA SUR DE JUNÍN DE LA FPO

Los límites norte y sur de la FPO están bastante bien establecidos por su densidad del crudo, los yacimientos al norte poseen un crudo mayor a 12° API y los del sur poseen un crudo menor a 12° API. Aunque están limitados por esta condición de naturaleza del crudo, también poseen una condición de profundidad muy resaltante; y es que estos se encuentran muy cercanos a la superficie con respecto a los yacimientos ubicados al Norte de Junín, los cuales se encuentran más profundos.

VI.2. YACIMIENTOS SOMEROS DE JUNÍN

Los yacimientos someros de Junín de la FPO son aquellos que se encuentran a una profundidad menor a 2168 pies (650m), se consideran y son arenas no consolidadas con crudo pesado y extrapesado; además estos tipos de yacimientos requerirán del desarrollo de técnicas mejoradas de recuperación de crudo (EOR) debido a su proximidad a la superficie y el tipo de crudo.

Aunque el crudo muestra gravedad API extrapesado, este muestra características de movimiento de crudos pesados, y puede ser debido a las condiciones de temperatura del yacimiento somero, por lo tanto se requerirá de técnicas de desarrollo que suministren una mayor movilidad del crudo para su explotación sustentable. Estos yacimientos someros son los correspondientes al área sur de Junín de los bloques 7, 8, 9 y 10. Estos bloques presentan naturaleza de crudo similar, que permitirá un desarrollo de las actividades operacionales (perforaciones) para la explotación y producción de las reservas pertenecientes al Proyecto Magna Reserva de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En cuanto a sus características geológicas (secuencias estratigráficas, cuerpos de arenas petrolíferas, cuerpos lutíticos, espesores) guardan una similitud y tienen una relación de formación que facilitara el desarrollo de las actividades operacionales de los bloques del área sur de Junín.

El presente trabajo ha mostrado las características correspondientes a los cinco bloques del área sur de Junín, geología (secuencia estratigráfica, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, sellos lutíticos), características del crudo y actividades operacionales (perforaciones); mostrando una comparación con yacimientos de baja profundidad o someros a nivel mundial con características similares, tomando en cuenta como premisa primordial la profundidad, ahí se realiza una comparación de dichos campos mundiales con los pertenecientes a los yacimientos someros del área sur de Junín de la FPO.

VI.3. ESTRATIGRAFÍA LOCAL

La figura 29 muestra un registro tipo compuesto de los pozos 3 y 9 de Junín 10, se puede apreciar basamento (base), Paleozoico (Formaciones Hato Viejo y Carrizal), Cretácico (formaciones Tigre y Canoa sin diferenciar), Oligoceno (Formación Merecure) y Mioceno Temprano (Formación Oficina); esta última es la de interés para el siguiente trabajo y representa el tope de la formación.

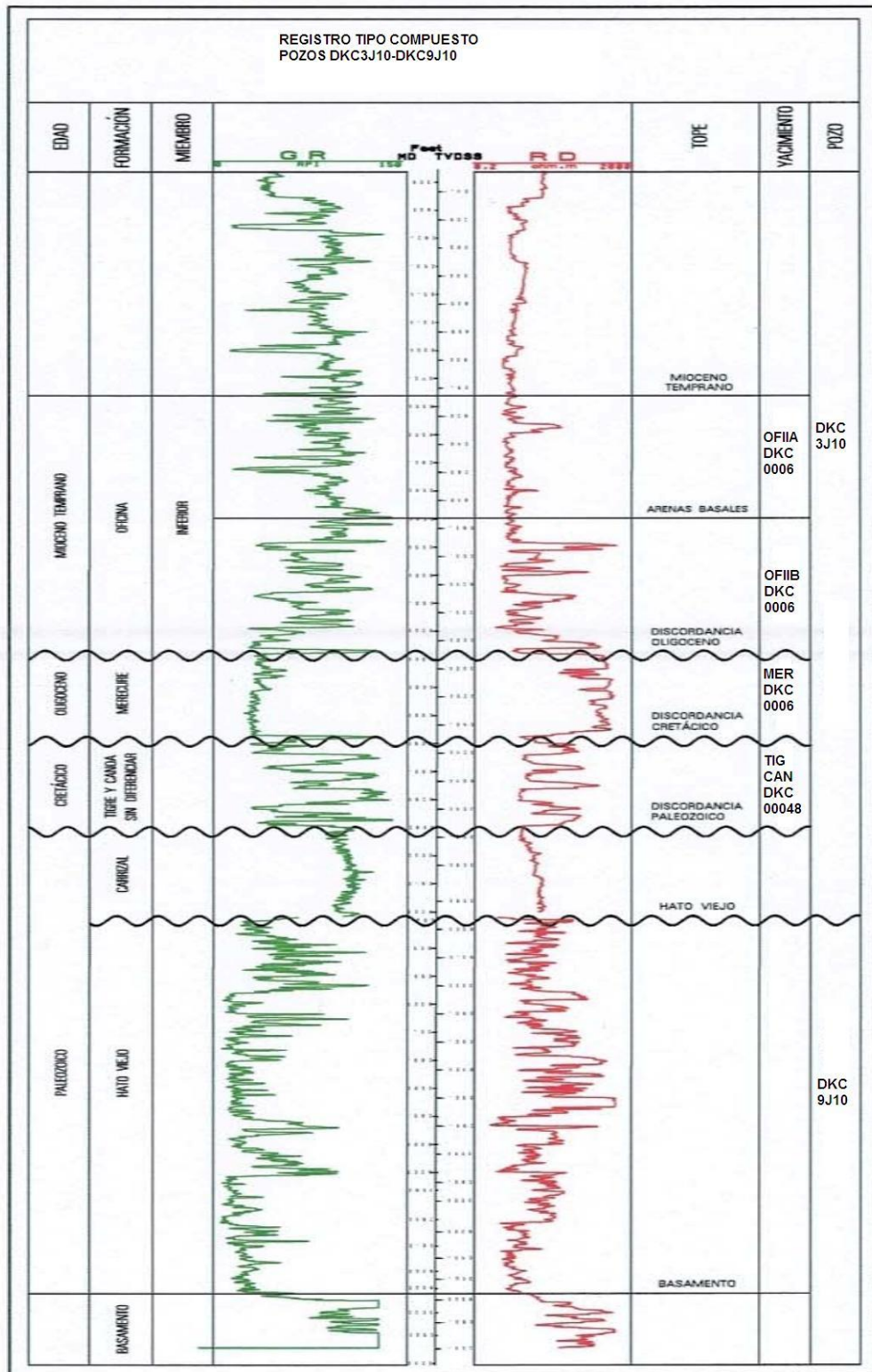


Figura 29. Registro tipo compuesto y columna estratigráfica de Junín 10.

Hay que resaltar que los registros de los 49 pozos en estudio, no todos eran continuos desde una igual profundidad de inicio o fin, esa fue la información que suministro PDVSA y CVP del área. Muchos pozos solo tenían partes de la información de los registros del pozo importante para la correlación de los marcadores propuestos, y en secuencias desde la base al tope, como los de AN y SL o los que no poseen el registro de RD importante para el cálculo de mapas de ANP. Por ello solo se representaron 4 (cuatro) superficies donde se observan 3 marcadores de base a tope como se pueden ver en las figuras 44, 45, 46 y 47, correspondiente a los marcadores 5-4 y 4-3.

Por otra parte se puede observar que los campos de Junín 7, 8, 9,10 son áreas y cuadrantes irregulares y con distancias entre pozos que no son muy útiles para realizar una buena correlación de facies sedimentarias para proponer mapas paleoambientales, por esta razón no se pudieron realizar.

La estratigrafía en el área de estudio mediante la correlación convencional se observa compleja tanto por el tipo de ambientes que se interpretan como cambios de facies que se presentan, que no hacen posible seguir un patrón de sedimentación en una sola dirección.

Hacia el suroeste del área si se interrumpen los marcadores que se interpretaron por la inconformidad o discordancia contra el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana.

Se interpretaron 8 marcadores en el área de estudios de los cuales solo se pueden reportar en el núcleo hasta el marcador número 5 (ver figura 48 y 49). Se pudieron cuantificar los espesores de los marcadores (68%) de lutita y (32%) de arena para el marcador 3-4; y (11%) de lutita y (89%) de arena para el marcador 4-5 lo que permite en este caso interpretar que nuestro núcleo es bimodal en presencia de arena y arcilla. El marcador 3-4 es arcilloso y el marcador 4-5 es arenoso; y se podría inferir un ambiente mixto (pueden haber tres tipificaciones con respecto a la energía del medio fluvial, oleaje y de marea), toda esta información extraída del pozo 4J7, sin mayores evidencias en el núcleo.

Se podría interpretar como fluvial y de mareas por las consideraciones de los canales bien definidos en sus bases con erosiones y mareales porque pudo existir un flujo y reflujo de la marea aunque en la parte de bioturbación no hay. Otra consideración es que hacia la parte superior hay muchas arcillas y carbones de ambientes probablemente pantanosos o lagunares. En esto coincide con los ambientes que referencian varios autores para la Formación Oficina.

Los pozos ubicados hacia el norte del área poseen profundidades mayores hasta 1734 pies de profundidad donde se observan yacimientos importantes de arenas con buena impregnación.

Por lo que el área de Junín puede calificarse como de yacimientos someros al sur (226 pies) y profundos hacia el norte.

VI.3.1. SECCIONES ESTRATIGRAFICAS

Se propusieron y se correlacionaron siete secciones estratigráficas, divididas en 3 oeste-este, dos norte-sur y dos suroeste-noreste. Se correlacionaron de forma que abarcaran toda el área de estudio, permitieran una interpretación del ambiente de depositación y lograr determinar un control-patrón de sedimentación entre pozos, pero debido a la falta de registros de pozos, cantidad de pozos, distancia entre pozos e información; la correlación entre marcadores no logro determinar un control-patrón de sedimentación.

VI.3.2. SECCIÓN OESTE-ESTE (1) ESTRATIGRÁFICA

Se ubica al norte del área de estudio, comprende los bloques 10 y 9, conformado por 7 (siete) pozos, ver figura 30 su marcador mínimo de correlación es el 3 (tres) y el máximo es el 7 (siete). La mínima profundidad es 0 pies y su máxima profundidad es 2750 pies, no todos poseen registros de pozos continuos, lo que provoca una falta de información para realizar una buena interpretación. Existen cuatro marcadores que

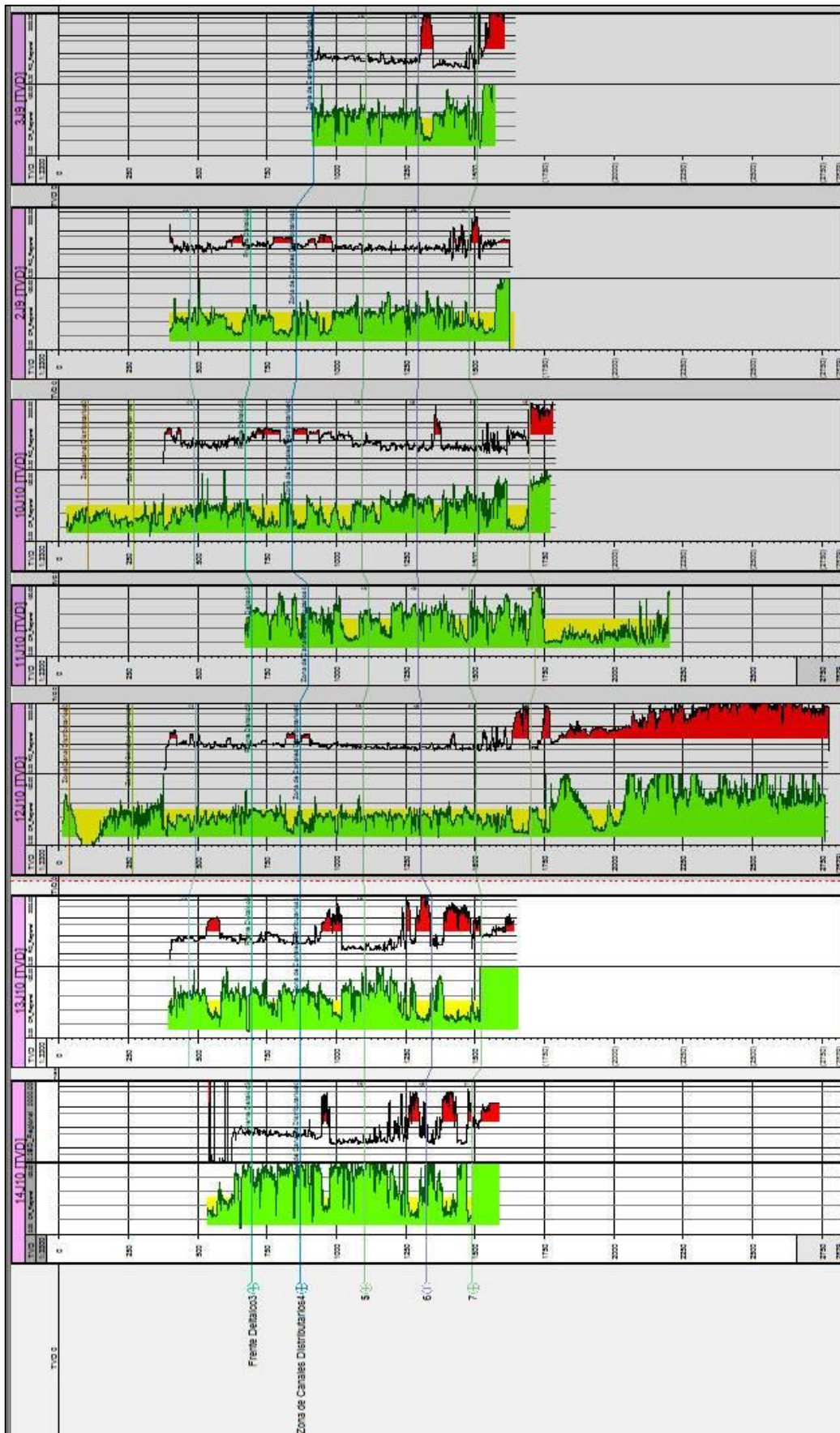


Figura 31. Sección Oeste-Este (1) estratigráfica.

VI.3.3. SECCIÓN OESTE-ESTE (2) ESTRATIGRÁFICA

Se ubica en la zona media del área de estudio, comprende los bloques 7, 8 y 9, conformado por nueve pozos, ver figura 32 su marcador mínimo de correlación es el 0 (cero) y el máximo es el seis. La mínima profundidad es 108 pies y su máxima profundidad es 1338 pies, no todos poseen registros de pozos continuos, lo que provoca una falta de información para realizar una buena interpretación. Existen tres marcadores que definen dos zonas continuas y laterales (3-4 y 4-5) en la sección. Aunque existen estas zonas hay ausencia de una arena representativa en la sección que sea continua y permita seguir en la sección, ver figura 33. Para la correlación de los marcadores se tomó en cuenta la forma de las diagramas de los registros de pozos de GR.

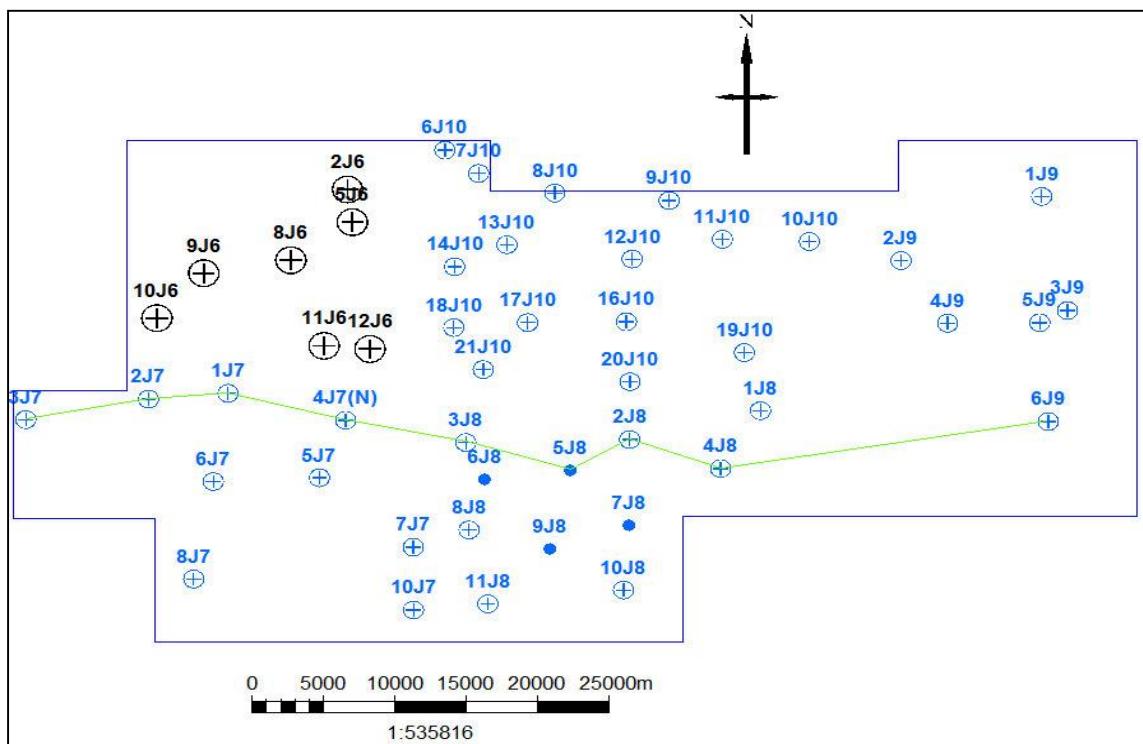


Figura 32. Mallado oeste-este (2).

