

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PLAN ESTRATÉGICO DE PRODUCCIÓN, CASO: REHABILITACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO GUAFITA, ÁREAS SUR Y ESTE DEL DISTRITO APURE.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs: Carreño C., Dayre C.
Zarate F., Diego A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PLAN ESTRATÉGICO DE PRODUCCIÓN, CASO: REHABILITACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO GUAFITA, ÁREAS SUR Y ESTE DEL DISTRITO APURE.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Martorano

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jennyfer Cegarra

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs: Carreño C., Dayre C.
Zarate F., Diego A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2014

Caracas, Junio de 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Dayre C. Carreño C. y Diego A. Zarate F., titulado:

“Plan estratégico de producción, caso: Rehabilitación de pozos en el campo Guafita, áreas sur y este del Distrito Apure”

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



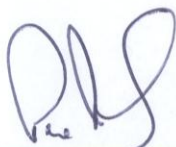
Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Miguel Exposito

Jurado



Prof. Pedro Martorano

Tutor Académico

Ing. Jennyfer Cegarra

Tutor Industrial



DEDICATORIA

A **DIOS** todo poderoso,

A mi madre Ana,

A mi padre Dario,

A mi hermana Yenifer,

A ti Juan Contreras.

Dayre C. Carreño C.

DEDICATORIA

A mi madre Bella por todo su esfuerzo y ayuda para lograr esta meta, este logro es tuyo también.

A mi abuela Isabel por todas las enseñanzas y orientarme por el camino del bien.

A mi hermanita Alejandra te dedico este logro para que te sirva de inspiración y demostrar que con esfuerzo y dedicación se puede lograr todo lo que se quiere.

A toda mi familia por haberme apoyado en todo momento.

Diego Zarate

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios por tus bendiciones, por guiarme y darme fuerzas, por no dejarme sola nunca, iluminar mi camino y cada paso que he dado, y las personas maravillosas que pones en mi camino.

A la Universidad Central de Venezuela, por impartir en mí los conocimientos necesarios para el desarrollo profesional.

A la Ing. Jennifer Cegarra, por guiarme en dirección correcta a la culminación exitosa de este proyecto, gracias por su ayuda, amistad, paciencia y compartir sus conocimientos.

Al Prof. Pedro Martorano, por su asesoría, consejos y clases compartidas.

A mi compañero Diego Zarate, gracias por tu amistad y por los momentos buenos compartidos durante este trabajo juntos.

A mis padres Ana y Dario que me cuidaron y lo siguen haciendo desde el cielo, a ustedes que aunque no estén presentes fueron mi impulso para estar donde estoy.

A mis tíos Euro y Zulay por apoyarme para culminar esta meta en mi vida, por ser mis segundos padres y brindarme su ayuda incondicional.

A mis tíos Chucho, Douglas, Coromoto, Noleida, Luisa, Jose y Eloy cada uno de ustedes son también parte de este triunfo siempre apoyándome en lo que ustedes han podido, todos son como mis padres.

A mi hermana Yenifer Carreño y mi cuñado Gustavo de Sousa, gracias a ustedes por su amistad y consejos, por hacerme sentir siempre en casa y su apoyo siempre en todo lo que necesité, los quiero.

A mi hermana Dina Carreño, que aunque la distancia nos separe, fuiste la base de este triunfo, sin tu ayuda al inicio de mi carrera no hubiese comenzado esta meta.

A ti Juan Contreras, por tu amor y dedicación, por tus palabras y tu ayuda incondicional, siempre acortando distancias y disponible a cada momento te amo.

A la familia Contreras Manrique por el apoyo brindado y su amistad durante estos últimos años, gracias por dejarme ser parte de esta familia.

A todos mis primos y primas, son muchísimos como para nombrarlos, pero a todos de verdad gracias por la ayuda y generosidad que todos han tenido durante estos años, los quiero a todos y son parte de este triunfo.

A mis amigas Fabiana, Liseth, Natasha, Thaismar y Zandy, y a las madres de cada una de ellas, por adoptarme en cada uno de sus hogares, más que amigas han sido parte de mi familia, de verdad agradecidas por la ayuda y amistad brindada.

A mi tribu, Mariann, Marleny, Pierangelly, Saylent y Yulied, muchos momentos compartidos estos últimos 5 años.

Hago extensivo mi agradecimiento a todo el equipo de PDVSA Barinas y la Gerencia de Yacimientos Apure, por brindarme la oportunidad de desarrollar este trabajo en sus instalaciones, a las Ing. Jeimmy Sánchez y Marlyn Guede, por su apoyo y paciencia para resolver cualquier duda, gracias por su amistad y consejos, y mis compañeros de tesis Hemilys Jimenez, Ronald Paredes, Kirvis, Leonardo, Horacio y Miguel nos veremos en la industria colegas.

Dayre C. Carreño C.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la sabiduría y bendiciones en todo momento y permitirme culminar este logro en mi vida.

A mi mama que tengo tanto que agradecerle, por ser mi gran apoyo en todo momento, por su confianza y cariño que me inspira a lograr todo lo que me propongo. Mil gracias por todo.

A mi familia por creer en mí y apoyarme siempre, por darme animo cuando lo necesité y por el cariño inmenso que me brindan. Especialmente a mi tía fina por ser como una segunda madre y todo el apoyo brindado, al igual que a mi tía Carmen por toda su ayuda y todo lo aprendido. A todas mis tías, tíos y primas que siempre han estado pendiente de mí y ayudado en todo momento

A mis amigos y compañeros de estudios, desde el inicio de la carrera han compartido conmigo buenos y malos momentos, Olesni, Glaucia, Daleyska, Juan Valor, Jozys, Lilia, Ache, Ammarhit, Yeniffer, Jose Miguel, Angel, Gilmary, Daniel y todos aquellos que de alguna u otra manera me han acompañado y ayudado en este largo camino.

A mi compañera de tesis Dayre, mi tutora Jennifer Cegarra y todo el Dpto de yacimientos Apure, PDVSA Barinas por brindarme toda la ayuda y compartir sus conocimientos para realizar este trabajo.

A la universidad Central de Venezuela por darme la oportunidad de convertirme en profesional, a la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV, y a todos sus profesores, quienes con su experiencia, conocimientos y dedicación, me brindaron una excelente educación.

Diego Zarate

RESUMEN

Carreño C., Dayre C.; Zarate F., Diego A.

PLAN ESTRATÉGICO DE PRODUCCIÓN, CASO: REHABILITACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO GUAFITA, ÁREAS SUR Y ESTE DEL DISTRITO APURE.

Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano. Tutor Industrial: Ing. Jennifer Cegarra. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2014, 157 pág.

Palabras Claves: Reacondicionamiento de pozos, Guafita, Rehabilitación de pozos.

Resumen: El propósito de este trabajo especial de grado fue realizar un estudio de ingeniería de yacimientos con la finalidad de proponer oportunidades de Ra/Rc en pozos que permitan mantener o aumentar la producción en el Distrito Apure. Este estudio se realizó debido al estado de agotamiento del campo Guafita, la declinación de las tasas de crudo y los altos cortes de agua, es por esto que surgió la necesidad de realizar un estudio de ingeniería de yacimiento, basado en el análisis de registro petrofísicos, contacto de fluidos, una revisión geológica detallada, y en el comportamiento de producción e historia de presión, con la finalidad de generar un plan estratégico para el mantenimiento de la producción. Para generar estas propuestas de reacondicionamiento, inicialmente se verificó la condición mecánica del pozo, posteriormente a través de las evaluaciones petrofísicas y la posición estructural del pozo se visualizaron arenas prospectivas las cuales a través de análisis de drenaje se corroboró que no hayan sido afectadas por la producción de pozos vecinos. A estas oportunidades se evaluaron las potencialidades de aporte de crudo a través de estimaciones de tasas y análisis de presión. Finalmente se logró obtener una cesta de oportunidades para el periodo 2014-2020 distribuida en 14 pozos por año, lo cual cumple con el plan siembra petrolera definido por 12 trabajos de reacondicionamiento anual. Cabe destacar que como aporte adicional a este trabajo se estableció un flujograma o metodología de trabajo para la búsqueda de oportunidades de reacondicionamiento y se creó una base de datos donde se tiene acceso a toda la información referente al campo Guafita área sur y este.

ÍNDICE

	Pág.
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	ix
ÍNDICE.....	x
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTAS DE FIGURAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1. Planteamiento del problema	3
1. 2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo General	4
1.2.2. Objetivos Específicos.....	4
1.3. Alcance	5
1.4. Justificación.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1. DEFINICIONES BÁSICAS	6
2.1.1 Ingeniería de Yacimientos	6
2.1.2 Definición de Yacimientos.....	6
2.1.3. Clasificación de los Yacimientos.....	7
2.1.4. Completación	11
2.1.5. Acuíferos	11

2.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS	13
2.2.1. Porosidad ($\emptyset$).....	14
2.2.2. Saturación de Fluido (S)	15
2.2.3. Permeabilidad (K).....	15
2.2.4. Volumen de Arcilla	16
2.2.5. Conteo de Arena o espesor de arena	16
2.3 REGISTROS PETROFÍSICOS.....	17
2.3.1. Fundamentos de la interpretación de los registros de pozos.....	18
2.3.2. Registro Gamma Ray.....	18
2.3.3. Perfiles para medir o calcular la porosidad.....	19
2.3.4. Perfiles de Resistividad	22
2.3.5. Registros Carbono Oxígeno.....	22
2.4. GEOLOGÍA DE YACIMIENTOS	23
2.4.1. Secciones Geológicas	23
2.4.2 Fallas	24
2.4.3. Trampas.....	25
2.5. COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN	26
2.5.1. Presión	26
2.5.2. Pruebas de presión	27
2.5.3. Tipos de Pruebas de Presión	27
2.6. TRABAJOS DE POZOS.....	29
2.6.1 Reacondicionamiento	29
2.6.2 Reparación de Pozos	30
2.6.3 Estimulación de pozos.....	31
2.7. PROBLEMAS DE POZO	31
2.7.1. Factores que deben considerarse para identificar un pozo problema	32

2.7.2. Problemas Típicos Encontrados en los Pozos:	35
2.8 POES	40
2.9 RESERVAS	41
2.10 GERENCIA DE YACIMIENTO	43
CAPÍTULO III	45
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	45
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA BARINAS-APURE	45
3.1.1 Ubicación Geográfica	45
3.1.2 Modelo Estructural	46
3.1.3. Subdivisión de la cuenca	47
3.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO GUAFITA.....	49
3.2.1. Ubicación Geográfica	49
3.1.2. Geología Estructural del Campo	50
3.2.4 Características Generales del Campo	52
3.2.5 Estratigrafía del Campo Guafita	53
CAPÍTULO VI.....	63
MARCO METODOLÓGICO	63
4.1. GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN.....	63
4.1.1Tipo de Investigación	63
4.1.2. Diseño de la Investigación.....	64
4.1.3. Herramientas y Recursos Utilizados	65
4.2 FASES DE LA INVESTIGACIÓN	67
4.2.1. Fase I	68
4.2.2. Fase II	69
4.2.3. Fase III	70
4.2.4 Fase IV	76

4.2.5 Fase V	79
CAPÍTULO V	84
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	84
5.1 Visualización rápida de oportunidades.....	86
5.2 Análisis de drenaje	87
5.2.1 Radios de drenaje.	87
5.2.2 Evaluación geológica-estructural	99
5.3 Análisis de fallas	103
5.3.1 Perforación de pozos nuevos.....	103
5.3.2 Registros de saturación carbón-oxígeno.....	107
5.4 Análisis de producción por yacimiento	111
5.5. Análisis de presión	114
5.5.1 Generación de Gradientes de presión.	115
5.6 Plan estratégico de producción	118
5.7. Flujograma generalizado ajustado al área, para la búsqueda de trabajos de reacondicionamientos futuros.....	130
5.8 Generación de una base de datos.....	132
CONCLUSIONES.....	135
RECOMENDACIONES	137
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	139
BIBLIOGRAFIA.....	140

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 5.1. Pozos activos en Guafita, áreas sur y este.....	85
Tabla 5.2. Pozos inactivos Cat-3 en Guafita, áreas sur y este.....	85
Tabla 5.3. Pozos sin oportunidad de reacondicionamiento.....	87
Tabla 5.4. Pozos con cambio de arena de arena productora.....	89
Tabla 5.5. Tasas de petróleo promedio por yacimiento.....	114
Tablas 5.6. Puntos de presión para el pozo GF-5X.....	115
Tabla 5.7. Pozos con oportunidades ubicados en zonas de baja presión.....	118
Tabla 5.8. Cesta de pozos para el año 2014.....	123
Tabla 5.9. Cesta de pozos para el año 2015.....	124
Tabla 5.10. Cesta de pozos para el año 2016.....	125
Tabla 5.11. Cesta de pozos para el año 2017.....	126
Tabla 5.12. Cesta de pozos para el año 2018.....	127
Tabla 5.13. Cesta de pozos para el año 2019.....	128
Tabla 5.14. Cesta de pozos para el año 2020.....	129
Tabla 5.15. Cesta de pozos para años futuros.....	130

LISTAS DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Sistema petrolero.....	7
Figura 2.2. Comportamiento de los principales mecanismos de producción.....	10
Figura 2.3. Acuífero lateral.....	12
Figura 2.4. Acuífero de fondo.....	13
Figura 2.5. Sección de un registro de rayos gamma mostrando la litología del campo Guafita.....	19
Figura 2.6. Curva de perfil de Densidad-Neutrón.....	21
Figura 2.7. Clasificación de presión de formación.....	26
Figura 2.8. Adedamiento del agua.....	37
Figura 2.9. Conificación del agua.....	38
Figura 2.10. Diagrama de los integrantes del equipo de gerencia de yacimientos.....	44
Figura 3.1. Ubicación geográfica de la cuenca Barinas-Apure.....	46
Figura 3.2. Sección NO-SE de la cuenca Barinas-Apure.....	47
Figura 3.3. Ubicación geográfica del campo Guafita.....	49
Figura 3.4. Visualizaciones sísmicas del campo Guafita.....	50
Figura 3.5. Mapa isopaco-estructural del yacimiento G-8 GF 5.....	51
Figura 3.6. Mapa isopaco-estructural del yacimiento G-8 GF 205...	52
Figura 3.7. Ubicación geográfica de la Formación Aguardiente.....	54
Figura 3.8. Ubicación geográfica de la Formación Escandalosa....	55

Figura 3.9. Ubicación geográfica de la Formación Navay.....	57
Figura 3.10. Ubicación geográfica de la Formación Guafita.....	59
Figura 3.11. Ubicación geográfica de la Formación Parángula.....	60
Figura 3.12. Ubicación geográfica de la Formación Río Yuca.....	61
Figura 3.13. Columna estratigráfica del campo Guafita.....	62
Figura 4.1. Descripción de los Instrumentos de Recolección de Datos.....	67
Figura 4.2. Metodología de la investigación.....	68
Figura 4.3. evaluación petrofísica del pozo GF-198, arena G-8, año 2005.....	72
Figura 4.4. GeoFrame con la Aplicación Wellcomposite Plus.....	73
Figura 4.5. Calculo de la variable RD en OFM.....	75
Figura 4.6. Modelo ejemplo de Grid Map.....	76
Figura 4.7. Sección estructural dirección SO-NE.....	78
Figura 4.8 Sección Estratigráfica dirección SO-NE.....	81
Figura 4.9 Sección Estructural dirección SO-NE.....	82
Figura 5.1. Gráfico comparativo de los pozos trabajados.....	84
Figura 5.2. Gráfico de aplicabilidad en el campo.....	86
Figura 5.3. Número de pozos completados por yacimiento en el área este.....	88
Figura 5.4. Número de pozos completados por yacimiento en el área sur.....	88
Figura 5.5. Mapa de tendencia para el yacimiento G7-2I GF 5.....	90
Figura 5.6. Mapa de tendencia para el yacimiento G7-3/4 GF 5.....	91

Figura 5.7. Mapa de tendencia para el yacimiento G-8 GF 5.....	92
Figura 5.8. Mapa de tendencia para el yacimiento G9-1/2 GF 5.....	93
Figura 5.9. Mapa de tendencia para el yacimiento G9-3/4 GF 5.....	94
Figura 5.10. Mapa de tendencia para el yacimiento G-10S GF 5,...	95
Figura 5.11. Mapa de tendencia para el yacimiento G-10I GF 19...	96
Figura 5.12. Mapa de tendencia para el yacimiento Q1 GF 5.....	97
Figura 5.13. Mapa de tendencia para el yacimiento Q2 GF 5.....	98
Figura 5.14. Mapa de tendencia para el yacimiento Q3 GF 13.....	99
Figura 5.15. Sección estratigráfica longitudinal dirección SO-NE....	101
Figura 5.16. Evaluación petrofísica, pozo GF-26 arena G-8, año 1988.....	101
Figura 5.17. Registro de saturación, pozo GF-26 arena G-8, año 2000.....	102
Figura 5.18. Sección estructural longitudinal dirección SO-NE.....	103
Figura 5.19. Sección estructural longitudinal dirección SO-NE.....	105
Figura 5.20. Sección estructural dirección SO-NE.....	106
Figura 5.21. Ubicación espacial de la sección SO-NE y las fallas no sellante.....	106
Figura 5.22. Mapa de fallas del yacimiento G7-3/4 GF 5.....	108
Figura 5.23. Mapa de fallas del yacimiento G-8 GF 5.....	110
Figura 5.24. Mapa de fallas del yacimiento G-10S GF 5.....	111
Figura 5.25. Gráfico de producción del yacimiento G7-3/4 GF 5.....	113
Figura 5.26. Gráfico gradiente de presión yacimiento Q4 GF 5, pozo GF5X.....	116

Figura 5.27. Número de ecuaciones de gradientes por yacimiento área sur.....	117
Figura 5.28. Distribución de oportunidades en el área sur y este....	119
Figura 5.29. Distribución de oportunidades en la arena G8.....	120
Figura 5.30. Gráfico de distribución de oportunidades.....	120
Figura 5.31. Número de trabajos de reacondicionamiento por año.	121
Figura 5.32. Flujograma para la búsqueda de oportunidades de reacondicionamiento.....	131
Figura 5.33. Hoja principal de la base de datos.....	132
Figura 5.34. Ubicación espacial pozos con registro C/O en el área sur.....	133
Figura 5.35. Ubicación espacial pozos con registro C/O en el área este.....	134

INTRODUCCIÓN

El ciclo de vida de un yacimiento inicia con la etapa exploratoria, donde se perforan prospectos con una alta probabilidad de encontrar arenas con características favorables para la acumulación de hidrocarburos, seguidamente se delimita el campo a través de pozos exploratorios para conocer las dimensiones del mismo, para luego pasar a la etapa de **desarrollo** donde se generan estrategias de perforación con el fin de obtener o maximizar la extracción de reservas recuperable, finalmente con la declinación viene la etapa de abandono cuando económicamente no es rentable y no se justifica continuar con su explotación.

La etapa de desarrollo es aquella en la cual se aplican planes estratégicos que incluyen la perforación de nuevos puntos de drenaje o se efectúan trabajos adicionales con la finalidad de mantener o aumentar la eficiencia de producción, estos trabajos pueden ser clasificados de acuerdo a su alcance en reacondicionamientos, estimulaciones o reparaciones. Un reacondicionamiento se define como aquel trabajo efectuado a un pozo en la zona productora luego de su completación original, pueden ser temporales o permanentes.

Cuando se habla de reacondicionamiento permanente, también conocido como “rehabilitación”, se refiere a trabajos adicionales que cambian el horizonte productor o el intervalo productor de dicho pozo, y los trabajos temporales son aquellos que se realizan al pozo con dispositivos mecánicos para la apertura o cierre de intervalos.

El área de estudio se encuentra ubicada en la parte suroccidental del país, al norte de la frontera con Colombia conocida como la Cuenca Barinas-Apure, se extiende sobre los estados Apure, Barinas y parte de Portuguesa. Se

encuentra subdivida desde el punto de vista de generación y migración de hidrocarburos, en dos subcuencas independientes: Subcuenca de Barinas y Subcuenca de Apure, esta última está conformada por dos campos productores, Guafita descubierto en Marzo de 1984 y La Victoria, descubierto en Octubre de ese mismo año.

El campo Guafita está ubicado específicamente al sur del estado Apure, en el municipio Páez, a unos 3 Km al norte del río Arauca y 43 Km hacia el suroeste del poblado de Guasdualito, en el límite con Colombia, hacia donde continúan los yacimientos del campo Guafita, en el campo Caño Limón. Este campo se divide en tres áreas sur, norte y este (trampa 205) siendo la primera de ellas la de mayor prospectividad ya que produce de la secuencia cretácica correspondiente al Miembro Quevedo de la Formación Navay y de la Formación Guafita de edad Terciario.

El siguiente proyecto a desarrollar visualiza integrar todas las disciplinas involucradas en la búsqueda de oportunidades en las unidades estratigráficas productoras de la Formación Guafita Miembro Guardulio y Miembro Arauca y la Formación Navay Miembro Quevedo, donde se evaluarán los eventos históricos de producción, presión, estructura, estratigrafía (secciones), recursos tecnológicos aplicados, ingeniería de yacimientos que permitan predecir el comportamiento futuro, cuyos resultados serán utilizados para la búsqueda de pozos candidatos para la aplicación de trabajos de rehabilitación.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

El campo Guafita presenta actualmente un 46% de estado de agotamiento, producto del acumulado de producción durante los últimos 27 años; estos yacimientos son conocidos por su altas relaciones agua petróleo asociados al principal mecanismo de producción influenciado por un acuífero activo en la mayoría de sus yacimientos productores, surgiendo la necesidad de identificar a través de un análisis convencional de yacimientos estrategias optimas de explotación en el tiempo, que permitan gerenciar el cierre y apertura de horizontes prospectivos en los pozos completados en el campo estudio, basados en la interpretación de registros eléctricos, revisión geológica, análisis de comportamiento de producción e históricos de presión, todo esto con la finalidad de desarrollar un plan estratégico de explotación para el periodo 2014-2020 que permita obtener un recobro eficiente de las reservas recuperables remanentes de este campo.

Para llevar a cabo el desarrollo de dicho plan de explotación, es necesario el estudio tanto de las características estáticas como dinámicas de los yacimientos que conforman la columna estratigráfica del campo Guafita tanto el área sur como la zona este conocida también como la trampa 205. Esto permitirá optimizar el recobro de hidrocarburo y al mismo tiempo minimizar costos y gastos de operaciones, siendo esto fundamental para lograr una efectiva gerencia de yacimientos.

1. 2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Desarrollar el plan estratégico de producción enfocado en la rehabilitación de pozos para el campo Guafita, áreas sur y este del Distrito Apure.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Recopilar la data de los pozos en estudio para la actualización y elaboración de fichas de pozos y diagramas mecánicos.
- Validar data de presión, realizar cálculos y curvas de gradiente de presión para los pozos perforados en la Formación Guafita Miembros Arauca y Guardulio y la Formación Navay Miembro Quevedo.
- Analizar propiedades petrofísicas y generar mapas de radio de drenaje para los yacimientos pertenecientes a la Formación Guafita Miembros Arauca y Guardulio y la Formación Navay Miembro Quevedo.
- Estimar tasas de petróleo para cada uno de los pozos propuestos para el plan de producción.
- Certificar el carácter sellante de la falla a través de los registros de saturación de fluidos de formación.
- Definir planes estratégicos de producción a corto y mediano plazo, a través de la búsqueda de pozos para aplicación de trabajos de rehabilitación.

1.3. Alcance

Esta investigación está siendo realizada como parte de una serie de proyectos relacionados a los yacimientos pertenecientes al Campo Guafita áreas sur y este desarrollados por el departamento de Desarrollo de Yacimientos Distrito Apure, ubicada en el Edif. PDVSA Campo La Mesa, Barinas, Estado Barinas.

Con la finalidad de lograr mantener o incrementar la producción del Campo Guafita, se plantea buscar oportunidades de reacondicionamiento en pozos con alta declinación de la tasa de petróleo, activos al cierre del mes de Abril del año 2013, partiendo del comportamiento de producción y soportado por un análisis convencional de yacimientos que involucre las disciplinas: petrofísica y geología aplicado en los yacimientos productores de la Formación Guafita y Navay, con el fin de definir una metodología para la búsqueda de trabajos de reacondicionamiento jerarquizados en el tiempo, obteniendo planes de producción a corto y mediano plazo.

1.4. Justificación

En el campo Guafita áreas sur y este se han perforado un total de 138 pozos de los cuales 81 pozos se encontraban activos para Abril del año 2013, de estos pozos activos se tienen para el área sur 72 pozos y para el área este 9 pozos. Adicionalmente se decidió trabajar con un total de 22 pozos inactivos categoría 3 ubicados todos sobre el área sur del campo Guafita, esto con la necesidad de incrementar la producción del campo debido al estado de agotamiento que presenta el mismo, realizando una evaluación detallada de parámetros de yacimiento dando paso al estudio de propuestas de reacondicionamiento para los pozos mencionados a nivel de toda la columna estratigráfica del campo en sus dos áreas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. DEFINICIONES BÁSICAS

2.1.1 Ingeniería de Yacimientos

Es la aplicación de principios científicos a problemas de drenaje que resultan durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos. También se puede definir como el arte de desarrollar y producir fluidos hidrocarburos de tal forma que se obtenga un recobro eficiente.

2.1.2 Definición de Yacimientos

Se entiende por yacimiento como una unidad geológica de volumen limitado, conectada hidráulicamente, porosa y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y gaseoso a una determinada presión y temperatura. Los cinco componentes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: fuente, migración, trampa, almacenaje (porosidad) y transmisibilidad (permeabilidad). La figura 2.1 muestra el sistema petrolero y la distribución de los fluidos dentro de las unidades litológicas.

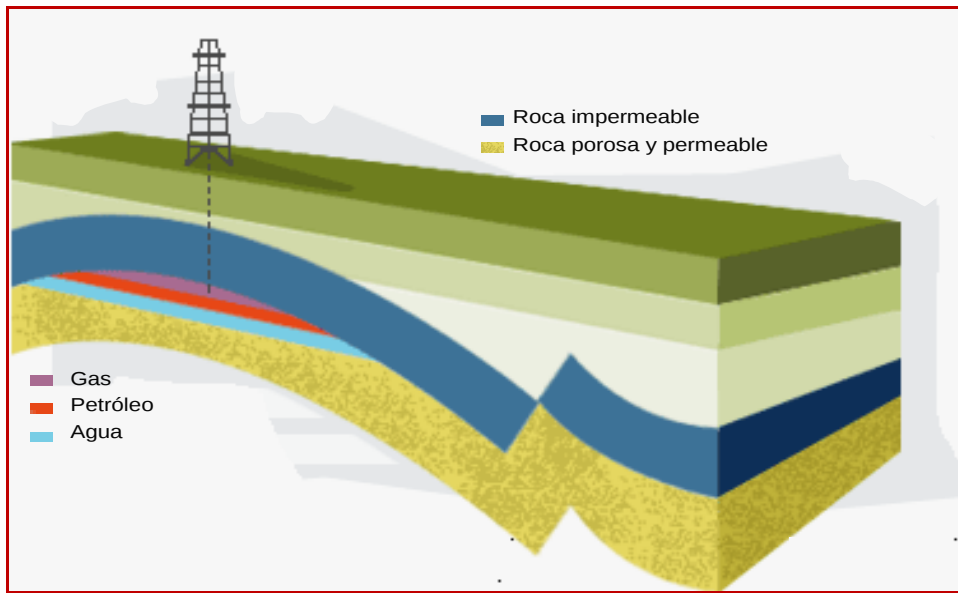


Figura 2.1. Sistema Petrolífero. [1]

2.1.3. Clasificación de los Yacimientos

Los yacimientos pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes criterios:

- Geológicamente.
- De acuerdo al punto de burbuja.
- De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos.
- De acuerdo al mecanismo de producción.

De acuerdo a la Geología:

- a) Trampas Estructurales: Son el resultado de los efectos deformantes debido a la tectónica en las rocas del subsuelo, entre estas se tienen: Pliegues, discordancias, sinclinales, anticlinales, entre otros.
- b) Trampas Estratigráficas: Ocurre en los yacimientos en los cuales el cierre es debido a la terminación más o menos brusca de la permeabilidad en una dirección paralela o estratificación sin

intervención de una falla. Estos pueden ser lentes de arenas, cambio de facies, cambios de permeabilidad, entre otros.

- c) Trampas Combinadas: Significa que tanto el aspecto estructural como los cambios estratigráficos en el estrato que forma el yacimiento influenciaron el entrampamiento de los hidrocarburos.

De acuerdo al Punto de Burbuja:

- a) Sub-Saturados: Yacimientos cuya presión inicial es mayor a la presión de burbuja, inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza.
- b) Saturados: Yacimientos cuya presión es igual o menor que la presión de burbuja, este yacimiento bifásico consiste en una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida. La composición del gas y crudo son completamente diferentes estas se pueden representar en diagramas de fases individuales.

De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos:

- a) Volumétricos: Cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento cerrado)
- b) No Volumétricos: El volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero activo.

De acuerdo al Mecanismo de Producción.

La producción inicial de hidrocarburos está influenciada por el uso de la energía natural del yacimiento y normalmente se le denomina producción

natural o primaria y está gobernada por los siguientes mecanismos naturales de producción.

- a) Desplazamiento Hidráulico: El cual se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento, origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. El influjo de agua puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero al yacimiento; y lateral o de fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.
- b) Desplazamiento por Gas en Solución: Es el mecanismo de producción más común y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. Cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión la cual origina una expansión de los fluidos, liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido.
- c) Desplazamiento por Expansión de Capa de Gas: Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo.

Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

- d) Desplazamiento por Expansión de la Roca y de los Fluidos: Ocurre principalmente en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no se libera hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de expulsión, la producción

será debido a la expansión del petróleo y el agua connata y reducción del volumen poroso.

- e) Desplazamiento por Segregación Gravitacional: Se debe al flujo en contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad, con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura.
- f) Desplazamiento Combinado: Ocurre cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de expulsión simultáneamente. La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio de yacimientos.

En la figura 2.2, muestra en forma comparativa, el comportamiento de yacimientos sometidos a los principales mecanismo de desplazamiento, como lo es el hidráulico, por gas en solución y por capa de gas. Esta Figura ha sido elaborada en base a estudios realizados en una serie de yacimientos a nivel mundial.

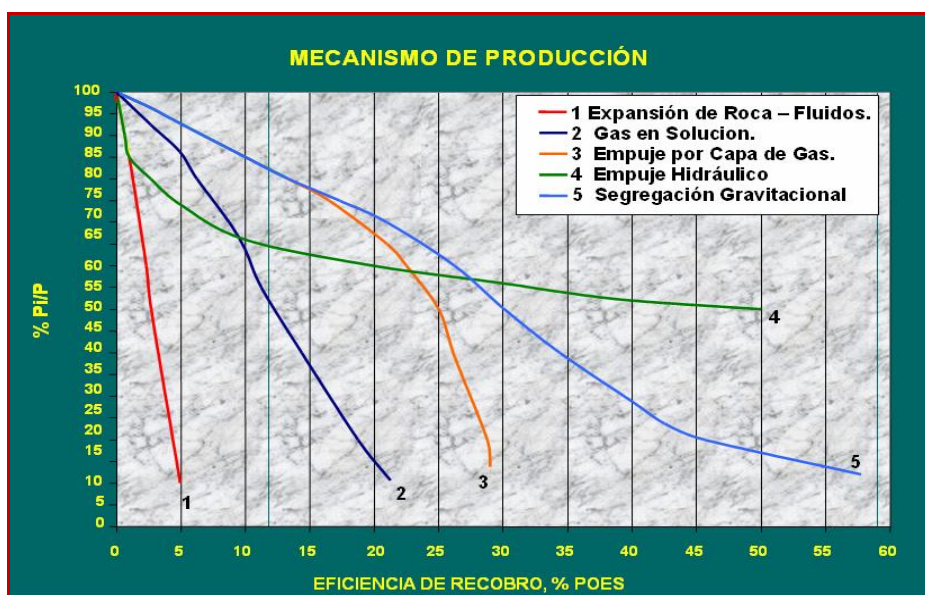


Figura 2.2. Comportamiento de los principales mecanismos de producción. [2]

2.1.4. Completación

Se define como las actividades que se realizan posteriores a la perforación del hoyo principal, hasta que se coloca el pozo en producción.

Estas operaciones incluyen la corrida de la sarta de producción con sus accesorios (mandriles, obturadores, niples de asiento, etc.), cañoneo de los intervalos a producir e instalación de equipos de superficie o subsuelo así como cualquier trabajo de estimulación (forzamiento arena-petróleo, fracturas, acidificación, etc.), si la terminación lo requiere.

2.1.5. Acuíferos

Se puede definir como un volumen de agua depositado en la roca subyacente que está en contacto con una acumulación de hidrocarburos. Los acuíferos pueden ser grandes, medianos o pequeños, es decir, pueden presentarse en diferentes tamaños.

También observamos que dependiendo de la disponibilidad de la fuente de abastecimiento de agua continua podemos encontrar: confinados y no confinados

En el acuífero **confinado**, el agua está atrapada entre los estratos impermeables de la roca o entre rendijas de la formación rocosa. Dicha agua podría encontrarse almacenada a presión, y a esta presión se le llamaría artesana.

En un acuífero **no confinado**, en cambio, el agua no está almacenada a presión por no estar encapsulada en la roca. Si se hincara un pozo en él, el agua se tendría que bombear a la superficie.

Los acuíferos se clasifican según la ubicación que tengan con respecto al yacimiento. De acuerdo a esto, se consideran acuíferos laterales o de flanco,

aquellos que están situados en la periferia de la formación, y acuíferos de fondo, los que están localizados por debajo de la formación productora.

En acuíferos **laterales** el agua se mueve hacia el yacimiento desde la parte más baja de la estructura. En este tipo de yacimiento las formaciones son más delgadas que los que tienen acuífero de fondo. En estos acuíferos los pozos individuales a menudo son invadidos por agua más rápidamente que el acuífero de fondo. Estos pueden aproximarse a un sistema tipo lineal y generalmente es el resultado de entrapamiento por falla.

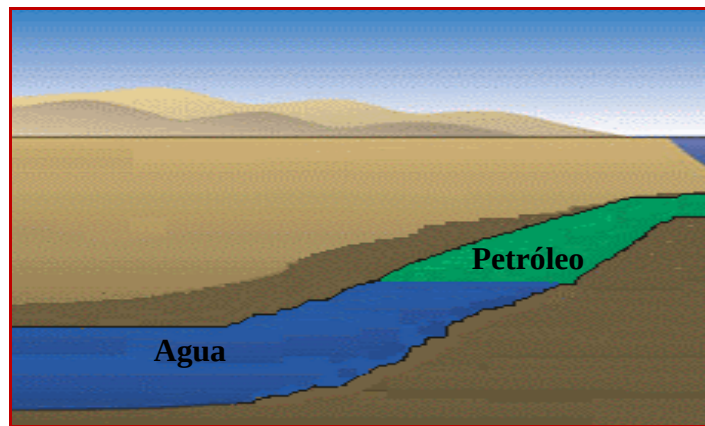


Figura 2.3 Acuífero lateral. [3]

En los acuíferos de **fondo** la formación posee un alto espesor con suficiente permeabilidad vertical (por lo menos en la parte baja del yacimiento de forma tal que el agua puede desplazarse verticalmente o perpendicularmente a la orientación de los granos). En este tipo de yacimientos debido a la existencia de permeabilidad vertical suele presentarse conificación de agua, este serio problema tiende a impedir que el flujo de petróleo se desplace hacia el pozo ya que la razón de movilidad favorece al agua. Sin embargo, este inconveniente puede ser solventado cerrando el pozo y abriéndolo nuevamente por intervalos de tiempo definidos con el fin de lograr la desaparición temporal del cono de agua y la normalización del contacto

agua-petróleo. Este tipo de acuífero se aproxima a sistemas de tipo radial, tales como anticlinales y domos.

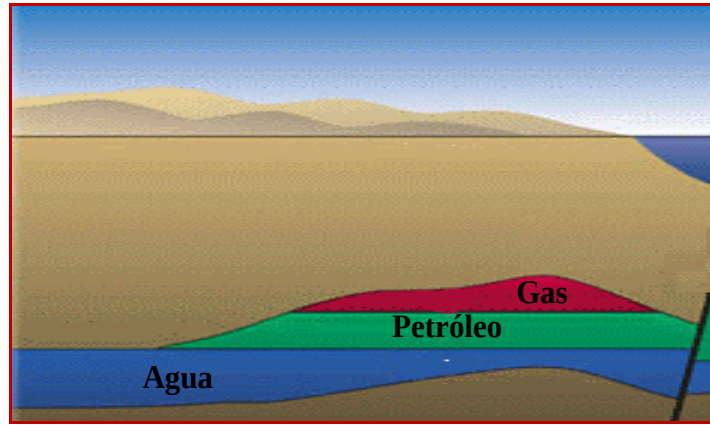


Figura 2.4 Acuífero de fondo. [3]

2.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La petrofísica es la especialidad que caracteriza las propiedades físicas de la roca, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos. La realización de un estudio petrofísico tiene gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo, ya que a través de estos estudios se pueden definir las propiedades de las rocas y la estructura del área en consideración, esto permite obtener con mayor precisión estudios de cálculos de reserva de petróleo y movilidad de los fluidos dentro del yacimiento.

