



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**PROPUESTA DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL
YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101 DEL CAMPO EL SALTO
ESTADO MONAGAS**

**REALIZADO POR:
KARLA DAYANA HIDALGO TOVAR**

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al
Título De:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, FEBRERO DE 2012



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**PROPUESTA DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL
YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101 DEL CAMPO EL SALTO
ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR:

**KARLA DAYANA HIDALGO TOVAR
C.I: 19446121**

REVISADO POR:

ING. ALICIA DA SILVA
Asesor académico

**ING. MAGNO
ROMERO**
Asesor Industrial

**ING. GUEORGUI
LEE**

MATURÍN, FEBRERO DE 2012



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**PROPUESTA DE ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL
YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101 DEL CAMPO EL SALTO
ESTADO MONAGAS**

**REALIZADO POR:
KARLA DAYANA HIDALGO TOVAR
C.I.: 19446121**

APROBADO POR:

ING. ALICIA DA

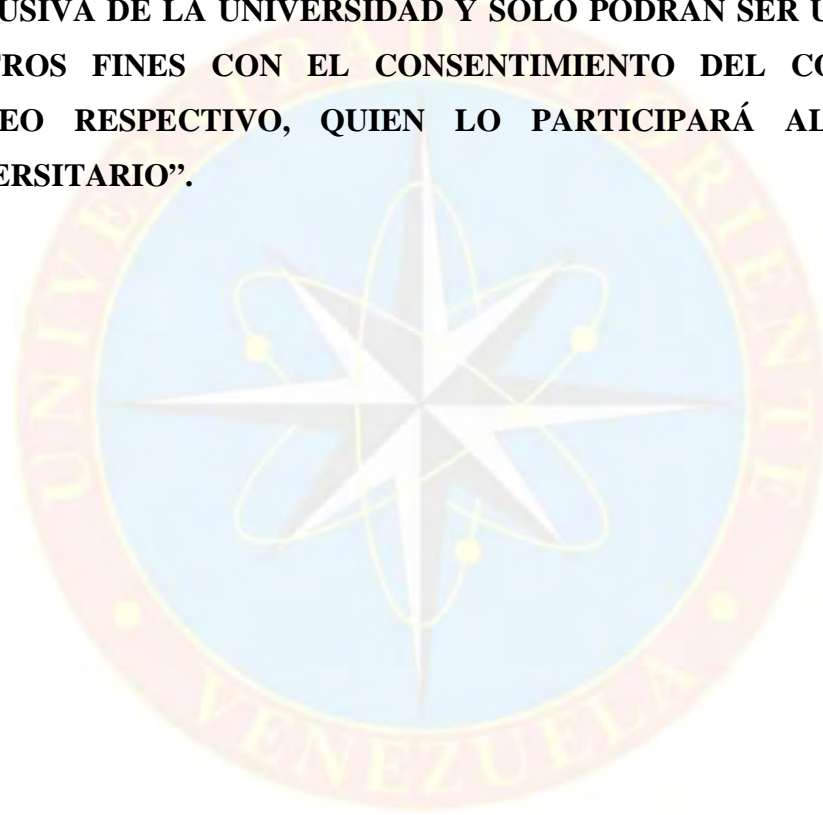
ING. FABIOLA

ING. JUAN PERAZA

MATURÍN, FEBRERO DE 2012

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON PROPIEDAD EXCLUSIVA DE LA UNIVERSIDAD Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

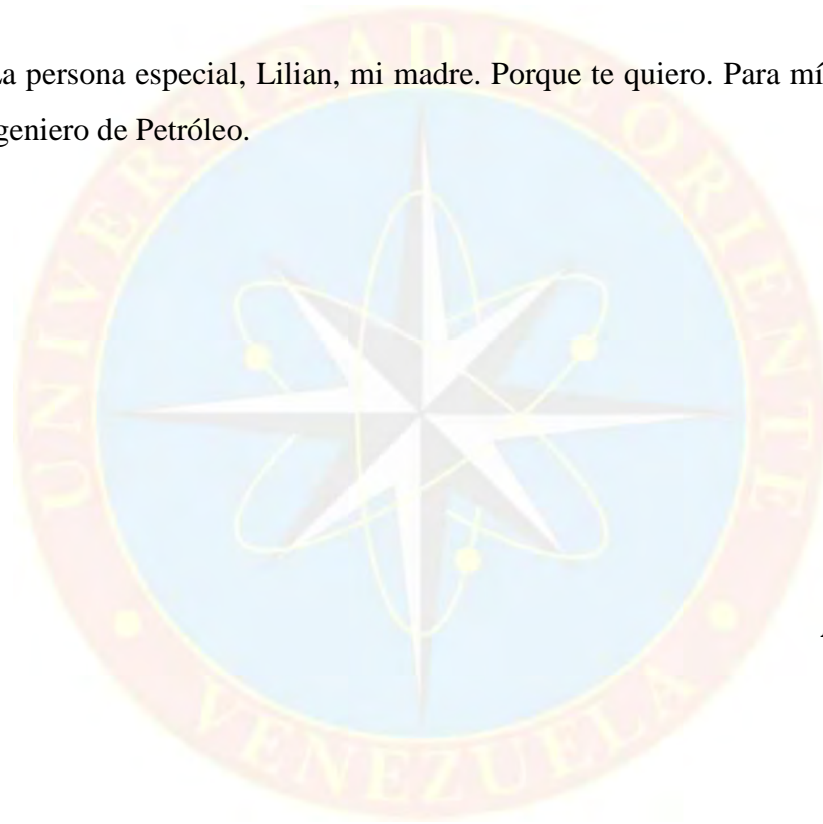


DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a un ser sublime y a una persona muy especial.

Ese ser sublime es ¡Dios!, te dedico mi trabajo de grado porque este logro no se hubiese concretado sin ti. Porque me gusta pensar en ti en los momentos de dicha.

La persona especial, Lilian, mi madre. Porque te quiero. Para mí ya tú también eres Ingeniero de Petróleo.



Karla Hidalgo

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme culminar mi trabajo de grado y siempre concederme salud y éxitos. Me llenas de bendiciones, ¡muchas gracias siempre!

A mi madre, Lilian Tovar, por constituir un pilar fundamental en el desarrollo de mi carrera, agradezco su ayuda. De igual forma a mi hermana Liliana Hidalgo, siempre fue un incentivo para culminar este trabajo, gracias Lili, extraordinario ejemplo a seguir.

De manera muy especial a mi Madrina Baudilia Rivas por otorgarme una excelente oportunidad, la cual cambio el curso de mi vida de manera radical.

A la Ing. Alicia Da Silva, excelente profesional que asesoró este trabajo de grado. Muchas gracias por su valioso apoyo.

Al personal del departamento de Subsuelo de la empresa mixta Petrodelta, en especial a los ingenieros Magno Romero y Gueorgui Lee, los cuales fueron partes elementales en la elaboración del presente trabajo de investigación.

A Ronal Urbaez, amigo muchas gracias por toda tu colaboración, te ganaste mi cariño. También quiero agradecer a mi amigo Carlos Marcano, ser tu compañera de oficina fue inigualable, de manera análoga a Fernando Jiménez y Krisly Betancourt, me encanto compartir con ustedes muchachos.

A Tomás Jiménez, de ti aprendí muchas cosas. Gracias por tu cooperación en mi trabajo. Desde mi punto de vista eres una persona excepcional.

Karla Hidalgo

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
TABLA DE CONTENIDO	vii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE GRÁFICAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1 Ubicación geográfica del campo El Salto.....	7
2.2.2 Estratigrafía del campo.....	8
2.2.2.1 Formaciones Las Piedras y Mesa.....	9
2.2.2.2 Formación Freites.....	9
2.2.2.3 Formación Oficina.....	9
2.2.2.4 Grupo Temblador.....	10
2.2.3 Geología Estructural.....	11
2.2.4 Misceláneas del campo El Salto.....	12
2.3 BASES TEÓRICAS.....	13
2.3.1 Clasificación de los Yacimientos.....	13
2.3.4 Análisis PVT.....	32
2.3.5 Simulación de Yacimientos.....	34
2.3.5.1 Descripción de los datos requeridos para estudios de ingeniería y simulación de yacimientos.....	35
2.3.5.2 Criterios para minimizar la incertidumbre en el modelo de datos para la simulación de yacimientos, según normas técnicas de PDVSA.....	38
2.3.5.3 Datos mínimos requeridos (Dmr), según normas técnicas de PDVSA.....	39

2.3.5.4 Fases de la Simulación de Yacimientos	42
2.3.6 Evaluación económica de proyectos de inversión petrolera.....	46
2.3.6.1 Indicadores Económicos	47
2.4 TÉRMINOS BÁSICOS	48
CAPÍTULO III.....	51
MARCO METODOLÓGICO	51
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	51
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	51
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	52
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	52
3.4.1 Análisis de datos geológicos, de producción y presión del yacimiento Morichal Inferior 101	52
3.4.1.1 Datos geológicos	53
3.4.1.2 Datos de producción	54
3.4.1.3 Datos de presiones.....	54
3.4.2 Evaluación petrofísica del yacimiento Morichal Inferior 101	55
3.4.2.1 Inventario de perfiles disponibles.....	56
3.4.2.2 Carga de datos al programa Petrofísica Interactiva (IP)	56
3.4.2.3 Correcciones ambientales.....	57
3.4.2.4 Cálculo del gradiente de temperatura	57
3.4.2.5 Volumen de arcilla (Vsh)	57
3.4.2.6 Cálculo de porosidad y saturación de agua	58
3.4.2.7 Determinación de la saturación de agua irreducible.....	59
3.4.2.8 Estimación de las principales propiedades petrofísicas promedio	59
3.4.3 Generación de un PVT sintético para el yacimiento en estudio.....	61
3.4.4 Simulación del comportamiento del yacimiento bajo diversos esquemas de explotación	63
3.4.5 Selección del mejor esquema de explotación a través de un análisis económico.....	64
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	65
3.6 RECURSOS.....	66
3.6.1 Recursos Materiales.....	66
3.6.2 Recursos Financieros	66
3.6.3 Recursos Humanos	66
CAPÍTULO IV	68
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	68
4.1 ANÁLISIS DE DATOS GEOLÓGICOS, DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101	68
4.1.1 Datos geológicos	69
4.1.2 Datos de producción	76
4.1.3 Datos de presiones.....	79