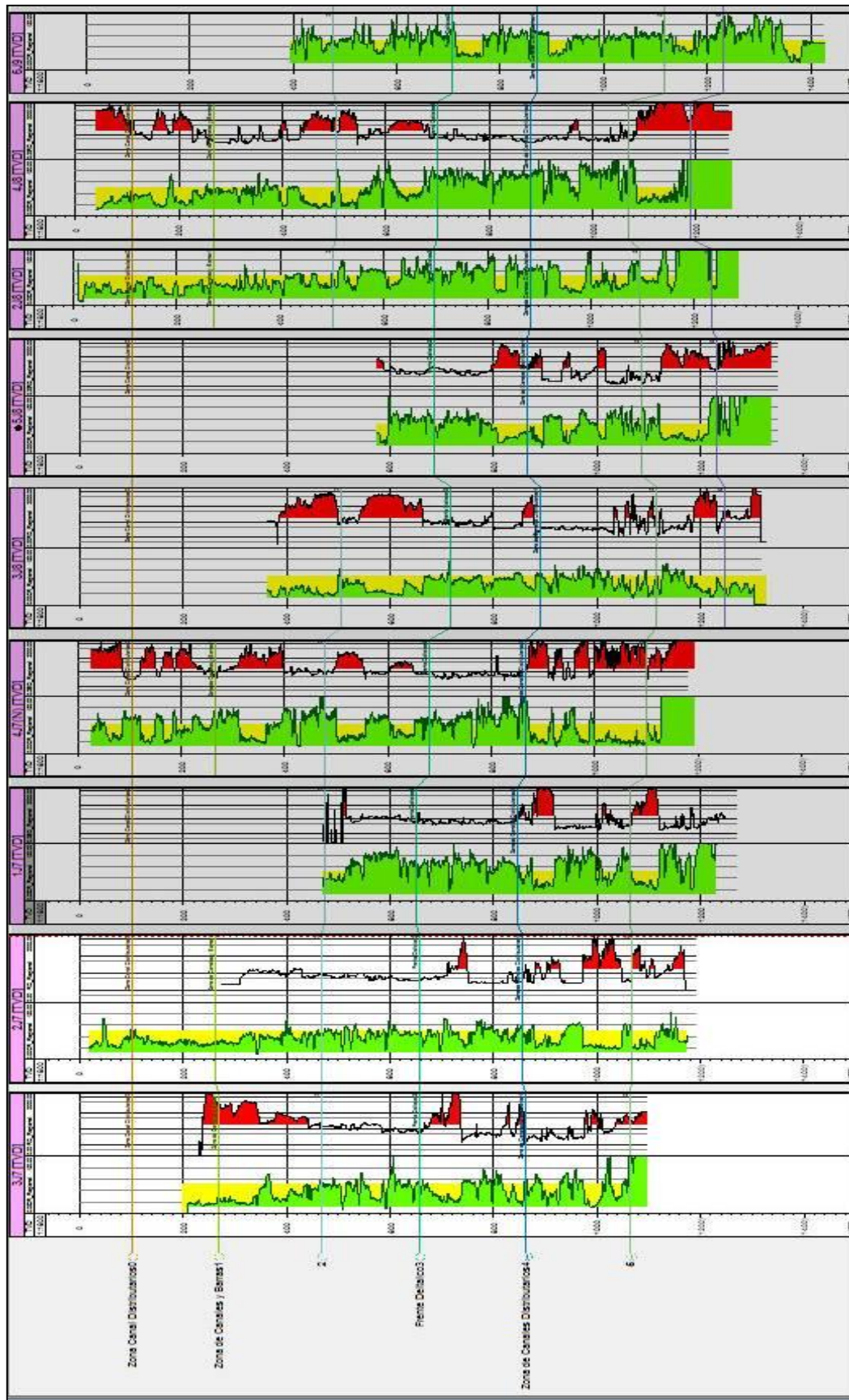


Figura 33. Sección oeste-este (2) estratigráfica.

VI.3.4. SECCIÓN OESTE-ESTE (3) ESTRATIGRÁFICA

Se ubica al sur del área de estudio, comprende los bloques 7 y 8, conformado por 4 cuatro pozos, ver figura 34 su marcador mínimo de correlación es el cero y el máximo es el cinco. La mínima profundidad es 50 pies y su máxima profundidad es 1014 pies, todos tienen registros de pozos continuos, por lo que facilita una correlación y una interpretación. Existen tres marcadores que definen dos zonas continuas y laterales (1-2 y 2-3) en la sección. Aunque existen estas zonas hay ausencia de una arena representativa en la sección que sea continua y permita seguir en la sección, ver figura 35. Para la correlación se tomó en cuenta la forma de las diagráfias de los registros de pozos de GR.

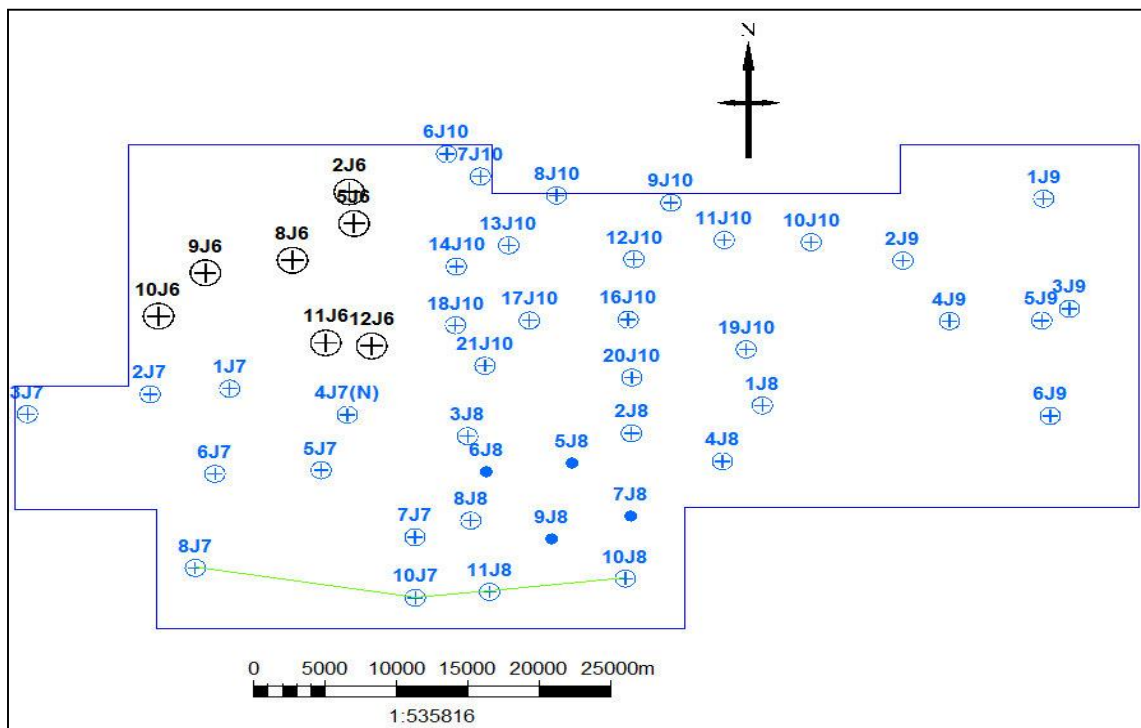


Figura 34. Malla oeste-este (3).

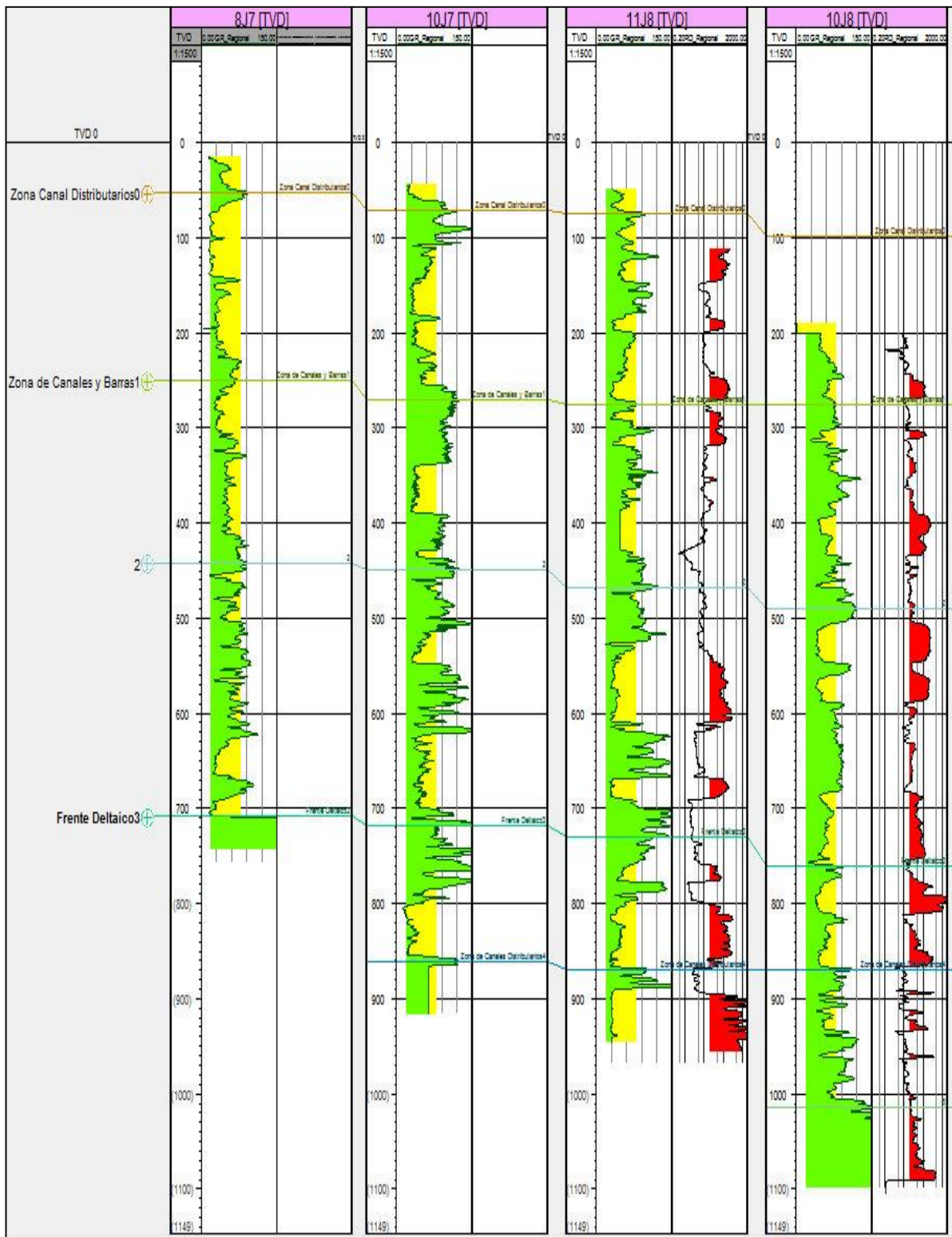


Figura 35. Sección oeste-este (3) estratigráfica.

VI.3.5. SECCIÓN NORTE-SUR (1) ESTRATIGRÁFICA

Se ubica con sentido norte-sur y central del área estudio, comprende el bloque 10 y 8, conformado por ocho pozos, ver figura 36 su marcador mínimo de correlación es el 0 cero y el máximo es el ocho. La mínima profundidad es 103 pies y su máxima profundidad es 1769 pies, no todos poseen registros de pozos continuos, lo que provoca una falta de información para realizar una buena interpretación. Existen tres marcadores que definen dos zonas continuas y laterales (3-4 y 4-5) en la sección. Aunque existen estas zonas hay ausencia de una arena representativa en la sección que sea continua y que permita seguir en la sección, ver figura 37. Para la correlación se tomó en cuenta la forma de las diagráfias de los registros de pozos de GR.

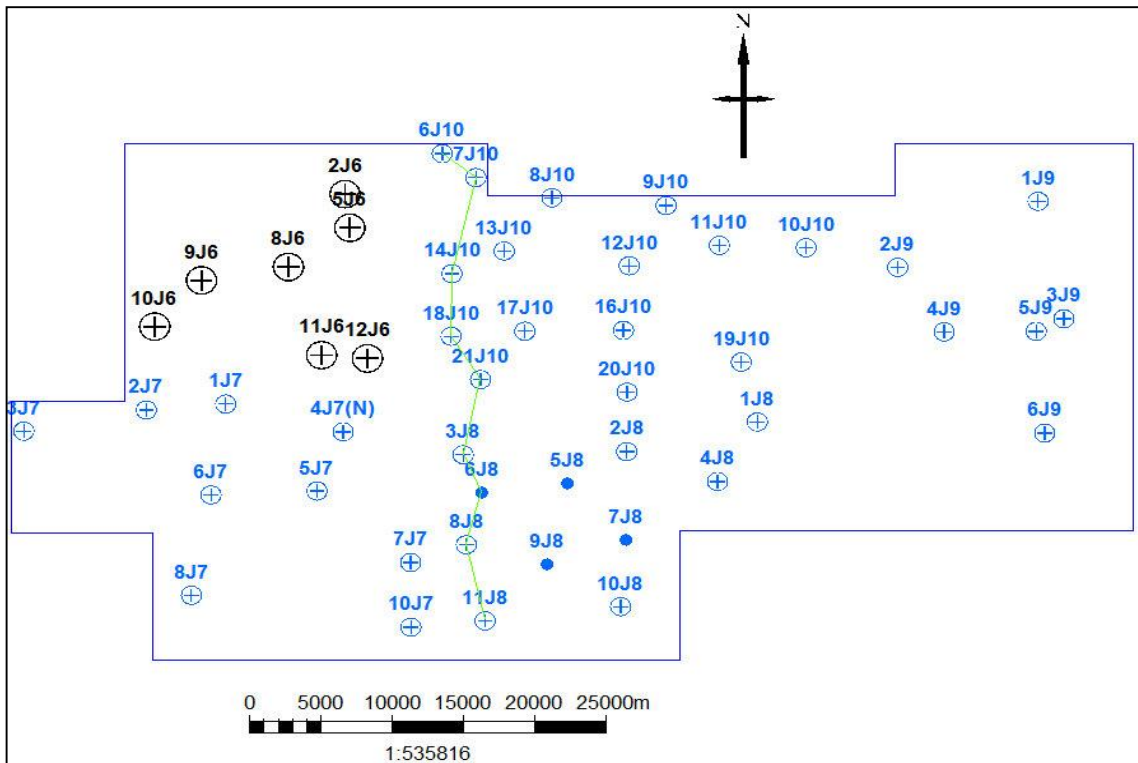


Figura 36. Mallado Norte-Sur (1).

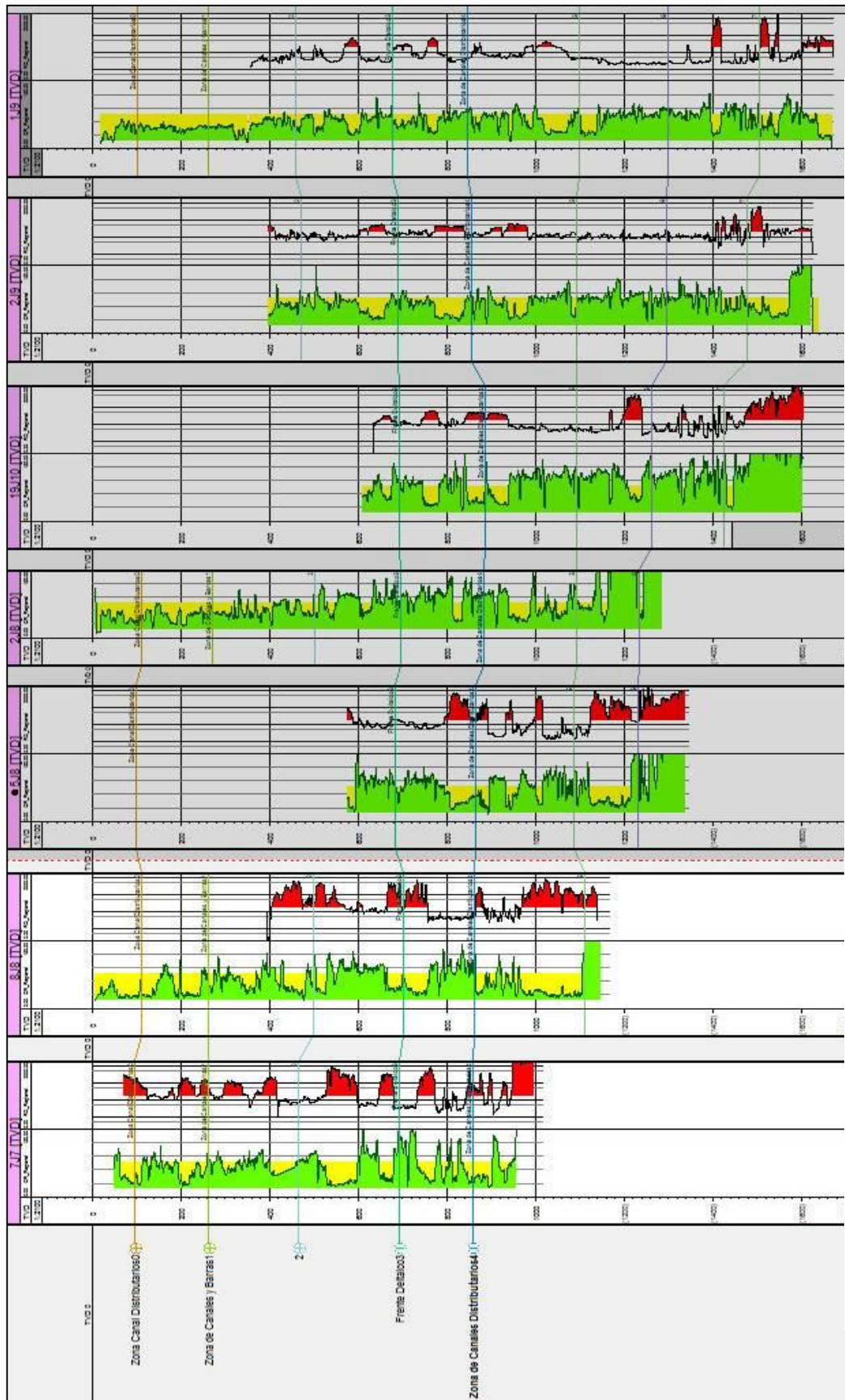


Figura 37. Sección norte-sur (1) estratigráfica.

VI.3.6. SECCIÓN NORTE-SUR (2) ESTRATIGRÁFICA

Se ubica al este del área de estudio, comprende el bloque 9, conformado por cuatro pozos, ver figura 38 su marcador mínimo de correlación es el cero y el máximo es el siete.

La mínima profundidad es 104 pies y su máxima profundidad es 1504 pies, no todos poseen registros de pozos continuos, lo que provoca una falta de información para realizar una buena interpretación. Existen tres marcadores que definen dos zonas continuas y laterales (4-5 y 5-6) en la sección. Aunque existen estas zonas hay ausencia de una arena representativa en la sección que sea continua y que permita seguir en la sección, ver figura 39. Para la correlación se tomó en cuenta la forma de las diagramas de los registros de pozos de GR.