A continuación se presentan algunos de los parámetros petrofísicos más importantes, los cuales fueron utilizados para la caracterización del área de estudio del presente trabajo.

2.2.1. Porosidad (ϕ)

Se define como el volumen poroso entre el volumen total de roca y se puede expresar en fracción o en porcentaje mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t} \quad [\text{Fracción}] \dots\dots\dots (2.1)$$

2.2.1.1. Clasificación de la porosidad

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación; por ende, existirán poros interconectados y otros aislados.

Esto lleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de qué espacios porales se midan durante la determinación del volumen de estos espacios porosos.

Porosidad Absoluta: Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca este o no interconectado.

Porosidad Efectiva: Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca.

Porosidad No Efectiva: Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva, es decir, la relación del volumen poroso no conectado con el volumen bruto de la roca.

2.2.2. Saturación de Fluido (S)

La Saturación de un fluido en una roca es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso, es decir, la relación entre el volumen de fluido en los poros con respecto al volumen total de los poros. Las saturaciones se expresan como fracción o porcentajes del volumen de los poros. Parte de los fluidos del yacimiento no pueden extraerse; esta parte de los fluidos reciben el nombre de saturación residual o irreducible.

En un yacimiento de hidrocarburo se puede encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas; sin embargo, debido a los efectos de la gravedad, los fluidos se segregan o separan en el yacimiento. Ellos pueden expresarse matemáticamente mediante la siguiente ecuación:

$$S_o = 1 - S_g - S_w \dots\dots\dots (2.2)$$

Dónde:

S_o = Saturación de Petróleo.

S_g = Saturación de Gas.

S_w = Saturación de Agua.

2.2.3. Permeabilidad (K)

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. La unidad de permeabilidad es el darcy. Una roca, para ser permeable, debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto, hay una relación directa entre la porosidad efectiva y la permeabilidad, cabe destacar que la permeabilidad aumenta mientras mejor es la selección o escogimiento de los granos.

2.2.3.1. Tipos de Permeabilidad

Permeabilidad absoluta: Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

Permeabilidad efectiva: Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos.

Permeabilidad relativa: Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso, siempre la permeabilidades relativas son menores a las efectivas. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor a 1.0.

2.2.4. Volumen de Arcilla

Para realizar una buena evaluación petrofísica se debe conocer el valor del volumen de arcilla contenido en las arenas. En la práctica, este valor se calcula a partir de las lecturas de los perfiles, bien sea de manera individual, usando el registro de rayos gamma, el registro potencial espontáneo (SP) y el registro de resistividad o combinando dos curvas, Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico y Sónico Neutrón. Las arcillas y lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello de los reservorios.

2.2.5. Conteo de Arena o espesor de arena

El conteo de arena es uno de los procesos más importantes que resulta del análisis petrofísico, ya que permite diferenciar una arena productora de otra basándose en sus propias características petrofísicas. Este proceso permite

estimar volúmenes de hidrocarburo en sitio, para luego decidir si explotarlo eficazmente o no. Existen dos tipos de conteo de arena:

Arena Neta Total (ANT): Es el número de pies de arena que atraviesa un pozo, corresponde al espesor verdadero de la arena en ese punto.

Arena Neta Petrolífera (ANP): Es el número de pies de la columna de arena del pozo que forma parte de la arena total y que puede ser considerada como productora de hidrocarburo.

El espesor de arena neta petrolífera, es determinante en la caracterización de un yacimiento en estudio, y se realiza estableciendo las características necesarias (parámetros de corte) que debe poseer una arena productora de hidrocarburos, a partir de registros eléctricos.

Los parámetros de corte o parámetros limite (cutoff) que se establecen generalmente son: porosidad mínima, saturación de agua máxima, resistividad mínima, y permeabilidad mínima en el intervalo caracterizado, estos parámetros de corte son escogidos en base al conocimiento que se tenga del área de estudio o de áreas vecinas, según el criterio del petrofísico.

2.3 REGISTROS PETROFÍSICOS

Registros que se realizan en el pozo luego de la perforación mediante instrumentos de medición eléctricos, sínicos y nucleares que transmiten información sobre la composición de las rocas, el contenido de los fluidos (petróleo, gas, agua), porosidad o permeabilidad así como las profundidades a que se encuentran.

2.3.1. Fundamentos de la interpretación de los registros de pozos

El intérprete debe utilizar los perfiles de pozo para estimar el espesor, las porosidades y saturaciones de agua de cada zona de interés. La presencia de lutitas o “*shales*” en las formaciones complica substancialmente la interpretación. Por esta razón, existen los principios de interpretación en formaciones limpias y principios en las formaciones arcillosas.

2.3.2. Registro Gamma Ray

El perfil es una medida de la emisión natural de rayos gamma de las formaciones, mediante emisiones de ondas electromagnéticas de alta energía por la desintegración de elementos radioactivos. De todas las formaciones encontradas en la perforación de pozos, las lutitas parecen contener la mayor cantidad de sales radioactivas, por lo tanto, el perfil de rayos gamma esencialmente distingue las lutitas de las demás formaciones. La herramienta de rayos gamma consta básicamente de un detector de rayos gamma y de un equipo electrónico de control y transmisión de datos.

El perfil de rayos gamma puede registrarse en cualquier tipo de fluido existente en el hoyo, incluyendo aire o petróleo, y por esta razón, es un perfil de suma utilidad en la industria petrolera. En la figura 2.5 se visualiza un registro tipo donde se muestra la litología de la formación y las arenas completamente indetificas. Entre las aplicaciones más notables están:

- Definición y correlación de estratos.
- Indicador del contenido de lutitas.
- Evaluar minerales radiactivos.
- Posicionamiento de los cañones perforadores.
- Estimación de límites de capas.
- Estimación del contenido de arcilla en capas permeables.

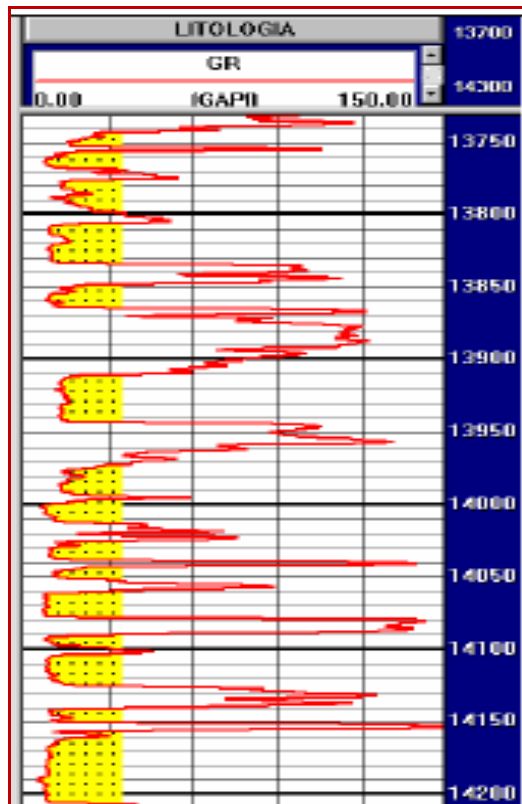


Figura 2.5 Sección de un registro de rayos gamma mostrando la litología de la formación estudiada. ^[4]

2.3.3. Perfiles para medir o calcular la porosidad

Los perfiles de porosidad no miden la porosidad directamente, mide otra propiedad y a través de ella determino la porosidad. Entre ellos tenemos:

- Perfil de Densidad de la Formación
- Perfil sísmico
- Perfil Neutrónico.

Perfil de Densidad: El objetivo principal de la herramienta es la medición de la porosidad de las formaciones en hoyo desnudo, lleno de líquido o gas, mediante la medida de la densidad; también, puede usarse para la

identificación de minerales, detección de gas, evaluación de formaciones arcillosas y solución de litologías complejas

La intensidad de los rayos gamma emitidos según el efecto Compto, se mide en detectores colocados por encima de la fuente, pero en la misma sonda. La intensidad medida es función de la densidad electrónica de la formación, y como esta es una relación directa con la densidad de las rocas, la respuesta es una medida de la densidad del material situado frente a la sonda. Este permite determinar la porosidad a partir de una medida de la densidad electrónica de la formación.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_F} \dots\dots\dots (2.3)$$

Donde: ρ_{ma} = Constante que depende de la matriz de roca.

ρ_f = Constante que depende del tipo de lodo.

ρ_B = Densidad electrónica de la formación medida por el perfil.

Perfil Sónico: En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo t que requiere la onda para atravesar un pie (30.4cm) de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito (Δt); el tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y la porosidad.

Cuando se conoce la litología, esta dependencia hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. El perfil sónico es aplicado para determinar porosidad intergranular y secundaria, litología, interpretación de registros sísmicos y presiones anormales

Perfil Neutrón: Los perfiles neutrónicos son herramientas diseñadas con el propósito de delimitar formaciones porosas y determinar su porosidad total. La curva responde principalmente al contenido de hidrógeno presente en las formaciones, y en consecuencia, si las formaciones son limpias y sus poros están llenos de agua o petróleo, las lecturas reflejarán una medida de la porosidad total.

En combinación con otros perfiles, tales como el sínico y el perfil de densidad, el uso de los perfiles neutrónicos permite evaluar cuantitativamente la presencia de arcilla dentro de las formaciones permeables; también permite resolver casos de litologías complejas.

En combinación con un perfil de resistividad de investigación profunda y el perfil de densidad, permite establecer la presencia de gas y de contactos gas-petróleo y gas-agua.

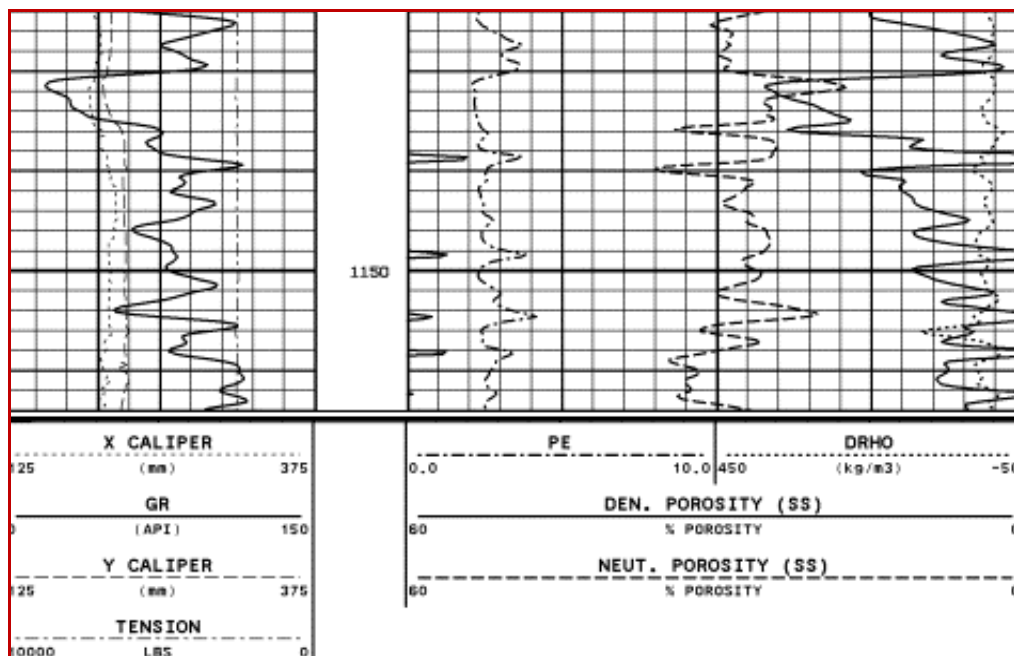


Figura 2.6 Curva de Perfil de Densidad-Neutron. ^[5]

2.3.4. Perfiles de Resistividad

Los registros de resistividad fueron los primeros que se introdujeron en la industria petrolera y han evolucionado mucho desde entonces; estos pueden ser de varios tipos: convencionales, de corriente enfocada, de inducción, de microresistividad, entre otros. En la actualidad el más utilizado es el *Doble Laterolog*. Su objetivo, como en las restantes herramientas de resistividad, es la medición de la resistividad verdadera de la formación, este dispositivo proporciona dos valores de resistividad: uno profundo (correspondiente a la zona virgen) o sea resistividad real de la formación (RT) y otro somero (correspondiente a la zona invadida).

2.3.5. Registros Carbono Oxígeno.

Los registros carbono oxígeno provee las medidas necesarias para la determinación de saturaciones de fluidos a través de la tubería/revestidor, fundamentales para el monitoreo y evaluación de los yacimientos agotados. Su principio de medición se basa, en el análisis del espectro de Rayos Gamma inducidos por la interacción de neutrones en la formación. Esto lo hace con una fuente de emisión de neutrones y dos (2) detectores en línea.

El objetivo de la adquisición del registro de saturación de fluidos es el reconocimiento de la distribución de las saturaciones actuales de fluidos, así como obtener información de mineralogía para mejorar la evaluación petrofísica del intervalo registrado y de esta manera soportar o desechar programas de cañoneo. Entre las aplicaciones más destacadas:

- Determinación de la saturación de fluidos detrás del revestimiento en cualquier ambiente de salinidad.
- Determinación de los contactos de fluidos (petróleo, gas, agua).
- Distinción del agua de formación del agua del sistema de inyección mediante contraste de las salinidades.

Es necesario destacar que, para efectos de la interpretación, la relación Carbono/Oxígeno (C/O) depende en gran medida de las variables ambientales (peso y tamaño del revestidor, diámetro de hoyo, volumen de cemento, tipo y salinidad de los fluidos en el hoyo), especialmente la porosidad y las condiciones cercanas al hoyo y se verá afectada por la presencia de cavernas y por una mala calidad de cemento.

Condiciones como bajas porosidades, hoyos muy grandes y revestidores muy pesados afecta la distribución de las relaciones Carbono-Oxígeno, aspecto que impactará en el cómputo del volumen de petróleo a partir del método del paralelogramo.

2.4. GEOLOGÍA DE YACIMIENTOS

El estudio integral de un yacimiento y su adecuada explotación requiere del conocimiento de las características geológicas del mismo. En la evaluación y explotación de los cuerpos de arena que constituyen los yacimientos petrolíferos de los diferentes campos, se ha detectado que sus variadas formas de deposición, el comportamiento de su producción y presión es producto de la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas. Por estas razones, la producción de cada yacimiento es dependiente de la calidad de la zona donde se localice.

2.4.1. Secciones Geológicas

Las secciones geológicas son una forma de presentar verticalmente información geológica útil, mediante el uso de secciones transversales, éstas pueden ser estratigráficas o estructurales de acuerdo al tipo de información que se requiera.

Secciones Estructurales: Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. La construcción de secciones estructurales a partir de perfiles de pozos muestra:

- Correlación.
- Ubicación de un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar).
- Interpretación de la estructura actual (buzamiento, pliegues, fallas).
- Identificación de trampas potenciales de hidrocarburos.

Secciones Estratigráficas: Las secciones estratigráficas son aquellas que muestran en el plano vertical las características litológicas, de facie y de espesor de roca. La construcción de secciones estratigráficas a partir de perfiles de pozo muestra:

- Correlación.
- Ubicación de marcadores estratigráficos.

2.4.2 Fallas

Las fallas ocurren cuando una superficie rocosa se fractura y ocurre un desplazamiento de las partes una relación a la otra. La presencia de una falla es de importancia para los geólogos ya que estas afectan la localización del petróleo y las acumulaciones de gas ya que un desplazamiento de las partes puede ocasionar el movimiento de la roca que contiene los hidrocarburos de su ubicación original.

2.4.2.1 Tipos de Fallas

Falla Normal: Estas presentan un desplazamiento principalmente vertical y se dan cuando la superficie de fractura esta inclinada hacia el bloque deprimido.

Falla Inversa: Estas fallas al igual que las normales presentan un desplazamiento principalmente vertical y se dan cuando la superficie de la falla esta inclinada hacia el bloque levantado. Una falla de este tipo puede pasar a ser un cabalgamiento, cuando el ángulo de inclinación de su plano tiende hacia la horizontal.

2.4.3. Trampas

Las trampas son todas aquellas anomalías geológicas que detienen la migración del petróleo y produce su acumulación, su origen puede ser tectónico, estratigráfico o litológico.

2.4.3.1 Clasificación de las Trampas

Trampas Estratigráficas: Se originan debido a fenómenos de tipo litológico, sedimentario y paleográfico. Se consideran dentro de esta categoría las trampas que no aparecen relacionadas con estructuras claramente definidas, tales como las que se encuentran en los flancos de los pliegues, arrecifes, trampas secundarias, etc.

Trampas Estructurales: Son aquellas donde intervienen principalmente factores tectónicos, pliegues, fallas, y sus combinaciones.

Anticlinales/Sinclinales: Este tipo de trampas entra dentro de las estructurales y son también las más simples y las que corresponden exactamente a la definición general de trampa. En estas los estratos que originalmente se encuentran horizontales se pliegan en forma de arcos o domos ocasionando que los hidrocarburos migren desde abajo por medio de las capas permeables y porosas hacia el tope de la estructurales.

2.5. COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN

La medición de la presión es esencial para optimizar la recuperación de hidrocarburos. Hoy podemos determinar las presiones de formación en forma precisa, prácticamente en cualquier momento del ciclo de vida de un pozo. Ya sea durante la perforación, cuando el pozo alcanza la profundidad final o algunos años después de iniciada la perforación. Es por esto la importancia de la toma de información a través de las pruebas de presión tomadas al pozo, a continuación se definirán las más relevantes.

2.5.1. Presión

Presión de Formación: Es la presión de los fluidos contenido dentro de los espacios porosos de una roca, también se le llama presión de poro.

Las presiones de poros se clasifican en *Normales*, *Subnormales* y *Anormales*. En la figura 2.7 Se observa la clasificación de las presiones de formación según el gradiente del agua de formación.

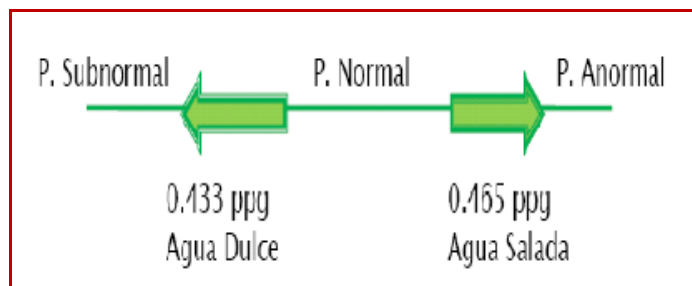


Figura 2.7 Clasificación de Presión de Formación. ^[6]

Presión Hidrostática: Es la presión ejercida por una columna de fluido, debido a su densidad y altura vertical.

Presión de fractura: Es la presión a la cual se presenta una falla mecánica de una formación, originando pérdida de lodo hacia la misma, esta puede ser parcial o total.

2.5.2. Pruebas de presión

Las pruebas de presión constituyen una de las principales herramientas para la caracterización del sistema pozo-yacimientos, toda prueba de presión involucra la producción (o inyección) de fluidos ya que la respuesta de presión es afectada por la naturaleza del flujo alrededor del pozo en estudio. El objetivo de estas pruebas es determinar los cambios de producción o presión en uno o varios pozos.

Las pruebas de presión se fundamenta en generar una perturbación en el yacimiento cambiando una de las 2 variables (generalmente la tasa) y se registran sus efectos sobre la otra variable (presión) la forma características del comportamiento de la presión en función del tiempo obtenida como resultado refleja las propiedades del yacimiento.

Estas pruebas tienen como finalidad obtener características y propiedades del yacimiento, tales como: permeabilidad, presión estática del yacimiento. Y parámetros adicionales como límites del yacimiento (fallas, fracturas), daño a la formación, comunicación entre pozos, transmisibilidad, radio de investigación y anomalías del yacimiento.

2.5.3. Tipos de Pruebas de Presión

Pruebas de restauración de presión “*Build Up Test*”

Se realizan en pozos productores y consiste en hacer producir el pozo a una tasa estabilizada para luego cerrarlo. Luego el incremento de la presión de fondo es medido como función del tiempo, es decir, la presión de restauración es la que se registra en un pozo productor que se cierra.

Pruebas de arrastre *Drawdown*

Se realizan haciendo producir un pozo a tasa constante y registrando la presión como función del tiempo. El alcance de esta prueba incluye la permeabilidad del yacimiento, determinar la presencia de daño y geometría del yacimiento.

Prueba a tasas de flujo múltiple

Se realizan a tasa de flujo variable, midiendo la presión por períodos estabilizados de flujo. A través de esta prueba se puede determinar el índice de productividad del pozo y para hacer un análisis nodal del mismo.

Pruebas de disipación de presión en pozos inyectoros “*fall off test*”

Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar el pozo. Con esta prueba es posible determinar las condiciones del yacimiento en las adyacencias del pozo inyector, permite dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada, determinar fracturas, permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado y utilizada para pronósticos de inyección.

Pruebas de interferencias

Consiste en medir la respuesta de presión en un pozo de observación debido a cambios en la tasa de flujo de otro pozo productor o inyector (pozo activo). El objetivo es detectar la comunicación entre pozos en un mismo yacimiento.

Pruebas de Pulso

Constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre. Se mide

la respuesta en el pozo de observación. Una de las ventajas de principales de la prueba de pulso es su corta duración.

Pruebas de producción *DST*

Las pruebas de producción o pruebas *DST* tienen como objetivo evaluar los horizontes prospectivos encontrados en el pozo a medida que se realiza la perforación. La prueba constituye una completación temporal del pozo, ya que esta permite aislar la formación del lodo de perforación, registrar la presión de fondo y tomar una muestra del fluido del fondo del pozo. De esta manera se podrán determinar las propiedades de la formación y de los fluidos del yacimiento antes de tomar la decisión de completar el pozo.

2.6. TRABAJOS DE POZOS

Durante la fase productiva del pozo se efectúan trabajos adicionales que tienen por finalidad mantener o aumentar la eficiencia de producción o inyección según sea la naturaleza del pozo. Estos trabajos pueden clasificarse como:

- Reacondicionamientos
- Reparaciones
- Estimulaciones

2.6.1 Reacondicionamiento

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo que ocasionan cambios del horizonte productor o en el intervalo productor de dicho pozo; a este tipo de trabajo se le llama ***rehabilitación***, estos trabajos podrían ser:

- Aperturas de arenas adicionales
- Recompletación
- Aislamiento de intervalos

2.6.2 Reparación de Pozos

Son trabajos realizados a los pozos, con el propósito de reemplazar o instalar herramientas de subsuelo para aumentar la eficiencia del método de producción y/o disminuir la producción de arena asociada al crudo. Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerá de la magnitud del problema que lo afecte, es por esto que existen dos tipos de reparaciones.

Reparación Mayores

Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas. En este tipo de reparaciones se pueden incluir trabajos de tipo:

- Registros
- Cañoneo
- Estimulación
- Pesca / Limpieza
- Completación Mecánica

Reparaciones Menores

Su objetivo principal es trabajar el pozo sin sacar la tubería de producción, en este tipo de reparaciones se pueden incluir trabajos como:

- Cambios de zona
- Cañoneo adicional o recañoneo
- Trabajos de pesca
- Apertura de pozos
- Cambio de reductor
- Limpieza
- Optimizar el LAG

2.6.3 Estimulación de pozos

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo con la finalidad de aumentar la producción de hidrocarburos mediante el uso de algunos dispositivos mecánicos o estímulo a la formación que ocasione un incremento en la permeabilidad efectiva a los fluidos que se producen o se inyectan.

- Inyección de surfactante
- Acidificación
- Acidificación / Fracturas
- Fracturamiento Hidráulico
- Cambio de Método (BES / BCP)

2.7. PROBLEMAS DE POZO

Según Rodríguez (2006) durante la vida productiva de los pozos de petróleo ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: alta relación gas –petróleo (RGP), alta producción de agua (RAP), pérdida de producción específica, las cuales obligan en un momento determinado a clasificar al pozo como no económico.

Cuando los pozos llegan a la categoría de pozos problemas, deberá llevarse a cabo un análisis a fondo con las recomendaciones necesarias para ejecutar las siguientes acciones:

- Reparar el pozo /Rehabilitación.
- Continuar produciendo hasta su límite económico.
- Mantener presión con inyección.
- Operaciones de Recobro mejorado.
- Abandono del pozo.

El analizar un pozo problema puede incluir un estudio de yacimientos y en algunos casos tomar registros de producción, limpiezas u otros trabajos pequeños, para obtener datos ya sea para estudio del pozo o del yacimiento. Por esto la necesidad de mantener una constante “planificación sobre los pozos por reparar”, para lo cual se deben analizar los problemas específicos en cada pozo e identificar el pozo problema y el tipo de reparación que se ha de realizar para el mantenimiento o generación del potencial.

2.7.1. Factores que deben considerarse para identificar un pozo problema

Durante la vida productiva de un pozo se presentan ciertos problemas que impiden que éste siga en producción hasta un límite económico, es por ello, que se procede a analizar las causas que no permitieron seguir factiblemente con la producción del pozo, para luego hacer las recomendaciones necesarias y poder continuar con su producción, a continuación se presentan las principales herramientas que se deben visualizar para detectar la causa.

Problema aparente del pozo: Se analiza basándose en su comportamiento durante la vida productiva.

Revisar la Historia del pozo: Es la base principal para el diagnóstico del problema y la recomendación del trabajo a realizar, se deben tomar en cuenta los siguientes puntos:

a) Completación Original: Se deben considerar los procedimientos utilizados en la perforación de las zonas productoras, incluyendo los fluidos utilizados, trabajos de cementación (ubicar cuello flotador y tope del cemento), fecha de completación e intervalos cañoneados (tipo de cañón y su penetración) y detalle de la completación final (tubería de producción, empacaduras, revestidores).

b) Trabajos Posteriores: Se analizan con detalles todos los trabajos efectuados en el pozo, motivo por el cual fue efectuado, fluidos utilizados, estimulaciones, detalles de tubería de producción y resultados del trabajo.

c) Historia de Producción: Presenta el comportamiento de producción del pozo, pruebas de producción actual de petróleo, agua y RGP. Se reportan todos los cambios como estranguladores usados, métodos de producción y acumulados de petróleo, agua y gas.

d) Presión del Yacimiento: Se estudia el comportamiento de presión del yacimiento, los cambios de producción en conjunto con los de presión de yacimiento. Se compara la historia de presión del pozo problema con los pozos del mismo yacimiento.

Diagnóstico del equipo de producción: Conocer las condiciones de operación de un equipo de producción, ya que muchas veces el bajo rendimiento de determinados pozos se debe a un mal funcionamiento de dicho equipo, lo cual se corrige sin que se requiera la entrada de un taladro de reacondicionamiento.

Condición mecánica: Verificar el estado mecánico del pozo mediante la revisión de trabajos anteriores en los cuales se hayan corrido herramientas de calibración del revestimiento y que se hayan realizado pruebas de revestimiento incrementando presión por el anular.

Pozos vecinos: Se revisan los problemas presentes en los pozos vecinos, los trabajos realizados anteriormente y su comportamiento de producción después de cada trabajo. Su posición estructural, zonas abiertas a producción y correlación con la del pozo estudio, zonas aisladas por problemas de agua y/o gas.

Análisis de Estudio, Pruebas y Registro de Producción: Se analizan mapas estructurales, isópacos, isobáricos, porcentaje de agua y sedimento (% AyS), se analizan los registros de producción, pruebas de restauración de presión, caída de presión, pruebas de inyectividad, análisis de agua, pruebas de comunicación, chequeos de fondo y análisis de muestras de sedimentos.

Análisis de datos geológicos: Se ubica la posición estructural del pozo en el yacimiento, se realizan análisis estratigráficos de los cortes transversales, identificación de los contactos agua-petróleo (CAP) y gas -petróleo (CGP) y se analizan las correlaciones.

Consideraciones de yacimiento: En estas consideraciones se deben tomar los datos de permeabilidad y porosidad, saturación de agua, permeabilidad relativa, naturaleza de las rocas del yacimiento, efectividad de los diversos mecanismos de empuje del yacimiento, futuro pronóstico del comportamiento del yacimiento, futuros proyectos de recuperación secundaria.

Análisis Económico: Este análisis es muy importante y necesario para la planificación y elaboración de los trabajos a realizarle al pozo, ya que es la parte donde se consideran los factores esenciales en el análisis del proyecto. La tasa de flujo de caja y el rendimiento de pago de los trabajos a realizarse

en los pozos se utilizan frecuentemente para calcular la rentabilidad de los trabajos.

2.7.2. Problemas Típicos Encontrados en los Pozos:

Tasa de producción limitada

Los problemas de baja tasa de producción pueden resultar de varios factores, a nivel de yacimiento o del mismo pozo, que alteran la normal producción del sistema pozo-yacimiento. Estos factores son:

- a. Baja permeabilidad de la formación: Puede ser local o regional. Se identifica por una rápida declinación de producción. Se comprueba con pruebas de producción y presión para diferenciar entre baja permeabilidad y daño.
- b. Baja presión del yacimiento: Para un pozo sin aparente daño pero con baja permeabilidad existe una estabilización lenta de la presión (días o semanas). Para un pozo con daño y con alta permeabilidad, la presión se estabiliza en poco tiempo y el efecto del daño se determina con pruebas de restauración.
- c. Taponamiento en la vecindad del pozo o tubería de producción: el taponamiento puede ocurrir por empaque inadecuado de grava, fracturamiento con arena, lodo, daño de formación, tubería colapsada, etc.
- d. Alta viscosidad del crudo: La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del crudo. Es típico en los yacimientos que producen por gas en solución (se libera el gas y la viscosidad tiende a incrementar). También por la formación de emulsiones agua petróleo aumenta la viscosidad. Se trata con la inyección de surfactantes para romper la emulsión.

e. Excesiva contrapresión sobre la formación: La excesiva contrapresión sobre la formación puede causar una apreciable reducción de la producción y, más aún, la inactividad del pozo. Puede ser causado por taponamiento de los agujeros del cañoneo, líneas, reductores de fondo y superficie, separadores de gas, tubing o revestidor de pocas dimensiones.

f. Sistema inadecuado de levantamiento: Diseño inadecuado, método inadecuado o mal funcionamiento del equipo. Se debe revisar el sistema de levantamiento para determinar causa (bombeo mecánico, levantamiento con gas, bombas electrosumergibles, cavidad progresiva, flujo natural).

Alta producción de agua

Ocurre generalmente en los yacimientos cuyo mecanismo predominante de producción es por empuje hidráulico. Existen otros factores que inciden en dichos problemas como adedamiento, conificación y comunicación mecánica.

➤ *Adedamiento del agua*

Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, presentándose algunos estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estos estratos o lentes más permeables, formando adedamientos.

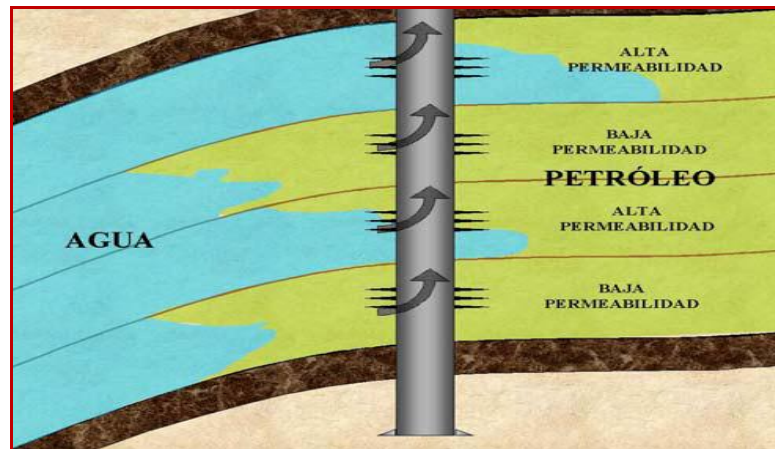


Figura 2.8. Adedamiento del agua. ^[7]

Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de completaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de producción y hace menos costosa la operación de producción, pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo.

Otra manera de completación podría ser en forma sencilla en una zona, lo cual facilita el drenaje homogéneo de cada lente, pero con mayores costos de operación.

➤ *Conificación*

En un yacimiento con empuje de agua, la caída de presión en los alrededores del pozo puede tender a empujar el agua hacia arriba. Cuando diferenciales extremos de presión existen en un pozo vertical, la forma resultante del contacto agua petróleo en las cercanías del pozo es cónica, en un pozo horizontal la forma es más parecida a la cresta de una ola.

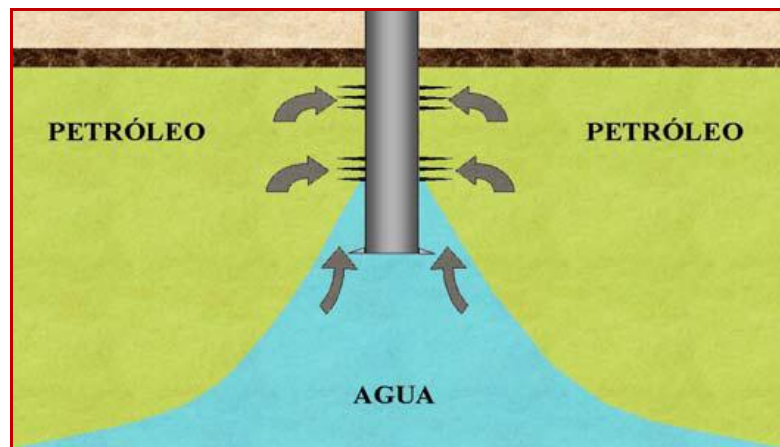


Figura 2.9 Conificación del agua. ^[7]

La conificación y *crestring* provienen de una baja presión en el fondo del pozo resultando en un ascenso del contacto agua-petróleo (CAP). Las técnicas para prevenirlas involucran formas de minimizar la caída de presión en dicho contacto, manteniendo las tasas de producción por debajo de la crítica, la cual es la tasa máxima de producción de agua libre; sin embargo, limitar la producción minimiza el *coning*, pero también los ingresos. Otros métodos para prevenir la conificación involucran el maximizar la tasa crítica.

➤ *Comunicación mecánica*

Una pobre adherencia cemento/*casing* o cemento/formación son la principal causa de canales en el anular entre el *casing* y la formación, estos canales pueden ocurrir en cualquier etapa de la vida de un pozo, usualmente observados debido a un rápido incremento en la producción de agua después de una estimulación o un corte de agua inesperado después de una completación. Los canales detrás del *casing* son mucho más comunes que las fallas o fugas en el revestidor y se pueden prevenir con un buen trabajo de cementación primaria.

Alta Producción de arena

Por lo general los problemas de arena son creados por prácticas de completación no adecuadas y de producción. Cuando las perforaciones se encuentran taponadas, se incrementan la velocidad de flujo y la caída de presión a través de las perforaciones que están abiertas, en algunos casos recañonear el intervalo es suficiente para resolver el problema de arenamiento.

Algunas formaciones, como las arenas poco consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arenas o sedimento que por efecto de la gravedad se depositan en el fondo del pozo llegando a obstruir el intervalo abierto, generando tapones dentro de la tubería de producción y revestimiento, disminuyendo el flujo de forma gradual hasta la paralización de la producción. Considerando el control de arena o control de sólidos de la formación, es necesario diferenciar entre los granos provenientes de las paredes de la estructura y los sólidos finos asociados con los fluidos de formación los cuales no son parte de la estructura mecánica de la formación. Siempre será probable el producir algunos finos, lo que a pesar de todo es benéfico, puesto que si los finos no se producen pueden eventualmente bloquear los canales de flujo y disminuir la permeabilidad de la formación.

Alta producción de gas

Para el caso de problemas de pozos con alta producción de gas, la metodología para diagnosticar y controlar el gas, se realiza de manera similar al problema de alta producción de agua, con la diferencia que se realizan análisis cromatográficos de muestras de gas a fin de definir el patrón del mismo.

- a. Gas disuelto en el crudo: En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de

petróleo y la declinación de presión de yacimiento. Cuando el gas se libera, fluye y adquiere gran movilidad en el yacimiento.