4.2 EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101.....	81
4.3 GENERACIÓN DE UN PVT SINTÉTICO PARA EL YACIMIENTO EN ESTUDIO.....	90
4.3.1 Presión de burbujeo	91
4.3.2 Relación gas petróleo en solución	91
4.3.3 Compresibilidad del petróleo	93
4.3.4 Factor volumétrico del petróleo	94
4.3.5 Factor de compresibilidad del gas	95
4.3.6 Factor volumétrico del gas	96
4.3.7 Viscosidad del gas.....	97
4.3.8 Viscosidad del Petróleo	98
4.4 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO BAJO DIVERSOS ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN	101
4.4.1 Generación del modelo dinámico.....	101
4.4.2 Predicciones de producción en varios escenarios	105
4.4.2.1 Casos de Pozos verticales.....	105
4.4.2.2 Casos de Pozos horizontales y direccionales.....	113
4.5 SELECCIÓN DEL MEJOR ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN MEDIANTE UNA EVALUACION ECONÓMICA.....	120
CAPÍTULO V	122
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	122
5.1 CONCLUSIONES	122
5.2 RECOMENDACIONES.....	123
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	124
APÉNDICES	126

LISTA DE FIGURAS

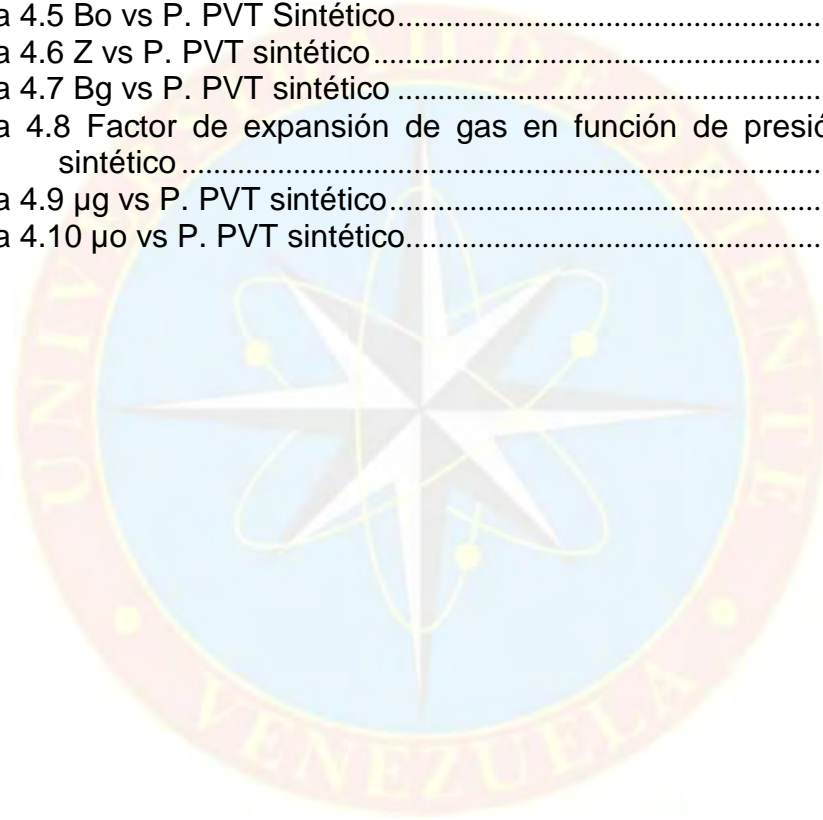
Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo El Salto.....	7
Figura 2.2 Secuencia estratigráfica campos Petrodelta	8
Figura 2.4 Distribución de bloques del campo El Salto.....	12
Figura 2.5 Diagrama de fases para el petróleo negro.....	14
Figura 2.6 Comportamiento del GOR y la gravedad API a través del tiempo.....	15
Figura 2.7 Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo	16
Figura 2.8 Comportamiento típico para un sistema agua - petróleo.....	24
Figura 2.9 Comportamiento típico para un sistema gas - líquido.....	26
Figura 2.10 Efecto de histéresis en la permeabilidad relativa	27
Figura 4.1 Poligonal del campo El Salto resaltando el bloque 5	69
Figura 4.2 Vista 2D de la localización de pozos del bloque 5 campo El Salto.....	70
Figura 4.3 Mapa Oficial Morichal Inferior 1. Salto norte.....	71
Figura 4.4 Sección de pozo, mostrado propiedades escaladas.....	73
Figura 4.5 Distribución de diversas propiedades del modelo	74
Figura 4.6 Sección Estructural en la cual se determinó el CAPO	75
Figura 4.7 Contacto agua petróleo original (vista en mapas y 3D).....	76
Figura 4.8 Ficha resumen del pozo ELS-17	77
Figura 4.9 Presión de la formación.....	80
Figura 4.10 Curvas GR y Neutrón Compensado. ELS-15.....	82
Figura 4.11 Perfiles GR y RD de ELS-15.....	83
Figura 4.12 Gráfico de Pickett para el cálculo de a. Pozo ELS-15	84
Figura 4.13 Evaluación Petrofísica ELS-15 y ELS-17.....	84
Figura 4.14 Evaluación Petrofísica ELS-31P, ELS-33HP2 y ELS-36P	85
Figura 4.15 Cross Plot RD versus Sw	86
Figura 4.16 Promedio de la porosidad y permeabilidad del mallado.....	87
Figura 4.17 Malla para la simulación	102
Figura 4.18 Resultados de la primera corrida de simulación.....	103
Figura 4.19 Reporte de producción de la primera corrida de simulación	104
Figura 4.20 Distribución de pozos verticales propuestos en el yacimiento.....	106
Figura 4.21 Acumulados de petróleo, agua y gas, y perfil de presión para los pozos verticales con LRAT=500.....	108
Figura 4.22 Perfil de presión de los 3 casos del análisis de tasa máxima....	108
Figura 4.23 Tasas de petróleo, gas y agua por campo. LRAT = 500.....	109
Figura 4.24 Tasas de petróleo, gas y agua por campo. LRAT = 500 (control por grupo).....	110

Figura 4.25 Pozo tipo. LRAT = 500.....	110
Figura 4.26 Ubicación del pozo tipo el mallado para la simulación	111
Figura 4.27 Producción acumulada de petróleo variando la longitud de la sección horizontal de un pozo.....	114
Figura 4.28 Producción acumulada de agua y gas variando la longitud de la sección horizontal de un pozo	115
Figura 4.29 Perfil de presión variando la longitud de la sección horizontal de un pozo.....	115
Figura 4.30 Diseño de pozos horizontales y direccionales en macollas.....	116
Figura 4.31 Producción acumulada de fluidos y perfil de presiones de los pozos en macollas. Acuífero activo.....	118
Figura 4.32 Tasas de fluidos de los pozos en macollas. Acuífero activo.	119
Figura 4.33 Pozo tipo para el caso de pozos en macollas con acuífero activo	120



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 4.1 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua petróleo	89
Gráfica 4.2 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas petróleo	89
Gráfica 4.3 R_s vs P. PVT sintético	92
Gráfica 4.4 C_o vs P. PVT sintético	93
Gráfica 4.5 B_o vs P. PVT Sintético	95
Gráfica 4.6 Z vs P. PVT sintético	96
Gráfica 4.7 B_g vs P. PVT sintético	96
Gráfica 4.8 Factor de expansión de gas en función de presión. PVT sintético	97
Gráfica 4.9 μ_g vs P. PVT sintético	98
Gráfica 4.10 μ_o vs P. PVT sintético	100



LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Datos básicos del yacimiento MOR INF 101	68
Tabla 4.2 Topes y Bases en MD de pozos que atravesaron Morichal Inferior en el bloque 5 del campo El Salto.....	72
Tabla 4.3 Prueba de Pozo ELS-17.....	78
Tabla 4.4 Datos obtenidos del MFT corrido en el pozo ELS-31	79
Tabla 4.5 Propiedades petrofísicas promedio por pozo	86
Tabla 4.6. Resultados del análisis de tasa máxima.....	107
Tabla 4.7. Resultados del análisis de tasa máxima. Verticales. Acuífero mediano.	112
Tabla 4.8. Resultados del análisis de tasa máxima para los pozos verticales. Yacimiento volumétrico	112
Tabla 4.9 Resultados del análisis de tasa máxima. Macollas. Acuífero activo	116
Tabla 4.10 Resultados del análisis de tasa máxima. Macollas. Acuífero mediano	117
Tabla 4.11 Resultados del análisis de tasa máxima. Macollas. Yacimiento Volumétrico.....	117
Tabla 4.12 Resultados de la evaluación económica de los esquemas.....	121