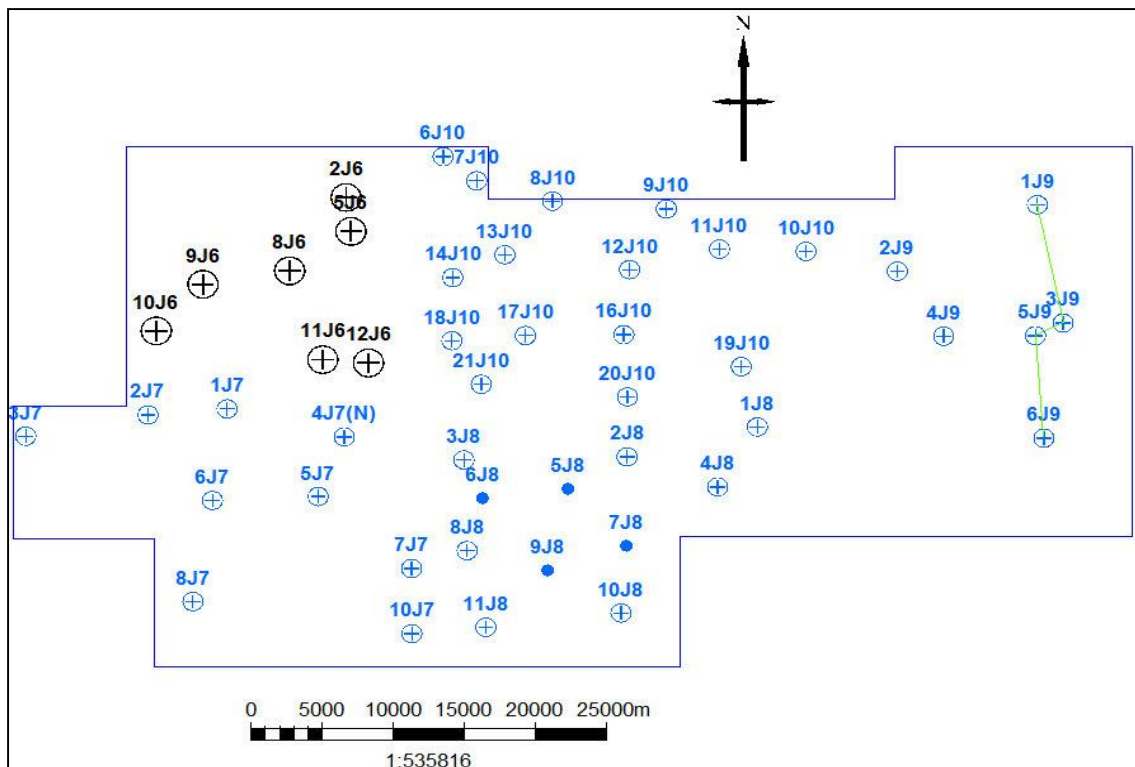


Figura 38. Malla Norte-Sur (2).

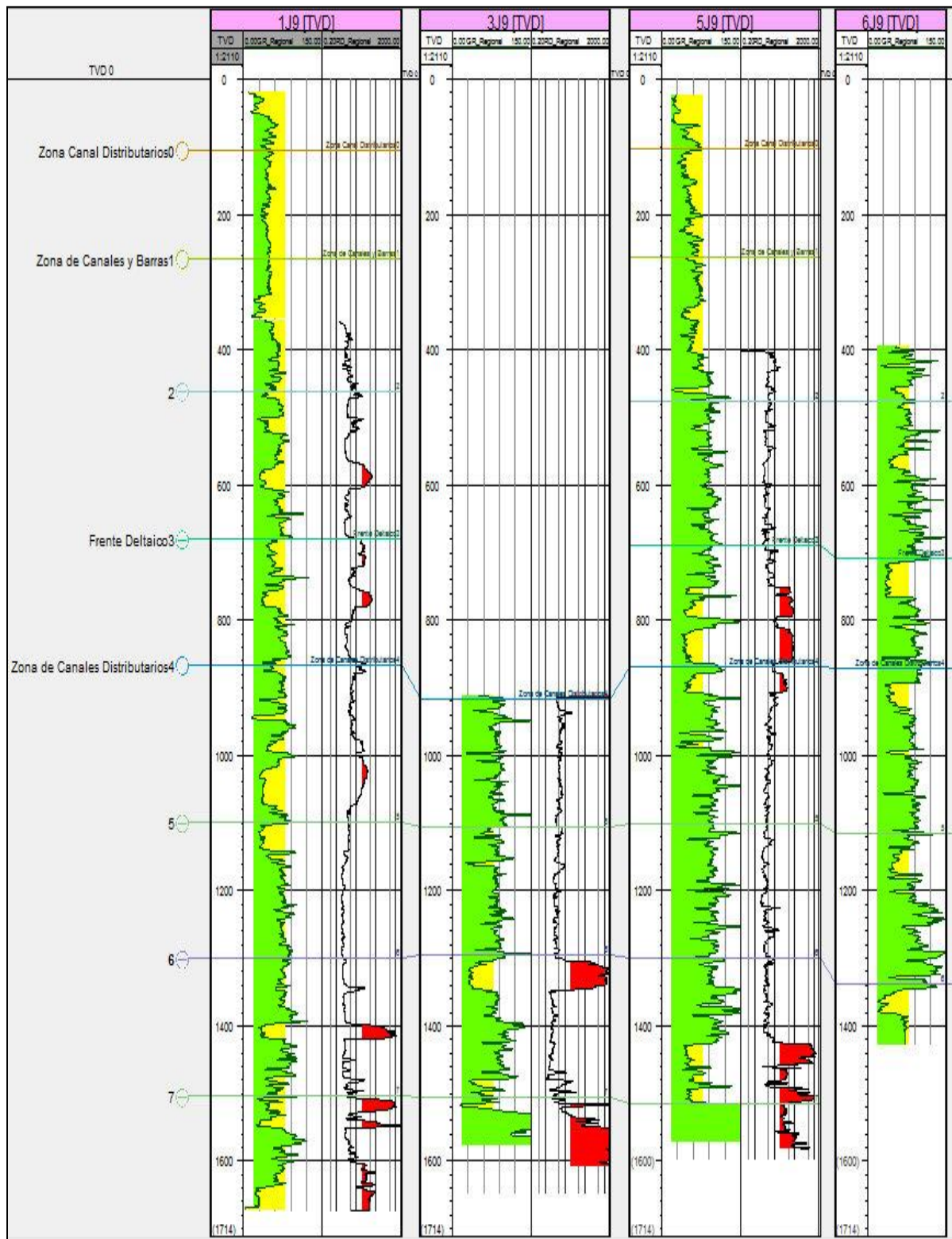


Figura 39. Sección Norte-Sur (2) estratigráfica.

VI.3.7. SECCIÓN SUROESTE-NORESTE (1) ESTRATIGRÁFICA

Se ubica al noroeste del área de estudio, comprende el bloque 6, conformado por cinco pozos, ver figura 40 su marcador mínimo de correlación es el cero y el máximo es el siete. La mínima profundidad es 100 pies y su máxima profundidad es 1523 pies, no todos poseen registros de pozos continuos, lo que provoca una falta de información para realizar una buena interpretación. Existen cuatro marcadores que definen tres zonas continuas y laterales (3-4, 4-5 y 5-6) en la sección. Aunque existen estas zonas hay ausencia de una arena representativa en la sección que sea continua y que permita seguir en la sección, ver figura 41. Para la correlación se tomó en cuenta la forma de las diagramas de los registros de pozos de GR.

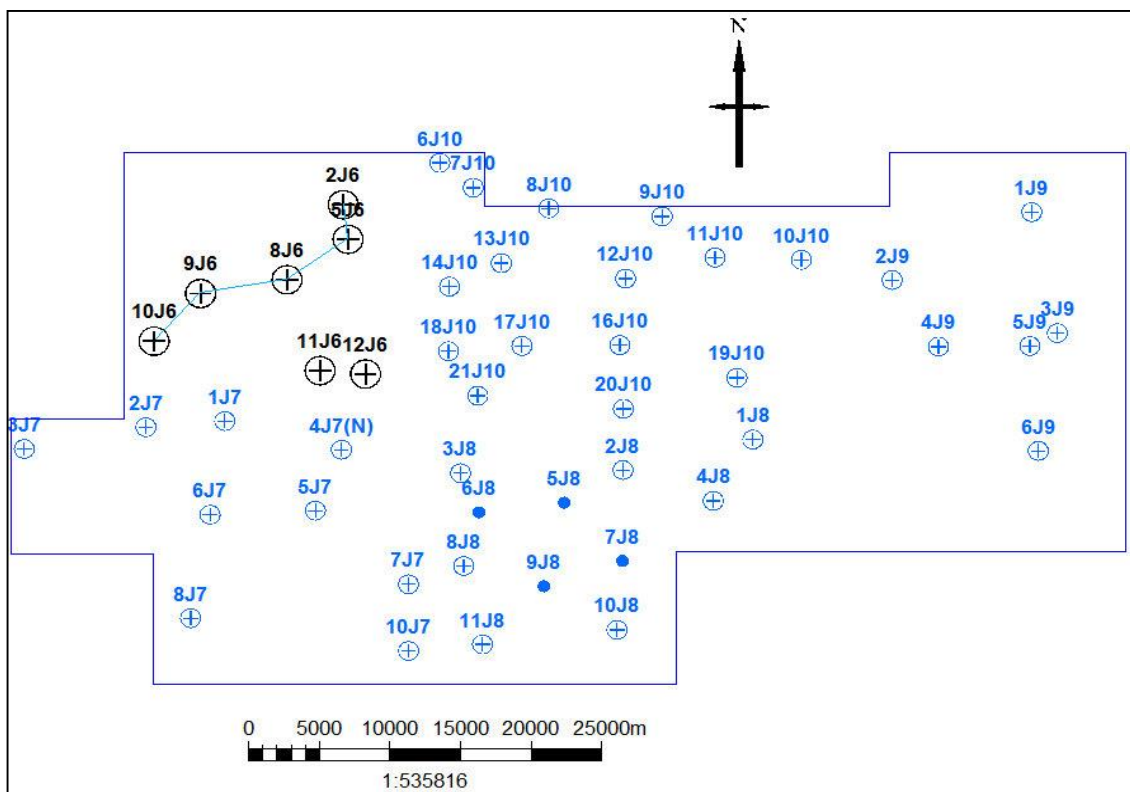


Figura 40. Mollado Suroeste-Noreste (1).

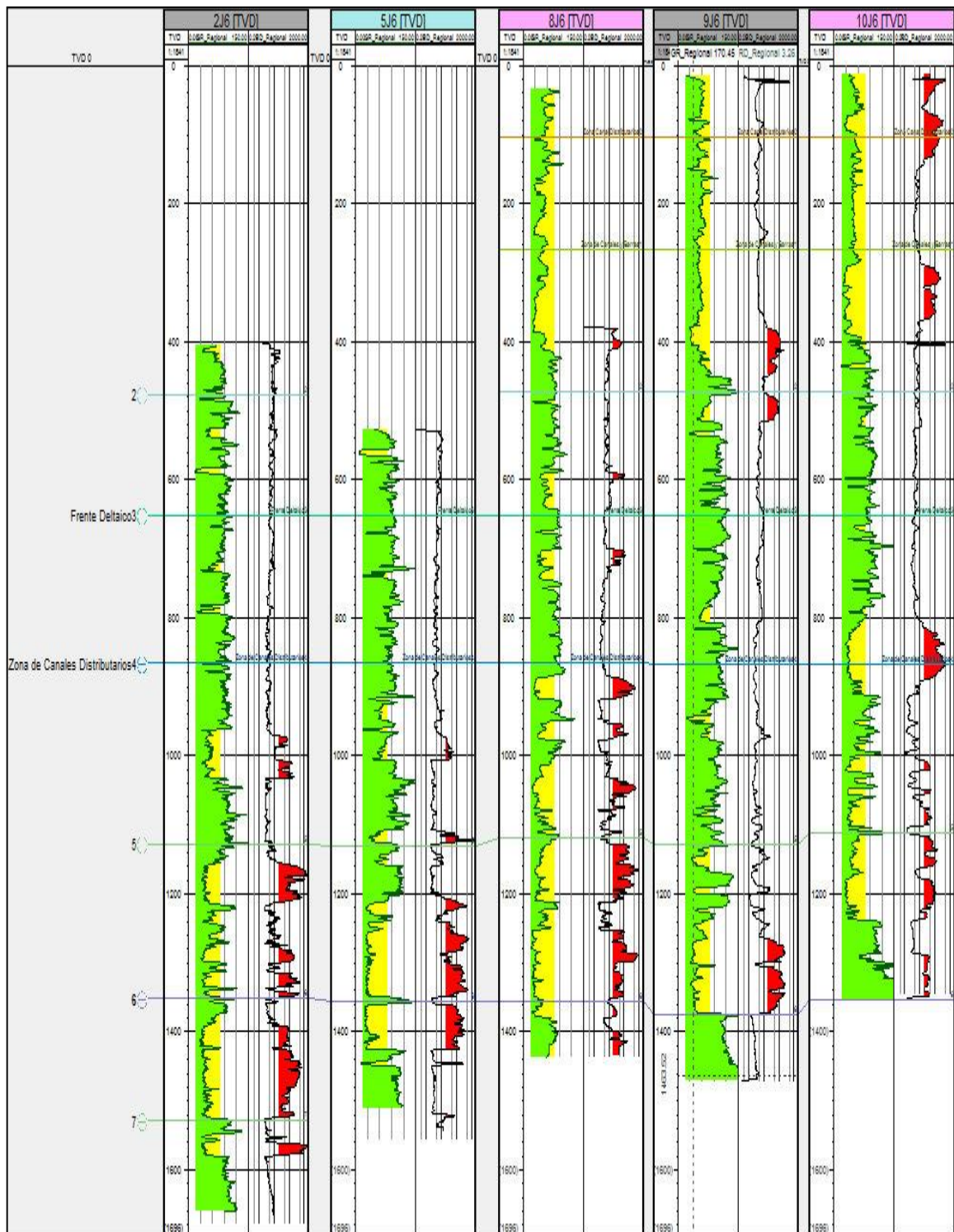


Figura 41. Sección Suroeste-Noreste (1) estratigráfica.

VI.3.8. SECCIÓN SUROESTE-NORESTE (2) ESTRATIGRÁFICA

Se ubica al suroeste-noreste del área de estudio, comprende los bloques 7, 8 y 9, conformado por siete pozos, ver figura 42 su marcador mínimo de correlación es el cero y el máximo es el siete. La mínima profundidad es 90 pies y su máxima profundidad es 1504 pies, no todos poseen registros de pozos continuos, lo que provoca una falta de información para realizar una buena interpretación. Existen dos marcadores que definen una zona continua y lateral (3-4) en la sección. Aunque existe esta zona, hay ausencia de una arena representativa en la sección que sea continua y que permita seguir en la sección, ver figura 43. Para la correlación se tomó en cuenta la forma de las diagramas de los registros de pozos de GR.

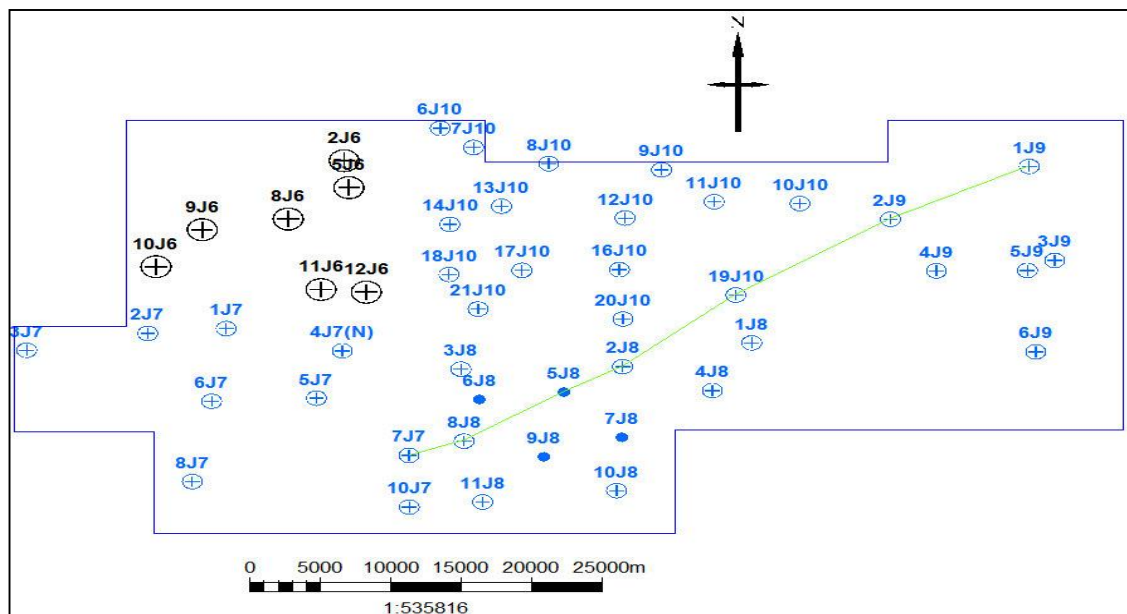


Figura 42. Mallado Suroeste-Noreste (2).