- b. Capas de gas: Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento con capa de gas, cuando la presión declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse.
- c. Flujo de gas de zonas infra o suprayacentes: En yacimientos estratificados, también puede ocurrir barrido preferencial del gas o adedamiento por altas caídas de presión. Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas. En yacimientos lenticulares, el flujo de gas de zonas, puede ocurrir por encima o por debajo de la zona de petróleo, y en estos casos puede haber falla del cemento, comunicación de fracturas con la zona de gas, y rupturas o comunicación durante la acidificación de la zona de gas.

2.8 POES

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen inicial u original de petróleo existente en las acumulaciones naturales. El petróleo original en sitio puede ser estimado mediante la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * so_i}{Bo_i} \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde:

N= Petróleo Original en Sitio

A= Área en acres

h= Espesor promedio, en pies (intervalo donde hay presencia de petróleo)

ϕ = Porosidad Promedio, en fracción

Soi= Saturación inicial de petróleo, en fracción

Boi=Factor Volumétrico de Formación del Petróleo Inicial (BY/BN).

Factor de Recobro: El factor de recobro de un yacimiento petrolífero representa la fracción del volumen poroso de Petróleo Originalmente en Sitio (POES) que se anticipa producir hasta las condiciones de abandono del yacimiento. Comúnmente se expresa en porcentaje. El nivel de recobro a obtenerse de cualquier acumulación no es una cantidad fija, sino que está directamente relacionado con el tipo de mecanismo de producción que domina al yacimiento. Sin embargo, a pesar de la relación directa entre la fuente de energía y el factor de recobro, en última instancia el recobro final del yacimiento va a depender en gran parte no solo de que exista el nivel de energía necesario, sino de la forma en que el operador utilice esa energía, es decir de la estrategia de explotación.

2.9 RESERVAS

Son las cantidades de volúmenes de hidrocarburos estimados que pueden ser recuperados comercialmente, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible en una fecha determinada.

Todas las estimaciones de reservas involucran un grado de incertidumbre, la cual depende principalmente de la cantidad de información de geología e ingeniería confiable y disponible al tiempo de la interpretación de esos datos. El grado relativo de incertidumbre conduce a clasificar básicamente las reservas en: *probadas y no probadas*. Las no probadas tienen menos certezas de ser recuperadas que las probadas y a su vez se subclasifican en *probables y posibles*.

La estimación de reservas es *determinística* si es realizada basada en datos geológicos, económicos y de ingeniería conocidos. La estimación es *probabilística* cuando los datos geológicos, económicos y de ingeniería

conocidos son usados para generar un rango de estimaciones y las probabilidades asociadas. La clasificación de reservas como probadas, probables y posibles ha sido la más frecuente e indica la probabilidad de recuperarlas.

Las reservas Probadas: Son la cantidad de hidrocarburos que se estima recuperable con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones tecnológicas, económicas y regulaciones gubernamentales vigentes. Estas reservas presentan una certidumbre mayor o igual al 90%.

Las reservas probadas se subdividen de acuerdo al grado de desarrollo en reservas Desarrolladas y No Desarrolladas.

Reservas Desarrolladas: Son las reservas probadas, recuperables a través de los pozos e instalaciones existentes.

Reservas No desarrolladas: son las reservas de hidrocarburo que se pueden recuperar comercialmente a través de pozos adicionales a perforar e instalaciones existentes.

Las reservas Probables: Son los volúmenes estimados de petróleo y gas, atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica desde el punto de vista de su recuperación, un grado mayor de incertidumbre a la de las reservas probadas. Estas reservas presentan una certidumbre mayor o igual al 50% y pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras favorables, diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

Las reservas Posibles: Estimado de reservas de hidrocarburos en base a datos geológicos (sísmica), de áreas no perforadas o no probadas. Las estimaciones de reservas posibles presentan un grado de certidumbre mayo

o igual al 10% y pueden ser realizadas suponiendo condiciones futuras favorables (económicas y regulaciones gubernamentales).

Reservas Remanentes: Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

2.10 GERENCIA DE YACIMIENTO

La gerencia de yacimientos no es más que la integración de ingenieros, geólogos y geofísicos quienes realizan una máxima coordinación de sus disciplinas para maximizar el recobro de petróleo y gas, lo que resulta esencial para los futuros sucesos de la industria petrolera. Para lograr esto se siguen una serie de pasos:

Identificar y definir todos los yacimientos individualmente y en particular sus propiedades petrofísicas.

- Deducir el pasado y predecir el futuro del yacimiento.
- Minimizar la perforación innecesaria de pozos.
- Definir y modificar (si es necesario) hoyo y sistema de superficie.
- Iniciar operaciones de control en el momento apropiado.
- Considerar todos los aspectos económicos y legales.

De esta manera, la proposición básica de la gerencia de yacimientos es controlar las operaciones y obtener el máximo posible de recobro económico del yacimiento.

El equipo de gerencia de yacimientos está conformado por:

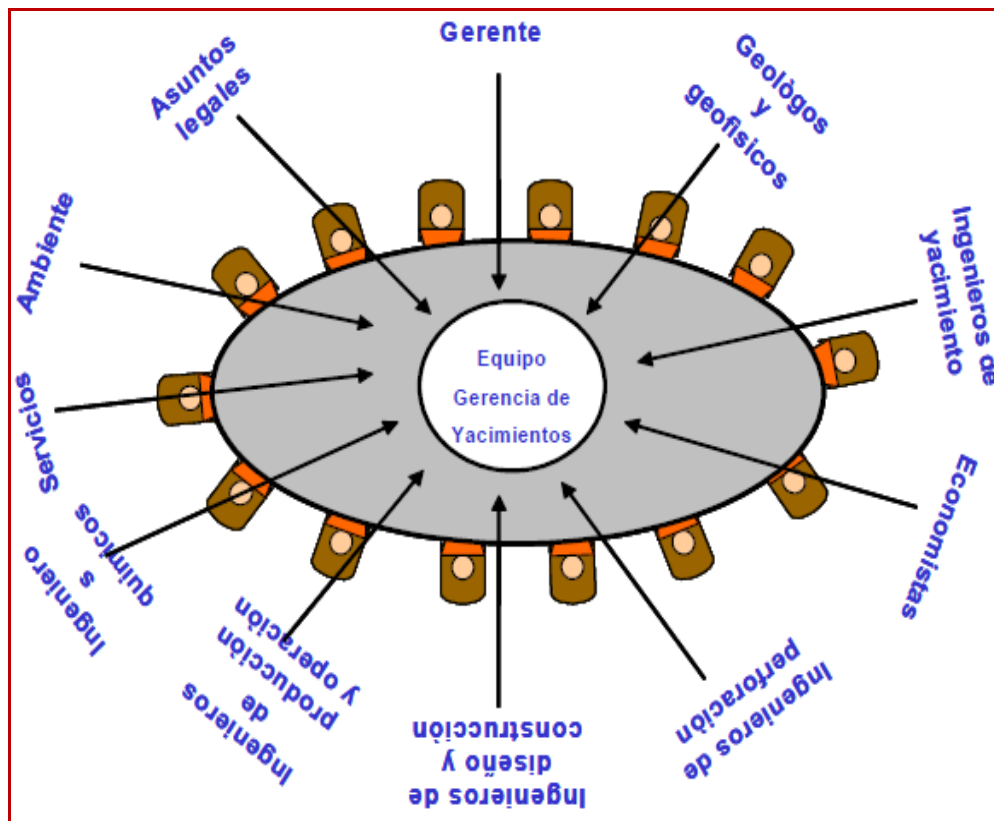


Figura 2.10 Diagrama de los integrantes del equipo de

Gerencia de Yacimientos. ^[8]

Todo el desarrollo y las decisiones de operación son tomadas por el equipo de gerencia de yacimientos lo cual garantiza el desarrollo de un plan con mayores posibilidades de éxito ya que no todas las personas que integran el equipo tienen conocimientos de todas las áreas pues resulta difícil volverse un experto debido al creciente avance de la tecnología y la complejidad de los diferentes subsistemas, por lo tanto la sinergia del equipo de trabajo garantiza un mayor grado de éxito al momento de gerenciar un yacimiento.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

En este capítulo se presenta una descripción geológica y características generales importantes de la cuenca Barinas-Apure y del campo Guafita áreas sur y este, así como de los yacimientos pertenecientes al campo.

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA BARINAS-APURE

3.1.1 Ubicación Geográfica

La cuenca Barinas – Apure está ubicada en la parte sur-occidental de Venezuela, al norte de la frontera con Colombia y pertenece al sistema de cuencas subandinas, las cuales constituyen un área de sedimentación que quedó estructuralmente aislada entre el escudo Suramericano y la cordillera de los Andes, a raíz del levantamiento de esta última en el Plio-Pleistoceno. (Ver Figura 3.1).

Los límites nor-occidental y sur-oriental de la cuenca están naturalmente definidos por los Andes de Mérida y el escudo Guayanés, respectivamente. Al sur está separada de la cuenca de los llanos Colombianos (Oppenheim, 1952) por un alto gravimétrico situado entre los ríos Apure y Arauca, (descrito por Hosper y Van Wijnen, 1959), mientras que al noroeste termina contra el arco del Baúl. La cuenca Barinas – Apure tiene extensión de 87.000 Km², la misma está integrada por los estados Apure, Barinas y parte de Portuguesa.



Figura 3.1. Ubicación geográfica de la cuenca Barinas – Apure (Área Roja). [9]

3.1.2 Modelo Estructural

La cuenca Barinas – Apure es una depresión estructural con forma alargada y asimétrica, que se extiende desde la antefosa andina al norte, hasta las planicies situadas entre los ríos Apure y Arauca al sureste, cuyo eje tiene rumbo aproximado de N40°E, paralelo a la cordillera andina Venezolana (Código Geológico de Venezuela, 1997). El plegamiento en el flanco sur de la cuenca es suave y los domos y anticlinales conocidos presentan buzamientos no mayores de 5°. (Ver Figura 3.2).

La configuración actual de la cuenca se debe a la evolución del sistema andino cuyo levantamiento principal pudo comenzar a finales del Mioceno y que constituye hoy la separación de la cuenca de Maracaibo.

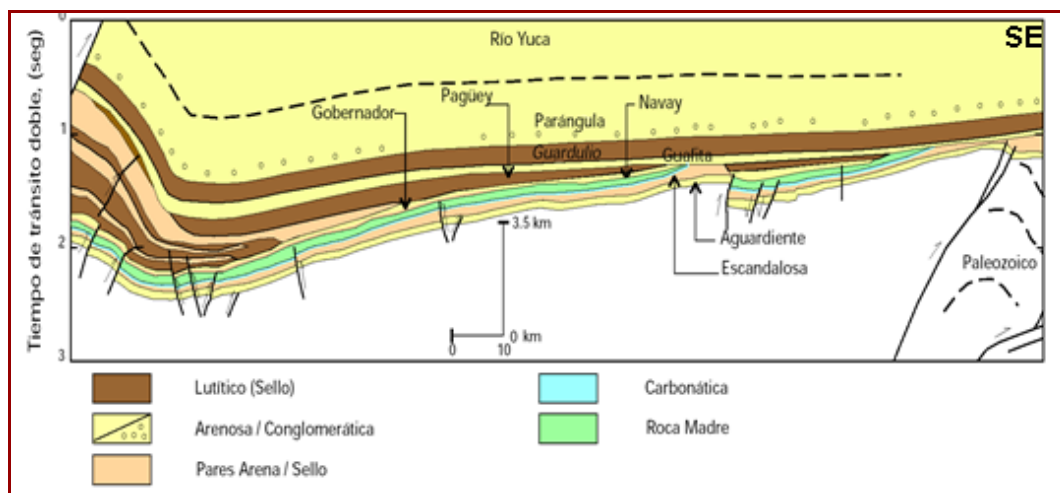


Figura 3.2. Sección NO-SE de la cuenca Barinas – Apure. ^[10]

3.1.3. Subdivisión de la cuenca

Desde el punto de vista de generación y migración de hidrocarburos, se propone dividir la cuenca Barinas–Apure en dos subcuencas independientes: Subcuenca de Barinas y Subcuenca de Apure, esta última representa prácticamente la extensión septentrional de la cuenca de los llanos de Colombia. La actividad tectónica ha resultado en fallas normales de rumbo este–oeste y buzamiento al sur en la parte occidental de la cuenca. El gran levantamiento regional, ha servido para separar a la cuenca de Barinas–Apure desde el norte y el oeste.

Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima, División Boyacá, presenta dos áreas productoras asignadas para la explotación que alcanzan 246.000 hectáreas. El área de Apure, de interés en este estudio, se encuentra ubicada en el municipio "El Amparo" del Distrito Páez del estado Apure, cubriendo una extensión de aproximadamente 4000 hectáreas. Representa la extensión septentrional de la cuenca de los llanos de Colombia, está limitada al norte-noreste por el arco de Arauca, que la separa de la cuenca de Barinas; al oeste–noroeste por la cordillera de los Andes y al este–sureste

por el escudo de Guayana. El área de Apure está conformada por dos campos productores, Guafita descubierto en marzo de 1984 y La Victoria, descubierto en octubre de ese mismo año.

El área de Barinas a 45 Km al sur de la capital del estado Barinas, está constituida por 9 campos productores: Páez-Mingo, Hato, Sinco, Silvestre, Estero, Palmita, Silván, Maporal y Caipe y la zona Norte está constituida por los campos Torunos, Borburata, Bejucal y Obispos, cubriendo una extensión de 242.000 hectáreas.

En enero de 2010 PDVSA, División Boyacá, inicia operaciones en el Distrito Guárico de la Faja Petrolífera del Orinoco, el área geográfica de 358,71 kilómetros cuadrados denominada Boyacá 8, con unas reservas probadas que superan 50 mil millones de crudo y 400 millones de barriles respectivamente, se ubicada en los municipios Las Mercedes del Llano y Leonardo Infante del estado Guárico, comprendiendo los campos: Las Mercedes, Palacio, Dakoa, Grico, Guavinita, Belén, Pinzón, Piragua, Lechozo y el Valle.

La cuenca Barinas-Apure tiene a la Formación Navay (Cretácico tardío) con facies laterales equivalentes a la Formación La Luna como roca madre por excelencia. Las principales rocas yacimientos clásticas son las Formaciones Escandalosa, Burguita (Cretácico), Grupo Orocué (Paleoceno), Mirador-Guafita (Miembro Arauca) (Eoceno-Oligoceno). La gravedad de los crudos ha sido registrada entre 22 y 28 °API en los campos del estado Barinas, mientras que en los campos de Guafita y La Victoria, estado Apure, se han encontrado crudos entre 30 y 36°API.

3.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO GUAFITA

3.2.1. Ubicación Geográfica

El campo Guafita se encuentra ubicado en la subcuenca de Apure, en la ribera norte del río Arauca, 45 km al Suroeste de la población de Guasdualito en el suroeste de Venezuela.

Este campo se descubrió en 1984 y fue asignado a la compañía Corpoven en 1986, con una superficie de explotación de 24.363 hectáreas, situadas en el municipio el Amparo del Distrito Páez (estado Apure), 40 Km. al este del campo la Victoria y 25 Km. al norte del campo Caño Limón en Colombia (Código Geológico de Venezuela, 1997). En la Figura 3.3, se aprecia la ubicación geográfica del campo Guafita.

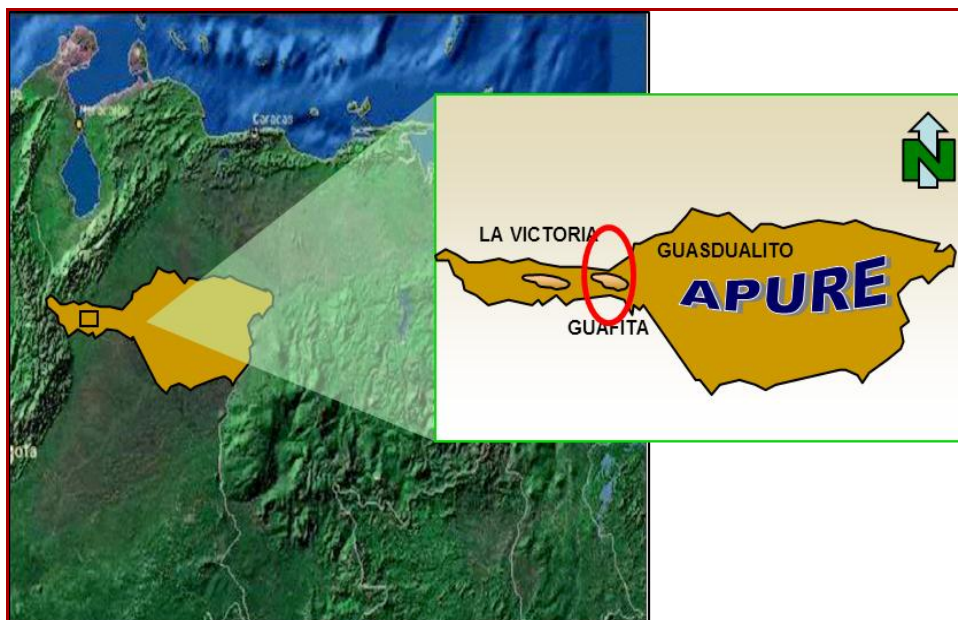


Figura 3.3. Ubicación Geográfica del campo Guafita.

3.1.2. Geología Estructural del Campo

La principal estructura en el Campo Guafita área sur consiste en una estructura anticlinal con buzamiento suave, cuyo eje tiene orientación este-oeste, cortado por una serie de fallas, siendo la principal la falla denominada Guafita–Caño Limón (ver figura 3.4), que se extiende desde Colombia, y ha sido definida como falla de rumbo deslizante dextral, tipo flor (principalmente negativa), a lo largo de la cual existen pequeños bloques asociados a fallas secundarias normales o inversas, que divide al mismo en dos bloques: norte y sur .

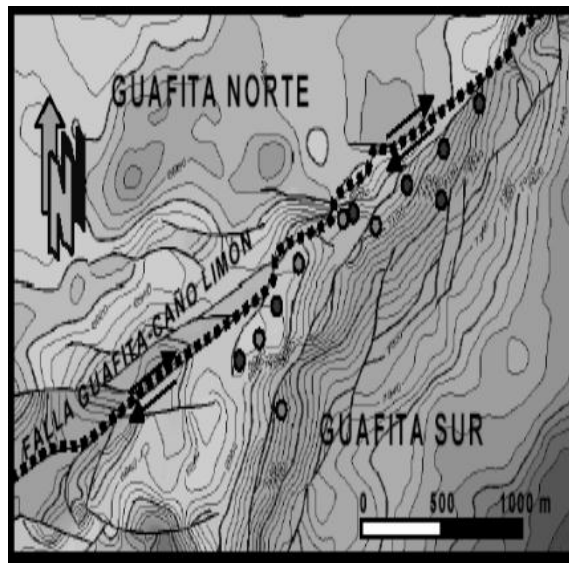


Figura 3.4. Visualizaciones sísmicas del campo Guafita. ^[11]

Las principales trampas en la subcuenca de Apure están asociadas a fallas orientadas en dirección noreste-suroeste, paralelas a la Cordillera de Los Andes. Dos de estas estructuras están presentes y juegan un papel importante en el bloque sur: la falla La Yuca y la falla transcurrente dextral de Caño Limón.

Los yacimientos del área Guafita Sur se encuentran localizados al sur del Estado Apure. Presentan una geología compleja, considerándose que la

estratigrafía del área consiste en sedimentos del Oligoceno-Mioceno, identificándose 5 unidades de origen fluvio-deltaico, probablemente con influencias de mareas. Estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos del Cretáceo de la Formación Quevedo e infrayacen concordantemente con los yacimientos del Mioceno.

En la figura 3.5 se muestra un mapa isópaco-estructural de una de las unidades de flujo, la arena G-8 GF 5, mapa base para la representación del campo Guafita en el área sur en la cual se visualiza la falla principal que divide con el área norte, y el sistema de fallas interno tipo flor que se despliega en todo el campo.

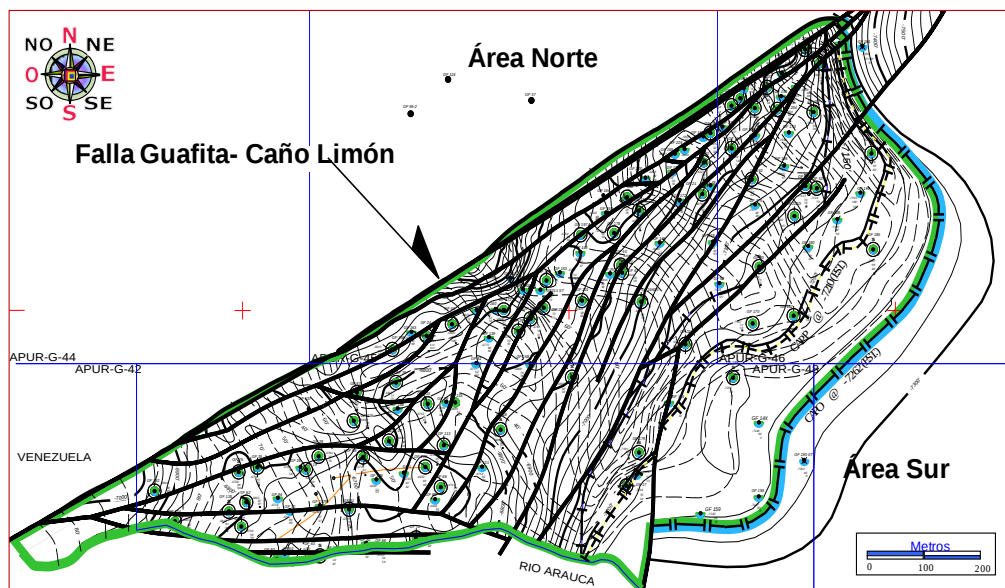


Figura 3.5. Mapa isópaco-Estructural, yacimiento G-8 GF 5.

En la figura 3.6 se visualiza de manera representativa el mapa isópaco-estructural de la arena G8 GF 205 para el área este, el pozo descubridor fue el GF-205X, y hasta la fecha se han perforado 11 pozos en el área. Se cuenta con 5 unidades hidráulicas independientes denominadas G7-21, G7-3/4, G8, G9, G10.

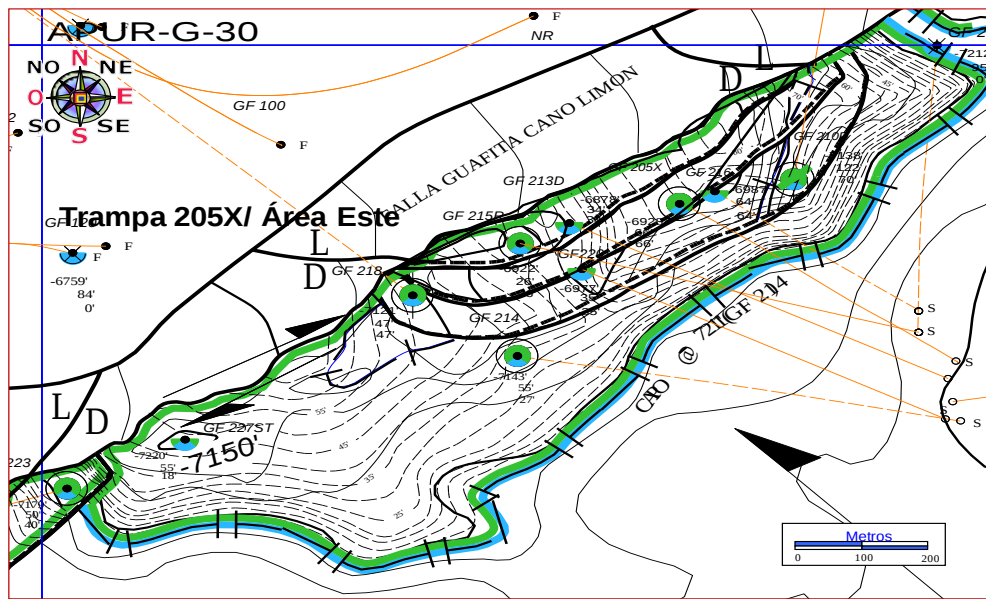


Figura 3.6. Mapa isópaco-Estructural, yacimiento G-8 GF 205.

3.2.4 Características Generales del Campo

Las acumulaciones petrolíferas de Guafita se ubican entre 7200 y 7500 pies de profundidad en formaciones clásticas de edad Oligo-Mioceno (Terciario) con características como de reservorio como de crudo de muy buena calidad, formando yacimientos de crudo mediano con gravedad de 29° API subsaturados con un mecanismo de producción hidráulica asociado a un acuífero de características infinitas, con porosidades efectivas de roca entre 25 y 30 %, haciendo de estos yacimientos uno de los que tiene alta permeabilidad conocidos en el país (3-7 darcy).

Estos yacimientos fueron explotados inicialmente por flujo natural alcanzándose tasas inicialmente de 4000 BPPD, con la masificación de la explotación en este campo se fueron presentando problemas de arenamiento y producción prematura de agua que con el tiempo se han ido corrigiendo con técnicas tanto de empaque de grava como mejoramiento en la cementación.

En Guafita área sur las arenas más productoras del área son la G-8 y G-10 ya que son bastante limpias, mientras que las arenas G7-3/4 y G-9 han sido afectadas en sus porosidades por procesos diagenéticos. Estas arenas están constituidas básicamente por areniscas y lutitas divididas en cuerpos heterolíticos (varias litologías).

La distribución de fluidos del Campo no se considera compleja y se ha mencionado en varios estudios que no existe una variación de la composición del crudo con profundidad según los PVT disponibles, para lo cual se considera que los yacimientos son de carácter volumétricos subsaturados con acuífero asociado.

3.2.5 Estratigrafía del Campo Guafita

El basamento de la cuenca Barinas – Apure en el área de Guafita está compuesto por rocas metamórficas Pre – Cretácicas, sobre estas rocas descansan las Formaciones Aguardiente, Escandalosa y Navay del Cretácico y las formaciones Guafita, Parángula y Río Yuca del Paleógeno y Neógeno.

La estratigrafía atravesada por los pozos del área consiste en los sedimentos de la Formación Guafita del Oligoceno–Mioceno, que descansan discordantemente sobre los sedimentos Cretáceos del miembro Quevedo de la Formación Navay. Dentro de la Formación Guafita se diferencian cuatro unidades informales denominadas G-7, G-8, G-9 y G-10. En Guafita área norte, solamente las dos últimas tienen interés comercial y corresponden a yacimientos con el mismo nombre (G-9 y G-10).

A continuación se hará una breve descripción de dichas formaciones (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1997).

3.2.5.1 Pre-Cretácico

Basamento

El basamento se ha presentado en forma variada, en algunos casos se ha observado cuarzo rosado predominantemente y en otros se presentan esquistos micáceos-sericíticos, con inclusiones de cuarzos y gneises cuarzos feldespáticos, de posible edad paleozoica. (Henaó 2006)

3.2.5.2 Cretácico

Formación Aguardiente (Albiense).

Compuesta por areniscas calcáreas duras, de color gris a verde claro, de grano variable y estratificación cruzada, localmente glauconíticas, con intercalaciones de lutitas micáceas y carbonáceas y algunos lechos de caliza en la parte inferior; localmente las areniscas son tan calcáreas que se aproximan a calizas arenosas.

En la concepción Barco (Colombia) se señalan espesores de 150–160 metros; se mencionan 500 metros cerca de San Cristóbal, y menos de 300 metros en el norte del Táchira.

Su extensión geográfica abarca Zulia suroccidental y partes adyacentes de Colombia, y cordillera de Los Andes entre Táchira y Lara.

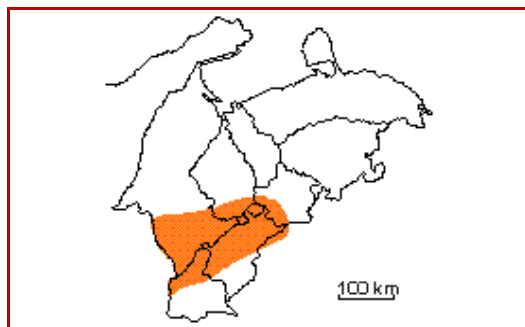


Figura. 3.7. Ubicación geográfica de la Formación Aguardiente. ^[12]

Formación Escandalosa (Cenomaniense a Turoniense).

En el área de Apure, se caracteriza por presentar areniscas cuarzosas, glauconíticas calcáreas, areniscas siliciclásticas masivas, intercaladas con lutitas. En la base, presenta una lutita que la separa de la Formación Aguardiente; hacia el tope en contacto con La Morita, presenta intercalaciones de lutitas y areniscas.

Es productora de hidrocarburos en el área de La Victoria, donde ha sido separada, mediante la interpretación de registros eléctricos, en cinco intervalos prospectivos: I, M, S4, S3, S2, S1.

Tiene un espesor de 300 m en la sección tipo, entre 150 y 427 m en otras localidades. La formación aflora a lo largo de la región piemontina de los andes surorientales, y se reconoce en el subsuelo de la cuenca de Barinas.

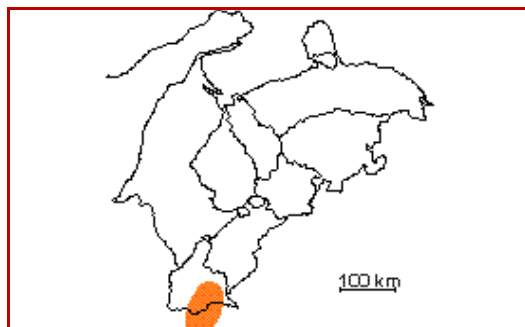


Figura 3.8. Ubicación geográfica de la Formación Escandalosa. ^[12]

Formación Navay (Coniaciense – Maestrichtiense).

En la localidad tipo está compuesta de lutitas silíceas, friables a no friables, blandas, duras, quebradizas, amarillo claro a crema y blanco; lutitas muy porosas, pardo claro a gris claro, y unas ftanitas no porosas, lenticulares, pardo claro, y lutitas calcáreas, carbonáticas, gris a gris oscuro. Ha sido repartida en orden ascendente, en la lutita "N" (Miembro La Morita) y "M" al "I" (Miembro Quevedo). Tiende a ser más arenosa hacia arriba; se vuelve

muy arenosa hacia el Escudo de Guayana y hacia Apure y la Cuenca de Los Llanos.

La localidad tipo de esta formación esta ubicada en el Río Navay, afluente del río Daradas, en el vertiente sureste de la sierra Cuchilla de Navay, al norte de la población de San Joaquín de Navay, Distrito Libertador del estado Táchira. No han sido publicadas descripciones formales de la sección tipo de la formación.

Miembro La Morita: Consiste en una sección esencialmente lutítica. Hacia el flanco sur-oriental de la cuenca de Barinas, cambia gradualmente a una facies compuesta casi totalmente de areniscas, con intercalaciones menores de lutitas y ocasionalmente calizas. Feo-Codecido (1972), afirma que el Miembro La Morita es de ambiente marino moderadamente profundo, hacia el flanco suroriental cambia a ambiente de aguas marinas menos profundas, indicado por una secuencia casi enteramente arenácea.

El miembro la Morita tiene un espesor de 12 a 18 m (40 a 60 pies) en los pozos de Barinas, 150 m (492 pies) en el área de Burgúa y 180 m (591´) en la sección tipo de la quebrada Agua Fría. El espesor promedio es de 26 m (85 pies).

Miembro Quevedo: Se compone de areniscas gruesas estratificadas, lutitas negras, calizas fosfáticas y capas de ftanitas, depositadas en un ambiente nerítico a costero litoral. En el área de Apure está truncada por la erosión del Terciario, donde se depositan los sedimentos de la Formación Guafita del Oligo-Mioceno. Los restos de peces forman más del 50% de las capas de areniscas, y aunque la Formación es en general muy fosilífera, las faunas están muy mal preservadas y por consiguiente son de difícil identificación. (Henaó 2006).

En la localidad tipo, el espesor es de 940 m (3084 pies), y de 610 m (2000 pies) en el área de Burgua. Tiende a aumentar rápidamente al surco de Uribante, y se acuña hasta extinguirse hacia el sur de Apure y los llanos colombianos, así como localmente sobre el Arco de Mérida.

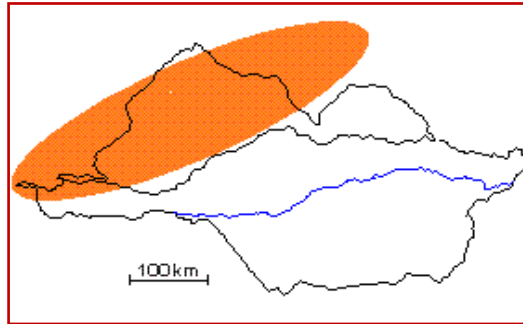


Figura 3.9. Ubicación geográfica de la Formación Navay. [12]

3.2.5.3 Oligoceno y Mioceno

Formación Guafita (Oligoceno – Mioceno)

Se compone de una alternancia de areniscas, Wacas cuarzosas y arcósicas, lutitas, arcillas, limonitas y algunas capas delgadas de lignito. En los campos Guafita y la Victoria se pueden reconocer dos miembros El Miembro Guardulio (Superior), de edad Mioceno Temprano, formado por limolitas, arcillitas y lutitas abigarradas y areniscas en menor proporción.

Esta unidad es productora de hidrocarburos y ha sido subdividida por interpretación de registros eléctricos en el Campo Guafita, en los intervalos prospectivos G-10S, G-10I, G9-1/2, G9-3/4 y la Secuencia G8 (Miembro Arauca) y G7-3,4, G7-2I, G7-2M y G7-2S (Miembro Guardulio), los cuales han sido correlacionados en todos los pozos perforados en el campo.

A continuación se describen de forma resumida, las características de los dos miembros de esta unidad

Miembro Guardulio (superior): Está compuesto por más de un 60% de limolitas, de tonos abigarrados, predominando los tonos rojizos, intercalados con grises y tonos verdosos. Las lutitas generalmente gradan a lutitas carbonosas y lignitos. Las arcilitas representan entre el 10 a 20%, son caoliníticas, las areniscas son friables a sueltas y corresponden, aproximadamente, al 35% de la litología del miembro, son de color gris claro a blanquecinas, con matriz arcillosa – caolinítica.

El Miembro Arauca (inferior): Compuesto de un 75% de arenas, areniscas (wacascuarcíticas y arcósicas) de color gris claro, pardo, lechoso a traslucido. Las limonitas representan un 20% del miembro, las lutitas representan entre el 5 al 10% de la unidad. Está separado del Miembro Guardulio por una lutita carbonosa denominada, operativamente, lutita, lignítica, que conforma la base de la arena G7-3/4 y el tope de la arena G8, la cual representa la transición del Oligoceno al Mioceno Temprano.

La Formación Guafita está definida como una unidad sedimentaria de origen deltáico y ambiente de llanura baja, progradante en un sistema transgresivo que alcanza su culminación en el tope del miembro superior, Guardulio.

El grano de las arenas varía entre muy fino y grueso, encontrándose rara vez un tamaño mayor. Las arenas son bastante uniformes y generalmente bien escogidas, especialmente las masivas, salvo en las facies de abono y canales menores, donde se observan frecuentes afinamientos de grano hacia el tope.

El espesor de la Formación Guafita ha sido medido en el pozo GF-2X, en 523 m (1715 Pie), en este pozo, el miembro Arauca alcanza 108 m (355 pies) y el miembro Guardulio 415 m (1360 pies), hacia el oeste de la región de Apure, la unidad alcanza más de 640 m (2100 pies), en los pozos GF-8X, Caño Muñoz-1X, Guasdualito-1X, hacia el centro del campo Guafita en el pozo

GF-1X, el espesor de la formación alcanza 496 m (1625 pies), de los cuales, el miembro Arauca tiene 61 m (200 pies)

Se reconoce en el subsuelo a lo largo de la frontera Colombo - Venezolano y la parte noroeste del Distrito Páez del estado Apure, hasta el área de los pozos capitano del estado Barinas. La extensión del miembro Arauca a las áreas Calzada, Lechozote y Nutrias, al sur del área mayor Sinco-Silvestre de Barinas, restringe el miembro Guardulio al área de la cresta del Arco Arauca y al sudoeste de ella. Al norte del arco, Guardulio equivale a Parángula, inferior.

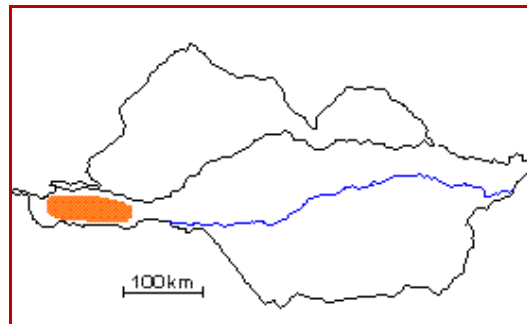


Figura 3.10. Ubicación geográfica de la Formación Guafita. ^[12]

3.2.5.4 Plioceno y Pleistoceno

Formación Parángula (Mioceno Temprano – Medio)

En esta formación, es notable el carácter regresivo (engrosamiento hacia arriba) de la formación, que se inicia con una gruesa arenisca basal, gradando hacia arriba a arcillas y limonitas vari coloreadas y calcáreas, alternando con areniscas arcillosas de grano fino, micáceas y lenticulares.