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**Autor: Karla Dayana Hidalgo Tovar
Fecha: Febrero de 2012**

**Asesor Académico: Alicia Da Silva
Asesor Industrial: Magno Romero
Co-Asesor Industrial: Gueorgui Lee**

RESUMEN

Este estudio consistió en evaluar la factibilidad técnica y económica de la implementación de pozos verticales, horizontales y direccionales en el yacimiento Morichal Inferior 101 del campo El Salto estado Monagas, con la finalidad de proponer el mejor esquema de explotación que permita obtener el mayor factor de recobro posible. Para ello se partió de un modelo estático existente y se realizó un PVT sintético y curvas de permeabilidad relativa, para generar el modelo dinámico del yacimiento. Se simularon diferentes escenarios de agotamiento natural, dividiéndose en 18 casos de simulación, se simuló el comportamiento del yacimiento mediante la colocación de pozos verticales, horizontales y direccionales, realizando corridas de sensibilidades en el mecanismo y la tasa de producción para drenar las reservas del yacimiento. Finalmente se realizó una evaluación económica para determinar la rentabilidad de los esquemas propuestos en este estudio. Los resultados indican que técnica y económicamente es rentable la aplicación del esquema de explotación en el cual se propone perforar 40 pozos horizontales y direccionales en macollas, a 300 metros de espaciamiento entre secciones horizontales de 1200 pies, porque la tasa interna de retorno resultó ser mayor a 15% y el VPN mayor a cero, independientemente del tipo de acuífero presente en el yacimiento.

INTRODUCCIÓN

La explotación y producción de hidrocarburos constituyen la principal actividad económica de Venezuela, país que en la actualidad está de primero en la lista de aquellos que poseen más reservas de petróleo en el mundo, destacándose que la mayor parte de éstas son de crudos pesados y extrapesados. Para contribuir con el desarrollo del país es muy importante planificar y ejecutar eficientemente planes de explotación, especialmente para los yacimientos que contengan este tipo de crudo.

PDVSA posee el 60% de las acciones de la empresa mixta Petrodelta, la cual cuenta con seis campos, entre ellos El Salto, que posee 475 kilómetros cuadrados de extensión y está ubicado al sur del estado Monagas. En esta investigación el área de estudio fue el yacimiento Morichal Inferior 101, ubicado en el bloque 5 del campo antes mencionado (El Salto), el área objeto de estudio es considerada como nueva para Petrodelta y no cuenta con análisis de núcleos, descripción física de los fluidos presentes en la acumulación de hidrocarburos, y por ende tampoco con un plan de explotación adecuado, razón por la cual se realizó esta investigación, con el fin de proponer un plan de explotación que permita drenar las reservas del yacimiento, de una manera eficiente tanto técnica como económicamente, y así contribuir al logro de la meta de aumentar la producción diaria de Petrodelta.

El objetivo principal de este estudio se logrará obteniendo datos básicos del yacimiento asignado, generando un PVT sintético para la caracterización física de los fluidos presentes en él, haciendo una evaluación petrofísica que permitió obtener la saturación de agua inicial en el yacimiento y propiedades promedio como porosidad, volumen de arcilla, saturación de agua y permeabilidad, y finalmente construyendo curvas de permeabilidad relativa mediante correlaciones empíricas, para introducir todos estos datos en el simulador y construir un modelo dinámico que en conjunto

con el modelo estático previamente suministrado, permitan generar un modelo de simulación con el cual se realicen las predicciones del comportamiento futuro del yacimiento bajo diversos esquemas de explotación, y finalmente escoger un esquema idóneo en base a una evaluación económica.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos de petróleo pesado están asociados a las reservas más grandes del planeta. Venezuela posee 296.500 millones de barriles de petróleo, la mayor parte de las nuevas reservas provienen de la Faja Petrolífera del Orinoco, es decir de acumulaciones de crudos pesados y extrapesados.

Petrodelta es una empresa mixta, el 60% de sus acciones son de PDVSA, empresa estatal venezolana que se dedica a la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano; Petrodelta cuenta con seis campos petrolíferos, entre ellos El Salto, ubicado en la cuenca oriental de Venezuela, al oeste de la Unidad Monagas Sur, el rango del crudo en este campo es de 8 a 13 °API, con predominancia de crudos extrapesados. Este campo fue descubierto en 1936 con la perforación del pozo ELS-1, pero estuvo inactivo por mucho tiempo porque en aquel entonces no era rentable la producción de crudos pesados y extrapesados.

Sin embargo, actualmente surge la necesidad de hacer estudios integrados a yacimientos con crudo de este tipo, pues por sus características como fluido la producción resulta muy compleja; por esto se realizó un trabajo de investigación en el yacimiento Morichal Inferior 101 del campo El Salto, en el cual a través de la revisión del modelo estático del yacimiento, la realización de una evaluación petrofísica, la generación de un PVT sintético, la construcción de curvas de permeabilidades relativas, revisión de pruebas de producción existentes, entre otros datos relevantes del área de estudio, se creó un modelo dinámico del yacimiento que permitió hacer las predicciones de su comportamiento futuro, evaluando distintos esquemas de explotación y finalmente decidiendo el mejor a través de una evaluación económica, para que el mencionado esquema permita generar el máximo factor de

recobro posible a través de producción primaria, al menor costo y de esta manera contribuir al incremento de la producción diaria de la empresa mixta Petrodelta, la cual actualmente es de 33MBPD y tiene como meta de producción incrementarla a 120MBPD.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Proponer el esquema de explotación para el yacimiento Morichal Inferior 101 ubicado en el campo El Salto Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Analizar datos geológicos, de presión y producción del yacimiento Morichal Inferior 101
- ✓ Realizar una evaluación petrofísica al yacimiento
- ✓ Generar un PVT sintético para el yacimiento en estudio
- ✓ Simular el comportamiento del yacimiento bajo diversos esquemas de explotación
- ✓ Escoger el mejor esquema de explotación mediante una evaluación económica

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El fin de este trabajo es realizar un esquema de explotación para el yacimiento Morichal Inferior 101 del campo El Salto, en primera instancia recopilando la información necesaria del mismo, específicamente la referente al yacimiento en estudio, para poder tener una concepción clara y sólida de él; la simulación de yacimientos y la evaluación económica ayudarán a la ejecución del objetivo final, que

permitirá drenar las reservas del yacimiento, ubicado en un área considerada como nueva, de una manera eficiente en lo que respecta a la parte técnica y que además sea económicamente rentable y seguro, esto es de suma importancia pues la explotación de este yacimiento puede contribuir a aumentar la producción de la empresa mixta Petrodelta, la cual se ha propuesto un reto de llegar al orden de los 120MBPD.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Carrasquel, S. (2006), presentó ante la Universidad de Oriente, núcleo de Monagas, el trabajo de grado titulado “Esquema óptimo de explotación del yacimiento RG-107, arena MO-K, campo Santa Rosa, área mayor de Anaco, mediante la caracterización del modelo estático y dinámico”. El objetivo de este estudio fue generar un modelo de yacimiento confiable, soportado por la información validada de las reservas existentes que permitan establecer esquemas óptimos de explotación para futuros trabajos a desarrollar. La evaluación se realizó a través de la interpretación de los modelos estático y dinámico, donde se recopiló y validó toda la información disponible de geología y yacimiento. El resultado fue un plan óptimo de explotación para drenar las reservas remanentes en el yacimiento, el cual consistió de dos reacondicionamientos (RG-161 y RG-2X) y una completación (RG-264). Finalmente se realizó análisis nodal a dichos pozos, lo que condujo a optimizar las tasas de gas máxima a la cual pueden producir.

Hurtado, O. (2010), presentó ante la Universidad de Oriente, núcleo de Monagas, el trabajo de grado titulado "Propuesta de esquemas de explotación en las arenas D, E, y F pertenecientes al yacimiento oficina 37 del campo Uracoa, Estado Monagas". El estudio consistió en realizar propuestas de esquemas de explotación para las arenas masivas (D, E, F) del yacimiento Oficina 37 del Campo Uracoa y tuvo como objetivo determinar y conocer en un mayor grado de certidumbre las reservas disponibles a recuperar, para ello se realizó una validación de las pruebas de presión correspondientes al área de estudio, con las cuales se logró determinar que la presión actual del yacimiento se encuentra alrededor de los 1783 lpca, así

como también se ejecutó una consistencia del PVT con el fin de caracterizar las propiedades de los fluidos presentes dentro del yacimiento. Para el cálculo de las reservas se utilizó el método volumétrico obteniéndose un POES de 222.783 MMBN, y con el uso de curvas de declinación se obtuvo como resultado 60 MMBN de reservas totales y de reservas remanentes de 17MMBN. De acuerdo a lo establecido se realizaron los mapas de saturación en donde se ubicó la localización N° 1 las cual tiene un estimado de una tasa inicial de petróleo de 843 BOPD, mientras que para la localización N° 2 se espera una tasa inicial de 1100 BOPD, y por último la localización N° 3 se espera una tasa inicial de 985 BOPD. Las cuales permitirán aumentar la producción total del campo así como el factor de recobro final de petróleo.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Ubicación geográfica del campo El Salto

El campo El Salto está situado en el Área Mayor de Temblador, en la Cuenca Oriental de Venezuela, ubicado aproximadamente a 100 km. al sur de Maturín; Estado Monagas, en el borde norte de la Faja Petrolífera del Orinoco, 80 km al oeste de la Unidad Monagas Sur.