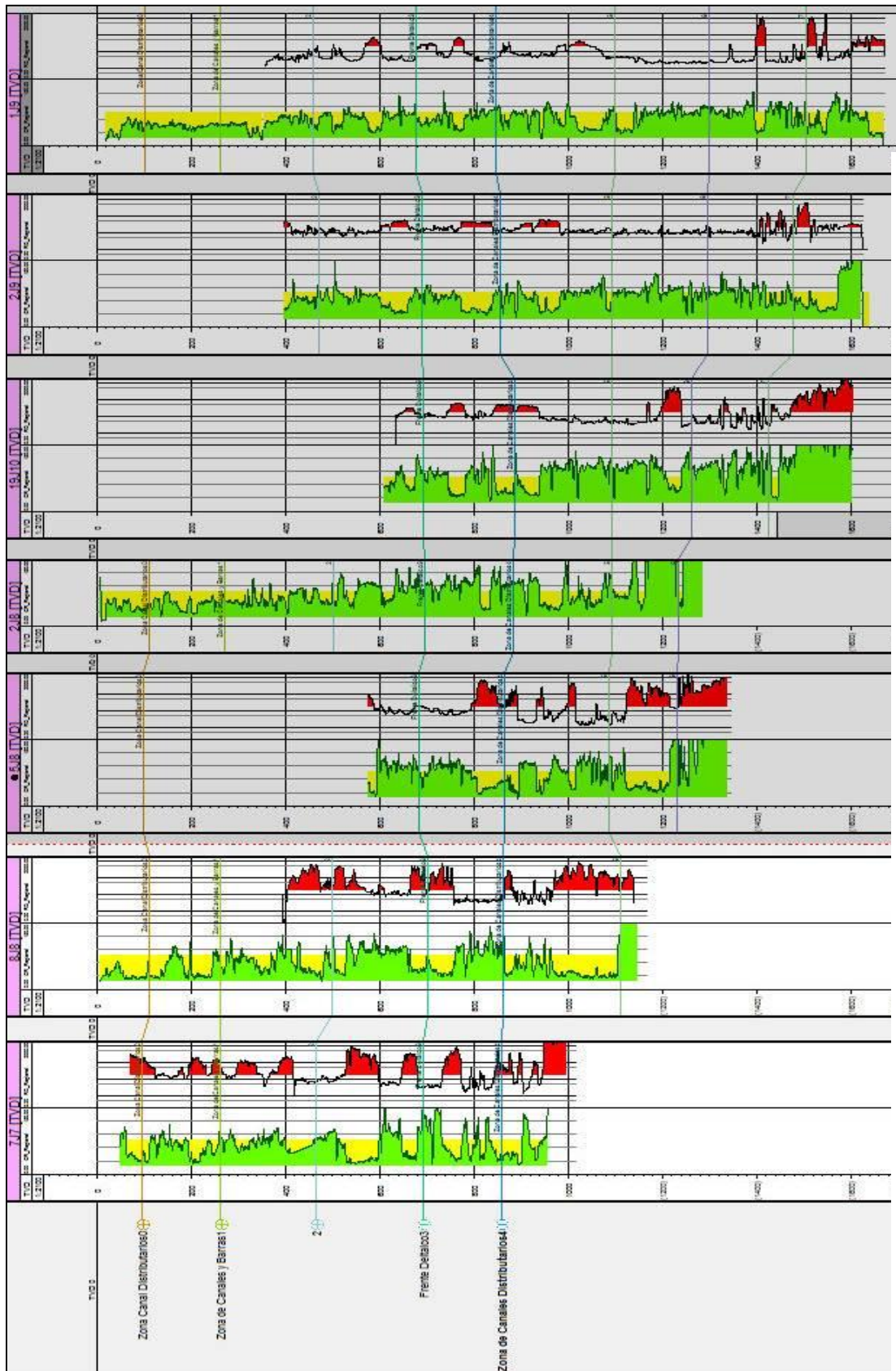


Figura 43. Sección Suroeste-Noreste (2) estratigráfica.

VI.4. MARCADORES DE ARCILLA Y ARENA

VI.4.1. MARCADOR DE ARCILLA (ARC)

VI.4.1.1. Marcador Arc45

Las arcillas Arc.45 del área sur del campo Junín correspondiente a los bloques 6, 7, 8, 9 y 10 comprenden un área prospectiva de 2462,38 Km², sedimentológicamente forman un canal con una dirección preferencial de flujo de Sur a Norte (pozos 5J8, 9J8 y marcador Arc45), donde se depositan arcillas tipo lutitas. Estructuralmente aunque no se contó con información sísmica, conforma una estructura tipo monoclinal, donde los estratos buzcan suavemente hacia el norte con 3°. Dicha estructura se ve afectada por la cercanía con el macizo guayanés debido a su extensión un poco al sur del área de estudio.

Mediante la reinterpretación de los datos obtenidos de las perforaciones y registros de perfiles de cuarenta y siete (47) pozos en dicha área se verificó que los pozos correspondientes al bloque 7 y 8 del de Junín se encuentran muy próximos al basamento o macizo guayanés, con excepción de los pozos 1J8 y 4J8, estos se encuentran distanciados del basamento.

Los espesores mayores de las arcillas Arc.45 (ver figura 44) se ubican al sur del área de estudio en los pozos 9J8 y 10J8, y se podría interpretar que los mayores sellos se encuentran al sur y se encuentran más competentes con el macizo guayanés.

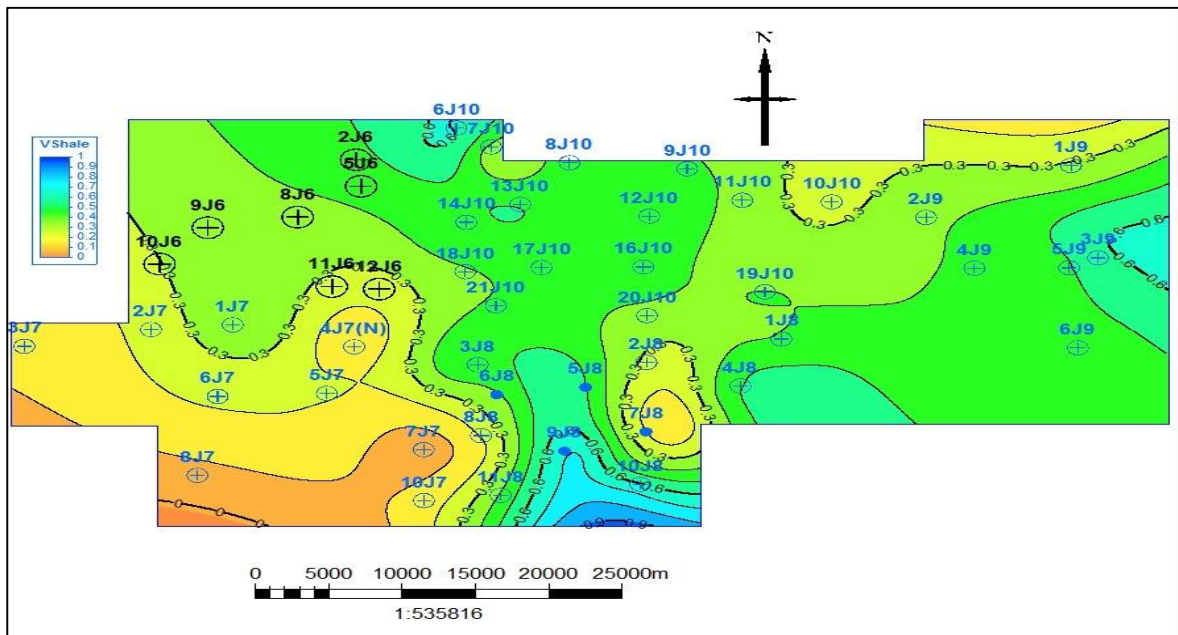


Figura 44. Marcador Arc45 sobre distribución de la arcilla 45.

VI.4.1.2. Marcador Arc34

Las arcillas Arc34 del área sur del campo Junín correspondiente a los bloques 6, 7, 8, 9 y 10 comprenden un área prospectiva de 2462,38 Km² sedimentológicamente no se observa un canal con una dirección preferencial de flujo. Estructuralmente aunque no se contó con información sísmica, conforma una estructura tipo monoclinal, donde los estratos buzan suavemente hacia el norte con 3°. Dicha estructura se ve afectada por la cercanía con el macizo guayanés debido a su extensión un poco al sur del área de estudio.

Mediante la reinterpretación de los datos obtenidos de las perforaciones y registros de perfiles de cuarenta siete (47) pozos en dicha área se verifico que los pozos correspondientes al bloque 7 y 8 del de Junín se encuentran muy próximos al basamento o macizo guayanés, pero en comparación con Arc45 se encuentran con mayor altura al macizo. Se mantienen los pozos 1J8 y 4J8 excluidos de esta área.

Los espesores mayores de las arcillas Ar34 (ver figura 45) se ubican al sur y noroeste (pozos 7J8, 5J8, 3J8, 4J7, 1J7 y 10J6), paralela a los pozos anteriores pero más al norte (pozos 4J8, 2J8 21J10, 17J10, 13J10) y una concentración puntual del pozo 14J10.

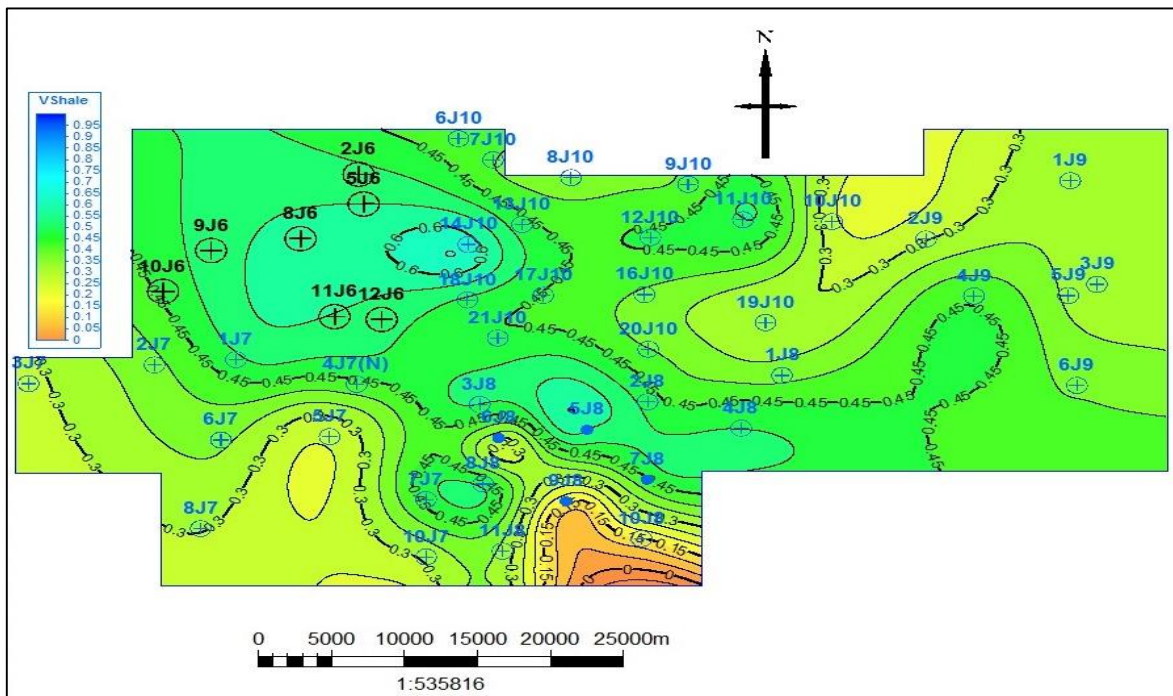


Figura 45. Marcador Arc34 sobre distribución de la arcilla 34.

VI.4.2. MARCADORES DE ARENAS (AR)

VI.4.2.1. Marcador Ar45

Las arenas Ar45 del área sur del campo Junín correspondiente a los bloques 6, 7, 8, 9 y 10 comprenden un área prospectiva de 2462,38 Km², sedimentológicamente forman un canal pequeño con una dirección preferencial de flujo noroeste, en los pozos 4J9 y 6J9 como se muestra en la figura 46, donde se depositaron arenas. Estructuralmente aunque no se contó con información sísmica, conforma una estructura tipo monoclinal, donde los estratos buzcan suavemente hacia el Norte con 3°. Dicha estructura se ve afectada por la cercanía con el macizo guayanés debido a su extensión un poco al Sur del área de estudio.

Mediante la reinterpretación de los datos obtenidos de las perforaciones y registros de perfiles de cuarenta y siete (47) pozos en dicha área se verifico que los pozos correspondientes al bloque 7 y 8 del de Junín se encuentran muy próximos al basamento o macizo guayanés, con excepción de los pozos 1J8 y 4J8, estos se encuentran alejados vertical y horizontal del basamento.

Los espesores mayores de las Ar45 se ubican al sur del área de estudio en los pozos 10J7 y 11J8, y se podría interpretar que las mayores arenas reservorios se encuentran al sur y se encuentran muy próximas vertical y horizontal al macizo guayanés.

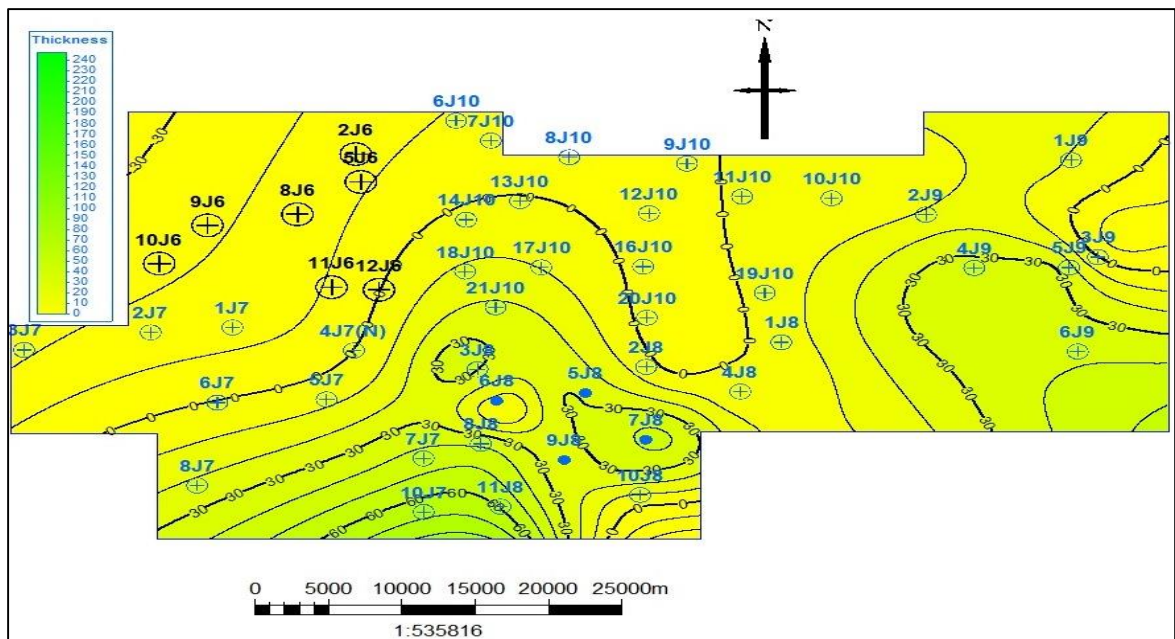


Figura 46. Marcador Ar45 sobre distribución de arena 45.

VI.4.2.2. Marcador Ar34

Las arenas Ar34 del área sur del campo Junín correspondiente a los bloques 6, 7, 8, 9 y 10 comprenden un área prospectiva de 2462,38Km², sedimentológicamente se muestran como arenas y no tienen una dirección preferencial como se muestra en la figura 47, donde se depositaron estas arenas. Estructuralmente aunque no se contó con información sísmica, conforma una estructura tipo monoclin, donde los estratos buzcan suavemente hacia el norte con 3°. Dicha estructura se ve afectada por la cercanía con el macizo guayanés debido a su extensión un poco al Sur del área de estudio.

Mediante la reinterpretación de los datos obtenidos de las perforaciones y registros de perfiles de cuarenta y siete (47) pozos en dicha área se verifico que los pozos correspondientes al bloque 7 y 8 del de Junín se encuentran muy próximos al basamento o macizo guayanés, con excepción de los pozos 1J8 y 4J8, estos se encuentran alejados vertical y horizontal del basamento.

Los espesores mayores de las Ar34 se ubican al Sur del área de estudio en los pozos 8J8 y 9J9, y se podría interpretar las mayores arenas reservorios se encuentran al Sur y se encuentran muy próximas vertical y horizontal al macizo guayanés.

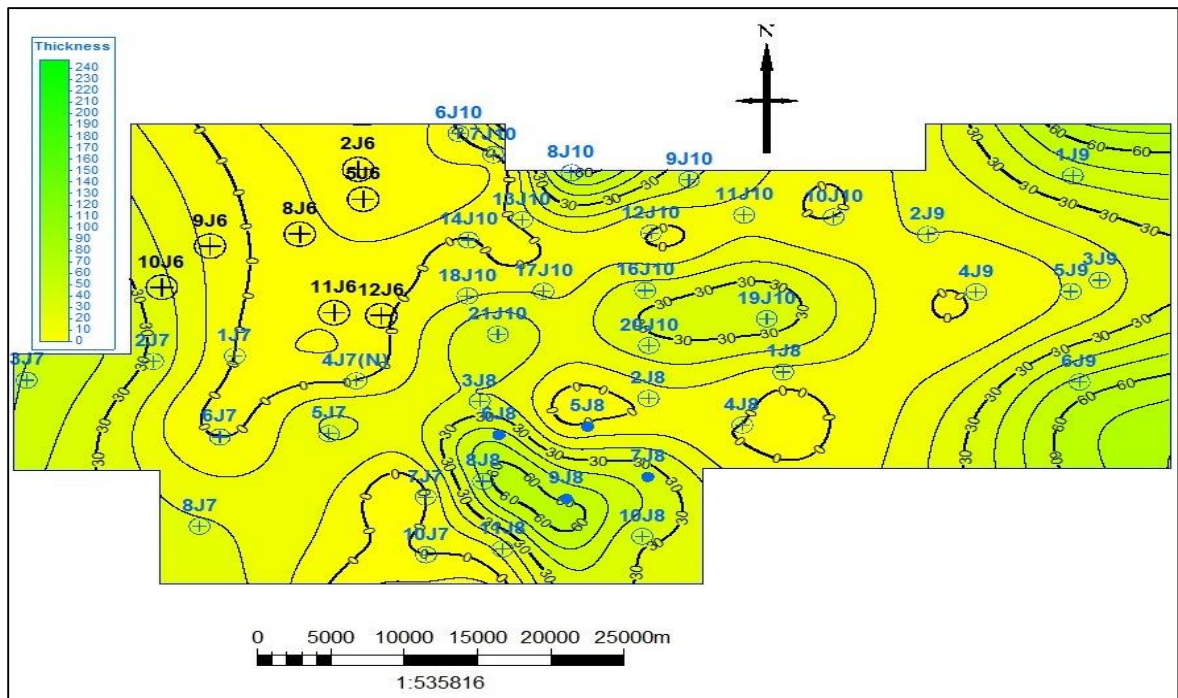


Figura 47. Marcador Ar34 sobre distribución de arena 34.

Las Arc 34 y 45 su depositación y transporte en el área de estudio son independientes y hasta turbulento. Aunque los marcadores se encuentran solapados, no presentan relación con lo dicho anterior. La Arc45 posee un pequeño canal al Sur; mientras que las Arc34 no poseen dirección y sus depósitos se encuentran distribuidos como "Parches", de donde se infiere el transporte de forma turbulenta. La dirección de las Arc45 al sur, no se observa en los registros de pozos y en los mallados realizados en el presente trabajo, por lo que se puede inferir un complejo híbrido (arcilla-arena) turbulenta en el área de estudio, los dos materiales poseen igual competencia en cuanto a transporte y depositación.