En espesor tiene 550 m en la sección tipo, aumenta su espesor hacia el suroeste, estimando que llegue hasta 1400 m, y se adelgaza hacia el noreste hasta los alrededores de Guanare.

En la superficie, se conoce a lo largo del piedemonte surandino desde el río Portuguesa hasta las cercanías del río Caparo. En el subsuelo, ha sido trazada desde el Arco El Baúl hasta la cuenca Barinas Apure, en donde se aplica el nombre Miembro Guardulio (Formación Guafita).

La Formación Parángula, junto con Río Yuca, conforma un típico depósito molásico que refleja la rápida acumulación de los detritos erosionados del levantamiento de Los Andes de Mérida y depositados en la antefosa adyacente. Representa un ciclo sedimentario transgresivo-regresivo sobre Formaciones erosionadas del Eoceno Medio-Tardío y Oligoceno, que se inicia con un clástico basal y continúa, en su parte inferior, con sedimentación de ambiente marino somero-salobre-continental y en su parte superior, con sedimentos de ambiente netamente continental de corrientes fluviales entrelazadas y lacustre.

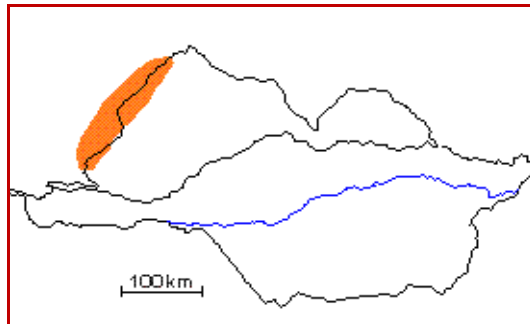


Figura. 3.11. Ubicación geográfica de la Formación Parángula. ^[12]

Formación Río Yuca (Mioceno Tardío – Plioceno)

Consiste en conglomerados de grano grueso (25%), en lechos macizos; areniscas macizas, con estratificación cruzada, de grano medio a grueso, localmente caoliníticas, blandas a duras, micáceas, arcillosas, de color típico verde grisáceo, rasgo éste que la distingue de la Formación Parángula. La Formación Río Yuca constituye una molasa depositada, en su parte inferior, en un ambiente de marismas o lagunas costeras; el resto de la formación se

caracteriza por un ambiente continental de ríos meandriformes y entrelazados de baja velocidad. Se estima un espesor de 2000 m en la localidad tipo.

La unidad aflora en una amplia faja a lo largo del flanco sureste de los Andes desde el río Socopó hasta el área de Acarigua, limitada al norte por su contacto con la Formación Parángula y al sur con la Formación Guanapa o sedimentos recientes.

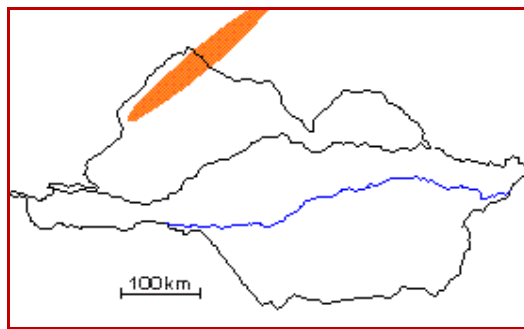


Figura 3.12. Ubicación geográfica de la Formación Río Yuca. ^[12]

En la figura 3.13 se muestra la columna estratigráfica del campo Guafita y resaltado en color rojo las unidades de flujo que serán estudio de este trabajo tanto para el área sur como para el área este.

				SECUENCIA PRODUCTORA				
UNIDAD			CAMPO GUAFITA					
CRONOLÓGICA	FORMACIÓN	MIEMBRO	SUR	NORTE	ESTE	OBSERVACIÓN		
PLEISTOCENO	RIO YUCA							
PLIOCENO	PARÁNGULA							
MIOCENO	G U A F I T A	GUARDULIO	G7-2	SUP		Lutitas con intercalaciones de areniscas de marrón claro		
				MED				
				INF				
			G7-3/4		G7-2INF G7-3/4			
OLIGOCENO			ARAUCA	L. LIGNITICA		Lutitica	Areniscas intercaladas con lutita lenticulares de espesor variable	
				G8	SUP	G8		
					MED			
					INF			
				L. GUAFITA		Guafita		
				G9	G9-1/2	G9		G9
					G9-3/4			
				G10	SUP	G10		G10
					INF			
				EOCENO				
PALEOCENO								
CRETÁCEO	N A V A Y	QUEVEDO	Q1			Areniscas de grano medio color claro petrolífera		
			Q2					
			Q3					
		LA MORITA		lutitas parduscas				
	ESCANDALOSA	—		calizas finas				
	AGUARDIENTE			areniscas masivas				
PRECRETACEO	METAMORFICAS							

Figura 3.13. Columna Estratigráfica del Campo Guafita.

CAPÍTULO VI

MARCO METODOLÓGICO

A fin de definir un plan estratégico de producción enfocado en la rehabilitación de pozos del campo Guafita área sur y este, se procedió a realizar un plan de trabajo que permitiera recolectar la mayor información posible acerca del proyecto a ejecutar.

De esta manera se definió el tipo de investigación, y el número de fases o etapas que ayudaron a realizar un estudio minucioso, para recomendar trabajos de reacondicionamientos de pozos a corto y mediano plazo y lograr mantener y/o aumentar la producción del Distrito Apure.

4.1. GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN

4.1.1 Tipo de Investigación

Teniendo en cuenta que existen distintos tipos de metodología para realizar una investigación, según el nivel de medición y análisis de los datos, es común que el trabajo de investigación adopte dos o más de éstos a fin de cumplir con los objetivos propuestos. Este estudio se puede calificar según el planteamiento del problema y sus objetivos principalmente como una investigación de tipo *explicativa, descriptiva y analítica*.

Es explicativa por que determina las causas de los eventos observados, así como sus relaciones con otros; según Tamayo, M (1.996), mediante este tipo de investigación, se busca el porqué de los hechos mediante el establecimiento causa-efecto; es decir, se analiza e interpreta los datos basados en el conocimiento del marco de referencia teórico y documental relacionado con los objetivos en estudio como son: el comportamiento de

presión, análisis de propiedades petrofísicas, comportamiento producción y los altos cortes de agua, entre otros.

La investigación es de tipo descriptiva porque no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables; es decir, la investigación presenta una recopilación y organización de la información de cada pozo, de forma individual para describir e identificar sus características, logrando así comprobar la existencia de una similitud entre ellos. De igual manera la investigación pasa a ser analítica porque busca comprender los eventos de manera profunda para comprender los aspectos menos evidentes.

4.1.2. Diseño de la Investigación.

Tomando en cuenta el diseño de la investigación, se considera no experimental, Según Sampieri, Collado y Batista (1998) “La investigación no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente variables; es decir, es investigación donde no hacemos variar intencionalmente las variables independientes. Lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos”. En vista de que la mayoría de las variables que rigen el comportamiento de un yacimiento son variables provenientes directamente del área de estudio, como lo son porosidad, permeabilidad, saturación, presión y producción no se modifican en el desarrollo de un análisis integral de yacimiento.

Se puede añadir como lo expresa Tamayo M. (1996): “La investigación no experimental es cuando el investigador parte de acontecimientos ya realizados; por lo tanto, sus datos tienen fundamentos en hechos cumplidos.

4.1.3. Herramientas y Recursos Utilizados

Las técnicas e instrumentos para la recolección de los datos que fueron utilizados en la elaboración del presente estudio son las siguientes:

- a) Entrevistas: Se realizaron entrevistas a ingenieros Geólogos e ingenieros en Petróleo que trabajan en el área de Yacimientos y Estudios Integrados del Distrito Apure, con el propósito de conocer las características del área de estudio.
- b) Carpetas de pozo del campo Guafita: En estas se archiva todo tipo de información en orden cronológico de los pozos pertenecientes al campo, desde el diseño de perforación hasta cualquier intervención que se le haya hecho al mismo luego de haber estado en producción. Las mismas se encuentran disponibles en el centro de información técnica (CIT) del departamento del dato.
- c) Registros de pozo: Los registros de pozo que son resguardados en el Centro de Información Técnica y constituyen una valiosa herramienta a la hora de caracterizar los yacimientos. Los más usados fueron los registros eléctricos a hoyo abierto, registros carbono oxígeno y registros de cemento.
- d) *GeoFrame*: La herramienta “*GeoFrame*” es un paquete de software con múltiples aplicaciones integradas que ayuda a los ingenieros y geólogos con la interpretación de prospectos y la planificación de pozos, contribuyendo a la eficiencia y productividad a partir de una base de datos única para todas las fases de un proyecto. Dentro de “*GeoFrame*” existe una aplicación que fue de gran ayuda en el desarrollo de este trabajo llamado “*compositeplus*”, mediante el cual se descargaron los registros necesarios para realizar las evaluaciones petrofísicas de los pozos que no contaban con esta información, de

igual manera se descargaron los nuevos topes estratigráficos debido a la reinterpretación de los mismo en el 2010.

- e) Centinela: La aplicación sirve a la industria petrolera para automatizar sus procesos de operaciones de producción, manejo del crudo y gas. Este programa fue empleado para la obtención de los datos de las pruebas de producción realizadas al pozo.
- f) *Oil Field Manager (OFM)*: Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos adoptada por PDVSA, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación. Esta herramienta fue útil para el cálculo de radios de drenaje a través de una variable calculada y la generación de mapas de burbuja. Hay que mencionar que a través de esta herramienta se realizaron promedios de comportamiento de producción entre pozos

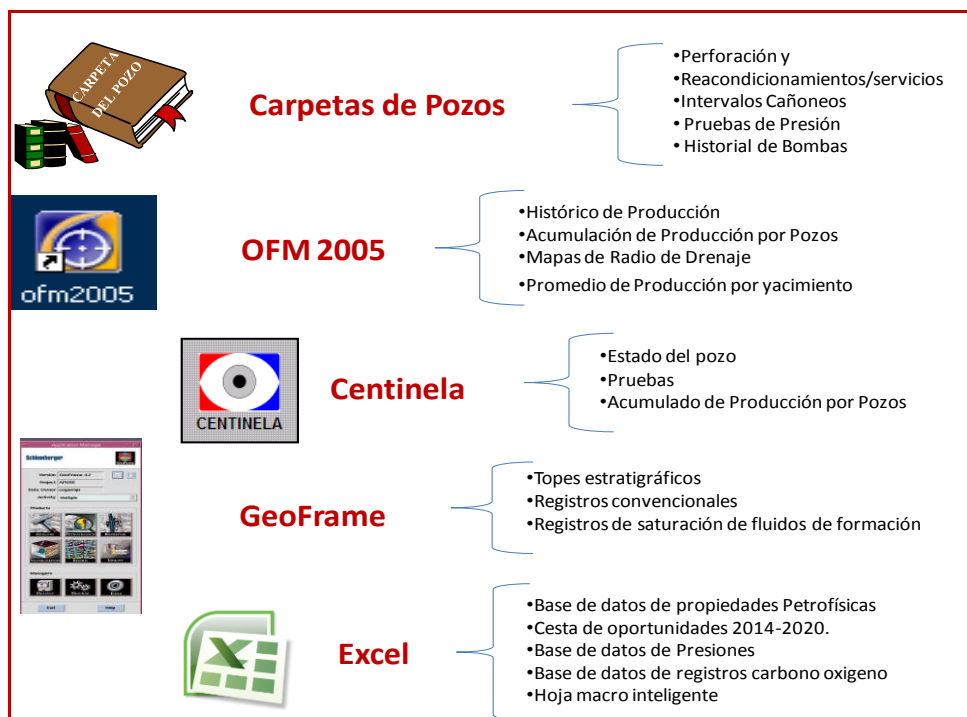


Figura 4.1. Descripción de los Instrumentos de Recolección de Datos.

4.2 FASES DE LA INVESTIGACIÓN

El siguiente trabajo de investigación propone una metodología basada en cinco fases o etapas que permitirán la realización de un plan de reacondicionamiento de pozos para el Campo Guafita Área Sur-Este. En la Figura 4.2 se observa el número de fases las cuales serán descritas a continuación:

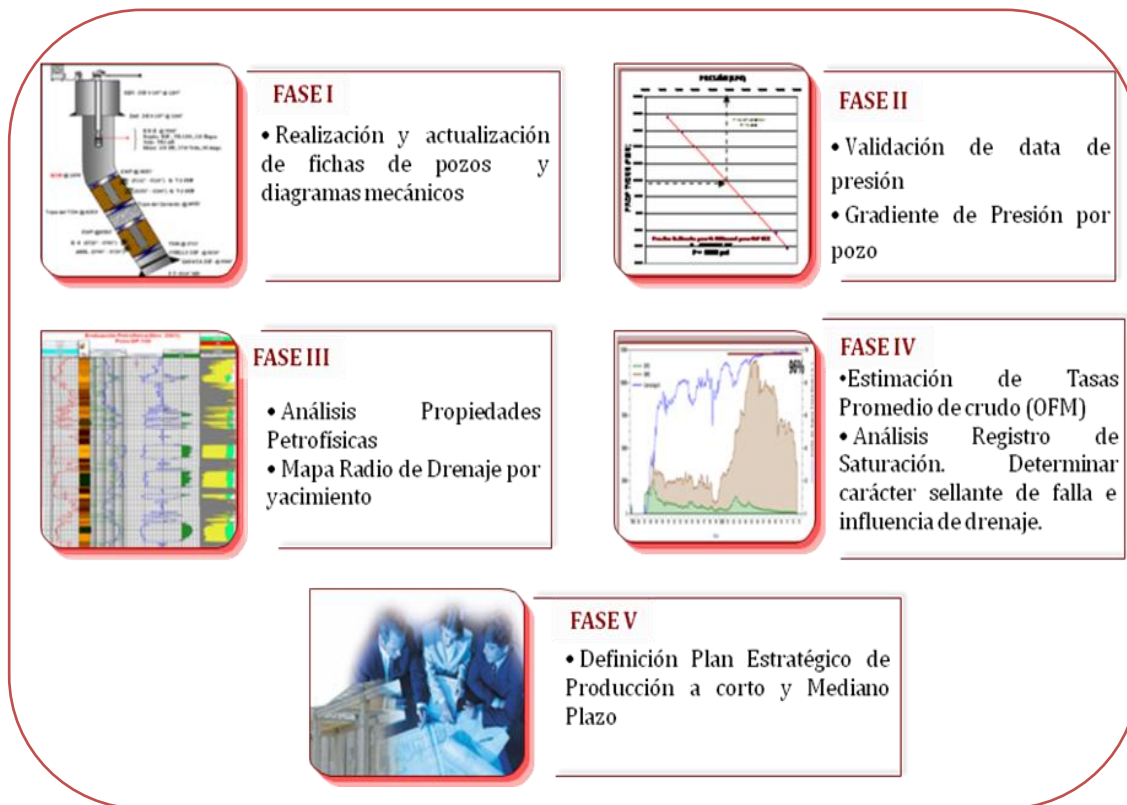


Figura 4.2 Metodología de la Investigación.

4.2.1. Fase I

Revisión Bibliográfica

Para el desarrollo de éste estudio se realizó una búsqueda documental extensa en la que se consultaron informes técnicos, trabajos de grado y proyectos desarrollados previamente sobre el campo Guafita. Esta búsqueda de información estuvo orientada a conceptos relacionados con el reacondicionamiento de pozos, descripción general del campo y toda la información relacionada con el tema de estudio. Para esta búsqueda se contó con el apoyo del Departamento del Dato, específicamente en el CIT (Centro de Información Técnica) conjuntamente de la información consultada en Internet e intranet.

Elaboración y actualización de fichas técnicas y diagramas mecánicos de pozos

Se realizó la verificación y actualización de fichas técnicas y diagramas mecánicos existentes hasta enero del 2010, así como la elaboración de nuevas fichas y diagramas mecánicos para los pozos que no contaban con esta información.

Para lograr esto se hizo una revisión exhaustiva de las carpetas de pozos donde se recopiló la información de la perforación del pozo, completación, reacondicionamientos, reparaciones y todos los eventos realizados en la vida productiva del mismo, conjuntamente se trabajó con la herramienta COPYR donde se encuentra digitalizado todos los acontecimientos o eventos que son realizados al pozo. Cabe destacar que la información contenida en las fichas técnicas como la pruebas de producción e historial de instalación de bombas fue complementada con la herramienta Oil Field Manager (OFM) y el programa Centinela.

4.2.2. Fase II

Validación de data de presión

Se hizo una búsqueda de los pozos a los cuales se les han tomado puntos de presión o se les ha realizado pruebas de restauración de presión a través de los informes de presión y carpetas de pozos, conjuntamente se trabajó con una base de datos realizada en el año 2006, la cual fue verificada y actualizada hasta el presente año para los pozos del área sur y este del campo, los informes de presión fueron suministrados por la gerencia del Dato.

Generación de Gradientes de Presión por Pozos

Con la base de datos de presión del área de estudio validada y actualizada se procedió a generar gráficos de presión vs profundidad a través del método de la línea recta, generando así ecuaciones de primer grado que permitan conocer una variable (en este caso la presión) partiendo de una conocida (profundidad).

Estos gráficos fueron trabajados por yacimiento para cada pozo que contara con un mínimo de dos puntos de presión en cada yacimiento, cabe destacar que los datos de profundidad del pozo son medidas en TVDSS (True Vertical Depth Subsea), esto con la finalidad de lograr extrapolar la ecuación de la recta y calcular un estimado valor de la presión de un pozo vecino en la misma arena que no cuente con esta data.

4.2.3. Fase III

Durante la fase tres del trabajo de investigación se planteó la generación de mapas de radio de drenaje a través de la herramienta OFM, con la finalidad de poder observar las zonas del campo con mayor producción y en las cuales se visualiza un mayor drenaje de crudo para así establecer pozos en producción en zonas que no han sido drenadas y obtener un eficiente factor de recobro.

Para la generación de los gráficos de radios de drenaje, la herramienta Oil Field Manager (OFM) utiliza la adaptación de la ecuación de la fórmula original del cálculo de POES en la cual se trabaja con la ecuación para yacimientos bajo el control hidráulico es decir no existe caída de presión en el yacimiento debido al influjo de agua, tal como se muestra en la ecuación 4.1.

$$\frac{Np}{FR} = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w - S_{or})}{Boi} (STB) \dots\dots\dots (4.1)$$

Para esta ecuacion se hace el cambio de la variable POES por Np (petroleo producido) adicionalmente se asume que el área de drenaje generada por el pozo es una circunferencia (ecuación 4.2), entonces haciendo el cambio de variable, sustituyendo el área y despejando la variable R (radio) la ecuación queda expresada como se referencia en la ecuación 4.3

$$A = \pi r^2 \text{ (ft}^2\text{)} \dots\dots\dots (4.2)$$

$$RD = \sqrt{\frac{43560 \times Np \times Boi}{7758 \times Fr \times \pi \times h \times \phi \times (1 - S_w - S_{or})}} \text{ (ft)} \dots\dots\dots (4.3)$$

Donde:

RD= Radio de drenaje

Np= Petróleo producido por cada pozo en BN

A= Área en acres

h= Espesor promedio, en pies (intervalo donde hay presencia de petróleo)

ϕ = Porosidad Promedio, en fracción

S_w= Saturación de agua en el intervalo

S_{or}= Saturación de petróleo residual (Definido como 15%)

Boi=Factor Volumétrico de Formación del Petróleo Inicial (BY/BN).

Fr= Factor de recobro por yacimiento

Para la generación de mapas de radio de drenaje fue necesario trabajar con datos de producción y propiedades del yacimiento específico para cada pozo, por lo que fue necesaria la búsqueda de los parámetros petrofísicos como saturación, porosidad y espesor de arena para todos los pozos en cada intervalo cañoneado para el área sur y este del campo.

Análisis de propiedades Petrofísicas

El análisis de estas propiedades fue basado en las evaluaciones petrofísicas de cada pozo, como se muestra en la figura 4.3, en la primera columna se tienen las lecturas del registro Gamma Ray que es utilizado para calcular espesores de arena neta total, el segundo track cuenta con las curvas de permeabilidad y perfil de resistividad, esta ultima nos muestra los espesores de las arena neta petrolífera, los siguientes track muestran las curvas y valores de la porosidad y saturaciones calculadas.

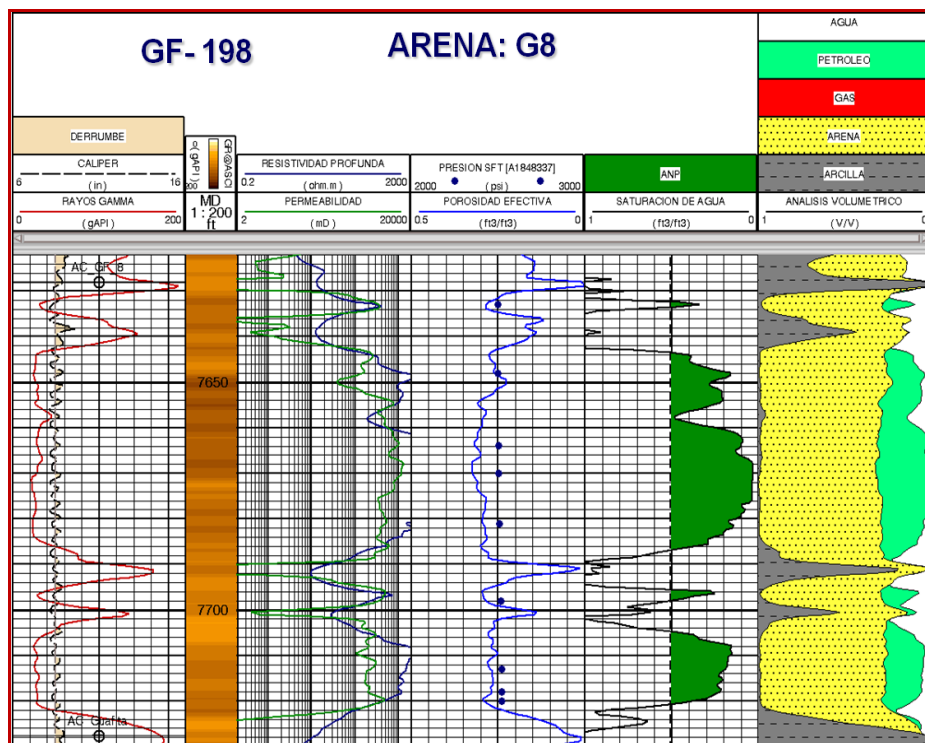


Figura 4.3 Evaluación Petrofísica del pozo GF-198, arena G-8, año 2005.

Sin embargo no se contaba con todas las evaluaciones petrofísicas para los 138 pozos perforados en el campo Guafita en las áreas sur y este, es por esto que a través de la herramienta Geoframe, utilizando la aplicación *Composite Plus* del mismo programa, se trabajó en la descarga de cada uno de los track para obtener los registros de los pozos que no contaban con

dicha información. En la Figura 4.4 se visualiza la herramienta Geoframe utilizando la aplicación *composite plus* para la descarga de un registro.

Cabe destacar que los parametros obtenidos de los registros descargados y de las evaluaciones petrofísicas que se encontraban disponibles solo sirven para efectos de este trabajo, es decir para calculos de radio de drenaje, ya que los valores de porosidad, saturacion y ANP son tomados de las arenas que han sido cañoneadas o productoras, es decir no se toman todos los cuerpos pertenecientes al yacimiento.

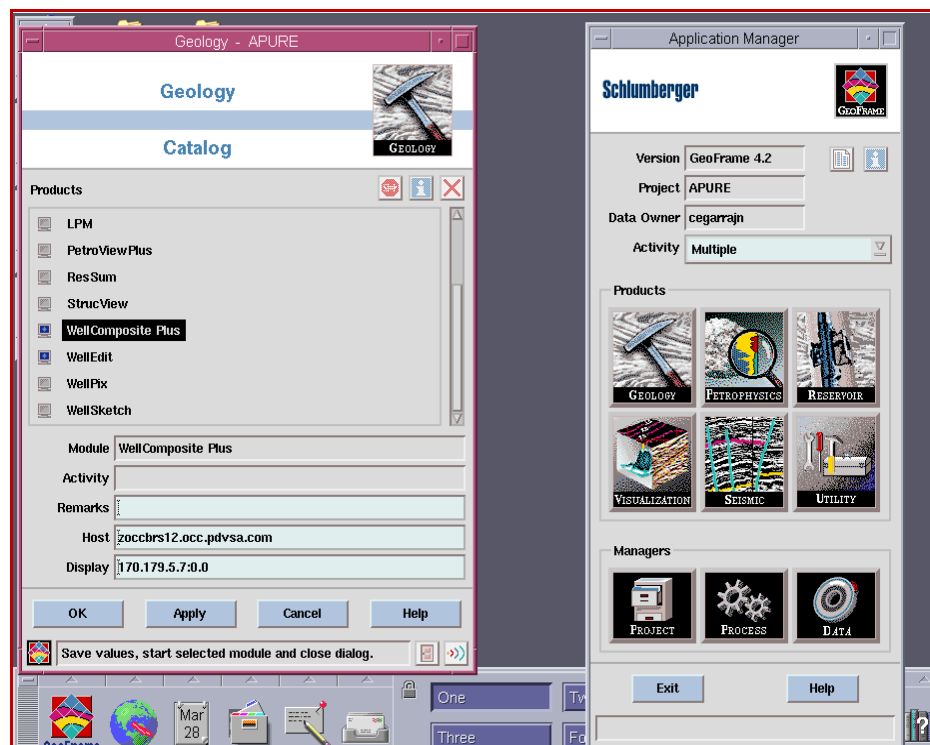


Figura 4.4. Geoframe con la Aplicación Wellcomposite Plus.

Adicionalmente toda esta informacion fue cargada en una tabla de excel generando asi una base de datos de las propiedades petrofísicas de todos los pozos del campo Guafita area Sur y Este, en cada una de las arenas donde fue completado. Esta información fue cargada a la base de datos de OFM con la ayuda del equipo de estudios integrados.

Generación de mapas de radios de drenaje

Luego de ser cargada toda la información en el programa OFM y con los datos de producción, se generó una variable en el programador la cual fue introducida de la siguiente forma:

*Radio.Drenado= @Sqrt(((43560*Petroleo.Acumulado*1.14)/(7758*3.1416* ZPetrofisica.Anp* ZPetrofisica.Por*(1-0.15- ZPetrofisica.Sw_ant))))*0.3048*

Donde:

- @Sqrt: es la función de OFM que calcula la raíz cuadrada de un número.
- Petroleo.Acumulado: es la variable que contiene el valor de producción acumulada de petróleo.
- ZPetrofisica.Anp: es la variable que contiene los espesores de la arena neta petrolífera.
- ZPetrofisica.Por: es la variable que contiene la información de porosidad para el pozo.
- ZPetrofisica.Sw_ant: es la variable que contiene el valor de Saturación de Agua para el pozo.

La fórmula original da como resultado un valor en pies debido a que necesitamos este valor en metros se aplica un factor de conversión al multiplicarlo por el factor 0.3048. En la siguiente Figura 4.5 observamos como quedaría la variable.

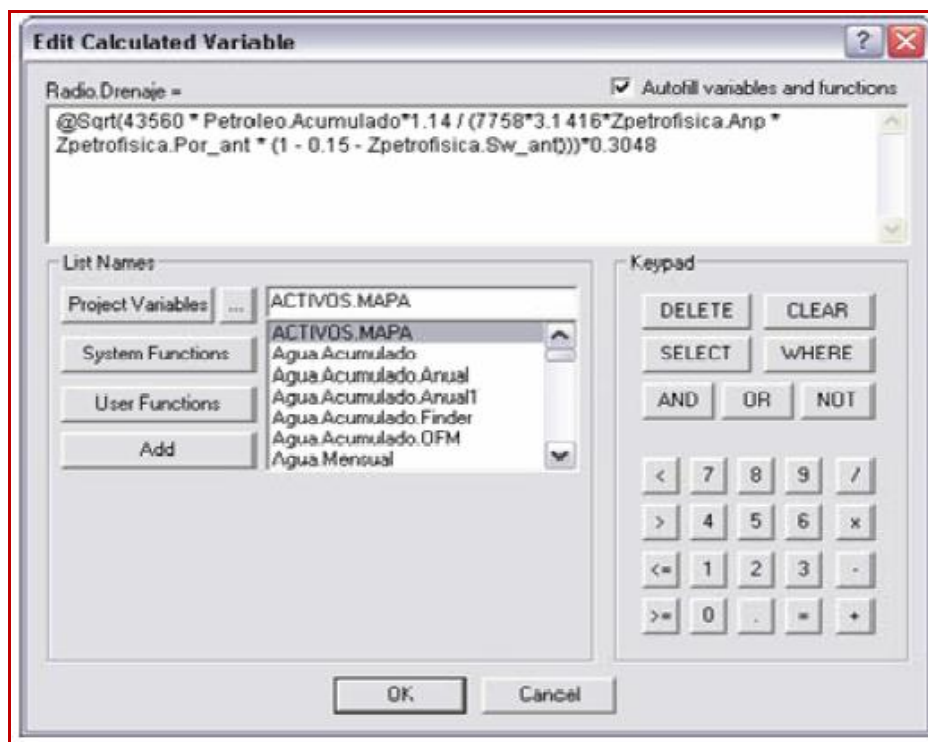


Figura 4.5. Calculo de la variable RD en OFM.

La generación de los mapas de burbujas se realizó a través de la aplicación llamada *Bubble Maps* con los datos introducidos al programa y los datos de producción se generaron los mapas de radio de drenaje, en estos se observa el avance de la producción en cada uno de los yacimientos perteneciente al campo Guafita áreas sur y este.

Sin embargo este tipo de mapa no es cuantitativamente representativo, sino es cualitativo o visual para descartar zonas que estén en un alto grado de agotamiento, debido a que existen pozos donde los radios de drenaje se solapan y muestran un drenaje total de la zona y esto no es del todo cierto, ya que si existen pozos con oportunidades en las zonas que se muestran drenadas y el mismo está en una posición estructural favorable de los pozos productores, se espera que esta oportunidad esté en condiciones originales.

Se realizó de manera complementaria para una mejor visualización de las áreas drenadas la generación de otros mapas a través de la aplicación *Grid Map* en el cual mediante un degradado de colores se observa el drenaje de las zonas, tal como se observa en la figura 4.6 y así lograr una visualización cualitativa del drenaje de los pozos en todo el yacimiento.

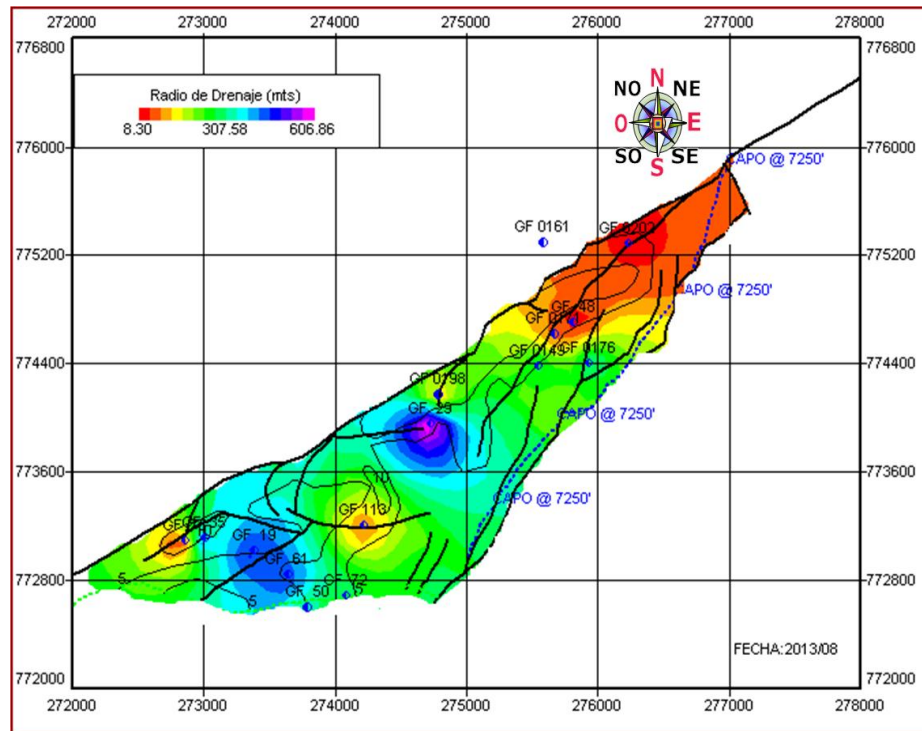


Figura 4.6. Modelo ejemplo de Grid Map.

4.2.4 Fase IV

Estimación de tasas de petróleo

Este estudio se hace con la finalidad de tener un estimado de la producción para los pozos que son incluidos en las propuestas de reacondicionamientos y asegurar que se espere una tasa de petróleo que sea considerado económicamente rentable por el departamento de yacimientos del Distrito Apure.

En esta etapa se realizó una estimación de tasas de petróleo por pozo para cada yacimiento, con la ayuda de la herramienta OFM, la idea fundamental es realizar un promedio de la producción de los pozos vecinos al pozo en estudio, en la cual se espera que el pozo en estudio tenga un comportamiento de producción similar al promedio realizado, esto se cumple si los pozos vecinos presentan características y propiedades similares.

Sin embargo se comprobó que al realizar el promedio de producción de los pozos vecinos y no tomar en cuenta el periodo de producción la estimación de la tasa de petróleo no eran representativa debido a que el promedio tomado en ciertos intervalos de tiempo no correspondía a todos los pozos de la muestra, es por esto que se recreó la *estimación de tasas de petróleo por yacimientos* tomando el promedio de los pozos vecinos que contaran con una producción mayor o igual a 24 meses continuos para ser tomados en la muestra.

Certificar el carácter sellante de las fallas

En esta etapa se dispuso de la información de los resultados de todos los registros de saturación de fluidos de formación tomados en el área, combinados con las secciones de tipo estructural previamente elaboradas, con el fin de visualizar el movimiento de los fluidos el medio poroso y el avance de contacto agua-petróleo en el tiempo, considerando la secuencia de pozos nuevos perforados.

El primer paso para certificar el carácter sellante de falla consiste en realizar un seguimiento del movimiento de fluidos, en este caso el aumento del contacto de agua y petróleo CAP a través de los registros eléctricos que son corridos durante la perforación de pozos nuevos. En una secuencia estructural se puede observar como aumenta la línea horizontal del CAPA en el yacimiento a medida que se perforan pozos nuevos esto debido a la producción de los pozos existentes. Si existe una falla entre 2 pozos y uno de

ellos se ve afectado por la producción del pozo que está del otro lado de la falla se puede deducir que la falla que separa estos pozos es de carácter no sellante. En la figura 4.7 se muestra una sección estructural tipo utilizada en el análisis de falla.

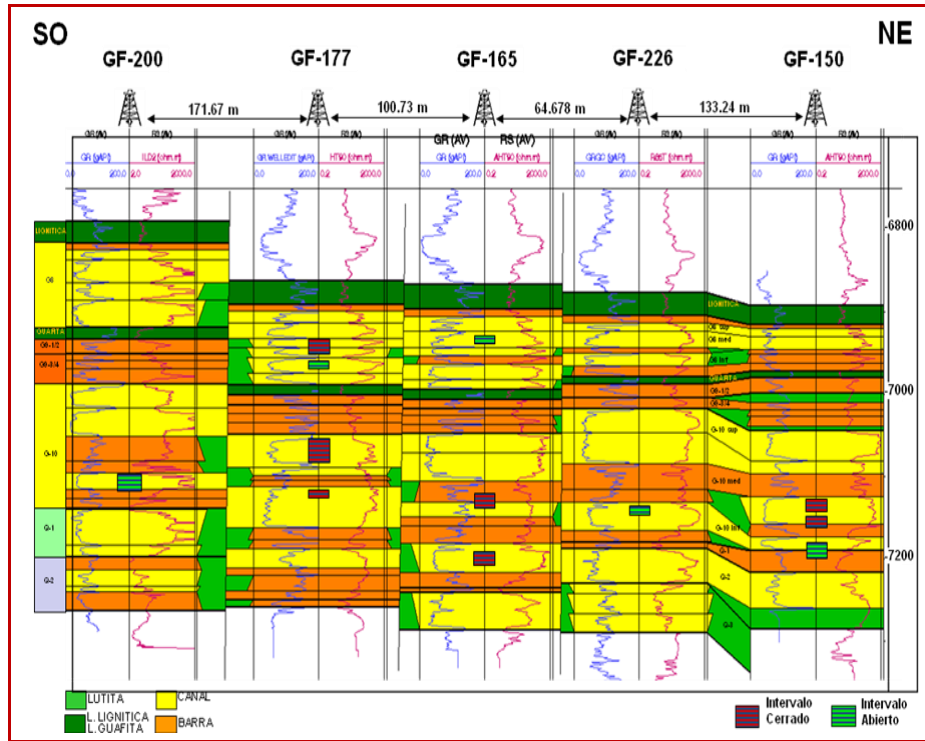


Figura 4.7. Sección estructural dirección SO-NE.