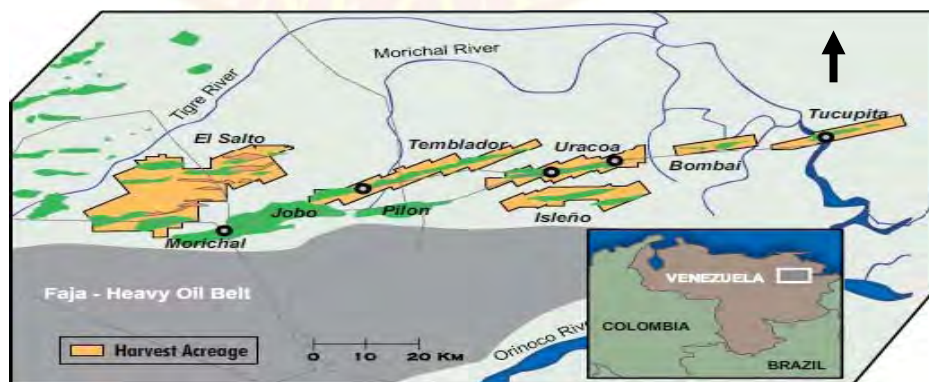


Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo El Salto

2.2.2 Estratigrafía del campo

La columna estratigráfica de El Salto está caracterizada por una secuencia sedimentaria que va desde el Cretáceo Medio hasta el reciente:

- El Grupo Temblador (Cretáceo Medio)
- La Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio)
- La Formación Freites (Mioceno Medio a Superior)
- Las formaciones Las Piedras y Mesa (ambas del Mioceno Superior al Pleistoceno)

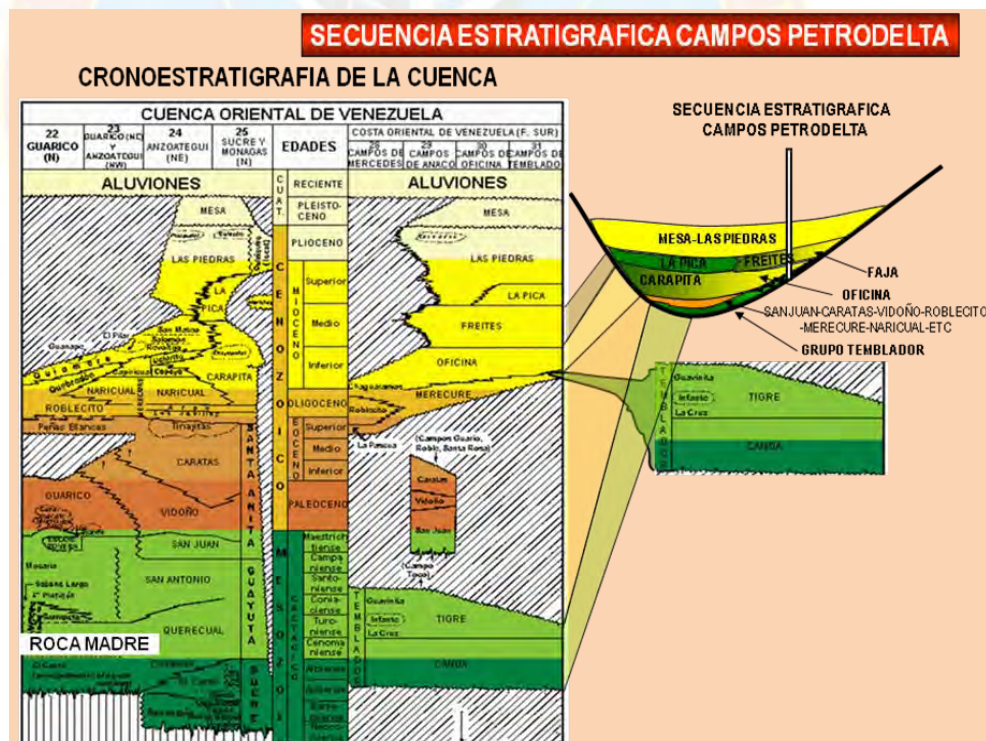


Figura 2.2 Secuencia estratigráfica campos Petrodelta
Fuente: Estratigrafía regional y su relación con las acumulaciones de hidrocarburo campos Petrodelta. (Marzo, 2011).

2.2.2.1 Formaciones Las Piedras y Mesa

La Formación Las Piedras suprayace concordantemente a la Formación Freites, y está constituida por areniscas de grano fino a grueso, con algunas arcillas y lutitas. El intervalo más arenoso se encuentra en la parte superior. La Formación Mesa, consiste de arenas, gravas y conglomerados, los cuales alternan en la parte superior.

2.2.2.2 Formación Freites

Esta formación está caracterizada por una sección de lutitas de gran espesor en la base, y en el tope por intercalaciones de lutitas y areniscas. Es de edad Mioceno Medio a Superior y suprayace en contacto concordante a la Formación Oficina.

2.2.2.3 Formación Oficina

Se distingue por alternancia de arenas no consolidadas y lutitas interestratificadas. Esta formación se ha subdividido en cuatro miembros:

- Miembro Pilón: Es un intervalo lutítico de unos 100 pies de espesor entre la base de la Formación Freites y el tope del Miembro Jobo. Este miembro no contiene desarrollo de areniscas.
- Miembro Jobo: Tiene unos 240 pies de espesor y consiste de areniscas intercaladas con lutitas. Ha sido subdividido operacionalmente en: Jobo Superior y Jobo Inferior. Contiene gas en la arena superior y petróleo en la inferior.
- Miembro Yabo: Es una unidad predominantemente lutítica, con algunas areniscas que en el área norte del campo El Salto, pueden contener petróleo.

- Miembro Morichal: Tiene unos 700 pies de espesor, y es la unidad más importante en el área, dado que agrupa las areniscas basales con mayor potencial petrolífero, las cuales son masivas, cuarcíticas, de color marrón, grano medio, con algunas limonitas, lutitas y lignitos. Ha sido dividido operacionalmente en dos intervalos: Morichal Superior, que abarca Morichal Superior 01, Morichal Superior 02 y Morichal Superior 03; y Morichal Inferior. Este último presenta mejor desarrollo de areniscas que contienen importantes acumulaciones de petróleo.

2.2.2.4 Grupo Temblador

Comprende las formaciones Canoa y Tigre. La unidad infrayacente, Formación Canoa, es de origen continental y esta compuesta de arenas moteadas, limolitas y argilitas. La unidad suprayacente, Tigre, es de ambiente marino y contiene areniscas y limolitas glauconíticas, lentes calcáreas e incrementa en sedimentos fluviales hacia el sur. Evaluación Técnica del campo El Salto (2005).

ERAS	PERÍODOS	ÉPOCAS	GRUPO	FORMACIÓN	MIEMBRO
CENOZOICO	Cuaternario	Pleistoceno		MESA	
	Terciario	Plioceno		LAS PIEDRAS	
		Mioceno			
		Oligoceno			
Eoceno					
Paleoceno					
MESOZOICO	Cretácico		FRETES		
	Jurásico				
	Triásico				
PALEOZOICO	Pérmico		OFICINA	Palón	
				Jaba	
				Vaba	
				Morichal	
	Carbonífero				
	Devónico				
	Silúrico				
Ordovícico					
Cámbrico			GRUPO TEMBLADOR		
	Precámbrico		SABAMENTO IGENO - METAMÓRFICO		

Figura 2.3 Columna estratigráfica del campo El Salto

Fuente: Propia

2.2.3 Geología Estructural

El campo El Salto se encuentra conformado por un sistema de fallas normales casi paralelas, muchas de las cuales sirven como barrera para la migración del petróleo. El crudo de este campo se encuentra en la Formación Oficina, incluyendo los yacimientos Jobo Superior, Jobo Inferior, Morichal Superior y Morichal Inferior. A Petrodelta se le asignó un área para la explotación y producción de 475 kilómetros cuadrados.

La estructura predominante en el campo El Salto es un monoclinal con buzamiento de 4 a 6° al norte, cortado por fallas normales de rumbo general este – oeste que buzanan al norte o al sur, la mayoría de estas son anti-lítricas e involucran basamento. Las trazas de estas fallas son generalmente arqueadas y se cortan unas a otras, dando origen a un conjunto más o menos complejo de bloques escalonados. Dado que la densidad de pozos en el área es baja, el control e interpretación del sistema de fallas se ha hecho a partir de las secciones sismográficas, en las cuales los reflectores correspondientes al basamento y a la Formación Oficina son fácilmente identificables. El desplazamiento promedio de estas fallas se estima en 250 ó 300 pies. Tal como ocurre en los campos vecinos Jobo, Morichal y Pílon, las fallas con buzamiento al sur tienen más probabilidades de entrapar el petróleo al poner las arenas de Oficina en el área (casi 2000 pies), es imposible que toda la sección petrolífera de esta formación vaya a quedar sellada contra las lutitas, salvo que se encuentre una falla con un desplazamiento equivalente. Evaluación Técnica del campo El Salto (2005).

2.2.4 Misceláneas del campo El Salto

La gravedad del petróleo en el campo El Salto varía por área y por yacimiento, pero en general el rango del crudo está entre 8 y 13 °API. El campo está dividido en bloques, seis unidades de yacimientos dentro de ocho bloques fallados evidencian presencia de hidrocarburos, existiendo un gran volumen de crudo y una capa de gas en cuatro de esos bloques. Aunque la mayoría de los yacimientos en El Salto sólo poseen gas en solución, se han encontrado casquetes de gas en los yacimientos de Jobo, especialmente en el bloque 5. En la figura 2.3 se observa la distribución de bloques en el campo El Salto.