Las Ar 34 y 45 aunque aparecen en los mapas correspondientes a las figuras 38 y 39, se podría decir que generan inconsistencia con la línea 0 (cero) haciendo referencia a la no presencia de arena. Este dato o información fue refutado por los registros de pozos y su observación en las diferentes secciones estratigráficas. Se infiere que el complejo híbrido está generando un mapa de marcadores 34 y 45 inconsistente en comparación con la información que se tiene los registros de pozos. La falta de consistencia de estos mapas permite apoyarse más en los registros de pozos, sobre la presencia de arenas y su distribución en el área de estudio.

VI.5. PALEOAMBIENTES

Se propone en este estudio hacia el área sur de Junín (6, 7, 8, 9, 10) que el paleoambiente se desarrolla dentro de un ambiente deltaico pantanoso correspondiente a la Formación Oficina.

Aunque PDVSA se comprometió antes de comenzar este estudio para dar oportunidad en la observación y descripción de los núcleos del pozo 4J7, esto no fue posible. Sin embargo, se contó con un informe de descripción del núcleo previo, ver tabla 8; y con algunas fotografías del núcleo, ver anexos. Este informe del núcleo se refiere a la descripción poco profusa y monótona solamente por granulometría (grano fino), escogimiento (bien escogida), minerales accesorios (moscovita y pirita) y matriz limo arcillosa en lo que llaman areniscas. No se contó con la descripción de rasgos de estructuras sedimentarias, presencia de arcillosidad, contactos litológicos, etc, importantes para determinar o comprender mejor la naturaleza e interpretación de los

paleambientes. Las fotografías del núcleo por parte de PDVSA no hacen referencia a cuerpos arcillosos.

En las fotos con núcleos que se tenían, se observan muchas lutitas con lentes que se interpretan como carbones hacia el tope de estos intervalos (ver anexos) y que fueron corroborados por el registro de densidad RHOB en el núcleo como se muestra en las figuras 40 y 41. Las lutitas no se observan perturbadas por ninguna tipo de bioturbación, su color grises oscuro pudiendo inferirse gran cantidad materia orgánica que pueden indicar condiciones anóxicas que se concluyan como de ambientes de zonas pantanosas y que están relacionadas con características propuestas en la Formación Oficina.

Igualmente en las fotografías con fluorescencias (ver anexos), las arenas que se observan están muy bien impregnadas, algunas con manifestaciones que se creen laminaciones de arcillas. Estas arenas que se presentan con o sin arcillosidad, se pueden traducir como de canales distributarios, con perfiles de registros en el pozo con secuencias de geometrías granodecrecientes al tope y con algunas formas acerradas corroborando la arcillosidad que presentan, hacia el tope de estas arenas pueden o no observarse intervalos de arcilla que pudiesen corresponder a marismas o algunas bahías interdistributarias. También se observan arenas en el registro del pozo, secuencias con geometrías granocrecientes hacia el tope, se interpreta como barras de desembocadura, intercaladas con arcillas que pueden estar presentes en lo que se interpreta como del frente deltaico.

Estas interpretaciones son apreciaciones propuestas a la hora de comprender el ambiente de depositación en el área de estudio, ya sea por la vista en fotos con núcleos, los registros del mismo, y la complejidad en cambios de facies que más adelante se explicaran con la interpretación estratigráfica en el área.

De acuerdo con el registro del pozo 4J7 (312 a 1100 pies de profundidad) desde su base al tope, se interpretan intervalos que se agrupan como zonas de canales distributarios, zonas de canales y barras, zonas de barras y lutitas del frente deltaico, zonas de canales distributarios abandonados con zonas pantanosas.

Con menos importancia hacia el tope un pequeño espesor de un canal muy limpio pero sin impregnación y posiblemente con aguas connatas, que en estudios previos corroboran un frente de aguas que se dicen proviene desde el oeste del campo.

Con lo anterior expuesto se interpreta una parte del complejo del sistema deltaico también propuestos para la Formación Oficina.

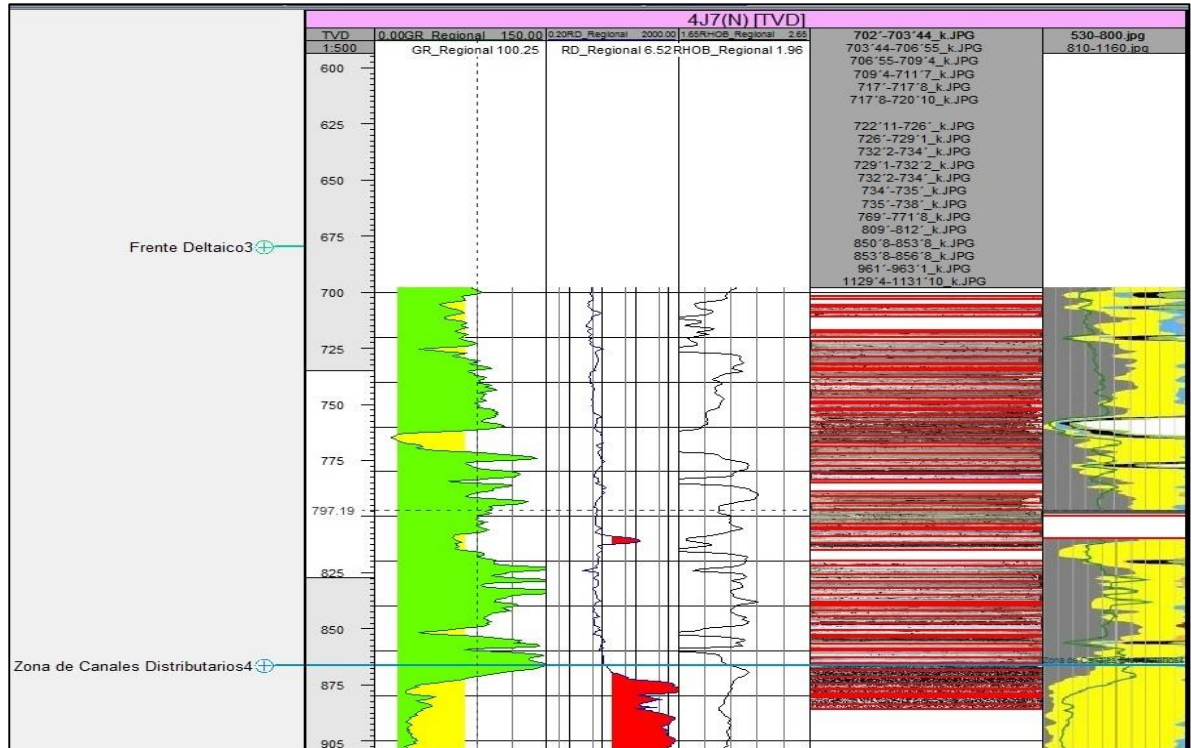


Figura 48. Registro de GR, RD, RHOD, Fotos de núcleos y EL

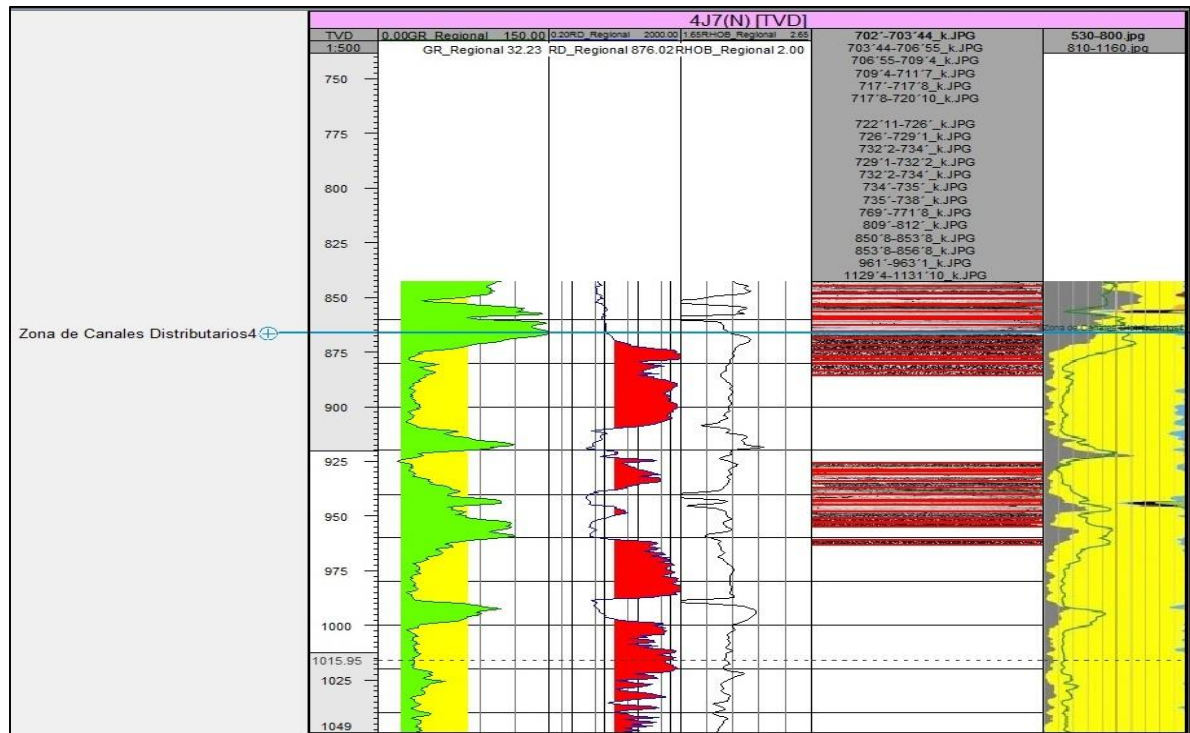


Figura 49. Registro de GR, RD, RHOD, Fotos de núcleos y EL.

VI.5. CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS DEL POZO 4J7 MEDIANTE FOTOGRAFÍAS DIGITALES

Como parte del aporte de este trabajo, se quiso realizar una descripción a través de las fotografías digitales que poseen alta resolución de los núcleos, y para proponer ciertas consideraciones que no fueron tomadas en el estudio previo realizado por PDVSA, aumentando así el grado de detalle. Cabe destacar que el estudio que se tiene previo se realizó solo en arenas, basándose en parámetros granulométricos y mineralógicos. En particular se cree fue muy monótono, y en el cual no se observó cambios en el tamaño de los granos, tal vez, porque el núcleo mostraba un aspecto muy negro o estuvo ya alterado por la manipulación o exposición, no como cuando se les tomaron las fotografías en digital. No consideran contactos, estructuras sedimentarias,

bioturbación, ni se describen los cuellos lutíticos. Se observan detalles incorrectos con las mediciones del núcleo, en algunos intervalos esto se corrigió, no se sabe si se alteraron dichas fotos porque los núcleos se ven cortados muy rectos.

A pesar que se tienen las fotos con fluorescencia ultravioleta, con la cual se puede observar su grado de impregnación, estas no fueron de mucha utilidad. Viendo el espectro de colores de la fluorescencia que depende de los grados de gravedad del crudo (API°), se tienen por referencia desde livianos a pesados: API° 15°=marrón, API° 15°-25°=naranja, API° 25°- 35° amarillo-crema, API° 35°- 45° blanco, API° 45° blanco, azul a violeta, estos no se observaron tal como los parámetros preestablecidos. Al generarse tales dudas, ya que arenas con abundante impregnación se notaban en fluorescencia ultravioleta color negro, así como lutitas compactas de color gris claro se observaron de color violeta, esto generó la inconsistencias con los tonos de colores y su impregnación real, y se decide no utilizarlas. Entonces se estimó la impregnación como abundante o bien impregnada cuando se presentaban en el crudo negro, o no impregnadas cuando no se observó.

Cabe destacar que en la fotografías del núcleo no se observa el basamento ígneo-metamórfico que se piensa existe, que se presenta bajo otro aspecto, tal vez a una roca metasedimentaria (?), aun así, su expresión es bien consolidada, fracturada y aparenta ser de origen sedimentario.

Este ensayo puede ser utilizado para complementar el que se realizó previamente por PDVSA, tomando en consideración que cuando se va describiendo el núcleo, se considera tener su perfil de *gamma ray* y de resistividad, donde se observarían cambios notorios como contactos abruptos, granosecuencias (crecientes al tope o decrecientes al tope). También se describen los intervalos de roca lutíticas, importantes para las consideraciones ambientales, tales como indicios de paleosuelos, bioturbación por ejemplo.

Se realiza entonces una descripción del núcleo mediante fotografías del mismo, para comprender e interpretar, la naturaleza de los ambientes sedimentarios propuestos

para este núcleo. Complementando así para lo que se estimó como un paleoambiente de tipo deltaico con areniscas de canales distributarios o de barras de desembocadura, lutitas de bahías interdistributarias o de frente deltaico, así como consideraciones en algunos intervalos de ambiente pantanosos donde existen evidencias de carbón.

Son los factores particulares del ambiente como la diagénesis, la que hay que considerar, para establecer una relación cónsona con las arenas impregnadas a lo largo del núcleo. En algunos casos específicos de yacimientos, estas arenas pueden considerarse formadas por fracturas o fallas asociadas muy cercanas, que provocan la no consolidación de las rocas en general, en este no es el nuestro.

Descripción de base a tope de los núcleos del Pozo 4J7, en base a las fotografías digital de alta resolución por intervalos como fue dada en archivos y de extensión .JPG.

Intervalos 1120'-1131',10" _C.JPG

1129',4" -1123',4" Aparente basamento (¿?). Se cree observar arenisca gris claro, no impregnadas, altamente fracturada sin ningún patrón preferencial, sin relleno en grietas, aparenta laminación paralela en 1123',4" a 1124', lente de lutita gris verdoso de 2,5 pulgadas de espesor a la profundidad de 1128' aproximadamente. A partir de 1120',5" se observa en contacto, con una arenisca color marrón medio, tal vez con presencia de arcillosidad, y que presenta fracturas en menor grado sin ningún patrón, pero las grietas si se observan rellenas (no se puede saber de qué material). En algunas partes algunas machas como de crudo pesado color negro. De 1120',0' a 1120',4" pequeño intervalo de arena marrón oscuro, presencia de impregnación en forma de parche negro 1122',1'. Véase figura 50.

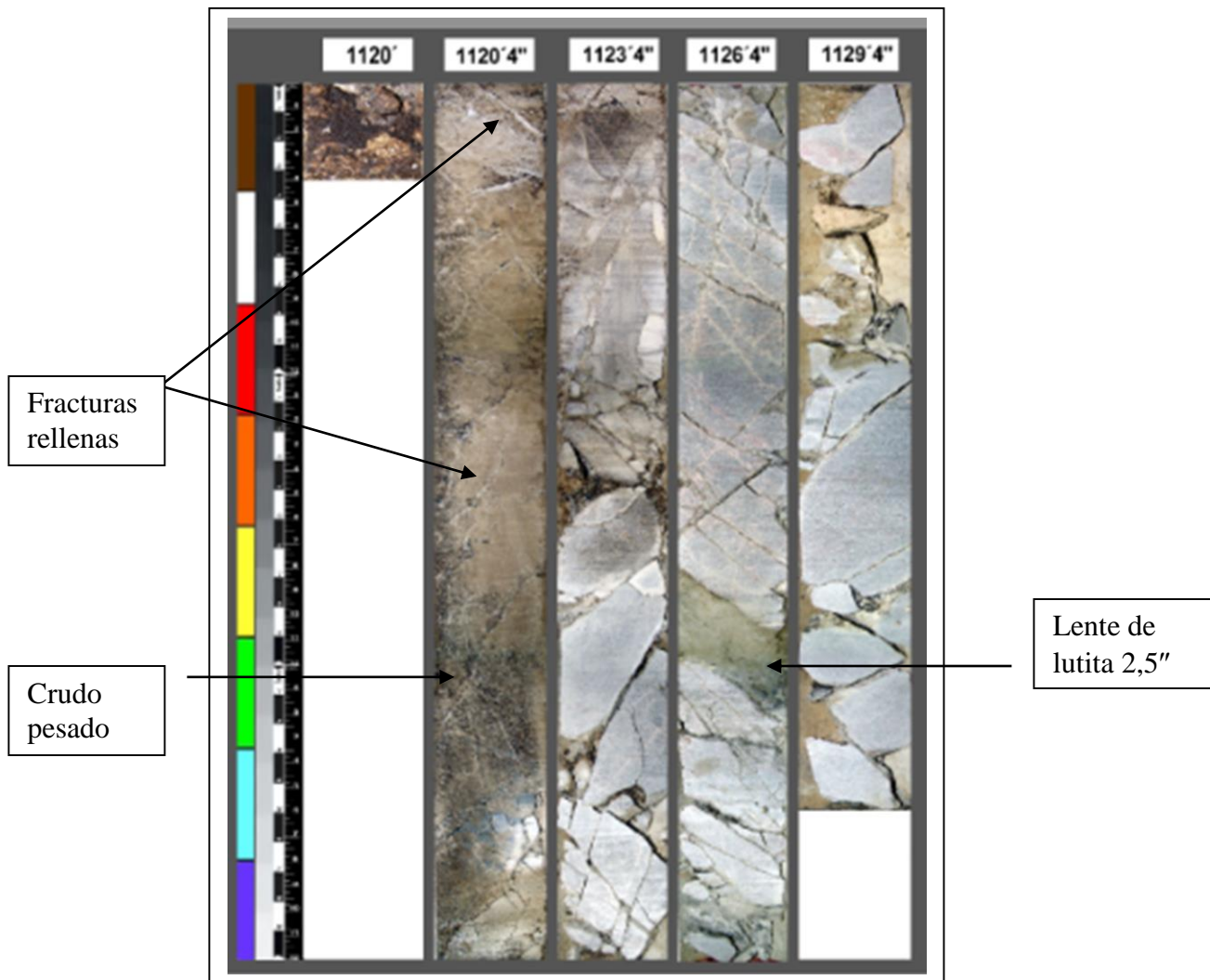


Figura 50. Fotografía del intervalo 1120'-1131',10"_C.JPG de núcleo.

Intervalo 1110'-1119',11" C.JPG

1119',11"-1110'. Arenas negras aparenta ser la misma arena anterior, bien impregnadas con crudo de aspecto pesado, a 1110',4" clasto de arcilla color blanco.