Otra manera de visualizar la comunicación lateral entre pozos vecinos es través de los registros de saturación de fluidos de formación Carbón-Oxígeno, ya que estos indican la saturación de petróleo actual del pozo a través de toda la columna, por ende si se tiene un pozo en presencia de uno o varios pozos productores en una arena y el mismo se encuentran en condiciones originales (condiciones de saturación igual al momento que fue perforado) se deduce que no hay comunicación lateral entre esos pozos y de existir una falla entre ellos entonces se puede concluir que la falla es de carácter sellante.

Para este trabajo se tomaron en cuenta los dos métodos ya que no todos los pozos del campo cuentan con la captura de información del registro de saturación.

4.2.5 Fase V

Desarrollo de un plan estratégico de producción

Con toda la información recopilada durante las fases anteriores, se desarrolló un plan estratégico de producción para los pozos activos e inactivos, sometidos a trabajos de rehabilitación y jerarquizados principalmente por las variables de producción y certidumbre de éxito.

En esta etapa se hizo un estudio extenso de todas las propiedades del yacimiento, así como de las condiciones del pozo, afectación de pozos vecinos y un análisis del comportamiento de presión y producción.

➤ Condición del pozo

Se realizó un estudio de la condición mecánica de cada pozo, donde se visualiza la complejidad mecánica del mismo; es decir, si el pozo esta empacado, tiene un pescado o posee más de un tapón de hierro.

Se tomaron con mayor prioridad a la hora de ser intervenidos los pozos que se encontraban en categoría 3; es decir, pozos inactivos con disponibilidad no inmediata y los pozos con tasa de petróleo menor a 100bls.

Posteriormente se hizo una revisión histórica de los eventos realizados al pozo, su completación original, los reacondicionamientos y servicios realizados. Luego se realizó un diagnostico sobre la declinación de la producción y se evaluó si la misma fue por problemas mecánicos, deficiencia del sistema de levantamiento, es decir, si el equipo era el adecuado o la causa está asociada al yacimiento ya sea por arenamiento o conificación.

➤ Visualización de posibles oportunidades

Tomando la información de los registros eléctricos y los registros de saturación de fluidos de formación capturados en todo el campo Guafita áreas sur y este, se realizó una búsqueda de oportunidades en cada pozo para todas las arenas que atravesaba el mismo. Esta búsqueda rápida de oportunidades se hizo inicialmente basada solo en parámetros petrofísicos donde se asumía que la arena era prospectiva si cumplía con ciertos parámetros de cortes o *cutoff*. Dependiendo del yacimiento o miembro que se estaba estudiando los parámetros de corte de resistividad y saturación de agua eran diferentes.

Para la Formación Guafita específicamente el miembro Arauca se tomó como parámetro de corte una resistividad mínima de 100ohm-m, exceptuando la parasecuencia superior de la arena G-8 (G-8S), que con una resistividad de 80ohm-m eran consideradas prospectiva al igual que los yacimientos del miembro Quevedo como lo son Q-1, Q-2 y Q-3. Sin embargo para los yacimientos del miembro Guardulio se corroboró por experiencias en el área que con una resistividad de 60ohm-m las arenas eran productoras a excepción del yacimiento G7-3/4 que el parámetro de corte es de 100ohm-m. De igual modo el parámetro de corte para la saturación de agua fue de mayor o igual a 50% en todos los yacimientos de estudio.

➤ Afectación de pozos vecinos

Posteriormente se trabajó con un segundo filtro para descartar las arenas que posiblemente han sido drenadas por la producción de pozos vecinos, en este estudio se contó con el trabajo de pasantías de Jiménez Hemyllis (2013), llamado “Correlación estratigráfica y estructural por facies de las arenas del Miembro Quevedo y Arauca para el campo Guafita, área sur”, en vista de que fueron las secciones más recientes que se tenían del área, aunque las mismas no contaban con la correlación de las arenas del miembro Guardulio

se complementaron con las secciones que disponía el departamento realizadas luego de la reinterpretación de los topes de las arenas. En la figura 4.8 y la figura 4.9 se muestra el modelo de las secciones utilizadas para este estudio.

La afectación por producción de pozos vecinos visualizado a través de secciones estructurales y estratigráficas, consistió en verificar el movimiento de los fluidos considerando su posición estructural y la existencia de fallas entre pozos, en la mayoría de los casos donde no se contaba con información adicional de registros actuales, la interpretación no fue conclusiva donde específicamente donde se observaba cambios laterales de facies (barras, canales) y era posible encontrar una barrera de permeabilidad.

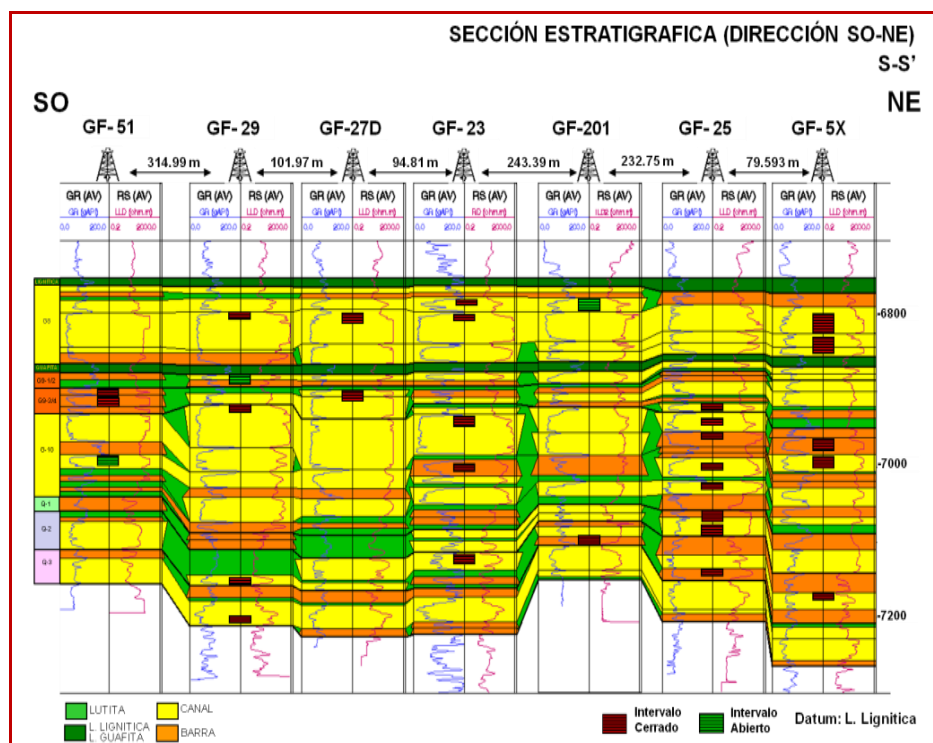


Figura 4.8 Sección Estratigráfica dirección SO-NE.

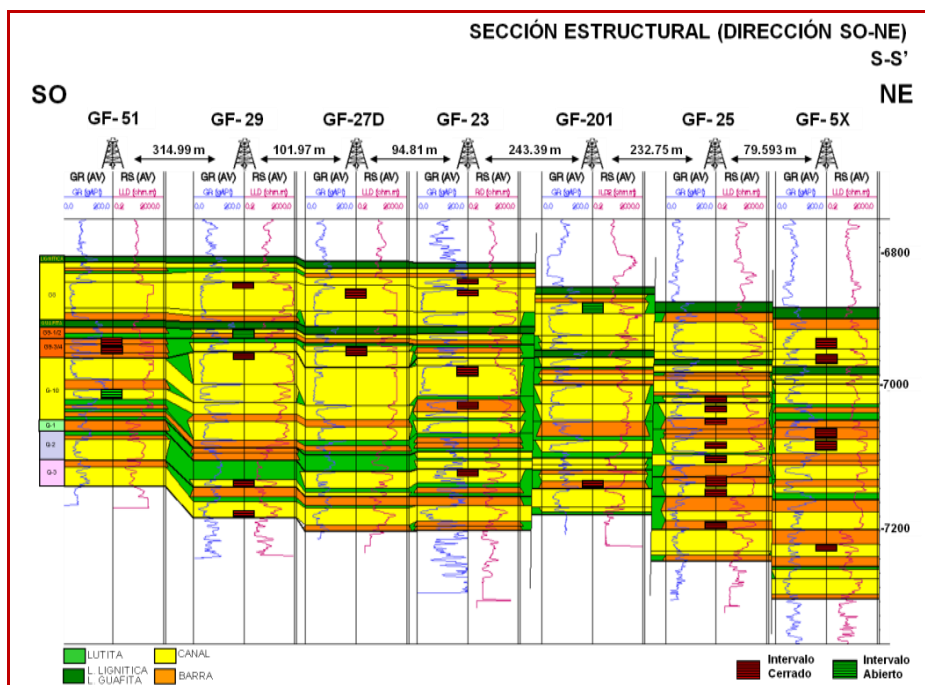


Figura 4.9 Sección Estructural dirección SO-NE.

➤ Comportamiento Producción/Presión

Este estudio se hizo a través de los gradientes de presión y de las estimaciones de tasa realizadas en las fases 2 y 3 respectivamente, se consideró este análisis como el siguiente filtro, haciendo un estudio tanto de presión como de producción para determinar si los horizontes prospectivos poseían una energía tal que pudieran comunicar los fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, manteniendo un nivel y tasa de fluido estable en el tiempo y así garantizar la rentabilidad del proyecto.

Cabe destacar que para este análisis se trabajó con información de los pozos vecinos más cercanos a los pozos de interés, cuando el pozo candidato a reacondicionar no contara con información de este tipo (datos de presión), ya que en el campo solo el 41% de todos los pozos perforados cuenta con información de presión. En cuanto a la estimación de tasas de producción se tomaron pozos vecinos ubicados a unos 200m o menos de separación.

Elaboración de Base de Datos Macro-Inteligente

Fue necesario para el desarrollo del proyecto generar una base de datos que contenga toda la información desarrollada, que soporta cada uno de los análisis realizados y cada propuesta de pozo, para así permitir el fácil acceso a la misma, esta base de datos fue trabajada sobre una hoja Macro a través de la herramienta Excel.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el cierre del mes de marzo del año 2013 se realizó el análisis de la declinación de la producción y el aumento progresivo del corte de agua en los pozos del área sur y este del campo Guafita, con el fin de generar oportunidades de reacondicionamiento a corto, mediano y largo plazo. Partiendo de una población de 138 pozos perforados en el área sur y este del campo Guafita, fueron tomados para el desarrollo de este trabajo un total de 81 pozos que se encontraban activos y 23 pozos inactivos clasificados en categoría 3, representando estos el 76% de la población de los pozos perforados en las áreas sur y este, en la figura 5.1 se muestra un gráfico comparativo de los pozos activos e inactivos categoría 3.

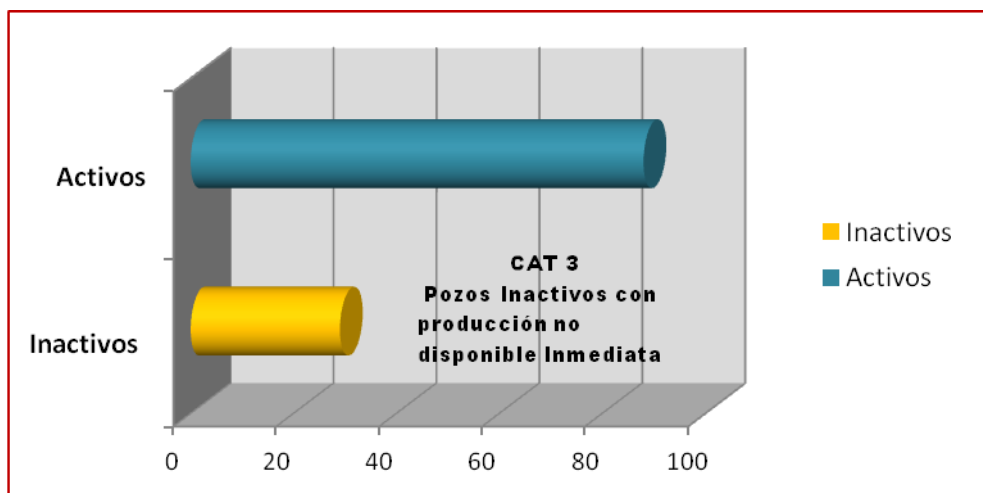


Figura 5.1. Gráfico comparativo de los pozos trabajados.

Adicionalmente en la tabla 5.1 se muestran los nombres de los pozos activos y en la tabla 5.2 los pozos inactivos categoría 3 que fueron seleccionados para el desarrollo de este trabajo.

Tabla 5.1. Pozos activos en Guafita, áreas sur y este.

CAMPO GUAFFITA				
Área Sur				Área Este
GF-19	GF-89	GF-162	GF-193	GF-205X
GF-21	GF-90	GF-164	GF-196	GF-209
GF-26	GF-133	GF-165	GF-197	GF-213D
GF-29	GF-134	GF-166D	GF-198	GF-215
GF-31	GF-138	GF-169	GF-199	GF-216
GF-35	GF-145	GF-172	GF-200	GF-218
GF-51	GF-146	GF-173	GF-201	GF-220
GF-53	GF-148	GF-174	GF-202	GF-223
GF-58	GF-150	GF-175	GF-203	GF-227
GF-61	GF-151	GF-176	GF-206	
GF-62	GF-152	GF-177	GF-207	
GF-64	GF-153	GF-178	GF-208	
GF-66	GF-154	GF-179	GF-211ST	
GF-68	GF-155	GF-180	GF-219	
GF-70	GF-156	GF-183	GF-222	
GF-72	GF-157	GF-187	GF-224R	
GF-76	GF-158	GF-191	GF-226	
GF-79	GF-159	GF-192	GF-229	

Tabla 5.2. Pozos inactivos CAT-3 en Guafita áreas sur y este.

CAMPO GUAFFITA			
Área Sur			Área Este
GF-28	GF-139	GF-184	GF-214
GF-50	GF-149	GF-185	GF-216
GF-67	GF-161	GF-186	
GF-75	GF-163	GF-190	
GF-83	GF-167	GF-195	
GF-116	GF-170	GF-204	
GF-132	GF-171	GF-212	

Se realizó una revisión a los eventos históricos de cada pozo logrando visualizar que 96 pozos son factibles a ser trabajados mecánicamente, 7 pozos presentan alta complejidad mecánica debido a problemas con el revestidor, problemas con herramientas atascadas dentro del pozo (pez) o herramientas que fueron dejadas dentro del mismo como tapones de hierro, empaques con gravas, relleno de cemento, que impiden alcanzar el horizonte objetivo.

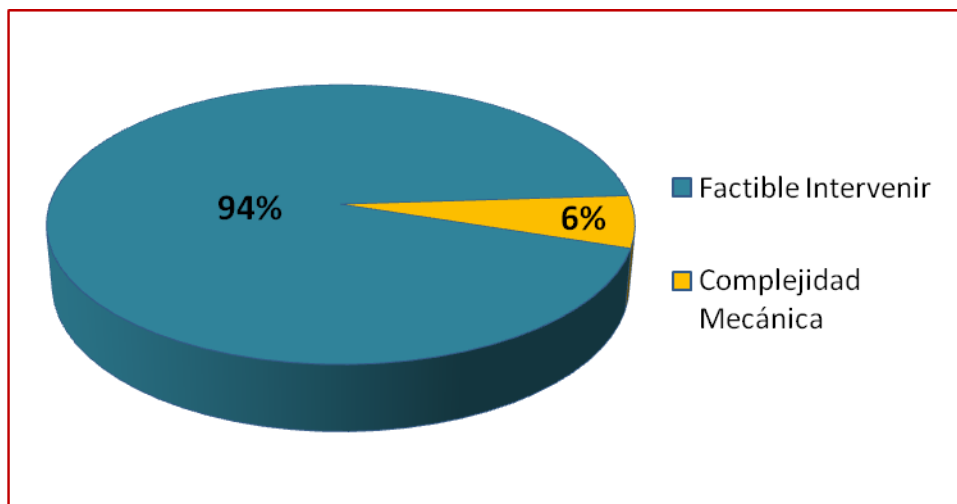


Figura 5.2. Gráfico de aplicabilidad en el campo

5.1 Visualización rápida de oportunidades

Evaluación petrofísica

En la primera etapa de visualización de oportunidades en base a datos petrofísicos y estudios de registros eléctricos, fueron encontradas 157 posibles oportunidades de reacondicionamiento para los yacimientos en estudio considerando las premisas descritas en la metodología.

Durante esta evaluación petrofísica se visualizó que 22 pozos no presentan arenas con prospectividad para trabajos de reacondicionamiento a futuro. En

la tabla 5.3 se presenta el nombre de los pozos sin más oportunidad y su condición actual para las áreas sur y este del campo Guafita.

Tabla 5.3. Pozos sin oportunidad de reacondicionamiento.

CAMPO GUAFITA		
Área Sur		Área Este
GF-28 / Inactivo	GF-179 / Activo	GF-209 / Activo
GF-53 / Activo	GF-184 / Inactivo	GF-214 / Inactivo
GF-72 / Activo	GF-185 / Inactivo	GF-227 / Activo
GF-133 / Activo	GF-186 / Inactivo	
GF-154 / Activo	GF-190 / Inactivo	
GF-158 / Activo	GF-192 / Activo	
GF-159 / Activo	GF-195 / Inactivo	
GF-161 / Inactivo	GF-196 / Activo	
GF-163 / Inactivo	GF-211ST / Activo	
GF-166D / Activo		

5.2 Análisis de drenaje

5.2.1 Radios de drenaje.

Una base de datos generada por parámetros petrofísicos para los 138 pozos del campo fue utilizada para identificar zonas con mayor y menor drenaje generado por la producción de pozos completados en los yacimientos evaluados, en la figura 5.3 y 5.4 se muestran los gráficos con la cantidad de pozos que han producido en cada uno de los yacimientos tanto para el área este y el área sur respectivamente del campo Guafita.

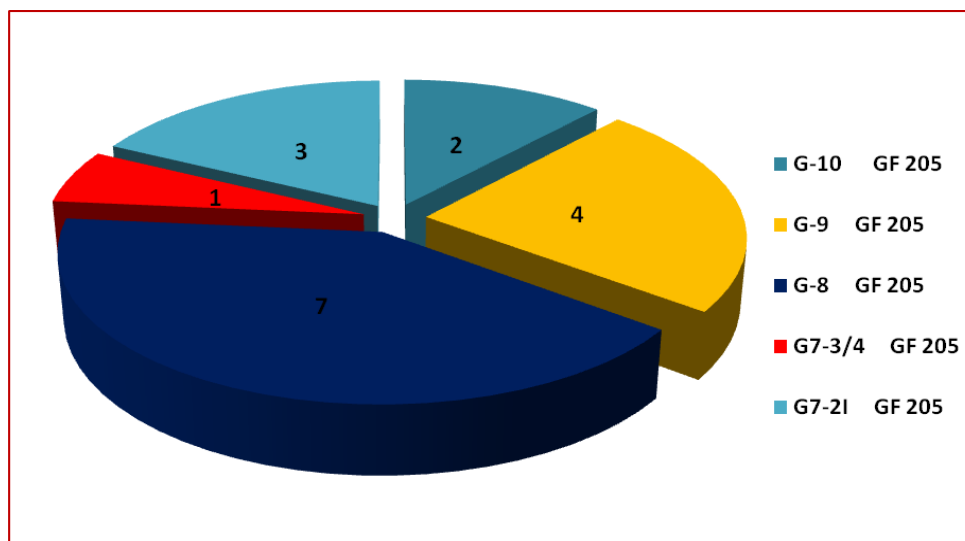


Figura 5.3. Número de pozos completados por yacimiento en el área este.

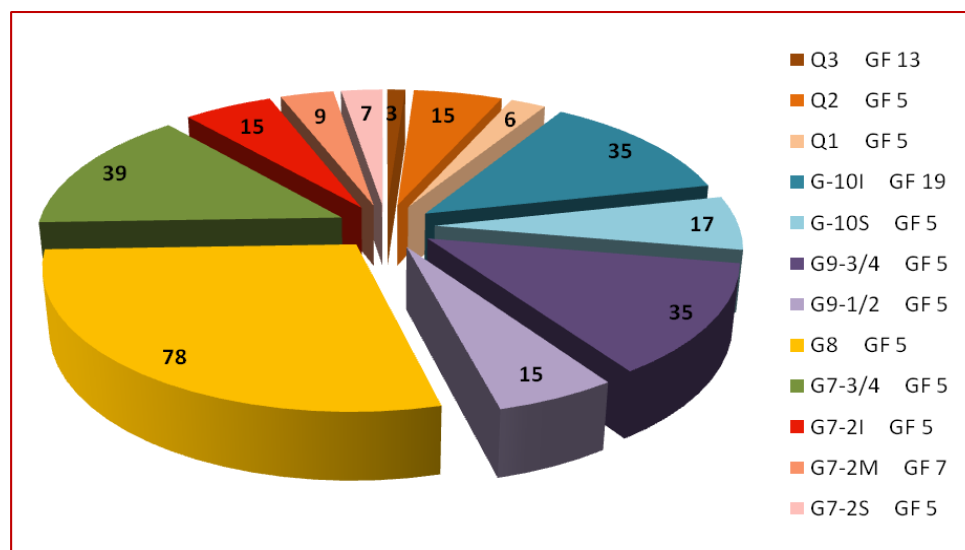


Figura 5.4. Número de pozos completados por yacimiento en el área sur.

Esta distribución se realizó considerando la última reinterpretación geológica del área en estudio, donde se identificaron que los pozos mostrados en la tabla 5.4 no corresponden al yacimiento oficial que indicaba la base de datos corporativa Centinela. Estos pozos deben ser cambiados para poder tener un mejor estudio de drenaje y cuantificación de la producción.

Tabla 5.4. Pozos con cambio de arena productora.

CAMPO GUAFITA			
POZO	Arena Original	N° completación	Arena a Cambiar
68	Q3- GF 13	1	Q2 GF 5
150		2	
153		2	
165	Q2- GF 5	1	G-10I GF 5
26	Q1- GF 5	1	Q2 GF 5
75		1	
89		2	
155		3	
156		1	
162	G9-3/4 GF 5	2	G-10S GF 5
163		1	
169		2	
207		1	
207	G9- 1/2 G5	2	G9-3/4 GF 5

Con la información de los valores petrofísicos tomados para cada pozo se generaron mapas de tendencia de radios de drenaje donde se observa cualitativamente las zonas de menor drenaje para la visualización de futuras oportunidades, a continuación se resultados de la interpretación los radios de drenaje para los yacimientos del área.

- Miembro Guardulio

Yacimiento G7-2I GF 5

Yacimiento con 12 pozos perforados desde su vida productiva, actualmente con 3 pozos productores activos, ha acumulando hasta cierre del mes de septiembre del 2013 una producción de crudo de 9.9MMBN, en la figura 5.5 se muestra el mapa de drenaje generado para este yacimiento, donde se visualiza que la zona de mayor drenaje fue generada por un solo pozo

productor hacia el área sur alcanzando un radio de drenaje de aproximadamente 650m.

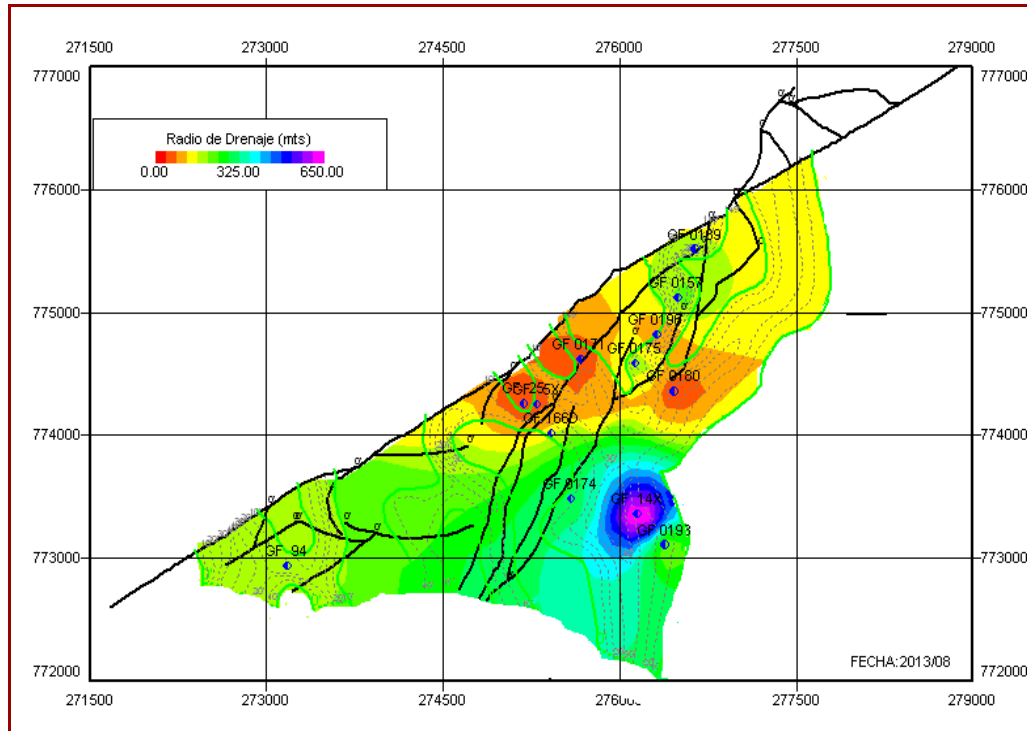


Figura 5.5. Mapa de tendencia para el yacimiento G7-2I GF 5.

Para los reservorios G7-2S GF 5 y G7-2M GF 7, no fue posible generar estos mapas de tendencia ya que no se contaba con la información de los mapas (límite de roca, falla, contornos) cargadas en la herramienta OFM.

Yacimiento G7-3/4 GF 5

Es este yacimiento se han perforado un total de 39 pozos de los cuales el 28% están siendo productores activos con 11 pozos, hasta cierre de mes de septiembre del 2013 el yacimiento tiene un acumulado de 33,8MMBN, en la figura 5.6 se visualiza que la zona de mayor drenaje esta hacia el centro del campo alcanzando radios de drenaje cerca del área desde 250m hasta 500m.

en OFM por cada parasecuencia los límites de roca, límite arbitrario, contornos y fallas no fue posible generar estos mapas por cada unidad.

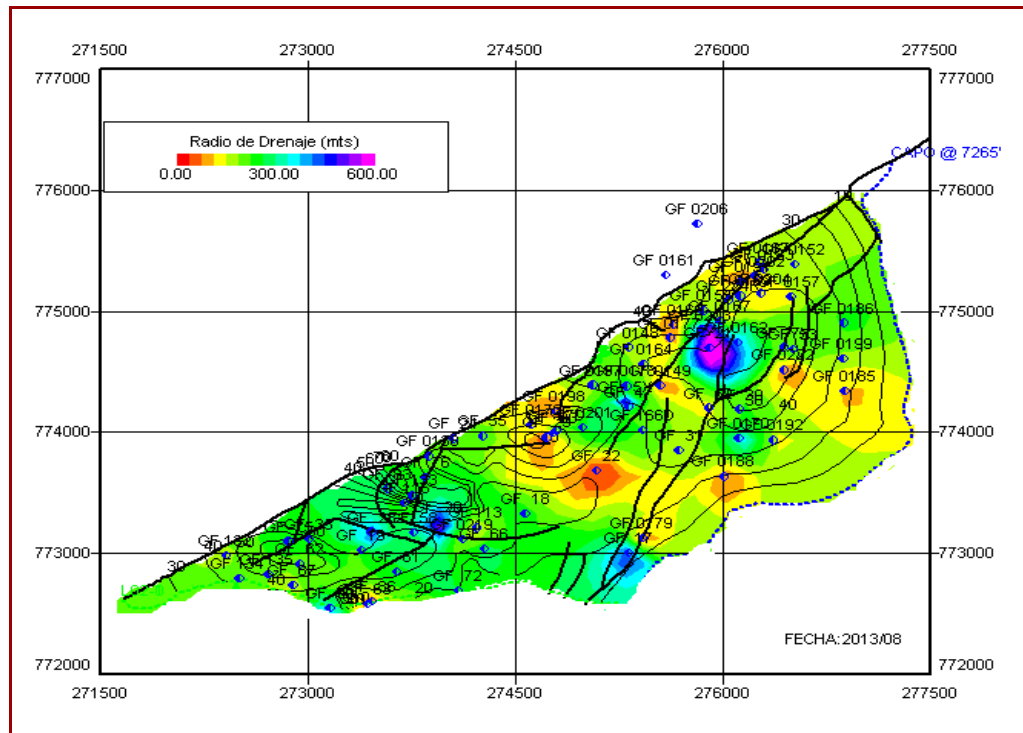


Figura 5.7. Mapa de tendencia para el yacimiento G-8 GF 5.

Yacimiento G 9-1/2 GF 5

Reservorio con 15 pozos perforados y productores, de los cuales para cierre de septiembre del 2013 se encontraban 5 pozos activos, para la fecha se tiene un acumulado de producción de crudo de 6,2MMBN, para este yacimiento se visualiza a través de la figura 5.8 que la zona con mayor producción esta hacia el suroeste del yacimiento y un pozo productor en el centro del mismo, que alcanzan radios de drenaje de hasta 600m, la zona de colores cálidos como hacia el noreste representa la zona menos drenada.

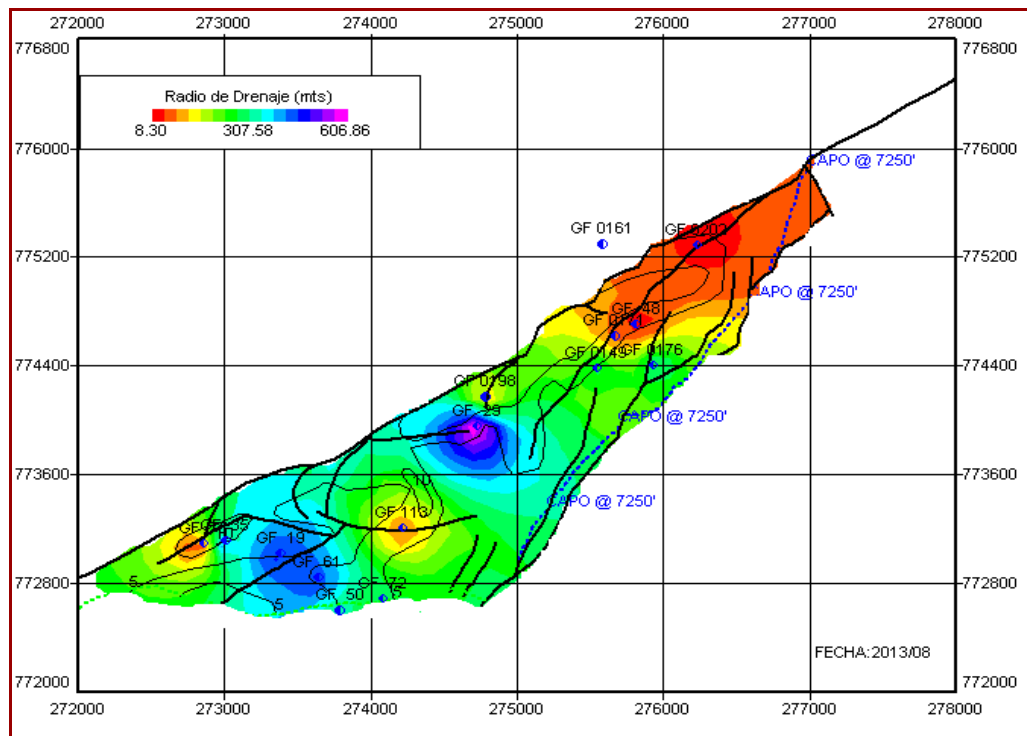


Figura 5.8. Mapa de tendencia para el yacimiento G9-1/2 GF 5.

Yacimiento G9-3/4 GF 5

Yacimiento con 35 pozos productores, de los cuales se encuentran activos 7 pozos, para este yacimiento se tiene una producción acumulada de 23MMBN, para esta arena se visualiza a través de la figura 5.9 que la zona centro y suroeste del campo presenta el mayor drenaje, alcanzando áreas de drenaje de 200m hasta 500m, dado que es la zona que presenta el mayor número de pozos perforados.

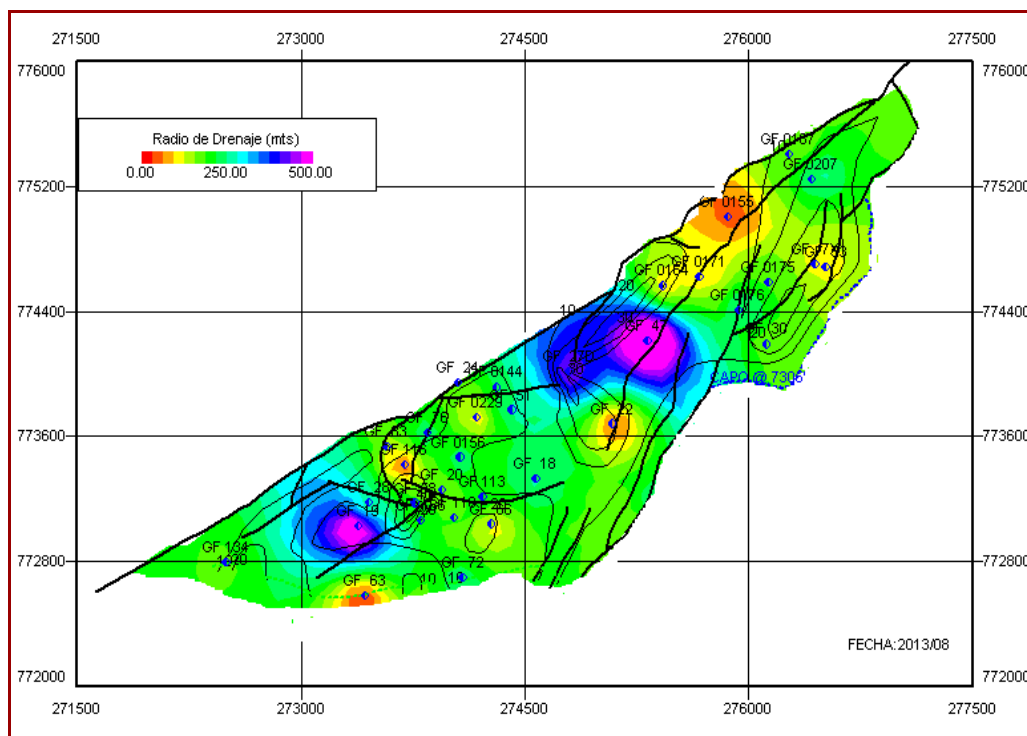


Figura 5.9. Mapa de tendencia para el yacimiento G9-3/4 GF 5.

Yacimiento G-10S GF 5

Para este yacimiento se cuenta con 30 pozos productores de una misma arena y 5 pozos productores en commingled junto con la parasecuencia inferior de esta arena, de estos 35 pozos solo 4 presentan actividad de producción actualmente y hasta la fecha de cierre se contaba con una producción acumulada de crudo de 35,8MMBN, en la figura 5.10 se observa que la zona suroeste del yacimiento presenta el mayor drenaje del área alcanzando con radios de drenaje de 450m.

Para este mapa se tomaron los pozos en commingled y se añadieron tanto en la arena superior como en la inferior, ya que no se contaba con una discretización de la producción en la herramienta OFM para estos pozos.