La eficiencia de recobro en este campo varía de 3% a 16%, demostrando una fuerte dependencia de la viscosidad del petróleo y del mecanismo de empuje a condición de yacimiento.

La actividad de evaluación de Petrodelta en el campo El Salto comenzó en Mayo de 2009, por ello el campo se considera como un área nueva, la cual presenta un bajo nivel de caracterización de yacimientos, pues las reservas de hidrocarburos se encuentran en la fase no desarrollada, esto genera incertidumbre en parámetros involucrados en el cálculo de volumen de fluidos en sitio y factor de recobro.

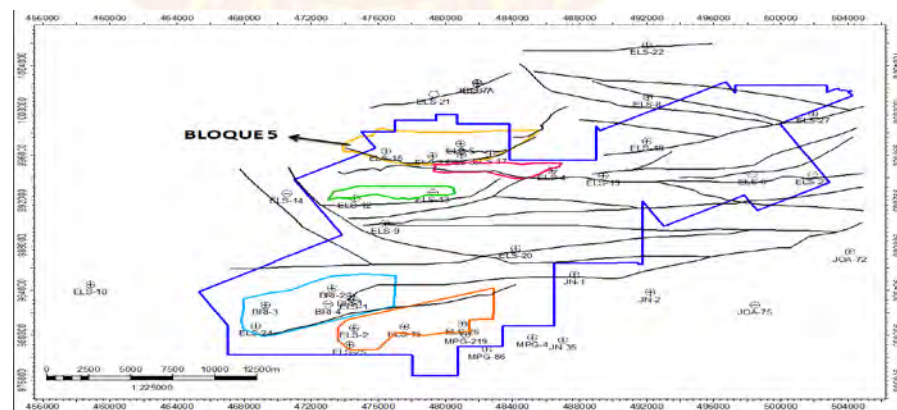


Figura 2.4 Distribución de bloques del campo El Salto

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Clasificación de los Yacimientos

Geológicamente, los yacimientos se clasifican en: estratigráficos (lentes de arenas, cambios de facies, calizas o dolomías porosas, cambios de permeabilidad); estructurales (fracturas en calizas o rocas ígneas, discordancias, fallamiento en areniscas, sinclinales, anticlinales, domos salinos, entre otros) y combinados, los cuales se refieren a posibles combinaciones entre los dos grupos anteriores.

De acuerdo al punto de burbuja los yacimientos se clasifican en: subsaturados y saturados. Los primeros son yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja, es decir, en ellos solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza, cuando esto ocurre el yacimiento pasa a ser Saturado, y en este se encontrarán dos fases, una fase líquida y una gaseosa. Escobar, F (2004).

De acuerdo al estado de los fluidos se clasifican en: petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado (retrógrados), gas húmedo y gas seco. El gas seco se presenta en el yacimiento totalmente en fase gaseosa durante toda la explotación y no produce hidrocarburo líquido en superficie, el gas húmedo también permanece en fase gaseosa en el yacimiento pero puede formar hidrocarburo líquido en superficie, el gas condensado constituye una fase gaseosa en las condiciones iniciales (antes de ser producido), sin embargo, al disminuir la presión del yacimiento presenta un comportamiento anormal: la condensación retrógrada, que forma un petróleo líquido liviano. Escobar, F (2004).

El petróleo volátil tiene muy baja densidad y una alta relación gas - petróleo, mientras que el petróleo negro consiste de una amplia variedad de especies químicas

que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles, las líneas (iso volumétricas o de calidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. Estos crudos tienen una relación gas petróleo menor o igual a 1000 PCN/BN, la cual se incrementa por debajo del punto de burbuja, poseen un B_o menor o igual a 2, su $^\circ\text{API}$ es menor o igual a 45 y el contenido de C7+ mayor o igual a 30%. Las temperaturas del yacimiento son menores de 250 $^\circ\text{F}$. Escobar, F (2004).

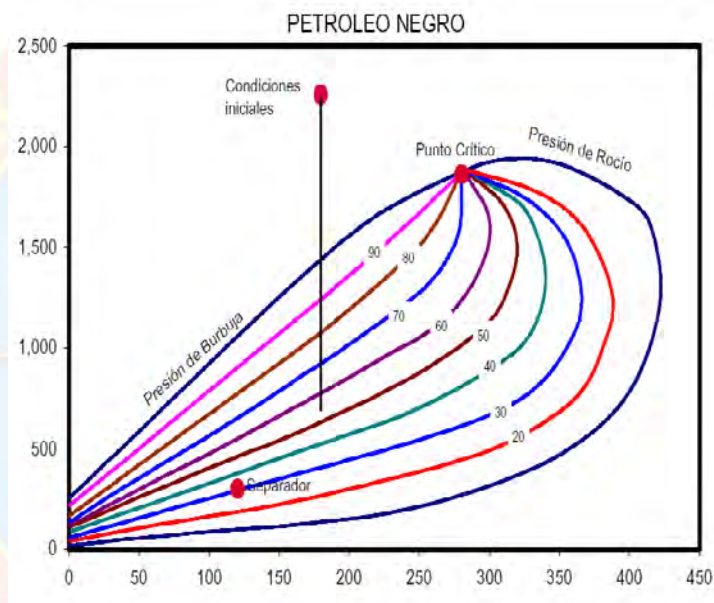


Figura 2.5 Diagrama de fases para el petróleo negro
Fuente: Escobar, F (2004)

En la figura siguiente se distingue el comportamiento de la relación gas petróleo y la gravedad API a través del tiempo, para los distintos tipos de yacimiento según el estado de sus fluidos.

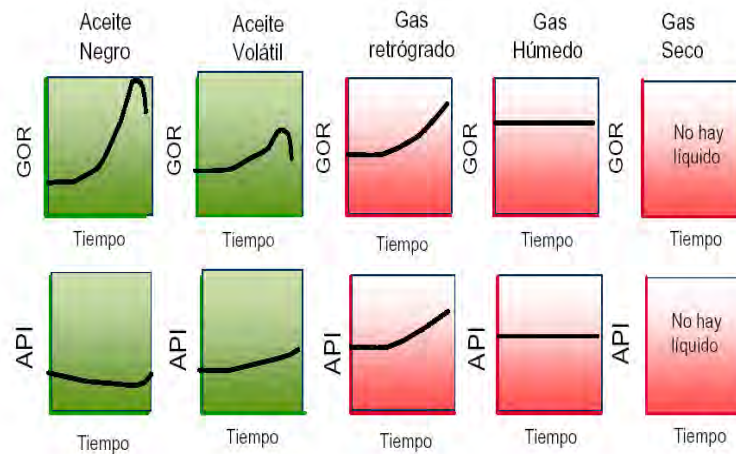


Figura 2.6 Comportamiento del GOR y la gravedad API a través del tiempo

Fuente: Escobar, F (2004)

Los yacimientos también se clasifican de acuerdo al mecanismo de producción. En muchos yacimientos pudieran operar simultáneamente varios mecanismos de producción, pero generalmente predominan uno o dos. Durante la vida del yacimiento la predominancia puede cambiar de un mecanismo a otro, ya sea natural o artificialmente. Por ejemplo, un yacimiento volumétrico podría producir inicialmente por expansión de fluidos, cuando este se ha depletado lo suficiente la producción hacia los pozos podría deberse a drenaje gravitacional ayudado por un mecanismo de bombeo. Más tarde un proceso de inyección de agua puede usarse para adicionar mayor empuje a los hidrocarburos. En este caso el ciclo de los mecanismos es expansión gravitacional y desplazamiento de drenaje.

En general, la producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos:

- Hidráulico, cuando se presenta agua proveniente de un acuífero adyacente.
- Gas en solución, los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del crudo.

- Capa de gas (no hay distribución uniforme de los fluidos).
- Expansión líquida y de roca (hasta el punto de burbuja).
- Gravedad o segregación gravitacional, el cual es común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento pues permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura.
- Combinado.
- En yacimientos gasíferos se tiene depleción o expansión gaseosa.

Y según las variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos, los yacimientos se clasifican en volumétricos (cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento, es decir, es un yacimiento cerrado); y no volumétricos, si el volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero aledaño. En la figura 2.6 se muestra una figura representando la eficiencia de recobro en función del mecanismo de producción predominante en el yacimiento.

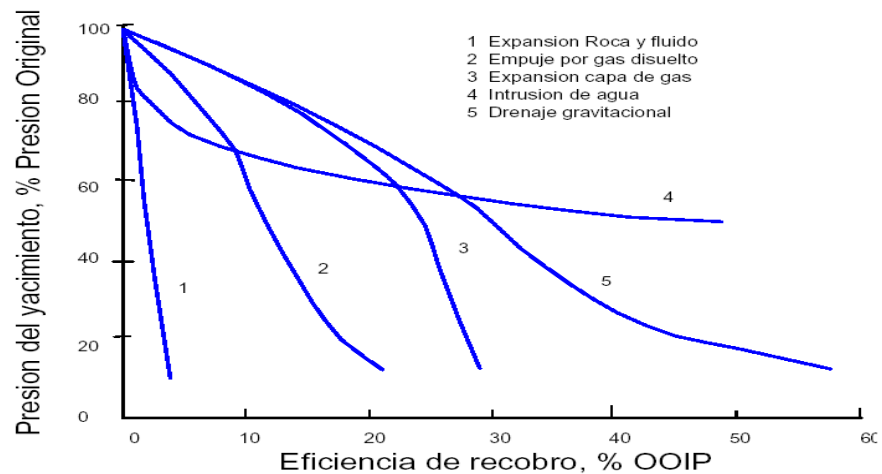


Figura 2.7 Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo

Fuente: Escobar, F (2004)

2.3.2 Evaluación Petrofísica

La petrofísica es la especialidad de caracterizar las propiedades físicas y químicas de las rocas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos y análisis de muestras de rocas; un modelo petrofísico permite estimar cuantitativamente ciertas propiedades de las rocas, tales como: porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, las cuales están asociadas directamente con su potencial como productoras comerciales de hidrocarburos.