Intervalo 1109'-1110' C.JPG

1110'-1109' Arenas negras, bien impregnadas con crudo de aspecto pesado.

Intervalo 1095'-1109' _C.JPG

1110',6"-1098',11" Areniscas poco consolidadas, se observan bandas de arcilla color marrón medio, a lo largo de estas y en algunas partes cláustos de arcillas color blanco. Bien impregnada, mucho mas hacia el tope con el contacto transicional (¿?) en 1098',10", con limos color gris muy claro en general. En 1097',10" y 1095', aparenta una laminación paralela en 1097',10" que se advierte porque llega a estar impregnada en pequeño intervalos de lutita gris medio, llega a verse marrón muy claro en 1095',2" a 1095',7" como limos bioturbados. Aspecto general del intervalo arcilloso con biotubación sin diferenciar. Ver Figura 51.

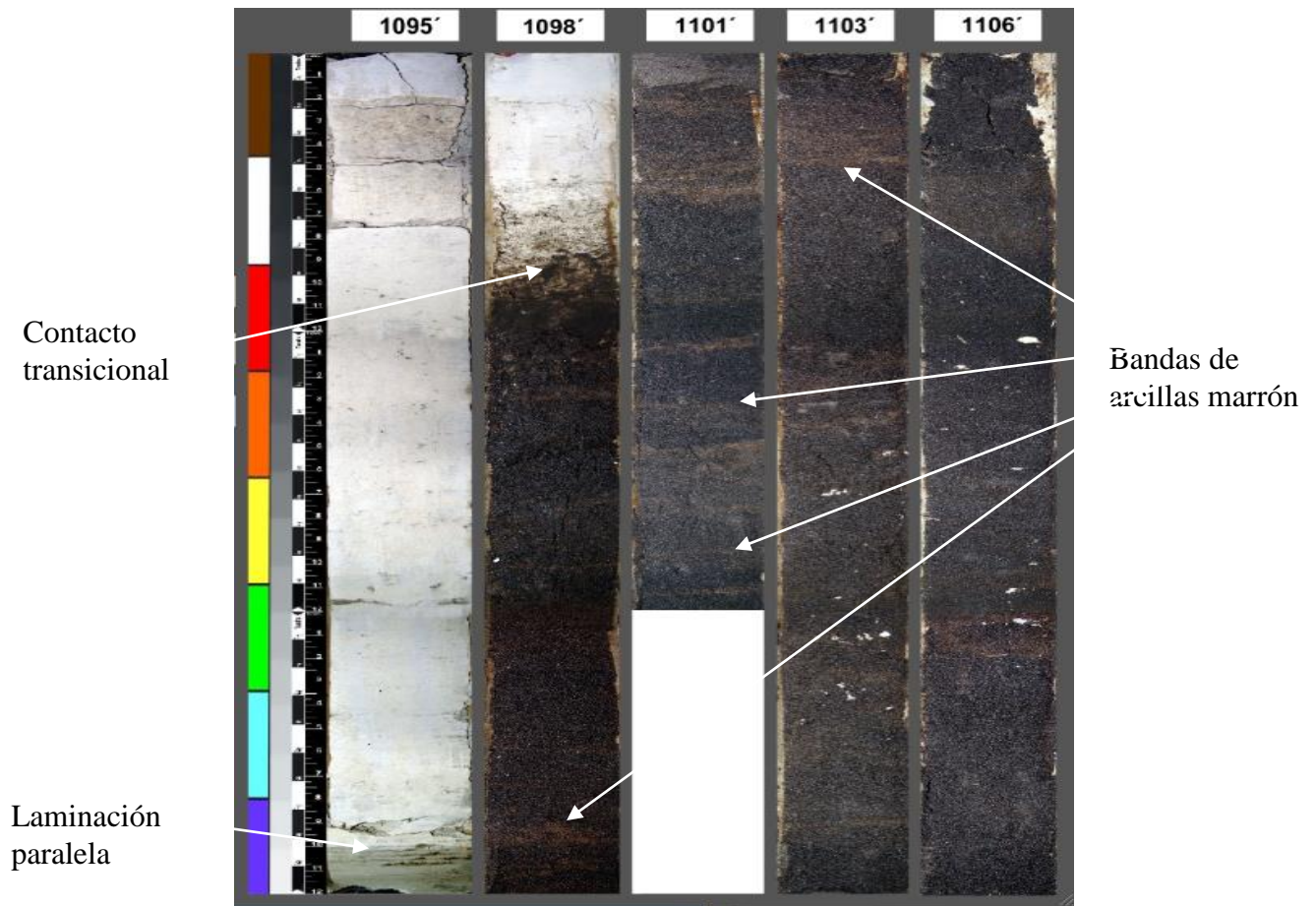


Figura 52. Fotografía del intervalo 1095'-1109' _C.JPG de núcleo.

Intervalo 1090'-1093',7" C.JPG

Falta núcleo. 1090'a 1093',7" contacto abrupto y erosivo en 1092',9" entre lutita gris muy claro, con arenisca poco consolidadas color negro, se observa hacia el contacto con algunas bandas de arcillas marrón medio. Bien impregnada. Ver figura 53.

Intervalo 1080'-1090' C.JPG

Falta núcleo. 1089',1" Areniscas poco consolidadas negras bien impregnadas. En 1083',9" banda de arcilla compacta marrón de aproximadamente de una pulgada.

Intervalo 1052'-1062',1" C.JPG

Falta núcleo. 1061',10"- 1052' Areniscas poco consolidadas negras bien impregnadas. Desde su base subiendo en los núcleos en 1061',10", 1060',10", 1053',6" y 1052',3" clástos de arcilla de color crema a blanco. Intervalo en 1059',5" a 1059',11" de aspecto erosivo con cierto alineamiento, presencia de muchos clástos blancos y con arcillosidad asociada color marrón claro, que le da el aspecto de que no esta completamente impregnada en el segmento. Ver figura 54.

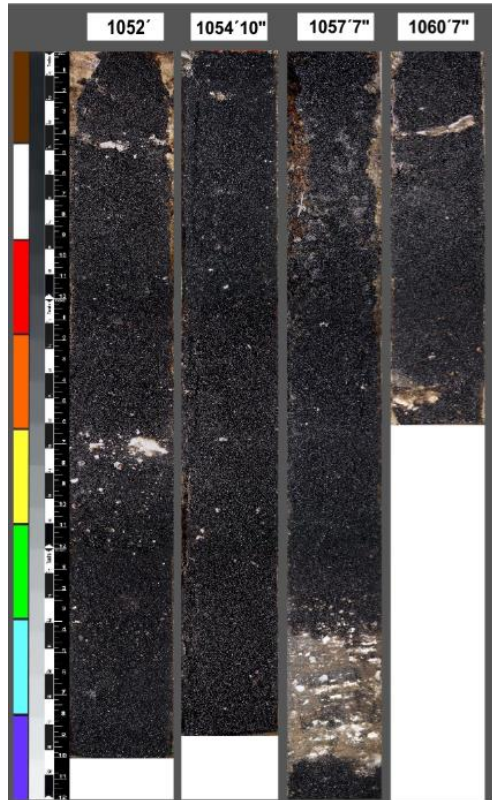


Figura 54. Fotografía del intervalo 1052'-1062',1" _C.JPG

Intervalo 1041'-1049',1" _C.JPG

Falta núcleo. 1048',10"-1041' Areniscas poco consolidadas negras bien impregnadas. Láminas de arcillas color blanco, algunas deformadas otras continuas, presencia de clástos dispersos de las mismas arcillas en los núcleos. Ver figura 55.

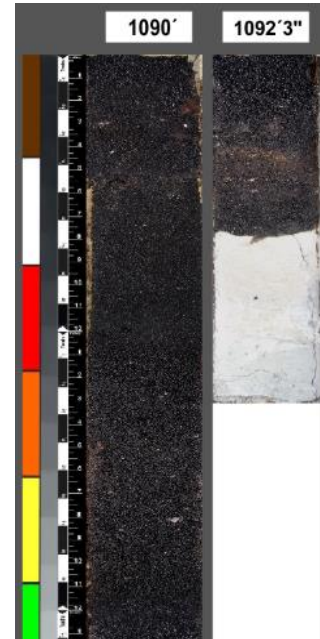
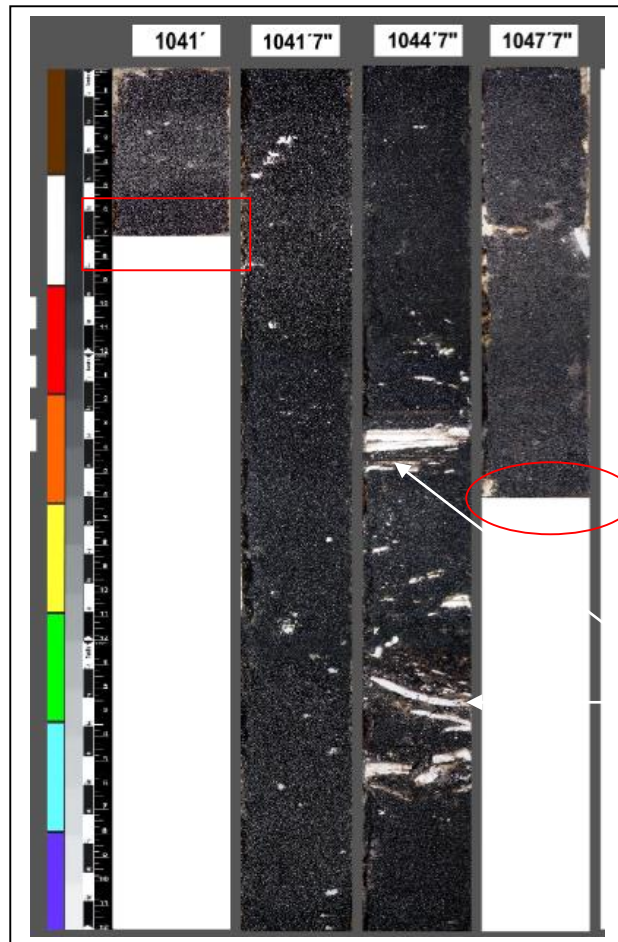


Figura 53. Detalle de contacto abrupto y erosivo en 1092',9", fotografía del intervalo 1090'-1093',7" _C.JPG



Nótese discrepancia entre las lecturas de las mediciones del núcleo. Así como también se distinguen los cortes tan rectos de los núcleos, como si las fotografías pudieran ser alteradas durante su restitución en digital. Este comentario se puede extender a todas las figuras que se han visto de los núcleos del Pozo 4J7. Pudiera esto afectar en algunas partes que no se vieran los verdaderos contactos.

Láminas de arcillas blancas

Figura 55. Fotografía del Intervalo 1041'-1049',1"_C.JPG

Intervalo 1031'-1040',5" C.JPG

Falta núcleo. 1039',11" a 1038',6" Arenisca negra poco consolidada, bien impregnada. Entre 1038',6" a 1038',9" 3 especies de bandas de laminaciones de arcillas marrón medio alineadas, que separan un intervalo de arenas negras impregnadas hasta su tope en 1031'. Algunos cláustos dispersos de arcillas blancas. Ver detalle de figura 56.



Nótese detalle de la diferencia entre lo que se ha llamado arenisca con poca consolidación (abajo) y la no consolidación o arenas (arriba), ambas impregnadas, que se ha estado interpretando de las fotografías en digital. El este intervalo, se muestra el detalle de las laminaciones de arcillas marrón medio, bastante alineadas y consolidadas. Aunque debe considerarse, que en fluorescencia de luz ultravioleta se observan como que ambas estuviesen no consolidadas, cosa que confunde.

Figura 56. Fotografía del Intervalo 1038' 3"-1039',1" _C.JPG

Intervalo 1017'-1029' C.JPG

Falta núcleo. Areniscas negras poco consolidadas impregnadas, con bandas de lutitas color marrón medio en abundancia y alternancia con areniscas, algunas de estas son laminaciones, partes del núcleo pudieran tener posibles cambios por perturbación de bioturbación sin diferenciar en 1028' y en 1018',1" a 1018',4". Se observan bandas de lutitas con diferentes orientaciones con respecto al ángulo de inclinación de las mismas (¿serán evidencia de posibles cambios en la dirección de las corrientes?). Clastos de arcillas color blanco con cierta abundancia al tope del intervalo 1017' a 1018'. Posible contacto raro (?) en profundidad 1026',3" se nota cóncavo en base no impregnada en roca gris medio (¿posible cambio diagenético?). No se pudo inferir

cambios granulométricos para apreciar si son cambios bruscos los episodios del paso entre cada intervalo de areniscas y lutitas. Ver figura 57, donde se muestran todas las observaciones en el intervalo descrito.

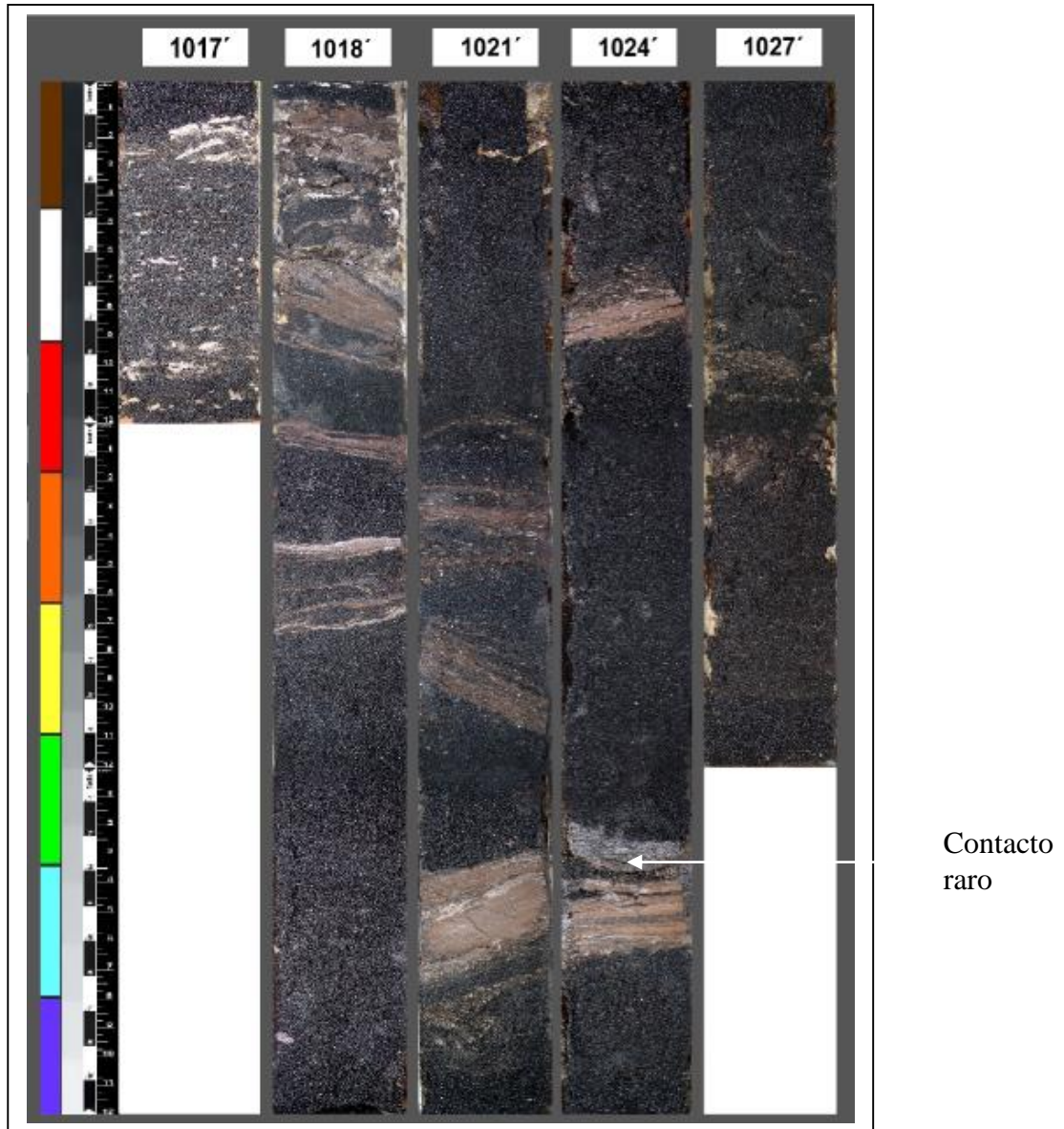


Figura 57. Fotografía del Intervalo 1017'-1029'_C.JPG

Intervalo 1007'-1016'10" _C.JPG

Falta de núcleo. Areniscas negras poco consolidadas impregnadas, en el primer intervalo de la caja presenta grieta vertical desde la base 1015',4" tal vez con menor consolidación que el resto con cláustos esporádicos de arcilla blanca. Láminas de lutitas de diferentes tonalidades, resaltan las de color blanco pero también hay laminaciones paralelas de color marrón medio, en 1011',5" con apariencia de laminación lenticular (?). En 1012',1" se aprecian cláustos grandes de arcillas color marrón medio, pareciera un evento erosivo (?), así como hacia el tope 1007',6" con cláustos más pequeños blancos y fragmentados en una misma dirección de menor energía (?). Ver figura 58.