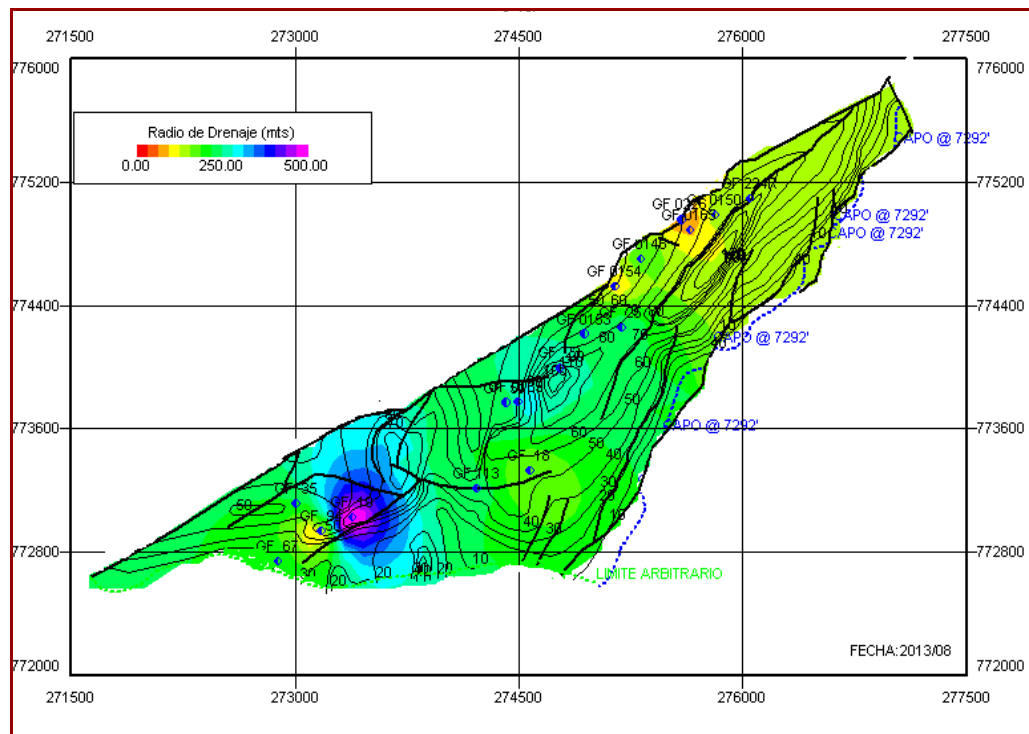


Figura 5.11. Mapa de tendencia para el yacimiento G-10I GF 19.

- Miembro Quevedo

Yacimiento Q1 GF 5

Yacimiento con 5 pozos completados y actualmente 1 pozo productor activo, hasta la fecha ha acumulado 5,4MMBN, para este yacimiento se puede visualizar en la figura 5.12 que la zona de mayor drenaje generada por la producción de un pozo alcanza los 350m hacia el sur, la zona noreste del campo no presenta prospectividad a nivel de esta arena, ya que el avance del frente de agua alcanzo estas arenas.

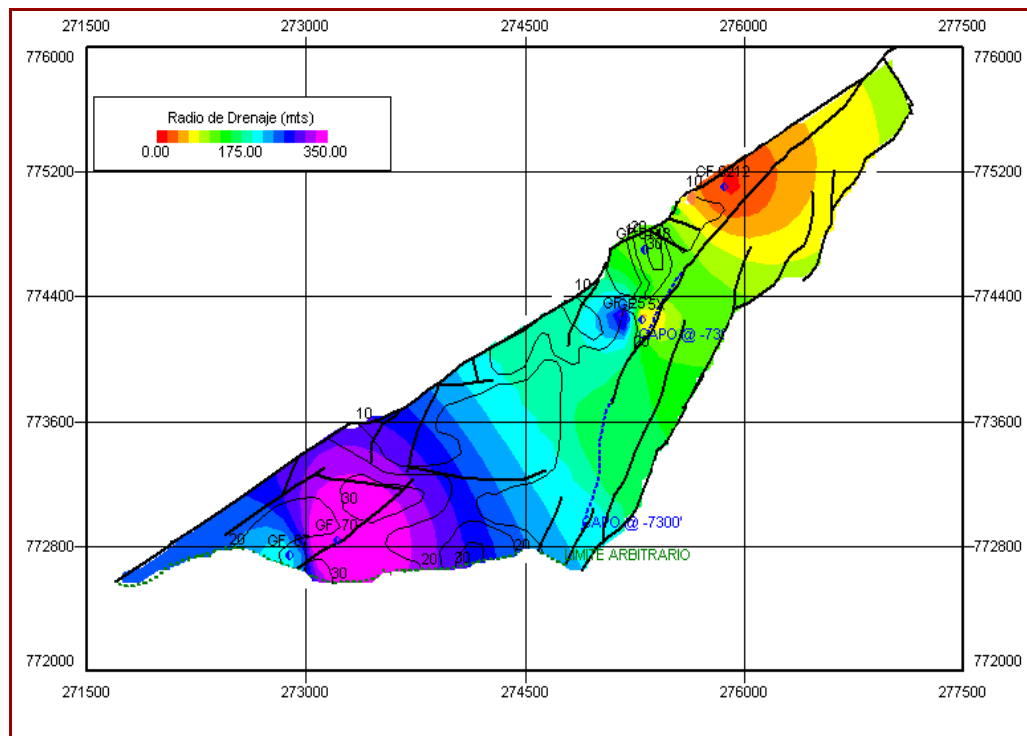


Figura 5.12. Mapa de tendencia para el yacimiento Q1 GF 5.

Yacimiento Q2 GF 5

Yacimiento con el mayor número de pozos completados a nivel del miembro con un total de 15 pozos productores, actualmente se encuentran 4 pozos activos, y para el cierre de mes de septiembre se tiene un acumulado de 16,1MMBN, para este yacimiento se visualiza a través de la figura 5.13 que la mayor zona drenada se encuentra al suroeste del campo con un pozo productor que alcanza los 700m, el resto del campo presenta zonas drenadas de hasta 200m hacia la zona sur-oeste, y la zona sur-este del campo no se han perforados muchos pozos debido a que no existe una considerable acumulación de hidrocarburos hacia este sector.

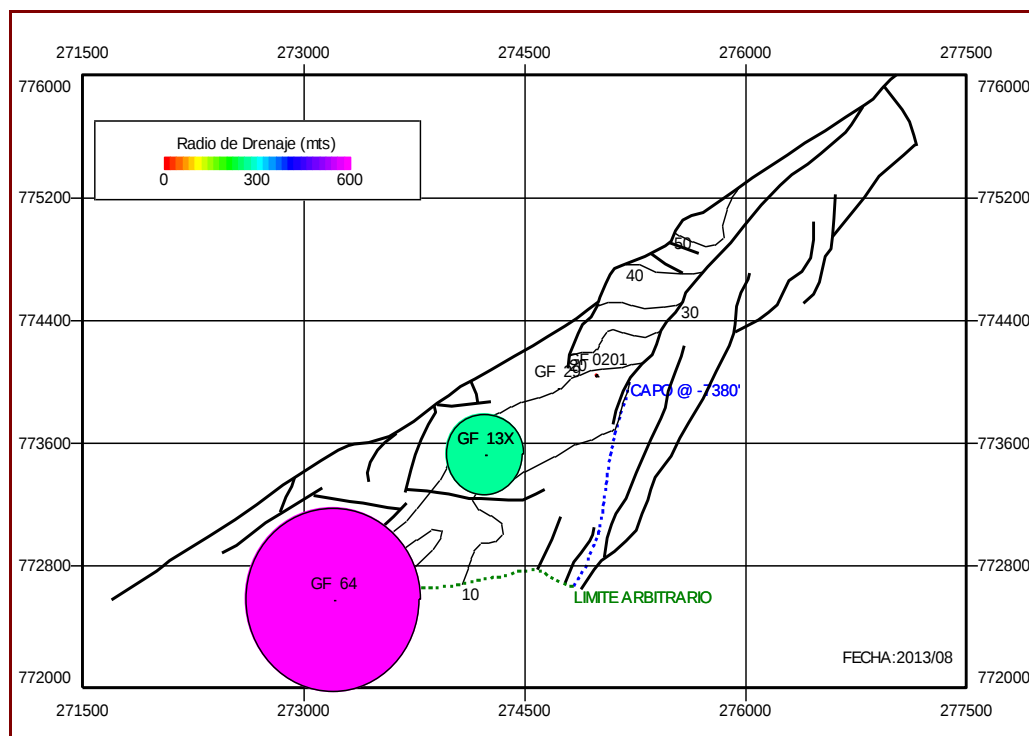


Figura 5.14. Mapa de tendencia para el yacimiento Q3 GF 13.

Con los resultados generados de estos mapas de drenaje, solo se tomó la información cualitativa de los mismos, ya que para un estudio cuantitativo de afectación por parte de los pozos vecinos estos mapas no son concluyentes, debido a que la información proporcionada por sí sola no puede ser interpretada de manera cuantitativa, por lo que es necesario el análisis de afectación pozo a pozo en conjunto con el estudio geológico estructural para un resultado confiable.

5.2.2 Evaluación geológica-estructural.

Para complementar la información de los radios de drenaje y certificar que las oportunidades visualizadas inicialmente con los parámetros petrofísicos no hayan sido afectadas por la producción de pozos vecinos se corroboró la oportunidad evaluando la continuidad lateral del horizonte prospectivo y su posición estructural respecto a sus pozos vecinos, incluyendo la

interpretación de los registros de saturación de fluidos Carbono-Oxígeno si se contara con los mismos en el área de estudio.

Se analizaron un total de 22 secciones longitudinales y 20 secciones transversales, cada sección compuesta por 8 o 9 pozos alineados en la misma dirección.

En la figura 5.15, se muestra una sección estratigráfica en dirección suroeste/noreste, usada en el análisis del pozo GF-26, donde se visualizó una oportunidad de reacondicionamiento a nivel de la arena G-8M, horizonte identificado en círculo de color negro, donde se observa claramente la continuidad lateral del canal a lo largo de sus pozos vecinos. Esta oportunidad se soportó partiendo de la evaluación petrofísica convencional del mismo pozo, donde se identificó un cuerpo de arena de 10 pies de ANP, con resistividades de 1000 ohm, So de 80% (Ver figura 5.16), cuya condición de saturación fue corroborada a través de la corrida de un registro de saturación de fluidos de formación tomado en el año 2000 (Ver figura 5.17).

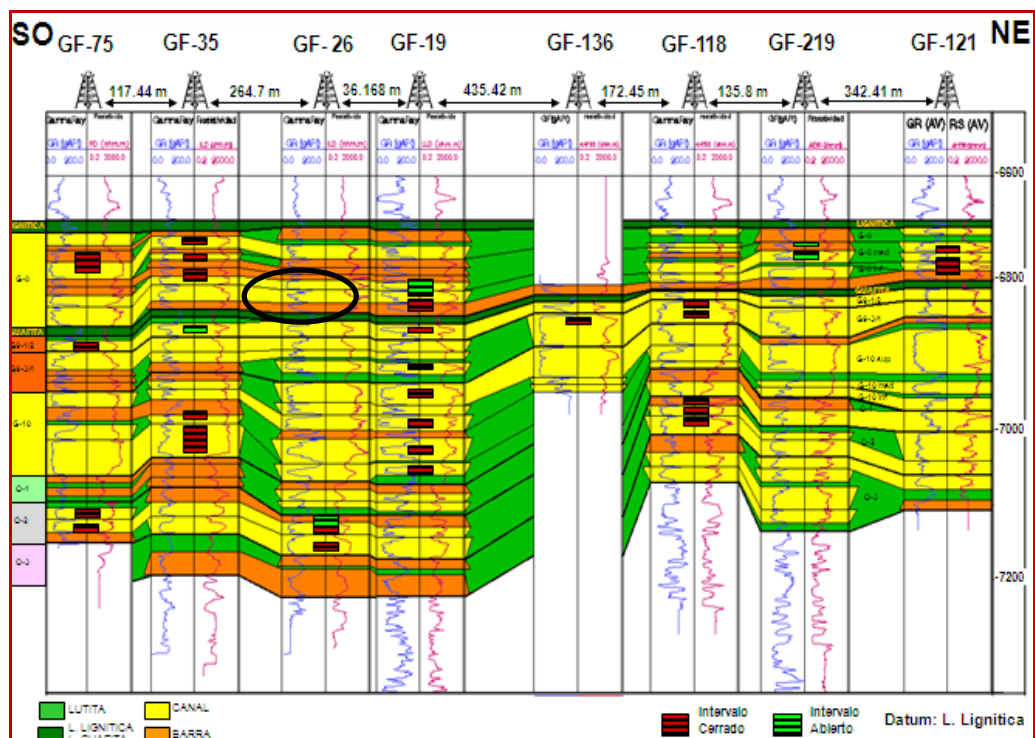


Figura 5.15. Sección estratigráfica longitudinal dirección SO-NE.

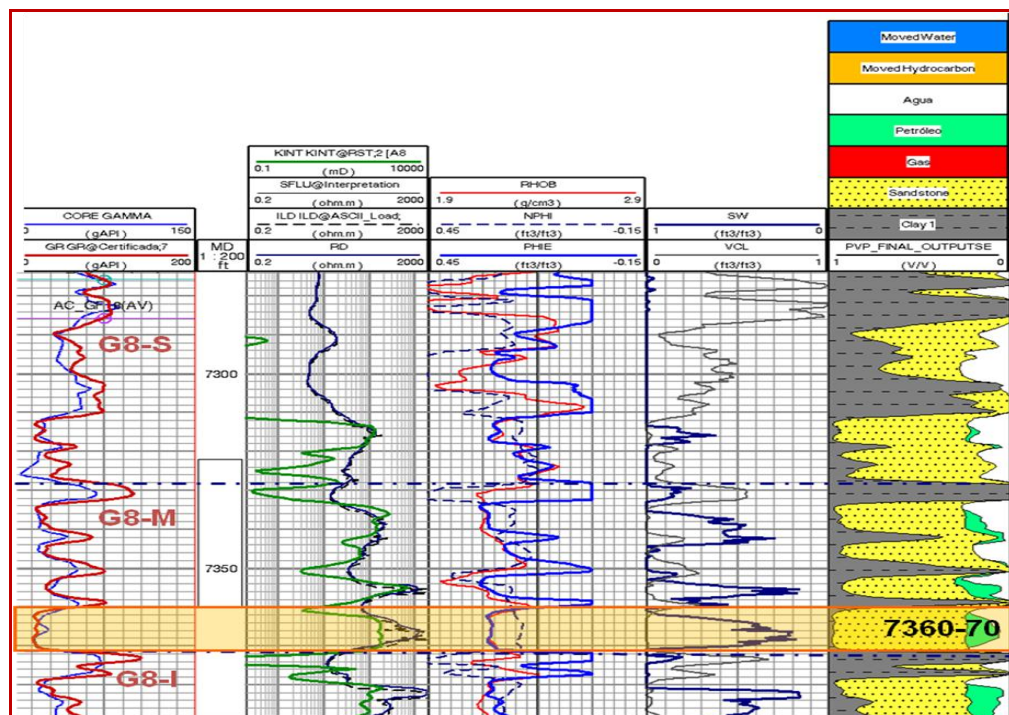


Figura 5.16. Evaluación petrofísica, pozo GF-26 arena G-8, año 1988.

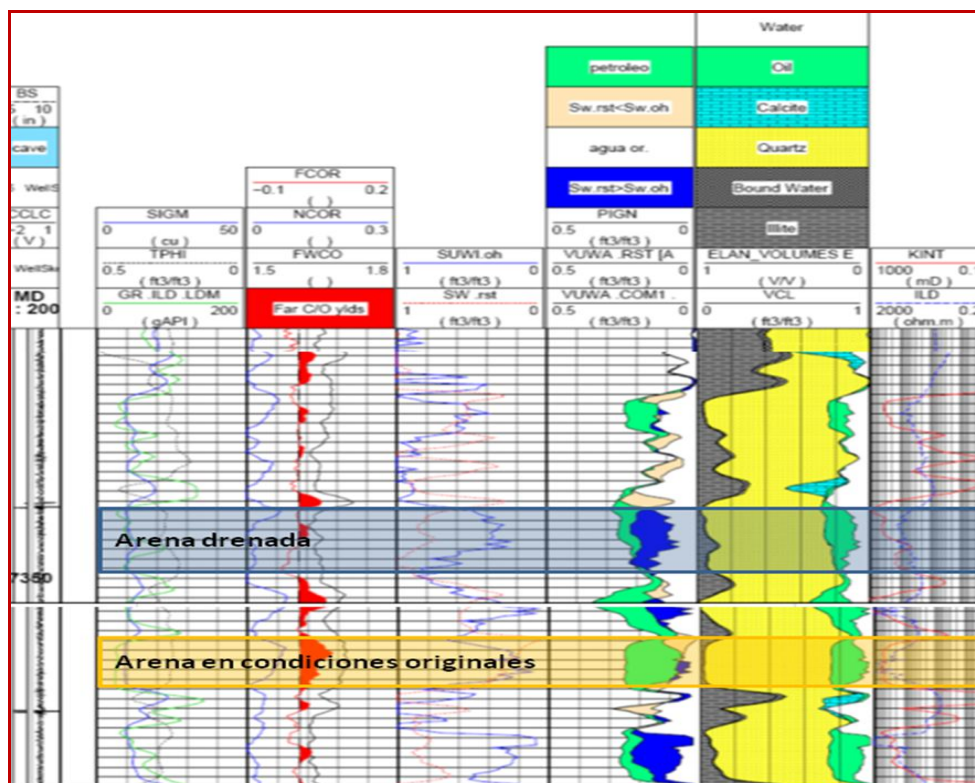


Figura 5.17. Registro de saturación, pozo GF-26 arena G-8, año 2000.

Seguidamente se evaluó en la sección estructural (Ver figura 5.18) su posición estructural respecto a sus vecinos, observando que en dirección NE a tan solo 36 mts aproximadamente, se encuentra estructura arriba el pozo GF-19, pozo intervenido en junio del 2000, donde se deja a producción el intervalo correlacionable al cuerpo visualizado en el pozo GF-26, acumulando a Septiembre de 2013 1,08 MMBNP en ese cuerpo, acumulado cuyo radio de drenaje infiere que las condiciones interpretadas de saturación en el pozo GF-26 en el registro carbono-oxígeno actualmente no están a condiciones originales descartando esta oportunidad a futuro.

Este tipo de analogías fueron desarrolladas para cada una de las oportunidades visualizadas mediante la evaluación petrofísica, certificando o descartando las oportunidades factibles a futuro.

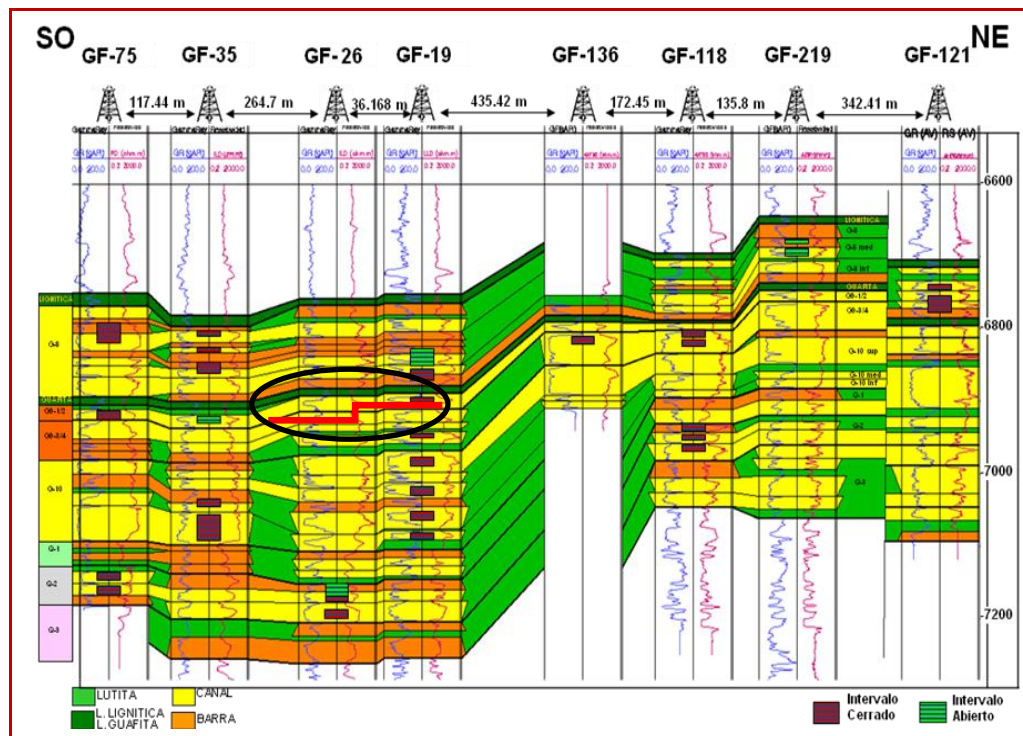


Figura 5.18. Sección estructural longitudinal dirección SO-NE.

5.3 Análisis de fallas

Con la información disponible de los 51 registros de saturación de fluidos de formación corridos en el área sur y 5 para el área este, la identificación de las fallas principales y secundarias por yacimiento, conociendo la profundidad de los contactos agua petróleo original (CAPO) y el acumulado de producción de los pozos se logró identificar el carácter sellante de ciertas fallas secundarias que conforman el sistema.

5.3.1 Perforación de pozos nuevos

El estudio se realizó identificando los pozos ubicados tanto en el bloque levantado como en el deprimido por cada falla principal o secundaria, se tomaron las secciones de tipo estructural, se identificó aquellos pozos que observaron CAP en los registros eléctricos GR/Resistividad, se tomó como

pozo control el ultimo perforado en la zona de estudio y se recreó (mediante históricos de eventos) la secuencia de pozos perforados en la misma.

En la sección estructural en dirección SO-NE en la figura 5.19 compuesta por los pozos GF-229, GF-51, GF-139, GF-29 y GF-27D, se realizó dicho estudio para las fallas que separa los pozos GF-229 y GF-51, la falla que separa los pozos GF-139 y GF-29, iniciando desde los yacimientos más profundos de edad cretácica hasta los más jóvenes de edad terciaria, observando el avance del contacto agua petróleo original (CAPO) en los yacimientos G-10S y G-8 a nivel de la parasecuencia media.

A nivel de la arena G-10S se observa en el pozo GF-23 un cuerpo de arena saturada de petróleo, produjo en esta arena desde el año 1988 hasta el año 1995 acumulando una producción de 2.483MBN, observando esta afectación por drenaje en el pozo GF-29 aun cuando el cuerpo de arena es mucho más masivo en cuanto a espesor en este pozo, por su parte el pozo GF-29 fue perforado para ser puesto en producción en el año 2000 e inmediatamente aislado por manejar altos cortes de agua en este yacimiento, las condiciones de saturación arrojadas por el registro de saturación de fluidos corrido en el pozo en el año 2006 a nivel de esta arena muestra un drenaje severo, corroborado con la perforación del pozo GF-139 y GF-229 ultimo pozo perforado en la zona donde el contacto agua petróleo actual ya se visualiza al tope de la arena corroborando el carácter no sellante de esta falla.

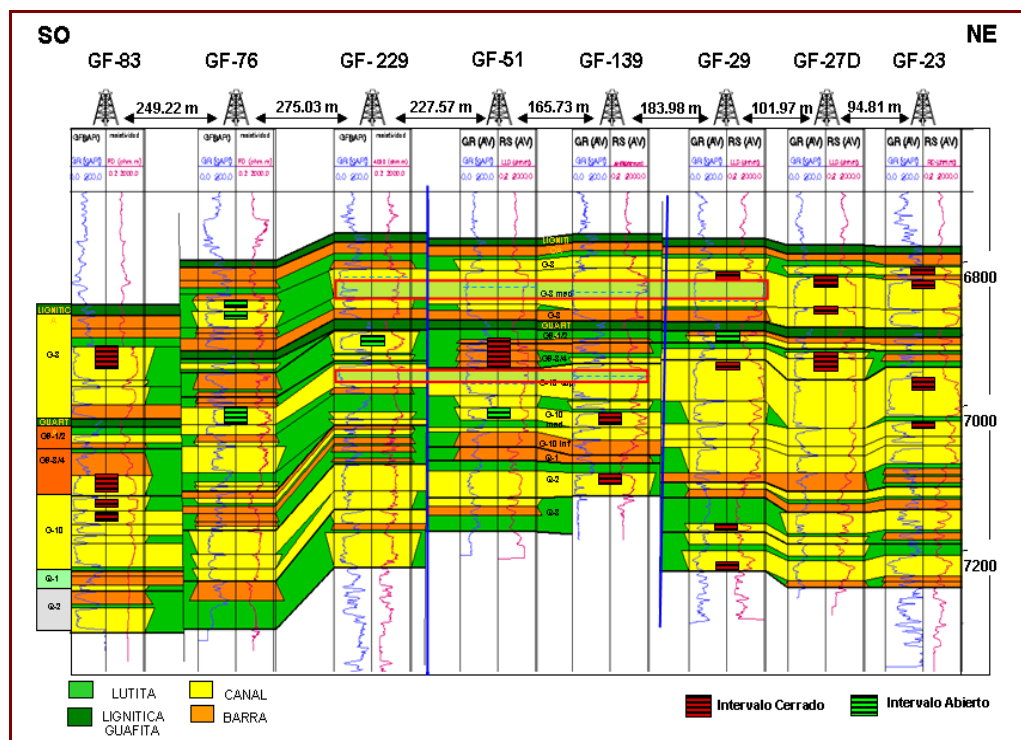


Figura 5.19. Sección estructural longitudinal dirección SO-NE.

A nivel del yacimiento G-8M, se observa que el pozo 27-D perforado en el año 1989 muestra una arena saturada de crudo, es de hacer mención que este pozo acumuló 6.586MBN durante su producción en este cuerpo (señalado en rojo) observando la afectación del drenaje en el pozo GF-139 perforado años después, corroborando el carácter no sellante de estas fallas adicionalmente el pozo GF-229 también observó este efecto de drenaje ubicando el contacto de agua petróleo actual hacia el tope de este yacimiento tal como se observa en la figura 5.20.

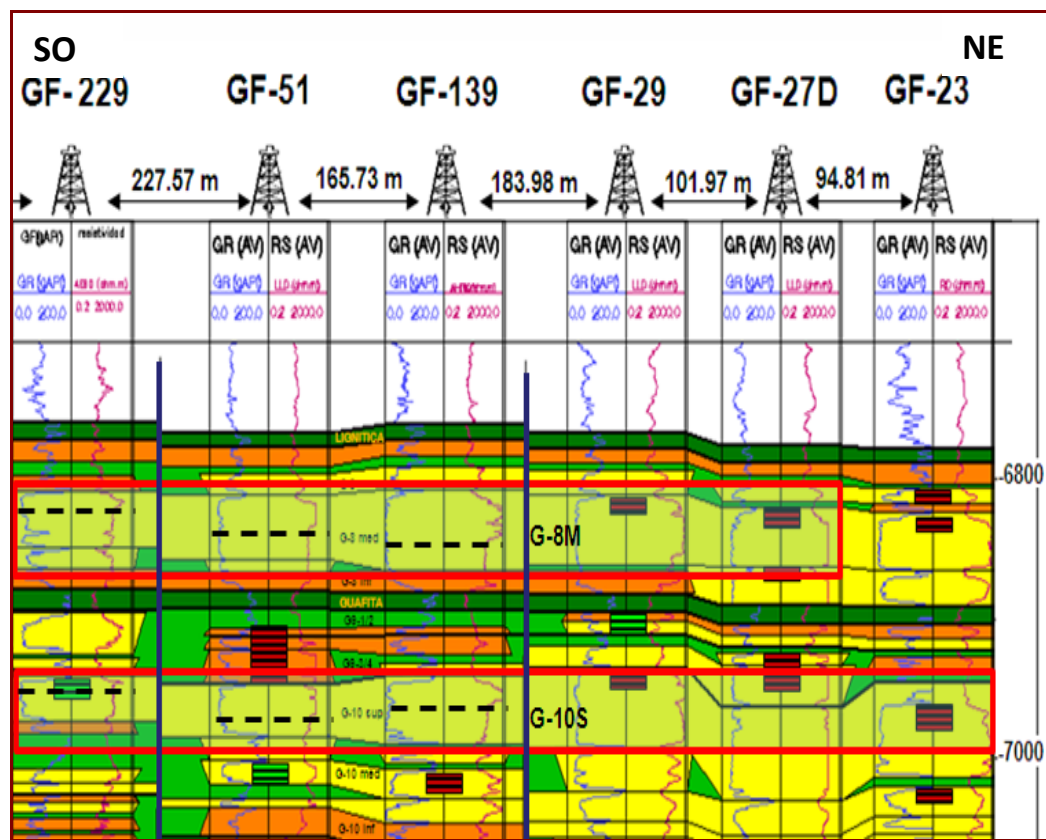


Figura 5.20. Sección estructural dirección SO-NE.

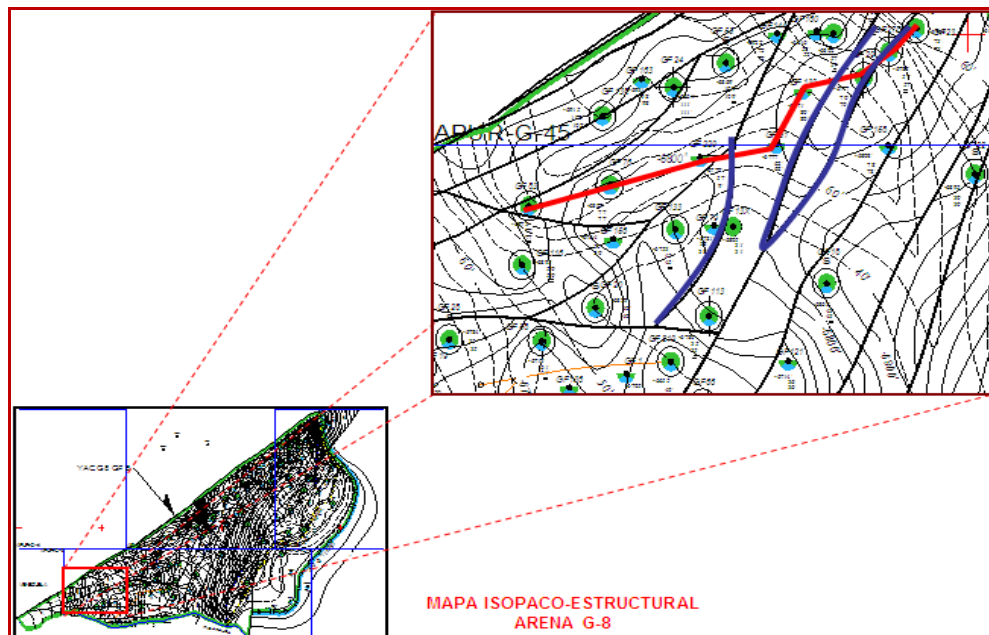


Figura 5.21. Ubicación espacial de la sección SO-NE y las fallas no sellantes.

Esta misma analogía fue aplicada para cada falla analizada señalando en azul las fallas de carácter no sellante y en rojo las que fueron corroboradas como sellante. (Ver figura 5.22)

5.3.2 Registros de saturación carbón-oxígeno

Para definir el carácter sellante de las fallas, se dispuso de la información arrojada por la interpretación de todos los registros de fluidos de formación que se contaban en el área.

Para el área sur del campo Guafita un total de 50 pozos cuenta con información de registros de saturación y para el área este 5 de los 11 pozos perforados cuentan con información. Cabe destacar que 13 de los registros realizados por las compañías **Baker Hughes y Weatherford** no fueron utilizados para estos análisis ya que estos registros no reproducen de manera confiable la interpretación de acuerdo a los datos de producción de los yacimientos del campo Guafita.

A continuación se mostrarán los resultados de las fallas que pudieron ser concluyentes de carácter sellante y no sellante para las arenas mencionadas

Arena G7-3/4 GF 5

- ✓ La Falla en dirección O-E que separa a los pozos GF-200 con el GF-165 se determinó de carácter no sellante ya que el pozo GF-200 productor en esta arena ha afectado a los pozos en ese bloque hasta el pozo GF-155 de acuerdo a resultados del registro C/O (registro de saturación carbón-oxígeno).
- ✓ La falla en dirección SO-NE que separa los pozos GF-167 y GF-146 se determinó de carácter no sellante ya que el GF-146 productor en esta arena afectó la base de la arena del GF-167 según resultados del registro de saturación C/O.

- ✓ Se infiere como sellante a la falla entre los pozos GF-187 y GF-183 debido al alto salto de fallas entre ambos bloques.

Las otras fallas en este sistema se dejaron como no concluyentes ya que la información con la que se cuenta no es representativa para definir las, en la figura 5.22 se observa una sección del mapa G7-3/4 en la cual se plasman las fallas estudiadas.

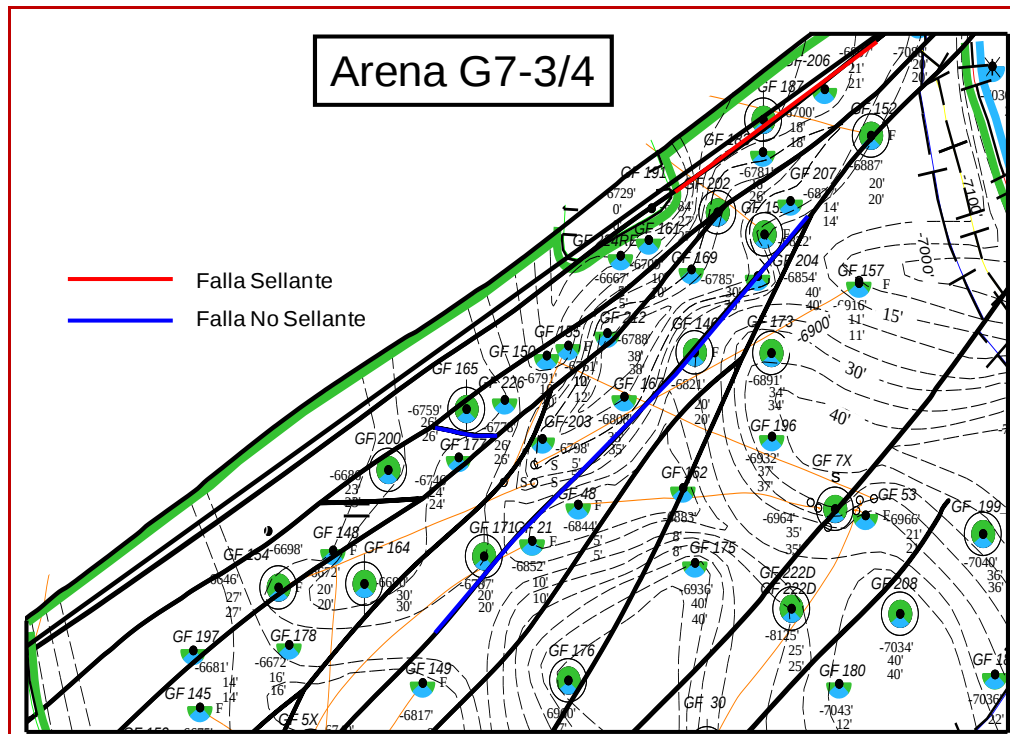


Figura 5.22. Mapa de fallas del yacimiento G7-3/4 GF 5.

Arena G-8 GF 5

- ✓ La falla dirección SO-NE que separa los pozos GF-219 y GF-66 se considera de carácter no sellante, ya que el GF-219 salió drenada en su parasecuencia media, se concluye que el cuerpo estructura arriba del GF-66 haya drenado por yuxtaposición el cuerpo del GF-219.

- ✓ Las fallas que separan los pozos GF-27 y GF-29, GF-29 y GF-139, GF-139 y GF-229 se consideran todas no sellantes debido al drenaje producido en la zona media de la arena G-8 por el pozo GF-27.
- ✓ Las fallas dirección O-E se definieron ambas sellantes, ya que el pozo GF-148 con más de 1MMBN no afecto al GF-200 estructura abajo y con continuidad lateral de los cuerpos, la siguiente falla paralela a esta se concluyó sellante ya que el GF-155 no afecto al GF-177 ubicado estructura abajo y con la misma continuidad de los cuerpos.
- ✓ La falla de dirección SO-NE ubicadas en la zona norte del mapa se determinó inicialmente no sellante debido a las afectaciones por parte de los pozos el GF-197 sobre el GF-145, GF-178 y GF-164 drenados por el GF-148, luego continua de carácter sellante debido a que el pozo GF-155 afecto a sus pozos vecinos en el mismo bloque pero no al pozo GF-203 ubicado del otro lado de la falla y estructura abajo y con continuidad lateral de cuerpos, lo cual permitió definir la falla sellante, y continua de carácter no sellante debido a la afectación por parte de los pozos GF-161 y GF-169 sobre los pozos GF-202 y GF-207.

Las otras fallas en este yacimiento se dejaron como no concluyentes ya que la información con la que se cuenta no es representativa para definir las, en la figura 5.23 se observa una sección del mapa G-8 en la cual se reflejan en color azul las fallas no sellantes y en rojo las fallas sellantes que lograron definirse en esta arena.