La realización de un estudio petrofísico es de gran importancia a la hora de caracterizar un yacimiento o campo, ya que permite aportar información para calcular POES y reservas de hidrocarburos y poder así evaluar la factibilidad económica de un plan de explotación.

2.3.2.1 Propiedades físicas de la roca

- Porosidad

Esta propiedad define la capacidad de almacenamiento de la roca. La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente, los carbonatos densos y las evaporitas (sales, anhidritas y yeso) pueden tener cero porosidad, para todos los efectos prácticos.

Por su parte, las areniscas bien consolidadas pueden tener de 10% a 15% de porosidad, mientras que las no consolidadas pueden tener un 30% o más de porosidad.

Finalmente, las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor de 40%, llena de agua, pero estos poros individualmente considerados, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de fluidos.

- Permeabilidad

Representa la facilidad con la cual los fluidos se desplazan a través del medio poroso. La permeabilidad horizontal, o paralela a la estratificación de las formaciones geológicas, es generalmente mayor que la vertical, medida perpendicularmente a la horizontal, debido a las laminaciones de arcilla, granos aplanados. Altas permeabilidades verticales ocurren en arenas gruesas, limpias y no consolidadas, o donde existan fracturas verticales o fisuras bien desarrolladas.

-Saturación

Se describe como la cantidad de fluido disponible en un espacio dado. Se cree que la mayoría de las rocas reservorio estaban saturadas con agua antes de ser invadidas por el petróleo. Este petróleo no desplaza toda el agua del espacio poroso de la roca, en consecuencia, para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en un medio poroso es necesario conocer la saturación de fluidos (petróleo, agua y gas) de la formación.

Siempre permanece en el yacimiento una fracción de agua que no puede ser producida, es decir, que es inmóvil, a ésta se le denomina saturación de agua irreducible, y se puede estimar a partir del gráfico cruzado Saturación de Agua vs. Resistividad verdadera de la formación. El corte de la tendencia asintótica con el eje de las abscisas va a representar el valor del S_{wi} .

- Resistividad

La resistividad es el recíproco de la conductividad, la cual se define como la capacidad de un material de conducir corriente eléctrica.

En las rocas sedimentarias la parte sólida está formada por minerales no conductores de la electricidad tales como cuarzo, silicatos, carbonatos. Estas rocas conducen la electricidad, solamente debido a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, como es el agua de formación.

Las mediciones de resistividad son básicas en las determinaciones de saturación; en especial determinaciones de saturación en la parte no invadida del yacimiento.

La resistividad de las aguas de formación es una función de su salinidad. A mayor salinidad más conductiva es el agua, por lo tanto su resistividad será proporcionalmente menor. La temperatura afecta también la resistividad, mientras más alta sea la temperatura menor será la resistividad de un agua con una salinidad dada, esto se debe a que el incremento en la temperatura da mayor libertad al movimiento de los iones en la solución, aumentando de esta forma la conductividad.

2.3.2.2 Registros SP, GR y Caliper

Los registros que se explican a continuación son útiles para identificar zonas permeables.

La curva SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación innata, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). Se aplica para medir resistividades de agua de formación, trazar por medio del potencial electroquímico la curva de lutitas para

ubicar cuerpos arcillosos que sirven de sello a las estructuras productoras de hidrocarburos, determinar espesores de las capas y el contenido (cualitativo) de arcilla en una roca. Sólo se tendrá información de las capas que estén por encima de nivel freático.

Las lecturas del SP frente a las lutitas son bastante constantes y se les llama línea base de lutitas. Las deflexiones hacia la derecha o hacia la izquierda de esta línea dependen de la salinidad del agua de formación. El SP no se puede registrar en lodos no conductivos y donde las salinidades de la formación y el lodo sean similares, pues no daría una buena respuesta.

El perfil GR indica la radioactividad natural de las formaciones, la cual depende de la concentración de potasio, torio y uranio.

El Caliper indica claramente que el diámetro real del hoyo difiere en gran medida del diámetro de la mecha utilizada para la perforación del pozo, en formaciones permeables el diámetro del hoyo es reducido por el espesor de la costra de lodo, el mismo que depende de las propiedades de lodo.

2.3.2.3 Registros de Neutrón y densidad

La porosidad de las rocas puede obtenerse a partir del registro de densidad o el registro de neutrones.

La herramienta de densidad responde a la densidad de electrones del material de la formación. Mientras que el registro neutrónico responde de manera principal a la presencia de átomos de hidrógeno.

2.3.2.4 Evaluación de Registros eléctricos

El propósito de la evaluación e interpretación de registros eléctricos es cuantificar los parámetros petrofísicos (porosidad, saturación de petróleo, espesor neto, volumen de arcilla y litología) de las principales zonas de interés.

El proceso básico de interpretación de registros se basa en la determinación de donde están las zonas potencialmente productoras y cuánto hidrocarburo ellas contienen.

Para lograr una evaluación de formación adecuada, se necesitan tres registros básicos; uno para mostrar formaciones permeables, otro para estimar las resistividades de la zona virgen y uno para estimar las porosidades.

El primer paso consiste en localizar las zonas permeables, la línea base de la curva de la primera pista, por ejemplo, si es una curva de Gamma Ray, indica arcilla, la cual no es permeable y por lo tanto no productora. Las deflexiones hacia la izquierda indican zonas limpias, generalmente arenas o calizas, que podrían producir. El intérprete deberá enfocarse inmediatamente en las zonas limpias.

El siguiente paso es ver en la segunda pista cual de esas zonas (las limpias) tiene alta resistividad, condición que reflejará hidrocarburo en los poros o bajas porosidades, asumiendo que el agua intersticial es suficientemente salina. Sin embargo, utilizando solo el registro de resistividad aun queda la incertidumbre de si las zonas con alta resistividad contienen hidrocarburos o simplemente tienen bajas porosidades; con el registro de porosidad será posible diferenciar zonas que contienen hidrocarburos de aquellas que están apretadas.

Si para la evaluación se cuenta con un registro SP y dos de resistividad, hay que verificar si la curva de potencial espontáneo varía al mismo tiempo que las

curvas de resistividad se están separando, pues eso significa que ese estrato tiene altas porosidades y permeabilidades.

Existen programas que permiten realizar un análisis petrofísico detallado a partir de las curvas de los registros eléctricos, cargando la información digitalizada de las curvas, permiten calcular el volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, sin embargo, es importante tener los registros originales en caso de existir dudas en cuanto al comportamiento de las curvas.

2.3.2.5 Volumen de arcilla

Para realizar una evaluación petrofísica confiable, es preciso conocer el volumen de arcillas (V_{sh}) que se encuentra en las arenas. Esta variable afecta significativamente el cálculo de saturación de fluidos, porque tiende a disminuir el valor de resistividad.

La forma en que la arcillosidad afecta los parámetros obtenidos de registros eléctricos depende de diversos factores: proporción de arcilla presente, propiedades de la arcilla y la forma en la que está distribuida en las formaciones.

Según estudios realizados sobre núcleos, se ha comprobado que el material arcilloso puede encontrarse distribuido en las formaciones de tres maneras:

- Tipo Laminar: consiste en series de lutitas o arcilla en forma de láminas que se encuentran depositadas entre capas de arena.
- Tipo Estructural: la arcilla está presente como granos en la matriz de la formación, es decir, ésta formando parte de la arena.

- Tipo dispersa: El material arcilloso puede encontrarse en forma de acumulaciones adheridas a los granos de arenas o revistiendo los mismos o simplemente llenando parcialmente los canales porosos más pequeños.

La estimación del volumen de arcilla se realiza generalmente a través del registro de rayos gamma en aquellos pozos donde éste existiera, siempre y cuando no estén presentes minerales radioactivos en las arenas. En los pozos que no tienen registros de rayos gamma, se emplea el perfil de potencial espontáneo (SP). También se pueden usar otros indicadores de arcilla como son perfiles de resistividad, densidad, neutrón y sónico.

Con respecto a la curva de potencial espontáneo (SP), mientras más grande sea la proporción de arcilla más reducida será la desviación o valor del SP respecto al valor de éste en una formación limpia de suficiente espesor.

Para diferenciar una arena arcillosa de una limpia en registros de resistividad se sigue la premisa de que la arcilla es de menor resistividad que la arena, tendiendo por lo tanto a bajar la resistividad de la misma.

El perfil de densidad responde a la densidad electrónica del medio, por lo tanto la presencia de arcilla en una formación produce el aumento de la porosidad efectiva que puede obtenerse del perfil, ya que por lo general, la densidad de la lutita varía entre 2.2 a 2.65 g/cc.

El registro neutrónico responde a todo el hidrógeno contenido en una formación, considerando el hidrógeno del agua intersticial presente en las arcillas, por lo tanto es el más afectado, ya que la lectura de éste perfil se verá incrementada por la presencia de arcillas en la formación.