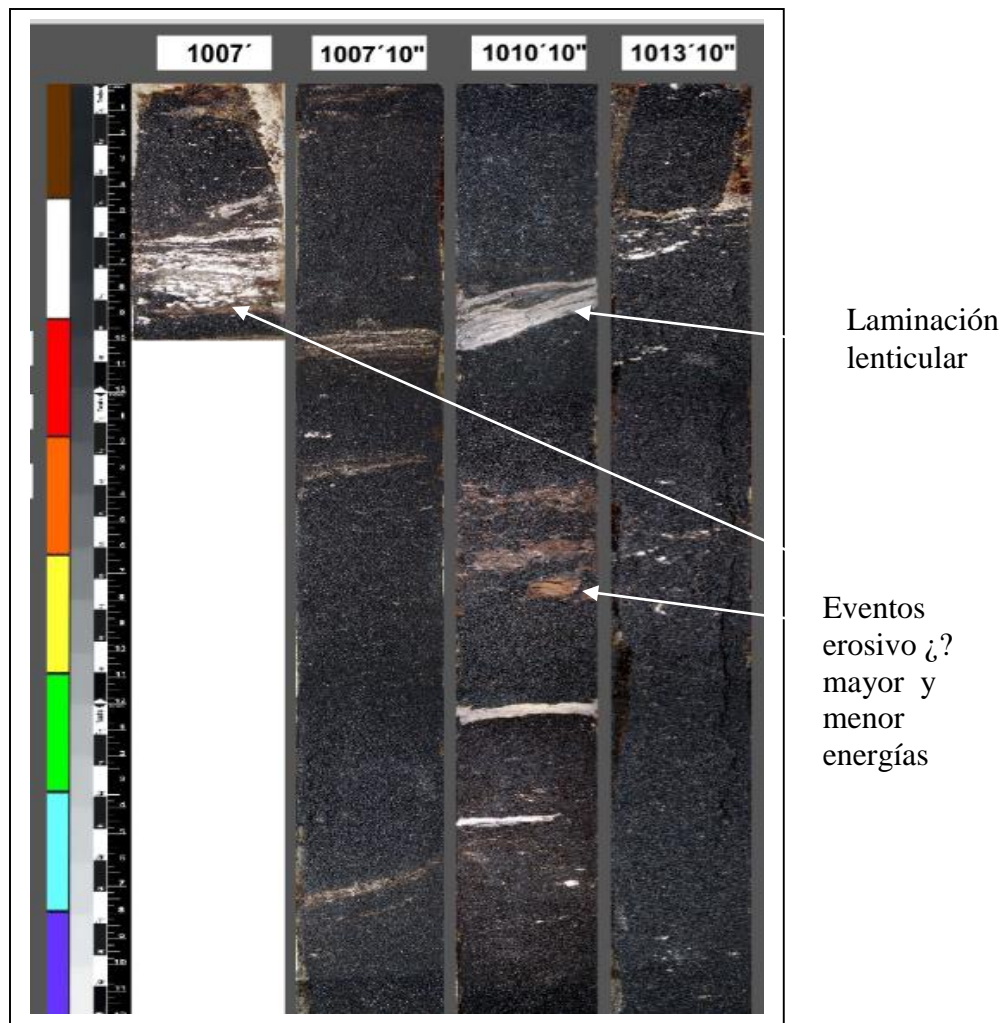


Figura 58. Fotografía del Intervalo 1007'-1016'10" _C.JPG

Intervalo 997'-1003'2" C.JPG

Falta núcleo. Arenas negras impregnadas. En 1002',4" pequeño intervalo con apariencia de laminaciones paralelas (?) de arcillas fragmentadas.

Intervalo 985'-995' C.JPG

Falta núcleo. Areniscas poco consolidadas impregnadas. En 993',10" contacto erosivo con clástos color marrón medio, laminación lenticular en 992',7", apariencia de cambio en inclinación en lamina de arcilla. Clásto mediano de arcilla marrón oscuro 991',2", apariencia de arenas, en 988',10" posible laminación de arcilla poco consolidada. En 985',2" posible contacto erosivo, con lutitas marrón claro.

Intervalo 973'-983'8" C.JPG

Falta núcleo. Desde la base 983',6" tiene la misma apariencia del intervalo anterior, un intervalo desordenado de clástos arcillosos blancos y marrones medio dispersos en arenisca negra poco consolidada.

En 982',9" se observa contacto abrupto con limos o lutitas, color marrón claro segunda caja, gris claro tercera caja, y marrón medio cuarta caja. Hay evidencias de que dos de estos intervalos arcillosos, son posible paleosuelos (criterio litológico de reconocimiento de discontinuidad estratigráfica), se observa raíces que comienzan en 979',8" antes lo cubre una banda mas oscura de lutita. A su vez estas raíces se extienden a lo largo de la caja algunas como si estuvieran impregnadas de crudo negro.

Nuevamente aparecen posibles raíces en 976',8" en la caja de lutitas gris claro y estas se extienden hacia abajo con impregnaciones de crudo. Hacia el tope la cubre un banda de lutita color marrón oscuro. Hay cambios de tonalidades en lutitas de la caja 4, en 974',11 se muestran arcillas color marrón oscuro ya deleznales y en contacto abrupto con arenisca negra impregnada en 973',8". En la caja 5 intervalo de arena gris oscuro en menor grado de impregnación que la anterior.

Es de consideración ver dos eventos dispuestos en niveles diferentes y contiguos de paleosuelos, importantes para correlación estratigráfica en el área si existieran otros núcleos y de un tiempo importante inmiscuido. En rojo se observan los dos niveles donde comienzan a verse las raíces. Ver figura 59.

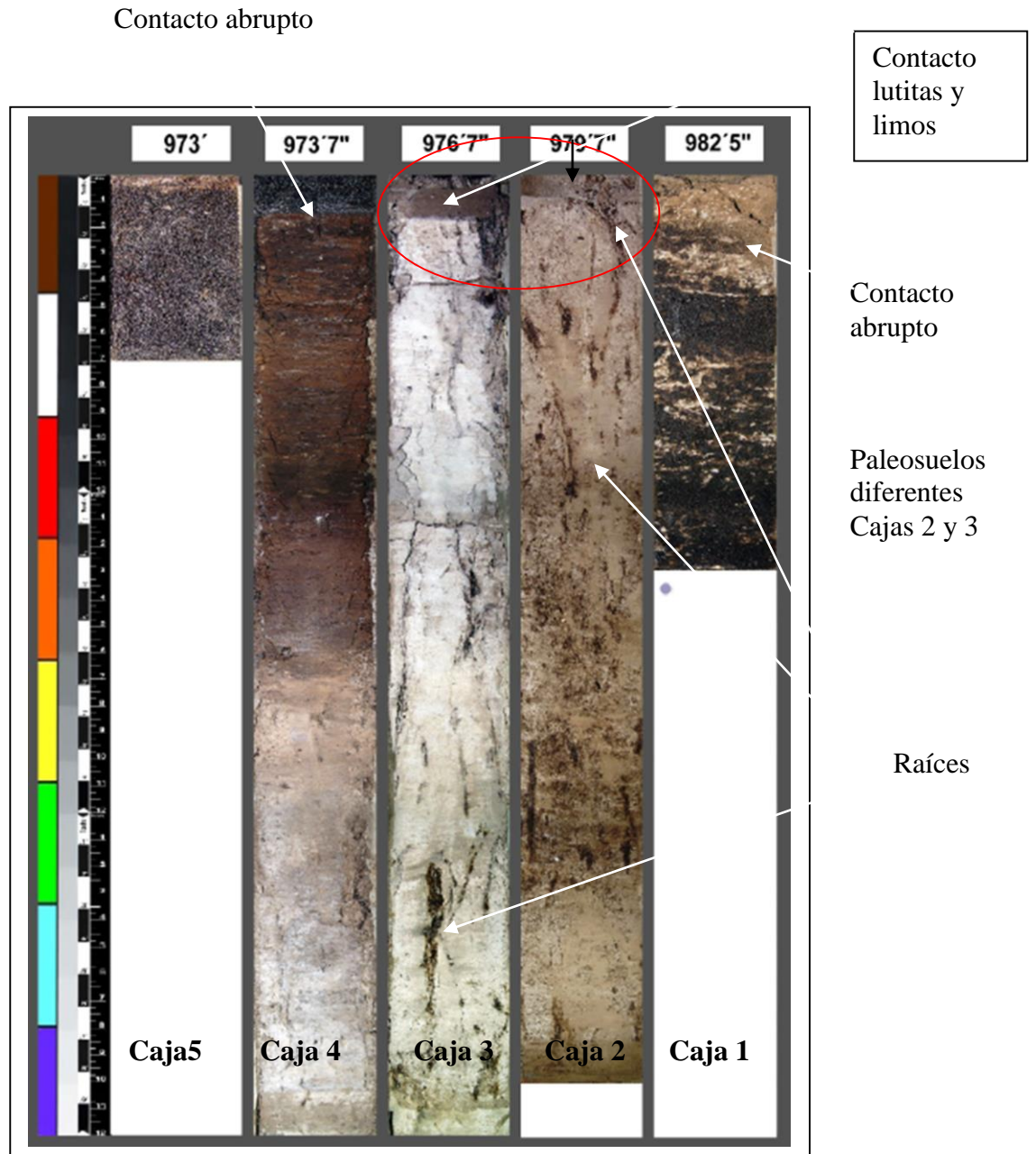


Figura 59. Fotografía del Intervalo 973'-983'8" _C.JPG

Intervalo 961'-983' C.JPG

Arenas negras impregnadas. En 972,3 cláston pequeños de arcilla blancos.

Intervalo 930'-943',10" C.JPG

No aparenta pérdida de núcleos con la arena anterior, luego se tiene un contacto abrupto con limos de tonalidades variables de color gris claro a marrón claro delezables en Caja 1 y parte de la Caja 2 hasta 939', donde se encuentra un contacto aparentemente transicional con laminaciones de areniscas con limos o lutitas intercalados, que se hace más gruesas hacia el tope y tiene impregnación buena en las areniscas. Véase figura 60.



Figura 60. Fotografía del Intervalo 930'-943'10" _C.JPG

La Caja 3 tiene areniscas poco consolidadas, impregnadas con láminas de arcillas algunas continuas otras discontinuas de color marrón claro. Al tope una banda gruesa de arcillas color marrón claro dispuesta en horizontal y otra algo inclinada.

En la Caja 4, contacto abrupto en 933',8" con las areniscas poco consolidadas impregnadas y lutitas

VI.6.2. INTERPRETACIÓN DEL NÚCLEO POZO 4J7

Se puede interpretar observando el núcleo desde su base, que las areniscas poco consolidadas aunque bien impregnadas, presentan cantidades importantes de bandas y clastos de arcillas (en una sola dirección), que permiten inferir junto a los contactos erosivos, los canales distributarios que en el perfil de *gamma ray* se observan aserrados. También se suponen contactos transicionales con bahías interdistributarias hacia el tope de estos canales, que pudiesen tener algo de bioturbación sin diferenciar. Muchos de estos canales presentan clastos de arcillas que se podrían inferir, que provienen de las laderas de las llanuras de inundación que caen dentro de los canales como en forma de estructuras *ripot clas*.

Se puede afirmar que ciertas bandas de arcillas presentes en los intervalos de areniscas poco consolidadas podrían interferir o afectar las lecturas en el perfil de *gamma ray*, infiriendo posibles alteraciones en los registros en general en el área de estudio, viendo el aspecto de cómo se presentan en los núcleos.

En sucesión vertical se tienen un cambio en las direcciones de los bandeamientos en las arcillas del núcleo, o con más alta presencia de arcillosidad, aunque rara bioturbación. ¿Podría esto ampliar el aspecto ambiental?, que se propone en este estudio: (delta con dominio fluvial, e intervalos pantanosos), ya que por las observaciones podríamos también tener intervalos donde influyera el dominio influenciado por mareas, aunque con las limitaciones de la no observación tal vez por impregnación en las estructuras sedimentarias típicas de mareas, razón por la cual se deja como posibilidad para este intervalo. Luego pueden interpretarse eventos ambientales tal vez de pequeñas barras de mareas?.

La presencia doble de dos paleosuelos contiguos pero distintos, suma una poderosa herramienta para correlación entre núcleos, y además es un criterio litológico para el reconocimiento de discontinuidad estratigráfica, por tanto incluye un tiempo considerable entre unidades litoestratigraficas dentro de la formación o límite de secuencia, sin perder de vista que no es de tipo erosivo.

VI.7. ESTRUCTURA LOCAL

La geología estructural dentro del área Junín mantiene el mismo patrón estructural que el resto de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la parte sur, como se puede observar en la figura 61.



Figura 61. Características tectónicas de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Informe Técnico de revisión de reservas área Junín bloque 8, 2010).

El sistema de fallas de Hato Viejo divide a la FPO en dos provincias estructurales como se muestran en la figura 22 ; al Oeste del sistema de fallas se

encuentran ubicadas las áreas de Boyacá y Junín, donde el Terciario descansa discordante sobre espesas secuencias de sedimentos cretácicos y Paleozoicos. La dirección predominante de las fallas en esta provincia occidental son Este–Oeste y Noreste–Suroeste, destacándose esta última orientación para el sistema de fallas de Altamira en la zona limítrofe de las áreas Boyacá y Junín. El desplazamiento vertical promedio de las fallas es aproximadamente 200 pies.

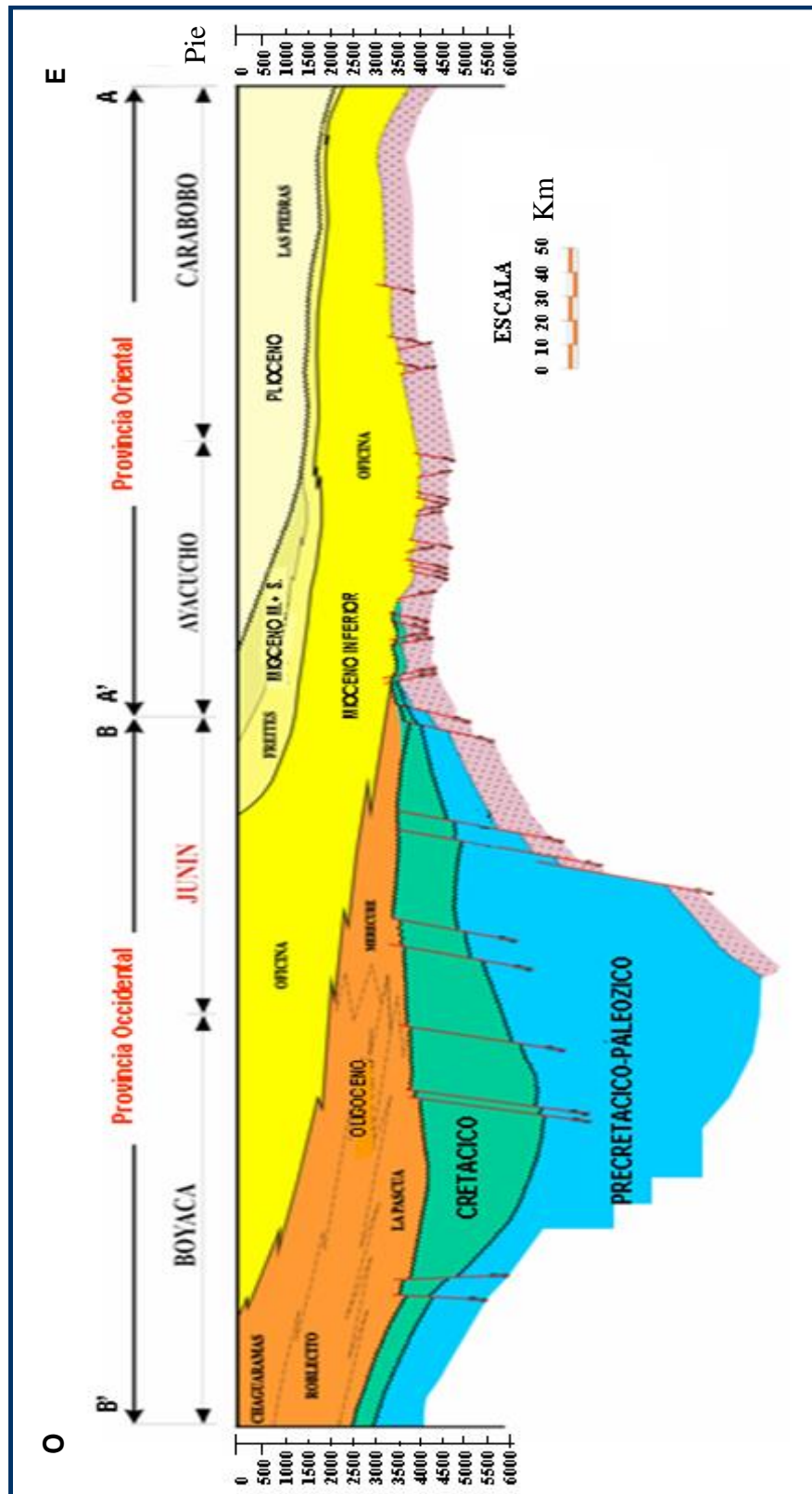


Figura 62. Sección esquemática estructural regional de la FPO (Tomada de Felipe Audemard, 1983 y modificada por el POMR Junín)

Estructuralmente el área Junín se caracteriza por una porción sur elevada y una porción norte fuertemente deprimida. En el nivel de la Formación Oficina y en el Grupo Temblador, los yacimientos buzan entre 0,5° y 3° hacia el NE, formando un monoclinal cortado por un sistema de fallas normales escalonadas o “en échelon”

Las fallas son más intensas hacia la parte Norte del área; se tiene también que el principal mecanismo de entrapamiento es de carácter estratigráfico y las fallas localmente influyen en las condiciones de acumulación de hidrocarburos.

Los resultados sobre la geología estructural del área están basados en la interpretación de datos sísmicos 2D.

La información correspondiente a la estructura del área de estudio así como los datos de sísmica 2D, no fueron suministrados por los entes estatales PDVSA y CVP por lo cual, solo se realizó la estratigrafía convencional del campo sin estos datos. Durante la realización de la estratigrafía no se observaron cambios significativos de omisiones y/o duplicidad de patrones de secuencias en los registros de los pozos que condujeran a interpretarlo por medio de fallas normales ó inversas respectivamente los desajustes. Aunque no se descartan perturbaciones estructurales menores que se pudieran interpretar con mayor información sobre el campo.

CAPITULO VII

VII.1.CONCLUSIONES

- Se generó y analizó un historial geológico de Junín correspondiente a los bloques 7, 8, 9, 10 y 6 (seis) pozos pertenecientes al bloque 6 de Junín. El historial permitió reunir en el presente trabajo las secuencias estratigráficas, espesores y profundidades de las AN, ANP y SL de los bloques anteriormente dicho, con excepción del bloque 6.
- De acuerdo a los datos suministrados por los pozos perforados en 1983 se infiere que la primera área a desarrollar los yacimientos de Junín, es el área EOO y arena F, posterior las áreas YLL arena C, DKC arena D y DCK arena C.
- Con base con el registro tipo de Junín 7 y a su historial, las arenas prospectivas son A(-370-570pies) en el Mioceno Temprano y B (-570-700pies) en las Arenas Basales perteneciente al área DCK, todos los pozos pertenecen a dicha área, con excepción de 2 (dos) pozos que pertenecen a DKC. La AN y ANP mayor se encuentra en el pozo 10J7 con 202pies y 128pies de espesor localizada en el Mioceno Temprano y SL es 27% de DCK 8J7. La AN y ANP mayor de la Arena Basal se encuentra en DCK 9J7 con 116pies, 86pies de espesor y SL 13% en DCK 3J8 y 8J7. El Oligoceno posee una AN y ANP con espesores mayores de 132pies y 122pies de los pozos DKC 2J7 y DCK 4J7, su SL mayor es 27% de DCK 7J7.
- Con base con el registro tipo de Junín 8 y a su historial, las arenas prospectivas son A (-660-862pies) en el Mioceno Temprano y B (-862-960pies) en las Arenas Basales perteneciente al área DKC. Esta área es DCK, solamente 2 (dos) pozos pertenecen al área DKC. La AN y ANP mayor se encuentra en el pozo DCK9J8 con 155 pies y 141pies de espesor localizada en el Mioceno Temprano y el SL es 17% de DCK7J8. La AN y ANP mayor de las Arenas Basales son 105pies y 91pies de DKC2J8 y su SL es 17%. La AN y ANP mayor del Oligoceno es 135pies y 135pies corresponde al pozo DCK8J8 y su SL es 14% de contenido. Las facies sedimentarias son canal, borde de canal, abanico de

rotura y llanura de inundación; se desconoce con exactitud edad, formación y miembro de las facies anteriores.