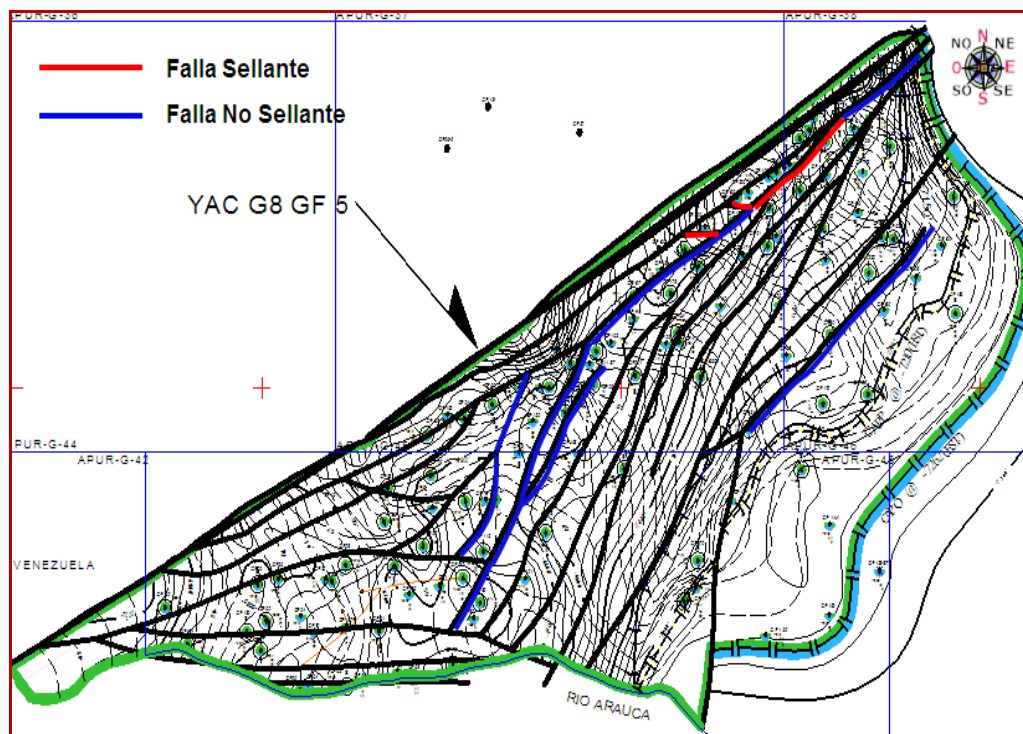


Figura 5.23. Mapa de fallas del yacimiento G-8 GF 5.

Arena G10S GF 5

- ✓ Las fallas con dirección SO-NE ubicadas en la zona central del campo al igual que en la arena G-8 se determinaron no sellantes pero esta vez el pozo que afectó a los pozos que se separan por fallas GF-229, GF-139, GF-29 fue el GF-23 con más de 2MMBN.
- ✓ La falla O-E que separa a los pozos GF-200 y GF-148 se determinó no sellante debido al drenaje visto en el registro de saturación del 2013 del GF-200, caso contrario en la arena G-8 que se concluyó que la falla era sellante.
- ✓ La falla dirección SO-NE que separa los pozos GF-154 y GF-148 de los pozos GF-164 y GF-178 se determinó no sellante debido a la afectación de los pozos estructura arriba (GF-154 y GF-148).

Las únicas fallas definidas con claridad son las mostradas en color azul en la figura 5.24, las demás fallas no pudieron ser concluyentes debido a la poca información que se cuenta del área.

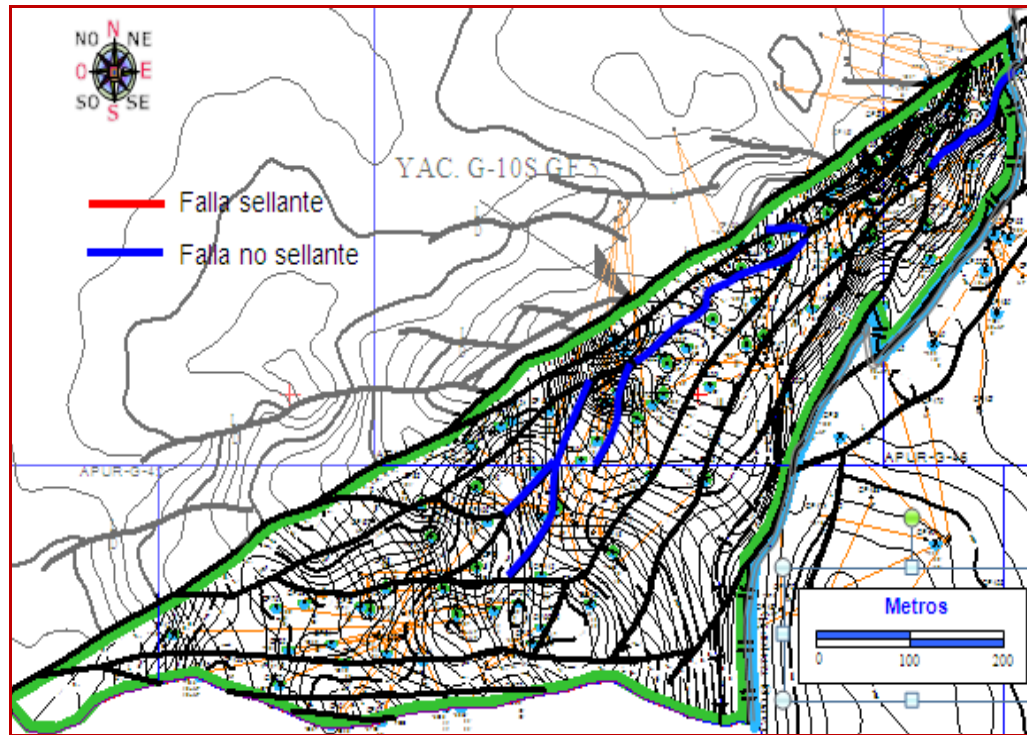


Figura 5.24. Mapa de fallas del yacimiento G-10S GF 5.

5.4 Análisis de producción por yacimiento

Para evaluar la potencialidad de los yacimientos se partió del análisis de las tasas de fluidos máximas y mínimas registradas en los pozos completados en cada uno de los yacimientos en estudio, se realizó un análisis de producción desde el inicio de explotación del campo hasta la actualidad, evidenciando el impacto del uso de los equipos de bombeo electrosumergible al masificar su uso como método de producción secundaria por excelencia en el área, y el efecto de incremento del corte de agua en el tiempo.

De esta manera se buscó extrapolar esta información en aquellos pozos donde fue visualizada una oportunidad de reacondicionamiento en un determinado yacimiento, para predecir según estadística de producción de pozos vecinos su comportamiento a futuro.

Una vez realizados los gráficos de producción considerando aquellos pozos con producción sencilla (productores de una sola zona) para cada yacimiento y referenciados a un periodo de producción iniciando en el mes 1, se evaluaron aquellos que lograron acumular como mínimo 24 meses de producción continua estable en el tiempo.

Siendo un resultado repetitivo en los gráficos de producción que a partir del año 2000 en adelante se observa una disminución de las tasas de crudo de hasta un 60% respecto a las tasas iniciales a la explotación del campo, en la mayoría de los yacimientos, es por esto que en cada grafico se muestran dos curvas con comportamientos similares, una curva superior que representa los pozos productores en un periodo de tiempo antes del año 2000 y otra curva inferior conformada con pozos productores después del año 2000. Adicionalmente se observó para el 90% de los yacimientos que luego de los doce meses las curvas muestran una tendencia estable en la producción de crudo.

En la figura 5.25 se muestra el gráfico de producción en barriles netos respecto a los meses de producción para el yacimiento G7-3/4 GF 5, donde se muestran dos tendencias con comportamientos similares, para este yacimiento se puede observar que a partir del mes quince la producción comienza a estabilizar (producción sin fluctuación), dando como resultado pozos productores con tasas estables de crudo alrededor de los 400BND antes del año 2000, y una tasa de crudo de 200BND en los pozos productores del año 2000 en adelante. Esta tasa de petróleo estable es la

que se estima obtener en los pozos que sean puestos en producción en esta arena, debido a las condiciones de drenaje actual en este yacimiento.

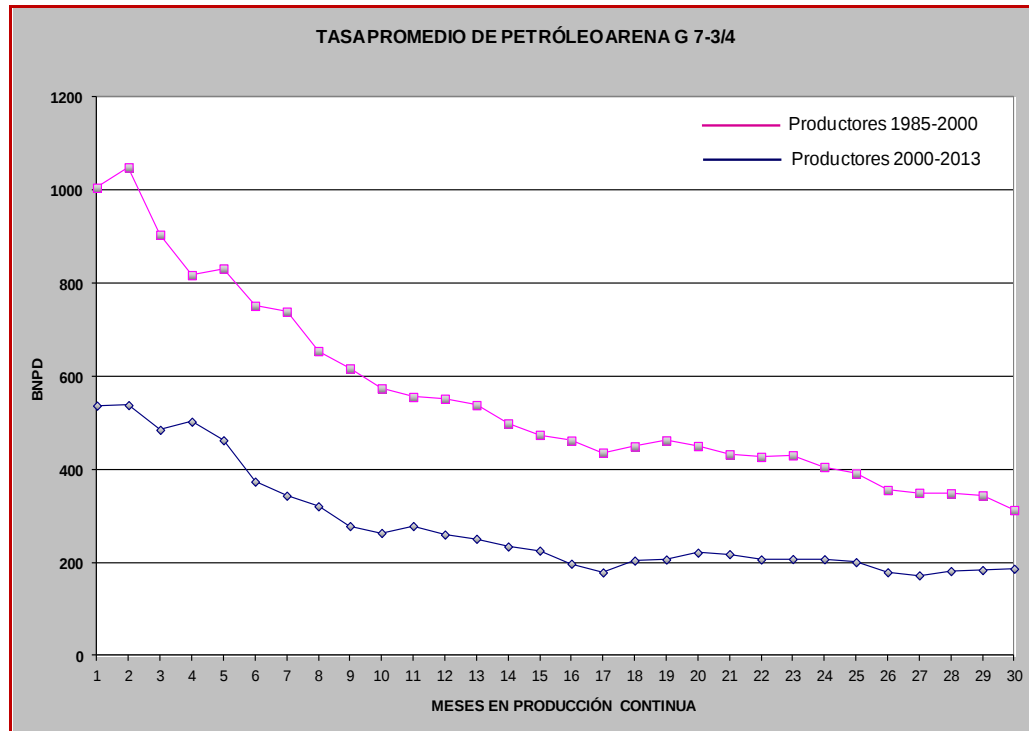


Figura 5.25. Gráfico de producción del yacimiento G7-3/4 GF 5.

El mismo gráfico fue generado para cada uno de los yacimientos de los cuales se obtuvieron los valores estimados de tasas promedios tal como se muestran en la tabla 5.5.

Para los yacimientos G7-2S GF 5, G7-2M GF 7 y Q3 GF-13 no fue posible generar estos gráficos debido a que los pozos completados en estas arenas no cumplen con las premisas planteadas para las estimaciones de tasas.

Tabla 5.5. Tasas de petróleo promedio por yacimiento.

CAMPO GUAFITA /AREA SUR	
Yacimiento	Tasa promedio de petróleo
G7-2I	140 BN
G7-3/4	200 BN
G-8S	200 BN
G-8M	400 BN
G-8I	300 BN
G9-1/2	150 BN
G9-3/4	150 BN
G-10S	350 BN
G-10I	350 BN
Q1	350 BN
Q2	300 BN

5.5. Análisis de presión

Se verificó la información contenida en la base de datos existente de 48 pozos, a la cual se le añadió la información de 8 pozos con pruebas presión que fueron tomados desde el año 2006 hasta el año 2009, adicionalmente las profundidades de los puntos de presión fueron actualizadas a la última reinterpretación de topes geológicos realizadas en el año 2010.

En la tabla 5.6 se muestra un ejemplo de cómo se plasmó la información arrojada de una prueba de presión para el pozo GF-5X, en el cual adicionalmente se discretizó los puntos de presión en las parasecuencias de la arena G-8 GF 5 (G8S, G8M, G8I) igualmente en las arenas G-10S GF 5 y G-10I GF 19, adicionalmente se añadió una columna que muestra la ecuación de gradiente de presión generada para realizar estimaciones de presión en pozos que no cuenten con esta información.

Tabla 5.6. Puntos de presión para el pozo GF-5X.

GF-5X					
ARENA	PROF. MD (pies)	PROF. TVD (pies)	PROF. TVDSS (pies)	PRESIÓN (lpc)	FORMULA DE GRADIENTE
Q4	8094	8094	7620	3430	$P = (Prof - 149,31)/2,1774$
	7999	7999	7525	3389	
	7907	7907	7433	3344	
Q3	7810	7807	7333	3305	
Q2	7764	7764	7290	3286	
Q1	7723	7723	7249	3272	
G-10I	7646	7646	7172	3243	$P = (Prof + 1629,3)/2,7143$
	7627	7627	7153	3236	
G-10S	7579	7579	7105	3218	$P = (Prof + 1639,5)/2,7174$
	7554	7554	7080	3209	
G9- 3/4	7497	7497	7023	3188	
G9-1/2	7459	7458	6984	3174	
G-8I	7433	7433	6959	3165	$P = (Prof - 312,93)/2,1$
	7412	7412	6938	3155	
G-8M	7393	7393	6919	3150	
G 7-3/4	7328	7328	6854	3126	$P = (Prof - 423,3)/2,0573$
	7300	7300	6826	3112	
	7292	7292	6818	3109	
G7-2 INF	7193	7193	6719	3073	

5.5.1 Generación de Gradientes de presión.

En la figura 5.26 se muestra un ejemplo tipo del gradiente calculado para el pozo GF-5X en la arena Q4 GF 5, la formula allí generada fue modificada de manera que la variable a ser calculada sea la presión, introduciendo el valor de la profundidad en TVDSS.

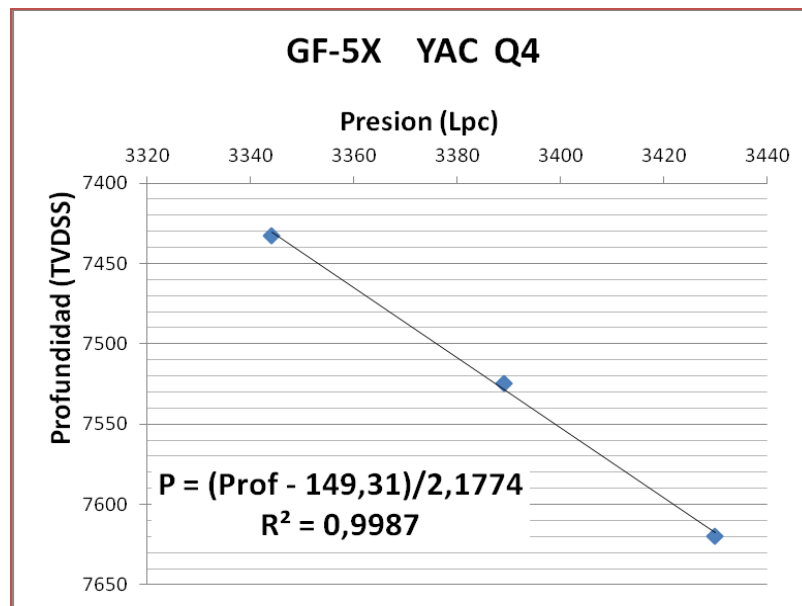


Figura 5.26. Gráfico gradiente de presión yacimiento Q4 GF 5, pozo GF-5X.

Este mismo procedimiento fue realizado a cada uno de los pozos en los cuales se tuviese la información de mínimo tres puntos de presión por yacimiento para generar la ecuación de la recta, adicionalmente los datos debieron ser depurados por presentar valores alejados de un comportamiento razonable por lo cual algunos datos no se consideraron representativos y no fueron tomados en cuenta al momento de realizar las gráficas.

Cabe destacar que este método de estimación es posible ser aplicado a estos yacimientos ya que debido a la acción del acuífero activo del campo no existe una declinación abrupta en los yacimientos, este es el método más aplicado en esta zona para estimar presiones en pozos vecinos o a través de niveles estáticos.

En la figura 5.27 se muestran un gráfico resumen del número de ecuaciones de gradientes de presión por pozos generados por cada yacimiento todas para el área sur.

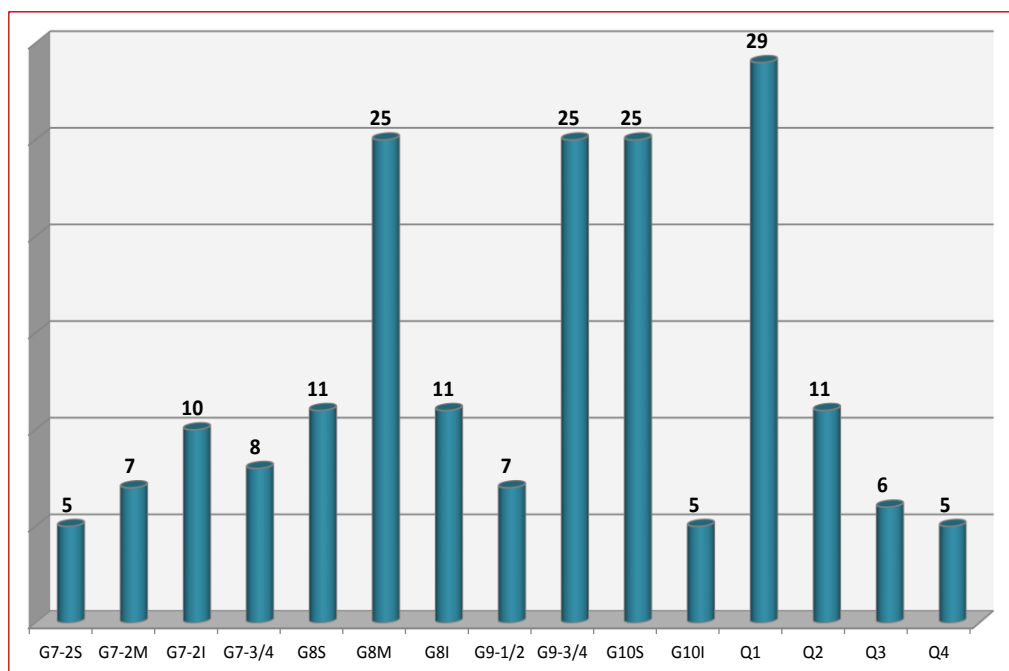


Figura 5.27. Número de ecuaciones de gradientes por yacimiento, área sur.

Para el campo Guafita área sur, hacia la zona sur-oeste del campo se conoce que los yacimientos pertenecientes al miembro Guardulio y la arena G-8 del miembro Arauca son zonas con presiones menores a 2000 lpc, definidas de baja presión. En esta zona se encontraron seis pozos que tienen oportunidades de reacondicionamiento los cuales son mostrados en la tabla 5.7, estos pozos deben ser estudiados para determinar qué tipo de equipo electrosumergible, y cuál es la profundidad de asentamiento de la misma, para recuperar las reservas que no pueden ser llevadas a superficie por el bajo aporte del yacimiento.

Tabla 5.7. Pozos con oportunidades ubicados en zona de baja presión.

POZOS CON OPORTUNIDAD EN ZONA DE BAJA PRESIÓN					
POZO	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-61	D	7194-7204	40	40	
GF-68	D	7192-7202	100	80	pozo ubicado en la frontera del campo con el río arauca. Pero con buena saturación según RST
GF-134	D	7962-7972	100	65	último pozo de la zona al SO del campo área sur, zona de muy baja presión
GF-58	D	7240-7250	200	60	ubicado en zona de baja presión, pozos vecinos como el GF-AB se achicó por problemas de aporte debido a la presión
GF-201	C	7380-7390	100	70	pozo vecino el GF-CD estructura abajo fue cerrado por bajo aporte en esta arena, probar recañoneo a nivel de la arena N , el cual tiene una muestra de fluido con 95% crudo y cuando lo cañonearon dio 95% AyS

5.6 Plan estratégico de producción

Un total de 130 propuestas de reacondicionamiento fueron encontradas para los 105 pozos en estudio del campo Guafita, 117 oportunidades en el área sur y 13 para el área este, adicionalmente para la población de los pozos inactivos se encontraron 13 oportunidades de reacondicionamiento para 10 pozos.

En la figura 5.28 se muestran distribuidas las 130 oportunidades encontradas para el área sur y este, en las cuales se visualiza el número de oportunidades que fueron vistas para cada uno de los yacimientos en las áreas de estudio.

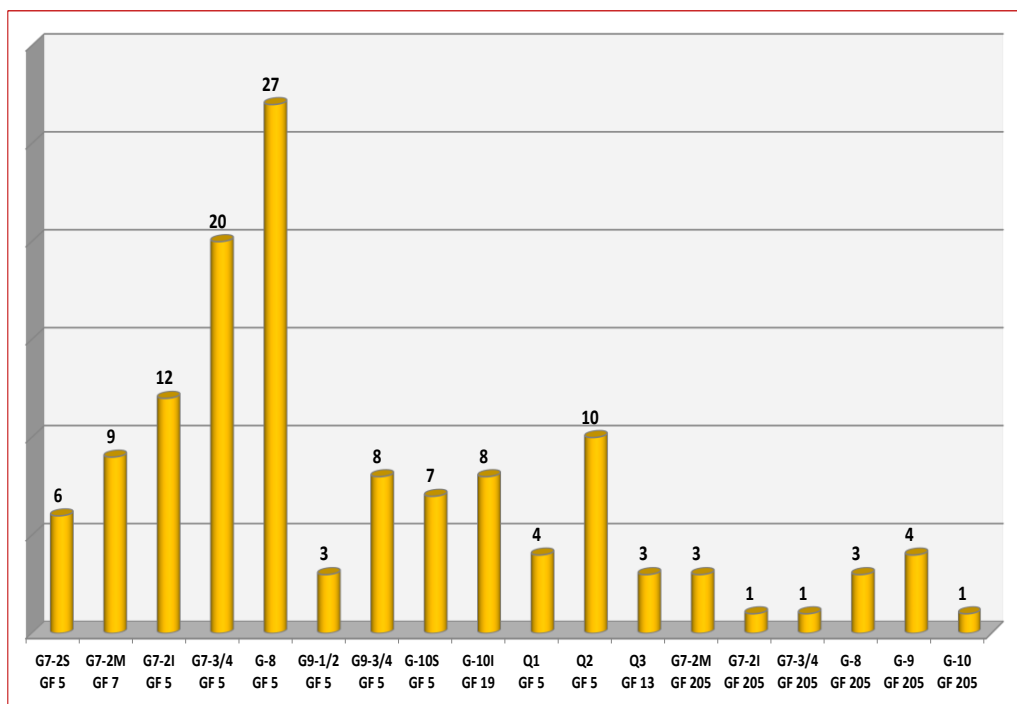


Figura 5.28. Distribución de oportunidades en las áreas sur y este.

Se encontró que el mayor número de oportunidades se visualizaron a nivel del yacimiento G-8 GF 5, cabe destacar que este reservorio hidráulicamente se divide en tres parasecuencias en las cuales las oportunidades están distribuidas según muestra la figura 5.29, de las cuales el 55% se visualiza en la parasecuencia inferior, 30% en la parasecuencia media y 15% en la parasecuencia superior.

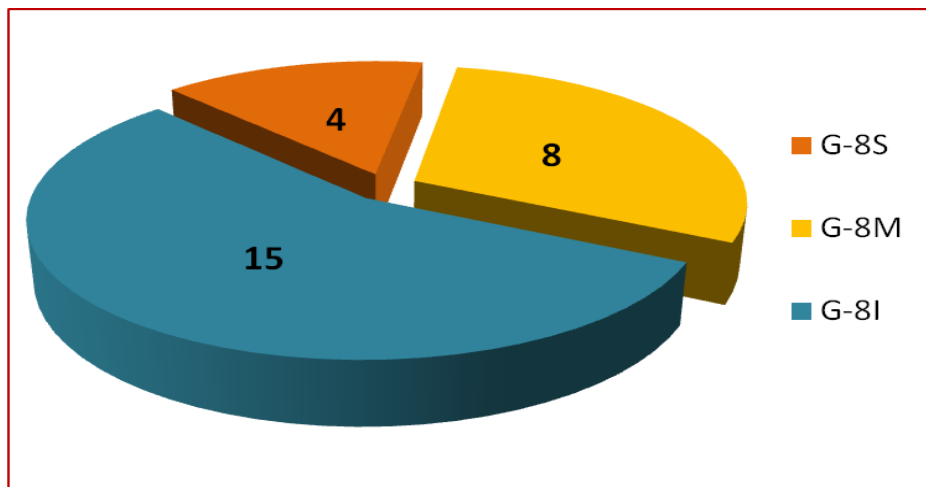


Figura 5.29. Distribución de oportunidades en la arena G8.

De las 130 propuestas de reacondicionamiento 100 fueron distribuidas en una cesta de pozos de 7 años comprendida entre los años 2014 y 2020, 18 oportunidades se dejaron en una cesta backup para futuros trabajos, 6 oportunidades necesitan tecnología por estar en zonas de baja presión y 6 oportunidades presentan complejidad mecánica tal como lo muestra la figura 5.30.

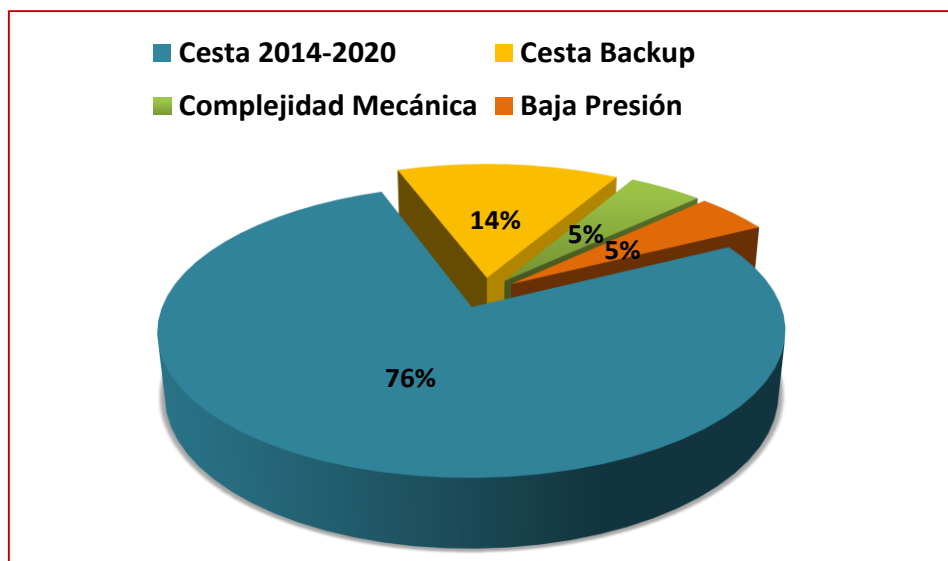


Figura 5.30. Gráfico de distribución de oportunidades

Para la realización de cada cesta se hizo un estudio de declinación basado en producción de pozos vecinos, estimando un promedio de declinación en la producción de crudo de dos años, es por esto que a partir de la cesta de oportunidades 2017 algunos pozos son propuestos con un segundo trabajo de reacondicionamiento, y en cada cesta se realizó una jerarquización de oportunidades por cada pozo, dependiendo del posible potencial de cada una.

Un promedio entre 14 y 15 oportunidades fueron previstas para cada año las cuales cumplen con el Plan Siembra Petrolera definido por 12 trabajos de reacondicionamiento anual, en la figura 5.31 se muestra el número de oportunidades por cada año, cabe destacar que en cada una de las cestas se incluyeron 2 propuestas en pozos inactivos categoría 3, con la finalidad de poder incrementar el potencial del campo.

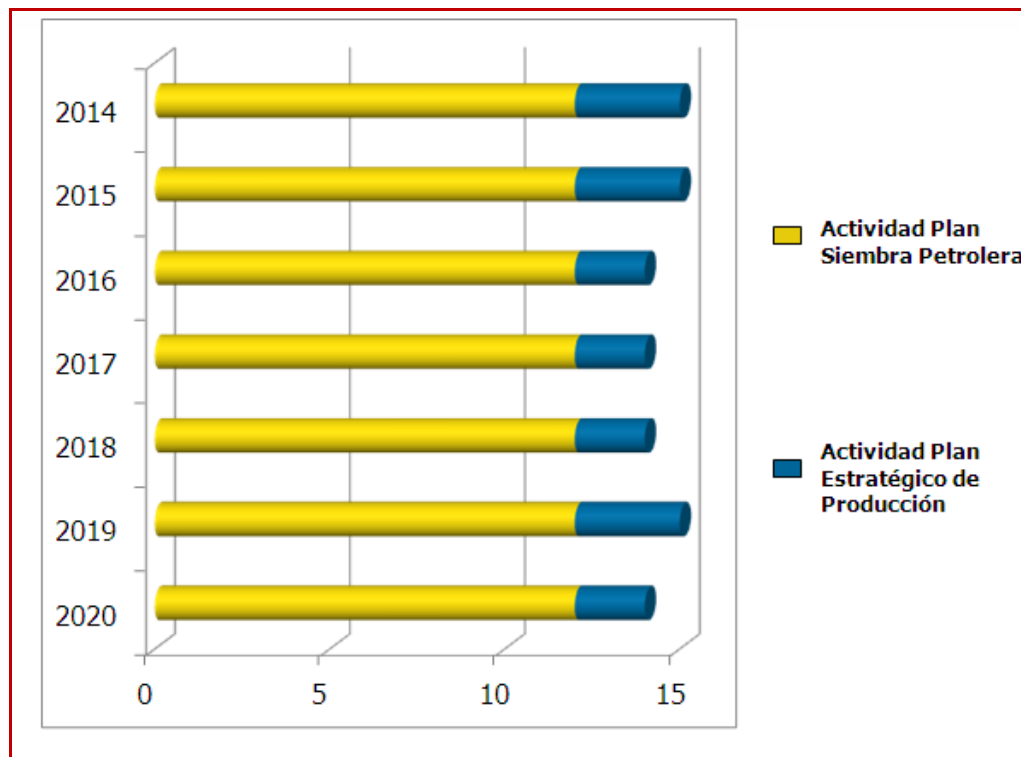


Figura 5.31. Número de trabajos de reacondicionamiento por año.

En las tablas desarrolladas para cada una de las cestas, se muestra el nombre del pozo a ser trabajado, el yacimiento productor, datos de producción de fluido y petróleo y cortes de agua, todos estos datos fueron tomados de acuerdo al cierre de culminación de este estudio para octubre del 2013, se muestra una columna que define la arena objetivo y el intervalo a ser cañoneado, dos parámetros petrofísicos básicos como saturación de petróleo y resistividad del agua.

Las tablas 5.8, 5.9, 5.10 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14 muestran el resultado final del plan estratégico de producción desarrollado para los próximos siete años de producción para el campo Guafita en sus áreas sur y este.

La tabla 5.15 muestra la cesta de pozos backup que quedaron para futuros trabajos, y algunas son últimas oportunidades de un pozo donde se recomienda probar antes de abandonar el pozo.

Tabla 5.8. Cesta de pozos para el año 2014.

POZOS PARA RAIRC 2014										
POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BNPD	% AYS	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1	J	30/06/2013	1579	45	97	D	7542-7550	500-900	70	Rst no confiable, correr registro C/O para descartar el drenaje observado y el carácter sellante de la falla con respecto al pozo vecino
GF-2	E	17/08/2013	390	86	77	A	7084-7098	40-150	60(*)	No existe pozos vecinos completados en esta arena, el Rst muestra posible drenaje hacia la base.
GF-3	P	06/09/2013	4427	85	98	Q	8230-8240	200	55	cuerpo de arena hacia la base del yacimiento, pozos vecinos ambos >60' estructura arriba, correr rst para verificar saturaciones.
GF-4	K	02/10/2013	6598	63	99	M	7898-7914	70	50	Cuerpo con buenas propiedades similar al cuerpo del pozo GF-P.O pozos vecinos no ayudan mucho en cuanto a producción.
GF-5	E	12/10/2013	2051	58	97	D	7872-7880	100-200	60 (*)	Se propone cañonear primero esta arena para luego cañonear en el GF-XY que esta estructura arriba.
GF-6	E	31/10/2013	749	100	86	G	7800-7806	200-500	70	El rst no se logro correr hasta la arena G, el intervalo esta entre 2 sellos lútilicos.
GF-7	I	03/10/2013	2230	21	99	K	7554-7564	200	60	Aumento de saturación hacia la base del intervalo
GF-8	D	31/10/2013	307	44	85	B	(7456-7464)	60-100	75	Es el pozo estructura arriba de sus vecinos pero su Rst no fue procesado en esta arena, el GF-TX muestra la misma oportunidad.
GF-9	Q	15/10/2013	1983	75	96	P				Necesario correr Reg C-O para ver saturaciones a nivel de la arena P en el intervalo cañoneado o uno inferior, al igual que para la arena P, C
GF-10	E	31/10/2013	731	35	95	J	7818-7848	1000-2000	80	Correr registro C/O para verificar la So actual. Posible drenaje del GF-PD ya que el GF-RF observo contacto (2008). De salir drenada
GF-11	F	14/09/2013	1922	18	99	N	7896-7906	40	50	arena un poco sucia con Rt bajas pero el reg C/O confirmo la presencia de hidrocarburo
GF-12	H	12/10/2013	643	104	83	F	8090-8098	1000	80	Correr Reg. C/O para descartar posible drenaje del GF-PY. De salir drenada cañonear arena C.
GF-13	E	31/10/2013	1260	48	96	L	7816--7826	150	60 (*)	Arena arcillosa, cañonear hacia el tope debido a que existe alteración en la lectura del registro hacia la parte media de la arena.
GF-14 CAT 3	Q	15/09/2012	412	20	45	S	7766-7772/ 7694-7700	50	80/66 (*)	Completar los 2 cuerpos debido al bajo espesor de arena.
GF-15 CAT 3	K	10/09/2011	1097	52	95	I	8230-8240	800	80	RST 2001 mostro oportunidad muy buenas, con So mayores a las interpretadas en la evaluación petrofísica, se tiene la posibilidad de que esas reservas estén allí no existe pozo vecino que haya producido, milar Emp, recuperar E/G hasta L
	L		541	25						

Tabla 5.9. Cesta de pozos para el año 2015.

POZOS PARA RA/RC 2015										
POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BNPD	% AYS	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1	D	31/08/2013	4350	125	97	C	(7440-7460)	80-90	60	Propuesta hecha por el departamento
GF-2	F	24/10/2013	706	13	98	N	7662'-7672'	70	50	E/G a nivel de Las arenas D y F, con TDH a la base @7376', correr reg. Saturacion para ver saturaciones a nivel de las arenas de quedado
	D		976	18			7696'-7708'			
GF-3	E	03/10/2013	1050	151	85	C	7552-7562	200	60	excelente oportunidad para primer RA/RC
GF-4	B	31/10/2013	398	172	55	C	(7632-7650)	100	70	Recañoneo, cerro con 602Blis
GF-5	K	31/10/2013	2894	165	94	F	(7990-8004)	2000	60(*)	Cuerpo con excelentes propiedades petrolfisicas en condiciones originales.
GF-6	L	04/10/2013	640	48	92	E	7424-7432	150	70	pozo con buena posicion estructural, pozos vecinos no han sido productores en esta arena, no han visto el cuerpo.
	M		962	73			7446-7454			
GF-7	K	31/10/2013	4559	173	96	M	(8588-8598)	300	80	Se espera una Q inicial de 800blis con una acelerada declinacion de la produccion
GF-8	M	04/10/2013	533	15	97	J	7722-7730	200	50	cuerpo similar al cañoneado en el GF-AB con Rt menores y estructura arriba, favorecido para drenas remanentes a nivel de GF-AB
	N		1245	35						
GF-9	I	31/10/2013	709	218	68	D	(7534-7550)	200-500	60(*)	El cuerpo sedimentario de interes hacia el tope de esta arena no esta presente en el resto de los pozos. El mismo salio en condiciones originales.
GF-10	G	31/10/2013	2412	159	93	K	8298-8304	10	80	Cuerpo de arena cerrado entre 2 sellos lutiticos.
GF-11	G	31/10/2013	322	179	42	K	(8057-8077)	150-200	52	Condiciones originales, no hay pozo que afecte este arena debido a que el unico pozo que esta estructura arriba es el GF-CD y existe una falla sellante a nivel de la arena K según resultados del C/O.
GF-12	D	31/10/2013	3010	200	93	F	(8330-8336)	300	70	Propuesta hecha por el departamento
GF-13	G	02/10/2013	5029	95	98	M	7634-7642	100	60	pozos vecinos productores ublicados estructura abajo. GF-DF ultimo pozo cercano perforado con RST 2013 mostró So: 55%
	I		5029	95			7654-7660			
GF-14 CAT 3	F	21/02/2011	3571	3	99.9	G	7764-70	300	70	para alcanzar objetivo se debe milar TDH , emparacaduras y recuperar E/G dejado a nivel de las arenas K cuerpo con excelentes propiedades a condiciones originales correr REG. C/O para verificar saturaciones a nivel de I y J (intervalos ya productores que dejaron >500BN) . existe oportunidad a este nivel.
	D		2097	2		K	7930-7945	150	70	
GF-15 CAT 3	F	23/04/2011	1313	1	99.9	K	8742-8760	500	90	pozo con E/G a nivel de las arenas de F, unico problema la ubicacion es el ultimo pozo al SO del campo cerca del GF-CV, a nivel de LA ARENA K puso niveles @5000' cuerpo excelente se recomienda correr Reg. C/O

Tabla 5.10. Cesta de pozos para el año 2016.