2.3.3 Permeabilidad relativa

Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica, es la relación entre la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

Ec (2.1)

Cuando en el medio poroso hay tres fases, la suma de las permeabilidades relativas de cada una de ellas debe ser siempre menor o igual a la unidad, ya que las permeabilidades relativas pueden tener cualquier valor en el rango entre 0 y 1.

2.3.3.1 Permeabilidad relativa cuando dos fases están presentes

Cuando una fase mojante y una fase no mojante fluyen juntas a través de una roca yacimiento, siguen distintos caminos.

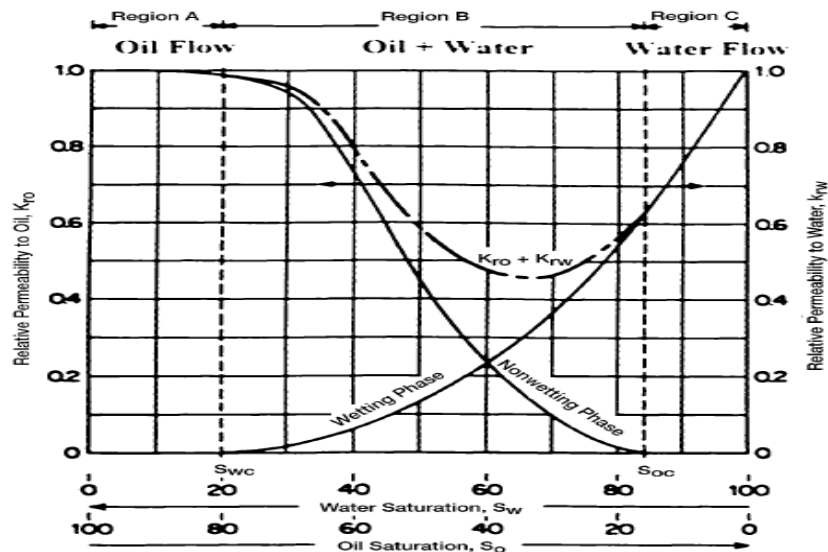


Figura 2.8 Comportamiento típico para un sistema agua - petróleo
Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook

En la figura anterior se representa el comportamiento típico de un conjunto de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua - petróleo considerando el agua como fase mojante.

Observando la curva de permeabilidad relativa correspondiente a la fase mojante, se puede apreciar que una pequeña saturación de la fase no mojante reducirá drásticamente la permeabilidad de la fase mojante, y la razón de esto es que la fase no mojante ocupa los poros más grandes, y es en ellos que el flujo de fluidos ocurre con menor dificultad.

Además, en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante, podemos observar que ésta empieza a fluir a una saturación de la fase no mojante relativamente baja, la saturación en este punto es conocida como Saturación de petróleo crítica (S_{oc}).

Otro punto de interés en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante es S_{wi} . La fase mojante dejará de fluir a una saturación relativamente alta, esto ocurre porque ésta ocupa preferencialmente los poros más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación del agua en este punto es conocida como saturación de agua irreducible o saturación de agua connata, representada por la notación S_{wi} .

En este ejemplo, a bajas saturaciones de agua, los cambios en la saturación de la fase mojante tienen solo un bajo efecto en la magnitud de la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante. La razón de este fenómeno es que a bajas saturaciones, la fase mojante ocupa los espacios porosos más pequeños, lo cual no contribuye al flujo, y por lo tanto, cambiar la saturación en estos pequeños espacios porosos tiene un efecto relativamente pequeño en el flujo de la fase no mojante.

Por otro lado, en un sistema gas - líquido, donde se encuentran el gas, el petróleo y el agua irreducible en el medio poroso, el petróleo es considerado como la fase mojante, por eso su curva de permeabilidad relativa cambia totalmente en comparación con la curva de éste en un sistema agua - petróleo.

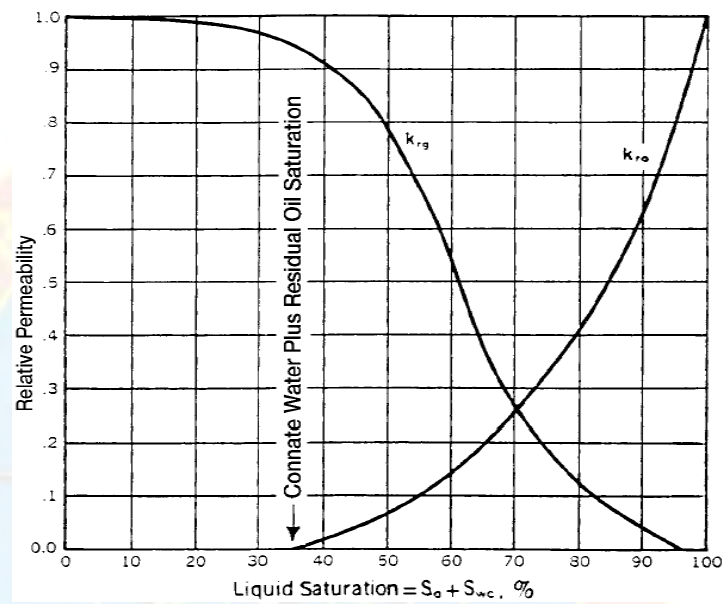


Figura 2.9 Comportamiento típico para un sistema gas - líquido

Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook

En la figura anterior se puede observar que la saturación de gas crítica (S_{gc}) es generalmente un valor muy pequeño.

Otro fenómeno importante asociado con el flujo de fluidos a través del medio poroso es el concepto de saturaciones residuales. Cuando un fluido inmisible esta desplazando a otro, es imposible reducir la saturación del fluido desplazado a cero. El valor de saturación al cual la fase desplazada deja de fluir se le llama saturación residual. Este es un concepto importante porque determina el recobro máximo que se puede obtener de un yacimiento. Inversamente, un fluido debe desarrollar cierto

valor de saturación mínima antes de que la fase empiece a fluir, y este valor es llamado saturación crítica.

Si la muestra de roca esta inicialmente saturada con la fase mojanante (agua, por ejemplo) y la data de permeabilidad relativa es obtenida cuando decrece la saturación de la fase mojanante mientras fluye la fase no mojanante en el núcleo, el proceso es clasificado como drenaje. Pero si la data es obtenida mientras se incrementa la saturación de la fase mojanante, el proceso es llamado imbibición, esto producirá la data de permeabilidad relativa necesaria para cálculos de procesos de inyección de agua. Esta diferencia en la permeabilidad cuando esta cambiando la historia de saturación es llamada histéresis. Las mediciones de permeabilidad relativa están sujetas a histéresis, por eso en el laboratorio es importante duplicar la historia de saturación del yacimiento.

En el laboratorio, la técnica de imbibición causa que la fase no mojanante (petróleo) pierda su movilidad a valores más altos de saturación de agua que en el proceso de drenaje. Por el contrario, el método de drenaje causa que la fase mojanante pierda su movilidad a valores más altos de saturación de la fase mojanante que en el método de imbibición.

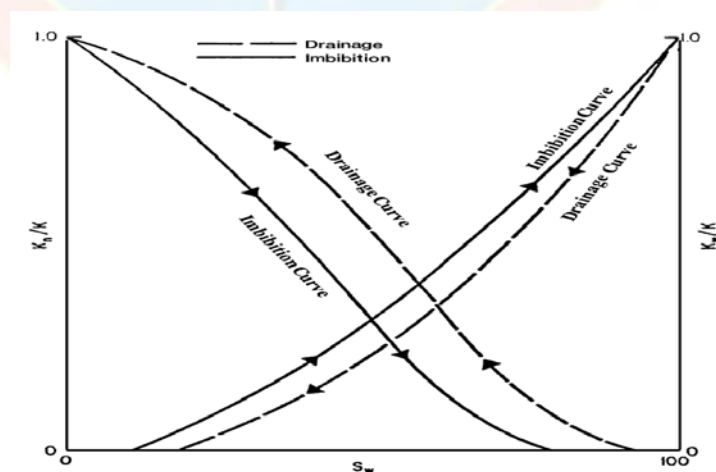


Figura 2.10 Efecto de histéresis en la permeabilidad relativa
Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook

La ubicación del punto de corte entre las dos curvas indica cualitativamente dos aspectos importantes:

- Si la S_w determinada por los perfiles es mayor o igual a la saturación correspondiente a dicho punto de corte, la producción de petróleo del pozo será baja y declinará rápidamente aumentando al mismo tiempo la S_w .

- Mientras mayor sea el desplazamiento de la curva de la fase mojante hacia la derecha y hacia abajo, mayor es la mojabilidad preferencial de la roca por el agua.

2.3.3.2 Correlaciones para determinar permeabilidad relativa cuando hay dos fases presentes en el medio poroso

En muchos casos, la data de permeabilidad relativa en muestras actuales provenientes del yacimiento objeto de estudio (núcleos) no está disponible, en cuyo caso es necesario obtener esa data de otra manera.

La mayoría de las correlaciones propuestas para generar curvas de permeabilidad relativa, usan la saturación efectiva de la fase como un parámetro de correlación. Ésta se encuentra definida por las siguientes relaciones:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec (2.2)}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec (2.3)}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec (2.4)}$$

Donde S_o^* , S_w^* y S_g^* son las saturaciones efectivas de petróleo, agua y gas respectivamente.