- Con base con el registro tipo de Junín 9 y a su historial, las arenas prospectivas son A (-700-900pies) y B (-900-1100pies) perteneciente al área DKC, 4 (cuatro) pozos son de YLL y 2 (dos) son de DCK. El intervalo Mioceno Temprano posee una AN mayor de 89pies de DCK7J9, una ANP mayor de 42pies de YLL y un SL mayor de 26% de YLL1J9. El intervalo de Arena Basal posee una AN mayor de 110pies de DKC2J9, una ANP mayor de 77pies de YLL3J9 y un SL mayor de 18% de DKC2J9. Las facies sedimentarias son canal, borde de canal, abanico de rotura y llanura de inundación; se desconoce con exactitud edad, formación y miembro de las facies anteriores.
- Con base con el registro tipo de Junín 10 y a su historial, las arenas prospectivas son A (-1291-1469pies) y B (-1469-1734pies) perteneciente al área DKC. El intervalo Mioceno Temprano posee una AN mayor de 159pies de DKC19J10, una ANP mayor de 99pies de DKC5J10 y un SL mayor de 27% de DKC3J10. El intervalo de Arena Basal posee una AN mayor de 148pies de DKC1J10, una ANP mayor de 94pies de DKC4J10 y DKC12J10, un SL mayor de 21% de DKC2J10. El intervalo de Oligoceno posee una AN mayor de 262pies de DKC5J10, una ANP mayor de 229pies de DKC7J10, un SL mayor de 16% de DKC14J10. El intervalo de Cretácico posee una AN mayor de 270pies de DKC1J10, una ANP mayor de 62pies de DKC3J10, un SL mayor de 26% de DKC2J10.
- En base a la información y los datos del historial se puede concluir que los yacimientos someros son Junín 7 y 8, y el yacimiento menos somero es Junín 10.
- Con base en los artículos sobre yacimientos someros conseguidos, 10 son considerados como muy importantes y 4 como importantes. Se tomó en cuenta, etapas de desarrollo y profundidad.
- Los artículos conseguidos y de investigación, con números de identificación (#): 2, 3, 5, 6, 7, 9; 10, 11, 12 y 14 se tomaran en cuenta para la (descubrimiento,

conocimiento, estudio, etapas de desarrollo y tecnología) producción y desarrollo de los yacimientos someros en el área sur de Junín de la FPO, incluyendo propuestas y recomendaciones en la implementación con énfasis en la adopción de buenas prácticas factibles de aplicar en el desarrollo de los yacimientos someros.

- Los yacimientos someros de Junín de la FPO son aquellos que se encuentran a una profundidad menor a 2168 pies (650m), se consideran y son arenas no consolidadas con crudo pesado y extrapesado.
- Son considerados yacimientos someros los correspondientes al área sur de Junín de los bloques 7, 8, 9 y 10. Estos bloques presentan naturaleza de crudo similar, que permitirá un desarrollo de las actividades operacionales (perforaciones) para la explotación y producción de las reservas pertenecientes al Proyecto Magna Reserva de la Faja Petrolífera del Orinoco y sus características geológicas (secuencias estratigráficas, cuerpos de arenas petrolíferas, cuerpos lutíticos, espesores) guardan una similitud y tienen una relación de formación que facilitara el desarrollo de las actividades operacionales.
- Los campos de Junín 7, 8, 9,10 son áreas y cuadrantes irregulares y con distancias entre pozos que no son muy útiles para realizar una buena correlación de facies sedimentarias para proponer mapas paleoambientales que no se pudieron realizar.
- Hacia el suroeste del área se interrumpen los marcadores que se interpretaron por la inconformidad o discordancia contra el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana.
- Se interpretaron 8 marcadores en el área de estudios de los cuales solo se pueden reportar en el núcleo hasta el marcador número 5. Se pudo cuantificar los espesores de los marcadores (68% de pies) de lutita y (32% de pies) de arena para el marcador 3-4; y (11% de pies) de lutita y (89% de pies) de arena para el marcador 4-5 lo que permite en este caso interpretar que nuestro núcleo es bimodal en presencia de arena y arcilla. El marcador 3-4 es arcillosa y el

marcador 4-5 es arenosa; y podríamos inferir un ambiente híbrido, toda esta información extraída del pozo 4J7.

- Las Arc 34 y 45 su depositación y transporte en el área de estudio son independientes y hasta turbulento. Aunque los marcadores se encuentran solapados, no presentan relación con lo dicho anterior. La Arc45 posee un pequeño canal al sur; mientras que las Arc34 no poseen dirección y sus depósitos se encuentran distribuidos como "Parches", de donde se infiere el transporte de forma turbulenta. La dirección de las Arc45 al sur, no se observa en los registros de pozos y en los mallados realizados en el presente trabajo, por lo que se puede inferir un complejo híbrido (arcilla-arena) turbulenta en el área de estudio, los dos materiales poseen igual competencia en cuanto a transporte y depositación.
- Las Ar 34 y 45 aunque son capaces de generar su existencia en sus respectivos mapas, se podría decir que generan inconsistencia con la línea cero haciendo referencia a la no presencia de arena. Este dato o información fue refutado por los registros de pozos y su observación en las diferentes secciones estratigráficas. Se infiere que el complejo híbrido está generando un mapa de marcadores 34 y 45 inconsistente en comparación con la información que se tiene los registros de pozos. La falta de consistencia de estos mapas permite apoyarse más en los registros de pozos, sobre la presencia de arenas y su distribución en el área de estudio.
- Se realizó una descripción a través de las fotografías digitales que poseen alta resolución de los núcleos, y proponer ciertas consideraciones que no fueron tomadas en el estudio previo realizado por PDVSA y CVP.
- Este ensayo puede ser utilizado para complementar el que se realizó previamente por PDVSA, tomando en consideración que cuando se va describiendo el núcleo, se considera tener su perfil de *gamma ray* y de resistividad, donde se observarían cambios notorios como contactos abruptos, granosecuencias (crecientes al tope o decrecientes al tope).

- Son los factores particulares del ambiente como la diagénesis, la que hay que considerar, para establecer una relación cónsona con las arenas impregnadas a lo largo del núcleo.

TITULO: Yacimientos Someros del Área Sur de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

AUTOR: Kenny L Escobar R (2014)

En la Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra el bloque Junín, en donde se encuentra el campo 6, 7, 8, 9 y 10 de Junín con yacimientos de crudo de 9º API, a una profundidad entre 205-468m, espesor promedio de 139m, con una litología principal de arenisca y arcilla perteneciente principalmente a la Formación Oficina inferior de edad Mioceno Temprano. Las estructuras, sedimentos, las tendencias del tamaño de grano, la geometría y la naturaleza de los sedimentos asociados a un estudio e interpretación de núcleo indican un ambiente mixto deltaico de marea y pantanoso para los yacimientos someros del área sur de Junín.

El objetivo de este proyecto responde a la necesidad de determinar, delimitar e interpretar secuencias estratigráficas, espesores y profundidades de las arenas petrolíferas, presencia de sellos lutíticos, características de los fluidos (crudo pesado y extrapesado) y operacionales (perforaciones) inherentes a el desarrollo de yacimientos someros de crudo pesado y extrapesado en los campos al sur del área Junín en la FPO, con la finalidad de validar información inicial para el desarrollo de los mismos. Los resultados obtenidos permitirán elaborar un manual de desarrollo de yacimientos someros al sur de Junín en la FPO.

Área sur de Junín

El área sur de Junín es aproximadamente de 2491,9 Km². El área sur de Junín aún no posee un desarrollo usando un modelo de sedimentación geológica para guiar la selección de ubicaciones en un patrón de pozos. La perforación de las pruebas pilotos fueron del tipo vertical, con el objetivo de localizar el depósito de las arena y arcillas, para facilitar y probar un proceso de producción y si es necesario de recuperación mejorada.

La profundidad superficial de enterramiento es 29m, limita en gran medida las técnicas de producción y recuperación en tal caso. A partir de un modelo sedimentológico se podría iniciar proyectos y estrategias de perforación guiadas, terminación de pozos, extensiones del campo y colocación de las instalaciones de producción. El desarrollo de perforación guiada por el ambiente deltaico de tipo marea resulto de un volumen de crudo pesado, con un mínimo de pozos secos perforados.

Los yacimientos someros se componen en su mayoría de arenas y arcillas. El contenido de arcillas aumenta en el yacimiento la calidad y la producción. La identificación de los minerales permitiría un conocimiento mejor de la permeabilidad ayudando a estimular y contribuir en el aumento de la productividad. En los casos donde el espesor de arenas petrolíferas era cierta, la producción de los pozos individuales proporcionó y proporcionan datos adicionales para la interpretación geológica. Este enfoque permitiría minimizar costos y maximizar la eficiencia del desarrollo del campo.

Los depósitos superficiales de crudo pesado en el área sur de Junín representan un desarrollo con éxito. El desarrollo con éxito de estos depósitos son la naturaleza geológica de arenisca y arcilla. El reconocimiento de un ambiente deltaico de tipo marea y pantanoso podrían dificultar la selección de localizaciones de perforaciones, extracción de muestras y procedimientos de perforaciones y la ubicación de las instalaciones de producción. El reconocimiento de la distribución desigual de la permeabilidad, el tipo de porosidad intergranular y la presencia de arcillas y arenas, minerales influye en los métodos seleccionados para la evaluación y estimulación de pozos productores. Por estas razones un enfoque de equipo entre ingenieros geólogos, de yacimientos y geofísicos es importante para el desarrollo de los recursos y maximizar las posibilidades de éxito de los proyectos difíciles de recuperación mejorada de crudo.

VII.2.RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una descripción en físico de los núcleos de 4J7.
- Se recomienda incluir al presente trabajo o a los posteriores la información del bloque 6.
- Se sugiere identificar el SL correspondiente al área EOO de Junín antes de desarrollar.
- Se recomienda especificar si el registro tipo de Junín 8 abarca los pozos pertenecientes al área DKC o realizar un registro tipo de esta área.
- Se sugiere realizar y especificar en un trabajo posterior la edad, formación y miembro de las facies de Junín 8.
- Se recomienda ubicar las profundidades en la secuencia estratigráfica de las arenas basales de Junín 9, ya que posee espesores de AN, ANP y SL.
- Se sugiere especificar si el registro tipo de Junín 9 abarca los pozos pertenecientes al área YLL y DCK o realizar un registro tipo de estas áreas.
- Se recomienda la realización de mapas paleoambientales, seleccionando pozos que posean registros de pozos completos y continuos.
- Se sugiere la realización de marcadores o mapas de ANP con registros de pozos de RHOD continuos y completos.
- Se sugiere tomar en cuenta para posteriores trabajos factores particulares de la diagénesis para las arenas impregnadas del núcleo y formadas posiblemente por facturas o fallas.
- Se recomienda generar un modelo geológico por bloques 7, 8, 9 y 10; que permita definir cuerpos de arenas evitando correlaciones erróneas, reducir riesgos en las fases de perforación y producción.

CAPITULO VIII

VIII.1.BIBLIOGRAFÍA

BARBERI, E. (1998).El Pozo Ilustrado, Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Caracas, Venezuela. p 114-115, 117, 138.

BARCLAY, J and SMITH D. (1964). Western Canada Foreland Basin Oil and Gas Plays.Publicación y compilación de la Society of Petroleum Geologists of Canadian and Alberta. (01910). Disponible: aapg.ucv.ing.com. [Consulta 27 Enero 2014. 9:55am]

CANT, D. (1982)Fluvial Facies Models and their application. In shollen, P.A., and Spearing , D.R. eds., Sandstone depositional environments. American Association of Petroleum Geologists. Memoir 31, p 115-137.

Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales, CEPET. (1989).La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, Tomo I. Editorial Ex Libris. Caracas, Venezuela. 754p.

DUNN, N. y otros. (2002). Recovery Methodsfor Heavy Oil in Ultra-Shallow Reservoirs. Presentadoen la SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Join Meeting held in Anchorage, Alaska. (SPE 76710).Disponible: www.onepetro.com. [Consulta 11 Noviembre 2011. 2:03pm]

GALLOWAY W.E y HOBDDAY. E. (1983).Terrigenous Clastic Depositional Systems AplicationsTo Petroleum, Coal and Uranium Exploration. New York: Springer Eds., 423p.

GONZALEZ, P. (2009). Control Sedimentológico y Análisis de facies Litológicas de Formaciones Socorro y Caujarao, Campo La Vela, Estado Falcón. Tesis. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Caracas, Venezuela. p:23- 28.

HOLBERG, O. (1997). Measurement Strategies and Techniques for Seismic Reservoir Monitoring. Ponencia presentada Offshore Technology Conference. Houston, Texas. (OTC-8308-MS-P).Disponible: www.onepetro.com. [Consulta 11 Noviembre 2014.2:02pm]

HUNKY, R., WU, Y., BAI, B and DUNN, S. (2010). An Experimental Study of Alkaline Surfactant Flooding in Ultra Shallow Heavy Oil Reservoirs. Presentado SPE Western Regional 2010 Anaheim, California, USA. (SPE 132537).Disponible: www.onepetro.com. [Consulta 14 Noviembre 2011. 2:35pm]

JIAOYU, W. y otros. (1997). The Recovery Technologies with Horizontal Wells in Shallow Super-Heavy Oil Reservoirs of Area 9-8, Karamay Oil Field. (1998.132). Disponible: <http://www.oildrop.org/Info/Centre/Lib/7thConf/19980132.pdf>. [Consulta 14 Noviembre 2011. 11:55pm.]

KESSEL, O. (2000). Champion East, Low Cost Redevelopment of Shallow, Stacked and Faulted Heavy Oil Reservoirs. Presentación en la SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China. (SPE 64719). Disponible: www.onepetro.com. [Consulta 14 Noviembre 2011. 4:51pm]

LOPARED, D. (2008). Construction Method of Horizontal Steam-Injection and Producing Oil Wells on the Test Sections OPU-4 and OPU-5 Yarega Heavy Oil Deposit. Presentación en la SPE 2008 Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russian. (SPE 117378). Disponible: www.onepetro.com. [Consulta 14 Noviembre 2011. 2:34pm]

MEYER, R., ATTANASI, E and FREEMAN, P. (2007). Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World. Open File-Report 2007-1084. U.S. Geological Survey, Reston, Virginia: 2007. 33p

NEHRING, R., HESS, R and KAMLONSKI, M. (1983). The Heavy Oil Resources of the United States. Prepared for the U.S. Department of Energy. p: 15, 20, 24-26

OSTOS, M y YORIS, F. 1997. WEC. (1997). Evaluación de Pozos, Venezuela. Caracas. 16p

PARNAUD, F (1995). Stratigraphic synthesis of western Venezuela. Petroleum Basins of South América (AAPG MEM N° 62), p. 681-698.

PASQUALI, J (2011). Cuantía de los Hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco: Consecuencias y Futuro. Geos 41. P2-6

Petróleos de Venezuela, S.A. Coordinación de la Faja del Orinoco. (1983) Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco, Área Zuata, Volumen V. 347p

Proyecto Orinoco Magna Reserva. (2010) Informe Técnico de Revisión de Reservas. Área Junín Bloque 7, PDVSA, Intevep. Los Teques, Estado Miranda.

Proyecto Orinoco Magna Reserva. (2010) Informe Técnico de Revisión de Reservas. Área Junín Bloque 8, PDVSA, Intevep. Los Teques, Estado Miranda.

Proyecto Orinoco Magna Reserva. (2010) Informe Técnico de Revisión de Reservas. Área Junín Bloque 9, PDVSA, Intevep. Los Teques, Estado Miranda.

Proyecto Orinoco Magna Reserva. (2010) Informe Técnico de Revisión de Reservas. Área Junín Bloque 10, PDVSA, Intevep. Los Teques, Estado Miranda.

RODRIGUEZ, M. (2007). Estudio Diagnostico de Técnicas de Perforación Aplicadas en la Zona Central de la Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo, inédito, 216p.

SCHLUMBERGER. (1972). Interpretación de perfiles, Voluen I-Fundamentos, 155p.

SCHRAMM, L., KRAMERS, J and ISAACS, E. (2009). Saskatchewan's Place in Canadian Oil Sands. Presentación en la 10th Canadian International Petroleum Society. (SPE 142872). Disponible: www.onepetro.com. 2:09pm. [Consulta 11 Noviembre 2011]

SERRA, O (1996). Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo., 272p.

TISSOT, B and WETEL, D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Editorial Springer-Verlag. Segunda edición. Alemania. p 451-452, 470-471, 479-480.

VERA, J. (1994). Estratigrafía. Principios y Métodos. Editorial Rueda. Madrid. p502.

WALKER, R., JAMES, N (1992). Facies Model. Geological Association of Canada. Stittsville, Ontario, Canadá. p33.

VIII.2. REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

Consulta: <http://www.aapg.ucv.ing.com>. 27 Enero 2012. 9:55am.

Consulta: <http://www.alipso.com/monografias4/informe-exploracion/>. 30 Diciembre 2011. 12:23pm.

Consulta: <http://www.geovirtual.cl/geologiageneral/ggcap10b.htm>. 2 Enero 2012. 11:05am.

Consulta: <http://www.pdv.com/lexico/o2w.htm>. 25 Noviembre 2011. 5:03pm.

Consulta: <http://www.oildrop.org/Info/Centre/Lib/7thConf/19980132.pdf>. 14
Noviembre 2011. 11:55pm.

Consulta: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx. 29 Diciembre 2011. 1:49am.

Consulta: http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html. 29 Agosto 2012. 10:45am.

Consulta:

http://www.bidi.uam.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=2:citarrecursos-electronicos-normas-apa&catid=38:como-citarrecursos&Itemid=65#12. 18 de Octubre 2014. 10:00pm