POZOS PARA RAJRC 2016										
POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BNPD	%AYS	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1	F	31/10/2013	1555	134	91	I	7604-7610	500	60 (*)	Arena en condiciones originales entre 2 sellos de arcilla.
GF-2	M	01/10/2013	700	47	93	M	7720-7730	40	40	recañoneo de intervalo que cerró con 266BN
GF-3	D	03/10/2013	1555	147	90	N	7696-7708	100	60	GF-SX fue cañoneado en la misma unidad, acumuló 2.4MMBN cerró con 257BN, se recupera E/G y milar TDH, correr Reg. C/O para ver saturaciones
GF-4	E	31/08/2013	536	286	44	K	8100-8110	70-200	60(*)	recañonear en la arena K y colocar un equipo profundo con una bomba serie 400, debido a que el pozo se achico cuando cañonearon la arena.
GF-5	D	31/10/2013	4222	200	95	G	7622-7634	1000	75	posible afectacion del POZO GF-SW, el GF-WA vecino cercano salio drenado y no se encuentra pozo que justifique el drenaje. .
GF-6	E	03/10/2013	2279	173	92	F	7500-7506	2000	85	recuperar E/G y cañonear las 3 parasecuencias en conjunto, se debe correr reg C/O para confirmar saturaciones y revisar a nivel de la arena I que tiene ese cuerpo.
	J		801	61		G	7526-7532			
GF-7	Q	14/10/2013	757	289	60	R	8550-8558	200	55	unidad hidraulica con buena prospectividad pozo alejado de sus pozos vecinos sin problemas de drenaje
GF-8	D	14/09/2013	1095	153	85	D	8588-8594	200	55	cuerpo ubicado al tope de la arena 30' por encima del actual, con propiedades buenas
GF-9	D	31/10/2013	3534	268	92	F	7654-7664	2000	90	correr rst para descartar drenaje en P.M y P.I por LOS POZOS VECINOS, y verificar las saturaciones a nivel de la arena K cerró con 290BN
GF-10	F	31/10/2013	1642	31	98	E	7620-7626	200	50	El GF-XW estuvo produciendo en el mismo cuerpo de arena estructura arriba, el mismo se achico. Con un Np:75MbIs se espera que las reservas del GF-NR esten en condiciones originales.
GF-11	F	02/10/2013	1135	54	95	F	7352-7360	500	70	cuerpo 16' por encima del ya cañoneado, recuperar E/G y milar TDH, tratar de dejar pozo limpio para una nueva entrada recuperar reservas en G-10
GF-12	E Y F	31/10/2013	4678	221	95	G	7624-7642	200-2000	80	Es el mas alto estructuralmente entre sus vecinos productores, Sw movable en la base de la arena.
GF-13	S	01/10/2013	463	435	2	O	7510-7520	80	70	correr reg saturacion, recuperar E/G y limpiar cemento para alcanzar objetivo, pozos vecinos no afectan
GF-14 CAT3	H	08/12/2008	545	96.0	21	I	(7630-7640)	400	60(*)	Recañonear la arena, buscar motivo por el cual esta inactivo

Tabla 5.11. Cesta de pozos para el año 2017.

POZOS PARA RAIRC 2017										
POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BNPD	% AYS	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1	J	31/10/2013	3844	73	98.0	E	7818-7826	100	40	La So esta en condiciones Originales al igual que el GF-SE, con lo que se evidencia que el GF-FG no afecta a nivel de esta parasecuencia.
GF-2	E	31/10/2013	3520	67	98.0	B	7470-7480	100	70	No hay pozos cercanos productores
GF-3	F	03/10/2013	9143	173	98	G	8080-8094	200	60	arena con buenas propiedades unico pozo que podría afectar el GF-DC horizontal productor de la arena F, tomar reg C/O para descartar afectación por el GF-TR (yuxtaposición)
GF-4	SEGUNDA PROPUESTA (2014)					A	7600-7610	40-60	70	no hay pozo que afecte
GF-5	D	31/10/2013	825	117	85.0	G	8110-8124	2000	90	Correr rst para verificar la So actual, esta estructura abajo de sus vecinos productores.
GF-6	C	31/10/2013	615	153	74	A	7850-7870	30-90	65	se tomo una muestra que dio petroleo con una P:2258lpc, no hay pozo cercano que afecte la arena.
GF-7	J	31/10/2013	10104	99.0	96	D	7710-7720	400-1000	60(*)	Presencia del capa @ 7724' MD (C/O del 2013), GF-FD puede estar afectando
GF-8	POZO TRABAJO EN OCT-2013					P	8150-8160	200	80	rst mostró mayor saturación de la vista originalmente en el pozo.
GF-9	SEGUNDA PROPUESTA					M	7858-7864 7872-7878	80	45	resistividades muy variables, el GF-WE productor en una arena similar, estructura abajo produce con cortes de agua del 80% RST mostro 45% de crudo
GF-10	SEGUNDA PROPUESTA					C	7776-7782	100	50(*)	No hay pozo cercano que afecte.
GF-11	SEGUNDA PROPUESTA					G	7502-7508	40-150	70 (*)	condiciones originales las falla que lo separa de sus pozos vecinos estructura arriba es posiblemente sellante
GF-12	F	31/10/2013	1421	67	95.0	D	7866-7880	110	50 (*)	Luego de su Rst el GF-HJ produjo en la arena y pudo afectar con la producción del interv inferior.
GF-13	F Y G	31/10/2013	669	121	81.0	D	7778-7782 7788-7789	≥100	50	Verificar posible afectación del POZO VECINO CERCANO GF-TR
GF-14	I	31/10/2013	172	132	20.0	D	7440-7450	100	60(*)	Se observa en el Reg. De saturación un drenaje parcial en la base. Revisar esta condición.

Tabla 5.12. Cesta de pozos para el año 2018.

POZOS PARA RAIRC 2018										
POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BNPD	% AyS	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1	I	03/10/2013	3340	221	93	F Y G	7850-7860	150	70	correr Reg. C/O para descartar afectación del GF-DS, aunque no existe comunicación con el cuerpo inferior, pero si parece tener comunicación con la paraescencia superior
GF-2	Q	01/10/2013	1669	326	80	T	7488-7496	80	50	esperando por sometimiento de reservas en esta arena, cuerpo con buenas propiedades y corroborado con RST, muestra continuidad con el pozo GF-CX
GF-3	F	31/10/2013	1376	39	97	D	7514-7522	110	62	arena limpia, en perfectas condiciones mecánicas el pozo para aplicar RAIRC
GF-4 CAT 3	M	06/09/2012	600	40	93	G	7850-7856	100	56	Drenaje parcial en la base del cuerpo propuesto
GF-5	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					D	7626-36 7644-48	100	40 / 60	en comingle, el interv sup recañoneo y el inf cuerpo de 4'
GF-6	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					G	7694-7699	500	70	aislada en base y tope por sello luitico
GF-7	M	10/09/2013	3189	120	96	L	7540-7548	40	50	intervalo superior al productor actual, cuerpo de 6', otra oprtunidad la arena I, con CAP @7384' 16" de ANP
GF-8	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					G	7768-7776	100	50 (*)	el drenaje parcial se debe a sobreestimación petrolfísica, se espera alios cortes de agua
GF-9	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					D	7400-7412	300	50 (*)	Recañonear el tope de la arena
GF-10	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					O	8430-8440	200	70	se observa un cambio de resistividades a la base del cuerpo, posiblemente mal lectura de la herramienta
GF-11	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					F	7728-7736	400	80	arena con presencia de arcilla hacia la base, el pozo GF-DF productor estructura abajo, y el GF-SZ presenta oportunidad estructura arriba.
GF-12	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					S	7726-7730	100	60	captura de información se estima q no haya afectación por parte de los pozos vecinos
GF-13	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA CAT 3)					C	7344-7350	60-100	60 (*)	excelente condición para este pozo, ultima oportunidad chequear con reg C-O tomado en el 2014

Tabla 5.13. Cesta de pozos para el año 2019.

POZOS PARA RAIRC 2019										
POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BNPD	% AYS	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					M	(8310-8346)	100-300	60	condiciones originales con Presencia de minerales (carbonatos) que pueden alterar la lectura del registro.
GF-2	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					B	(7376-7390)	40-50	40	se tomo una muestra que dio crudo con P:3005lpc, SwOH>SwC/O
GF-3	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					A	(7446-7552)	50-60	60	revisar registro de saturacion tomado en el RAIRC anterior para verificar saturaciones
GF-4	SEGUNDA PROPUESTA (2017 PRIMERA)					C	(7646-7652)	90	40 (*)	cuerpo ubicado al tope de la rena revisar futura afectacion por parte de pozo vecino GF-BV
GF-5	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					L	7602-7610	200	55	pozo vecino productor el GF-XS pero unidades hidraulicas independientes, revisar la prospectividad con el RST
GF-6	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA)					C	(7384-7392)	100	80	no hay pozo vecino que haya podido afectar
GF-79	SEGUNDA PROPUESTA (2017 PRIMERA)					H	8005-8010	1000	80	revisar registro de saturacion tomado en el RAIRC anterior para verificar saturaciones
GF-8	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					M	8080-8090	80	50	cuerpo con caracteristicas similares al pozo GF-XZ con Rt menores y con comunicacion lateral enter los cuerpos, oportunidad que depende de la produccion del GF-XZ
GF-9	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					B	(7660-7668) (7706-7712)	45-100	60	No hay pozo cercano produciendo, el registro de saturacion fue tomado a partir de la arena D, revisar.
GF-10	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA)					J	(7874-7890)	>2000	90	Dependiendo del rst cañonear el intervalo inferior de la arena
GF-11	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA)					M	7632-7642	90	55	cuerpo similar al del GF-XD, comportamiento de Rt un poco extrañas y se pueden drenar las reservas dejadas por el pozo mencionado ubicado @ 200m y el GF-VX @ 60m, pozo estructura arriba, evaluar comportamiento del RST al cuerpo de la arena C
GF-12	G	09/10/2013	2916	138	95	C	7380-7390	100	70	pozo vecino el GF-SA estructura abjo fue cerrado por bajo aporte en esta arena, probar recañoneo a nivel de la arena N , el cual tiene una muestra de fluido con 95% crudo y cuando lo cañonearon dio 95% AYS
GF-13	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA)					E	7312-7320	100	50	ultima oportunidad para el pozo Rst 2000 mostro prospectividad en este cuerpo antes de abandonar el pozo.
GF-14	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA)					P	7292-7300	100	50	RECAÑONEO DE LA ARENA, INICIALMENTE FUE CAÑONEADA PERO NO FUE PUESTA EN PRODUCCION, POR LO QUE DEPENDIENDO DE LOS RESULTADOS DEL RST CAÑONEAR
GF-15	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA)					T	8230-8240	100	60	depende de los resultados obtenidos en el previo RST para verificar saturaciones de crudo en el pozo ya que es el pozo mas al oeste del campo y no se relaciona la continuidad lateral del cuerpo.

Tabla 5.14. Cesta de pozos para el año 2020.

POZOS PARA RAIRC 2020										
POZO	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BNPD	% AYS	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1						B	(7410-7418)	100	50	muestra de fluido 99,2% petroleo con una P:1825, GF-180 fue productor estructura abjo, y el GF-GF según RST salio drenado no asociado a ningun pozo vecino.
GF-2	TERCERA (SEGUNDA 2018)					D	(7550-7560)	200	55	posible afectacion en la base del GF-VC
GF-3	TERCERA (SEGUNDA 2018)					T	(7790-7800)	70	70	En las secciones no se muestra la arena y en el mapa el pozo no aparece
GF-4						L	7594-7604	100	50	estructuralmente favorecido estructura arriba del GF-RE, que muestra cuerpo con oportunidad de cañoneo, podría drenar a este pozo o drenar remanentes.
GF-51	SEGUNDA PROPUESTA (2017 PRIMERA)					J	7200-7250	>2000	50	Recañoneo, cerro con 279bls
GF-6	TERCERA (SEGUNDA 2018)					G	(7802-7810)	500-1000	50 (*)	Recañoneo
GF-7	SEGUNDA PROPUESTA (2016 PRIMERA)					I	(7704-7730)	90-200	70	no hay pozo q afecte
GF-8						D	7716-7724	200	55	se presume informacion de rst mal tomada, no existe pozo vecino que me haya drenado las reservas vistas inicialmente en el pozo, revisar cuerpo inferior de la arena F
GF-9	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					B	(7286-7292)	20-30	50	entre 2 lentes de arcilla, Baja Rt y el Rst se corrio a partir de la arena D
GF-10	SEGUNDA PROPUESTA (2017 PRIMERA)					R	8030-8036	300	60	RST DEL 2013 mostro saturaciones originales, ademas es el pozo mas alto en estructura, pozos vecinos no afectan
GF-11						M	(8308-8320)	90	40	unica oportunidad para el pozo antes de abandonar . arena sucia a nivel de la quevedo
GF-12	SEGUNDA PROPUESTA (2015 PRIMERA)					J	7860-7870	1000	70	al momento de perforar vio el CAPA a 30' del tope del cuerpo de arena, revisar para la fecha el avance del frente de agua, se podría cañonear los 10' del tope de la arena
GF-13	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					I	7698-7708	100	50	recañoneo de la arena, cerró con 210BN y 91% AYS, dependiendo del Reg. Rst 2014 o cañonear la arena D, se debe tener cuidado con las presiones aunque el pozo GF-DS es productor de esta arena
GF-14	SEGUNDA PROPUESTA (2014 PRIMERA)					S	8718-28	100	55	dependiendo del resultado del Rst se podría recañonear la arena G, en las arenas del Miembro Guardulito el Rst del GF-SA muestra drenaje en la base del cuerpo que esta estructura arriba del 218 aunque no se asocia a ningun pozo

Tabla 5.15. Cesta de pozos para futuros trabajos

POZOS BACKUP					
POZO	OBJETIVO	INTERVALO	Rt (ohm)	So (%)	OBSERVACION
GF-1	I	7936-7946	90	40	pozo con ultima oportunidad, CAP ubicado a 20' por debajo del cuerpo
GF-2	B	7493-7498	80	57	en el mapa aparece no interpretado
GF-3	H	7232-7240	100-200	40	revisar el avance del frente de agua para esta zona al momento de probar el pozo
GF-4	B	7162-7170	80	40	En el mapa aparece no interpretado
GF-5	R	7870-7878	100-1000	80	muestra de fluido 99,5 petroleo y P. 2041pc, se observa contacto, drenaje por 202. Se espera altas tasas de agua
GF-6	A	7282-7290	30-50	60	no hay pozo cercano produciendo
GF-7	I	8334-8340	100	60	No hay pozo q afecte, arena sucia.
GF-8	I	8116-8122	300	40	Buena resistividad y aumento curva Fwco
GF-9	G	8064-72	400-1000	65	contacto a 8076, alta tasa de agua
GF-10	C	7440-7448	300	60	revisar registro de saturacion en RA/RC anterior , donde fue sometido a captura de informacion, par verificar
GF-11	A	7524-7534	30-70	60	Presencia de arcilla
GF-12	Q	7726-7736	200	50	ultima oportunidad para el pozo ubicado estructura arriba d sus pozos vecinos
GF-13	J	7764-7790	1000	85	Petrofísica y posicion estructural favorable.
GF-14	J	8154-8180	1000		Recañoneo, cerro con 268bls
GF-15	D	8066-8072	200	65	Analizar posible drenaje del GF-CD
GF-16	P	7696-7704	100	65	probar esta arena antes de abandonar, revisar con un registro C/O
GF-17	K	7920-7930	100-500	70	posible afectacion del GF-PO, el cuerpo propuesto correlaciona con el que se encuentra produciendo GF-PO.
GF-18	G	7690-7704	500-1000	55	verificar posible drenaje del GF-HN

5.7. Flujograma generalizado ajustado al área, para la búsqueda de trabajos de reacondicionamientos futuros.

Se diseñó un flujograma de trabajo para la búsqueda de oportunidades de reacondicionamiento tal como se muestra en la figura 5.32. Este flujograma se realizó como aporte adicional a los nuevos ingresos en el departamento o personal de otras áreas ligado al negocio petrolero, que da una idea de cómo comenzar la búsqueda de un reacondicionamiento, es decir que pozos

estudiar y que parámetros se deben analizar paso a paso para poder definir si existe una oportunidad factible o no.

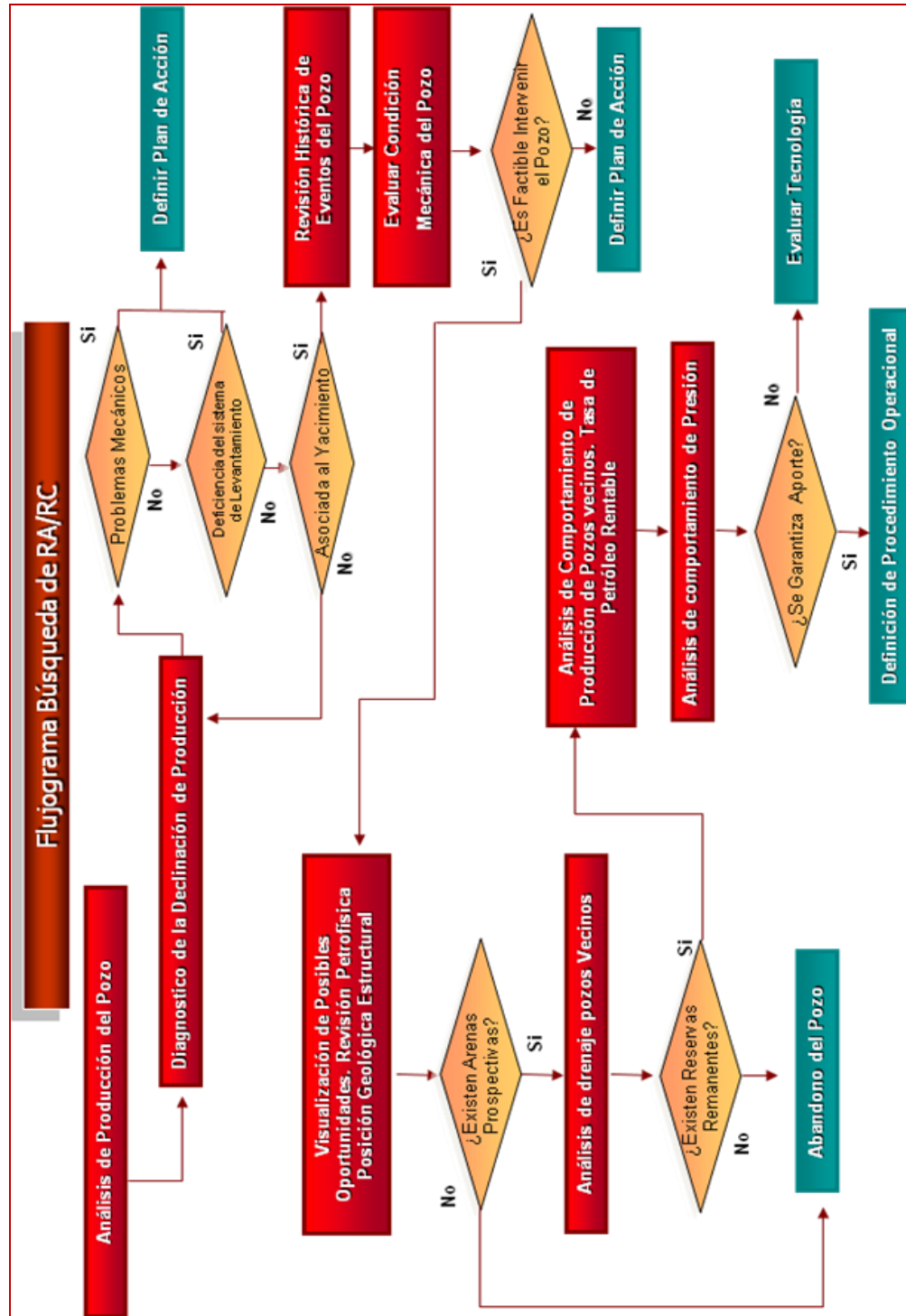


Figura 5.32. Flujograma para la búsqueda de oportunidades de reacondicionamiento.

5.8 Generación de una base de datos.

Luego de recolectar toda la información generada en la búsqueda de oportunidades, se diseñó una base de datos con la herramienta Excel a través de una hoja macro inteligente donde se tiene acceso a toda la información referente al campo Guafita área sur y este.

La información contenida como se observa en la Figura 5.33 consta de las fichas de pozos y diagramas mecánicos actualizados hasta abril del 2013, así como también acceso directo a la base de datos del historial de presión y de los registros de saturación de fluidos de los pozos del campo Guafita, de igual manera se cuenta con los mapas de radio de drenaje, las estimaciones de tasas, las secciones geológicas empleadas en la búsqueda de oportunidades y finalmente en un último vínculo se tiene acceso a la cesta de oportunidades encontradas como objetivo principal de este trabajo.

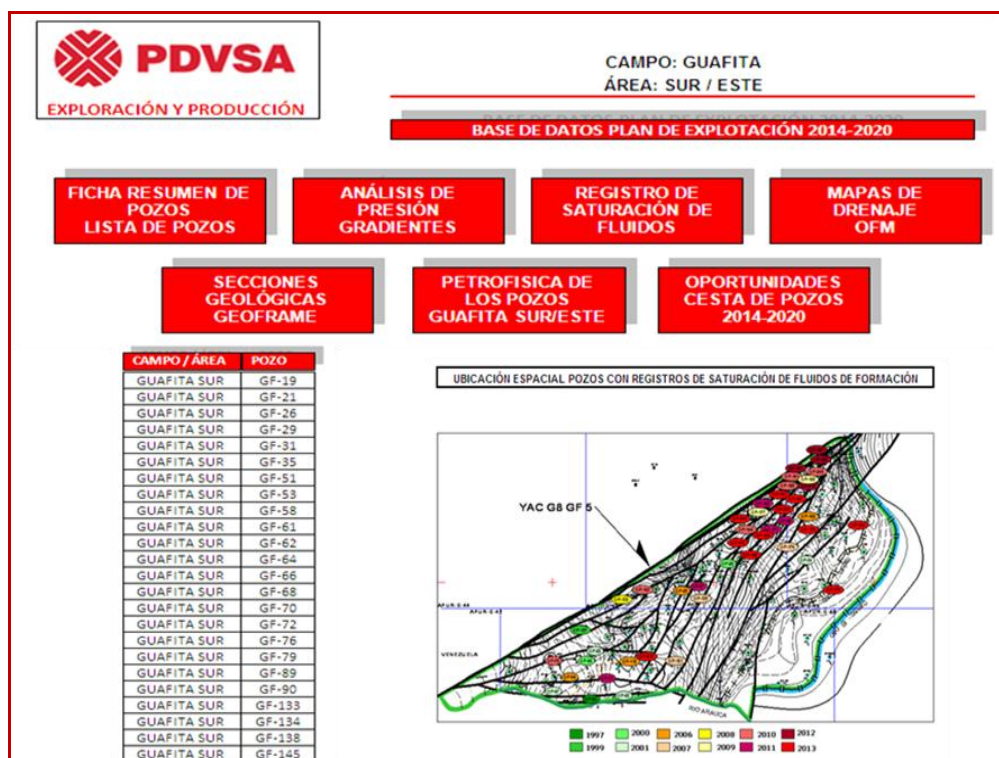


Figura 5.33. Hoja principal de la base de datos.

Adicionalmente se muestra un mapa referido al yacimiento G-8 GF 5 donde se ubicaron espacialmente los pozos que tienen información acerca de los registros de saturación de fluidos y en q año se les tomo dicha información, tal como lo muestra la figura 5.34, y en la figura 5.35 se muestra la misma información pero referida al área este sobre el mapa de G-8 GF 205.

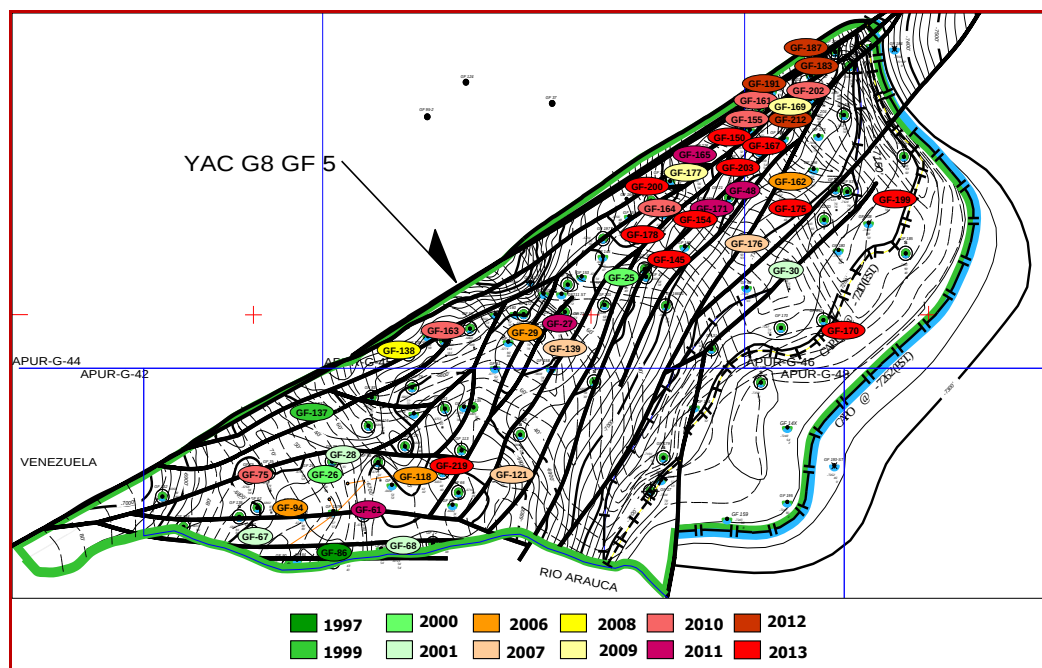
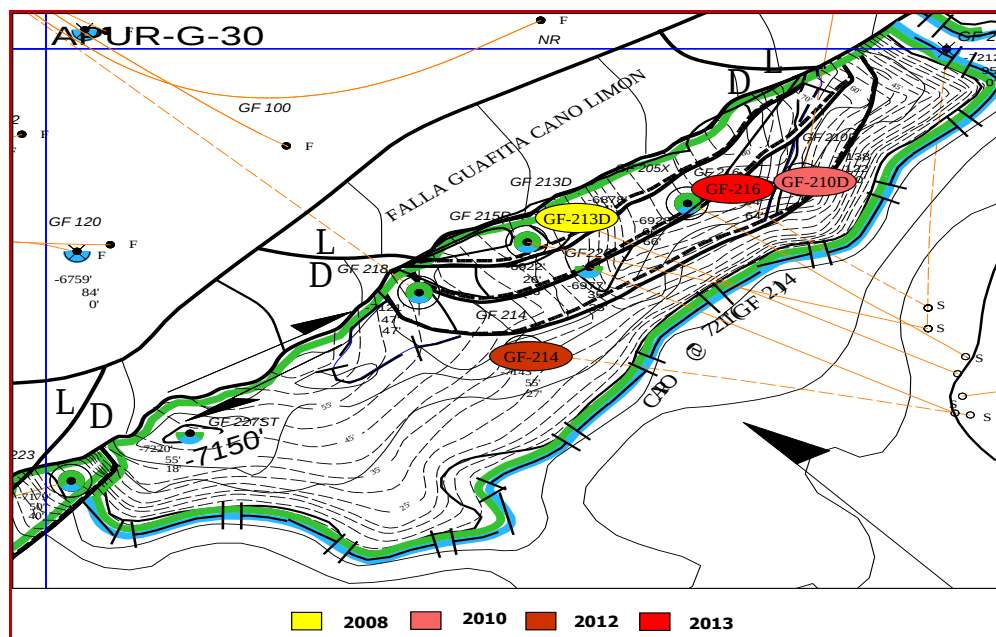


Figura 5.34. Ubicación espacial pozos con registro C/O en el área sur.



Esta base de datos es de gran ayuda para el departamento de yacimientos Apure ya que se tiene de manera rápida, ordenada y sencilla acceso a toda la información necesaria para soportar las propuestas de los pozos a intervenir, ahorrando horas hombres al departamento.

CONCLUSIONES

- De 104 pozos en estudio se encontraron 22 pozos (7 inactivos y 15 activos), que no presentan prospectividad en otro yacimiento.
- Se encontraron 130 oportunidades de reacondicionamiento a corto y mediano plazo para 82 pozos, de las cuales 117 se distribuyen sobre el área sur y 13 para el área este del campo Guafita.
- El yacimiento G-8 GF 5 en sus parasecuencias superior, media e inferior presenta el mayor número de oportunidades de reacondicionamiento con 27 trabajos propuestos.
- Los pozos con mayor número de oportunidades son el GF-226 y GF-148 con 4 arenas prospectivas cada uno.
- De 130 oportunidades, 15 pertenecen a 14 pozos inactivos categoría 3, los cuales se estiman que tenga un incremento en la producción del campo de 3000BNP por pozo trabajado al cierre de cada mes.
- Para la cesta de pozos 2014 se estima un aporte en la producción mensual en el campo de 4500 BN por cada pozo trabajado.
- Se estima para la cesta de pozos 2015 un aporte en la producción mensual en el campo de 5400 BN por pozo.
- Para el cierre de mes de Octubre 2013, se visualizaron 29 pozos activos con una producción menor a 100BN, por lo que se evidencia la necesidad de incorporar las propuestas de reacondicionamientos planteadas para reactivar los pozos y aumentar la producción de la zona.

- Se encontraron 3 pozos con cuerpos de arenas prospectivos a nivel del yacimiento G7-2M del área este el cual no ha sido definido por el departamento como yacimiento productor.
- Los yacimientos G-10S GF 5, G-10I GF19 y G-8 GF 5 representan los reservorios con mayor potencial, manejando tasas promedios de producción de crudo estable por encima de 300 BNPD.
- Los yacimientos G7-2I GF 5, G 9-1/2 GF 5 y G 9-3/4 GF 5 representan los reservorios con menor potencial, manejando tasas promedios de producción de crudo estable alrededor de 150 BNPD.
- Se determinó que para el 80% de los yacimientos a partir del mes 12 de producción continua se tiene una estabilización en la tasa de crudo.
- El yacimiento G 7-2 INF GF 5, cualitativamente presenta menor drenaje con un total de 12 pozos completados, de los cuales 3 pozos se encuentran activos y se encontraron 12 trabajos de rehabilitación.
- El yacimiento G-8 GF 5 cualitativamente presenta mayor zonas drenadas, asociado a que no se logró discretizar los mapas de radio de drenaje por parasecuencia.
- Se diseñó un flujograma que define una metodología para la búsqueda de oportunidades de RA/RC, el cual es útil para los nuevos ingenieros que se integren en el departamento de yacimientos.

RECOMENDACIONES

- Realizar el abandono de 10 pozos que no presentan prospectividad en otro yacimiento y que generan gastos por el pago de impuestos.
- Realizar perforación en el pozo GF-216 a nivel del yacimiento G7-2M GF 205, para estimar reservas y realizar luego sometimiento de reservas para el yacimiento.
- Evaluar la completación de otro equipo BES de menor caudal y evaluar profundidades máximas de asentamiento del equipo para evitar el achique en los pozos que presentan problemas por baja presión.
- Trabajar con los nuevos ingenieros el flujograma diseñado en este trabajo para la búsqueda de oportunidades de RA/RC, manteniendo la metodología descrita.
- Realizar la gestión de adquisición de una nueva cabria que realice los 15 trabajos anuales de reacondicionamiento, y se puedan incorporar las oportunidades vistas en los pozos inactivos con la finalidad de acelerar la producción del campo.
- Efectuar la actualización mensualmente de la base de datos generada en este trabajo, para el manejo fácil y actualizado de la información para todo el departamento.
- Realizar evaluación económica para cada uno de los proyectos y poder jerarquizar los trabajos de reacondicionamientos de acuerdo al análisis económico.

- Continuar con la búsqueda del avance del frente de agua, y el estudio de las fallas del campo a través de la campaña de captura de información de registros de saturación para cada una de las cestas.
- Realizar la distribución de producción en los pozos cuya completación oficial en centinela no corresponde al yacimiento productor, esto con la finalidad de poder realizar mejores estimaciones de producción y contabilización de reservas producidas.
- Realizar discretización de la producción en la herramienta OFM para las arenas G-8 (G8S, G-8M, G-8I) y G-10 (G-10S y G-10I).
- Continuar con la actualización de las fichas y diagramas mecánicos al cierre de cada campaña de reacondicionamiento.
- Actualizar los mapas en las arenas de G7-2 GF 5, ya que existen pozos que presentan oportunidad y se ubican fuera del límite del yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Barrios Francisco, "Clases de Geología Petrolera II" 2010.
- [2] Fernández, (2005). Ingeniería de yacimientos.
- [3] Escobar, F. (2007). Fundamentos de Ingeniería de yacimientos.
- [4] Manual Ingeniería de Yacimientos. Halliburton
- [5] Introducción al Análisis de Registros de Pozos. Halliburton/Wellex.
- [6] Suárez, O. "Clases de Ing. Petrofísica". Semestre 2009-3.
- [7] Programa de entrenamiento para Ing. supervisores de pozos. Presiones de Formación. Schlumberger
- [8] Recopilación Técnica- Ingeniería de Yacimientos. Halliburton
- [9] Petróleo América (2009). Cuenca petrolera de Venezuela. Consultado el 23 de Enero del 2014, <http://blog-petrolero.blogspot.com>.
- [10] WEC (1997). "Evaluación de Pozos". Schlumberger. Caracas, Venezuela
- [11] Delgado Maria, Escalante Jose, Hurtado Maria, Palacios Zonia (2008). Modelo Sedimentológico de los yacimientos G9 y G10 del campo Guafita Norte, área Apure; Venezuela. Ciencia e Ingeniería, 29 (2); 140.
- [12] Martinez G., Mayra C. (2010). Modelo sedimentológico de los yacimientos de la trampa GF-205. Campo Guafita, cuenca Barinas-Apure. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad de los Andes, Mérida.

BIBLIOGRAFIA

- CIED PDVSA. Análisis de Pruebas de Presión. Marzo 1997.
- CIED PDVSA. Completación y Reacondicionamientos de Pozos.
- Escobar, Freddy H. PhD. (2007). Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Colombia.
- Jimenez, Hemyli. (2013). Correlación estratigráfica y estructural, por facies de las arenas G8, G9-1/2, G9-3/4, G10, Q1, Q2, Q3 y Q4 de los pozos del campo Guafita sur. Trabajo de pasantía. Universidad de Oriente, Bolívar.
- Levis J. Alaña V. (2010). Estudio de la factibilidad técnico – económica para la estimulación matricial en la unidad inferior miembro Quevedo de la formación Navay del campo la Victoria, Distrito Apure. Tesis de Grado. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional, Carabobo.
- Maldonado S. Daniel A. (2002). Análisis técnico operacional para el uso de las unidades multipropósito en la rehabilitación de pozos del distrito sur, PDVSA Barinas. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Martorano, P. “Clases de Pozos II”. Año 2011-2012.
- Nieves A, Francia A. (2012). Análisis integral de yacimiento para la reactivación de pozos en el campo las mercedes, en los yacimientos lpbb me 2, kopq me 230, del Distrito Guárico. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Paredes, Ronald. (2013). Elaboración de una base de datos para los registros de saturación de fluidos en el campo Guafita y La Victoria.. Trabajo de pasantía. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada, Barinas.
- Pdvsa (2011). Código Geológico de Venezuela.

- Recopilación Técnica. Ingeniería de Yacimientos. Halliburton
- Rivera V, José S. Prácticas de Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Septiembre 2004.
- Rodríguez, L. (2006, julio 17-21) Completación y Reacondicionamiento de Pozos. International Training Group Technical Assistances. Talara, Perú. ESP OIL