Algunas de las correlaciones que han sido propuestas para generar este tipo de datos dinámicos se nombran a continuación:

- **Corey (1954):** Propuso una expresión para generar la data de permeabilidad relativa para un sistema gas - petróleo. La aproximación es buena para un proceso de drenaje, es decir, gas desplaza petróleo.
- **Wyllie y Gardner (1958):** Estos autores tomaron en cuenta el tipo de formación y si es un proceso de drenaje en un sistema petróleo - agua o en uno gas - petróleo.
- **Tocarso y Wyllie (1958):** Sus ecuaciones pueden ser empleadas para determinar permeabilidad relativa de la fase de petróleo en un sistema gas - petróleo.
- **Pirson (1958):** A partir de consideraciones petrofísicas, Pirson desarrollo relaciones generalizadas para determinar la permeabilidad relativa de la fase mojante y de la fase no mojante, para ambos procesos, imbibición y drenaje. Estas expresiones son aplicadas para rocas mojadas por agua.

$$k_{rw} = (S_w^*)^{1/2} (R'_o / R'_t)^2 \quad \text{Ec (2.5)}$$

$$k_{ro} = (1 - S_{wm})^2 \quad \text{Ec (2.6)}$$

Donde S_{wm} es igual a $(S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr} - S_{or})$; S_w^* es $(S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr})$; R'_o y R'_t son las resistividades de la formación saturada

completamente con agua y la verdadera respectivamente, estos últimos valores pueden ser obtenidos de evaluaciones petrofísicas.

- **Representaciones analíticas para permeabilidades relativas de fases individuales:** Estas son comúnmente usadas en simuladores numéricos.

Para sistemas agua - petróleo se emplean las siguientes ecuaciones:

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{no} \quad \text{Ec (2.7)}$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{Sorw} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{nw} \quad \text{Ec (2.8)}$$

Para sistemas gas petróleo se utilizan estas correlaciones:

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Sgc} \left[\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{ngo} \quad \text{Ec (2.9)}$$

$$K_{rg} = (K_{rg})_{Swc} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right]^{ng} \quad \text{Ec (2.10)}$$

Donde:

S_{lc} : Es la saturación residual de líquido, dada por: $S_{lc} = S_{wc} + S_{org}$

$(K_{ro})_{Swc}$: Es la permeabilidad relativa del petróleo a una saturación de agua connata, usualmente es un valor igual a 1.

(Kro)Sgc: Es la permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de gas crítica.

Sorw: Es la saturación de petróleo residual en el sistema agua - petróleo, usualmente la saturación de petróleo residual en areniscas está entre 25 - 30%.

Sorg: es la saturación de petróleo residual en el sistema gas - petróleo.

Sgc: es la saturación de gas crítica.

(Krw)Sorw: es la permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual, usualmente entre 0,25 a 0,4 dependiendo de la mojabilidad de la roca.

no, nw, ng y ngo son los exponentes en las curvas de permeabilidad relativa.

El NPC (Nacional Petroleum Council) suministró ciertos datos a considerar cuando ellos se desconozcan, estos se indican a continuación:

Tabla 2.1 Datos a emplear según tipo de roca. Propuesto por el NPC

Parámetro	Arenisca	Carbonato
Punto final de Kro	1,0	1,0
Punto final de Krw	0,25	0,40
Exponente de Krw	2	2
Exponente de Kro	2	2
Sor, %	25 - 30	37

2.3.3.3 Saturación de petróleo residual

Según Paris, M (2001), la saturación residual de petróleo depende principalmente de la humectabilidad y del tipo de fluido desplazante, así pues, rocas preferencialmente mojadas por agua, en el desplazamiento con agua, Sor es generalmente alto, en el orden de 35% del volumen poroso. Sin embargo, Sor también depende de la saturación de agua inicial, es decir, luego de un barrido inmisible, la cantidad de petróleo atrapado en la red poral es función de la cantidad de petróleo que ingresó al sistema poroso. De este modo, todo proceso que afecte la saturación de agua inicial de un barrido, afecta también la Sor.

2.3.4 Análisis PVT

El análisis PVT consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento que relacionan presión, volumen y temperatura. Estas propiedades deben ser evaluadas a la presión del yacimiento y a varias presiones, por encima y por debajo de ésta, con el fin de estudiar el comportamiento de la acumulación de hidrocarburos.

Un paso previo a un buen análisis de este tipo, es la obtención de una muestra representativa del yacimiento, que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo, si no se dispone de una buena muestra, es muy probable que el análisis PVT arroje resultados erróneos o incongruentes con el comportamiento del yacimiento en estudio.

A nivel de laboratorio existen pruebas de liberación instantánea y de liberación diferencial. Las primeras se utilizan para determinar el punto de burbujeo y la compresibilidad del petróleo a temperatura constante y antes que ocurra liberación de gas, la composición del sistema en este tipo de prueba permanece

constante. Mientras que en la prueba de liberación diferencial, a medida que se miden los volúmenes, el gas es retirado de la muestra en cada decremento de presión. Por medio de esta prueba se puede obtener la siguiente información:

- Gravedad específica del gas liberado.
- Valor del factor de compresibilidad del gas (Z)
- Factor volumétrico del gas (B_g)
- Factor volumétrico de Petróleo (B_o)
- Factor volumétrico total (B_t)
- Relación gas petróleo en solución (R_s)
- Gravedad API del crudo residual

Los datos PVT deben emplearse considerando el mecanismo de liberación de gas que existe en el yacimiento, así, los datos de liberación instantánea, deberían aplicarse al yacimiento cuando exista una disminución moderada de la presión (por debajo de la presión de burbujeo), y cuando la $S_g < S_{gc}$, pues el gas liberado permanece en el yacimiento en contacto con el petróleo restante, porque no fluye sino que se acumula hasta alcanzar la S_{gc} . En estos casos se puede observar que la razones gas-petróleo de producción no exceden mucho a la razón inicial gas-petróleo. Estos datos pueden utilizarse en la mayoría de los yacimientos con un mecanismo de empuje de agua/capa de gas o mantenimiento de presión con inyección de agua y/o gas.

Mientras que los datos de liberación diferencial deberían aplicarse cuando la presión la presión del yacimiento disminuye considerablemente por debajo de la presión de burbujeo y en la mayor parte del yacimiento existe una $S_g > S_{gc}$, lo que

significa que el gas desprendido es móvil. Indicado esto por los altos valores de la RGP de producción comparado con la Rsi, comportamiento característico en yacimientos con empuje de gas en solución.

Si embargo, cuando el petróleo es de baja volatilidad (baja merma) y con un Bob alrededor de 1,2 BY/BN, la diferencia entre los datos suministrados por la liberación diferencial y la instantánea son pequeños. Mientras que en yacimientos con presencia de empujes combinados, donde el empuje de gas en solución proporciona solamente parte de la energía para producir el crudo, el promedio de los datos de liberación instantánea y diferencial pueden ser utilizados.

Cuando no se dispone de análisis PVT, generalmente por razones económicas, se puede generar un PVT sintético, el cual se basa en la aplicación de correlaciones empíricas que permitan predecir las propiedades físicas de los fluidos, tales como: densidades, presión de burbujeo, relación gas petróleo en solución, factores volumétricos, viscosidades, entre otras.

2.3.5 Simulación de Yacimientos

El propósito de la simulación es estimar el desarrollo de un campo, bajo una variedad de esquemas de producción, esto ayuda a la selección de un conjunto óptimo de condiciones de producción para cada yacimiento.

Los simuladores son un conjunto de programas de computación, que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático. Para cualquier propósito, un modelo matemático de un sistema físico es un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía que describen adecuadamente los procesos de flujo y comportamiento de fases que tienen lugar en el yacimiento. Estos modelos de simulación poseen un conjunto de ecuaciones diferenciales

parciales, las cuales son resueltas usando diferencias finitas, transformando así la ecuación diferencial continua a una forma discreta para tiempo y espacio. En dicho prototipo las regiones del yacimiento son subdivididas en elementos o bloques mallados, donde cada una de las celdas que constituyen la malla de simulación, poseen propiedades roca - fluido particulares, y la solución del sistema de ecuaciones de flujo es obtenida para cada bloque del mallado.

Los objetivos de los estudios de simulación deben ser claramente definidos, planificados y organizados desde el inicio, para asegurar la obtención de resultados útiles.

2.3.5.1 Descripción de los datos requeridos para estudios de ingeniería y simulación de yacimientos

✓ Propiedades de los fluidos (análisis PVT)

Los siguientes datos son requeridos para la caracterización de los fluidos presentes en los yacimientos:

- Temperatura original de los fluidos en el yacimiento.
- Presión estática inicial, presión de saturación o burbujeo de los fluidos presentes en el yacimiento.
- Factor volumétrico de formación del petróleo, gas y agua.
- Densidad del petróleo, gas y agua.
- Compresibilidad del petróleo, gas y agua.
- Relación de solubilidad del gas (R_s).
- Viscosidad del petróleo, gas y agua.

- Análisis cromatográfico del gas.
- Salinidad del agua de formación.

✓ **Propiedades de la roca**

Los siguientes datos son requeridos para la caracterización de las propiedades de la roca:

- Porosidad.
- Permeabilidad absoluta: horizontal y vertical.
- Saturaciones de fluidos.
- Compresibilidad de la formación.
- Permeabilidades efectivas y relativas al petróleo, gas y agua.
- Presiones capilares.
- Humectabilidad.

Estos datos son esenciales para los cálculos de ingeniería de yacimientos, ya que estas propiedades de la roca afectan directamente la cantidad y distribución de los hidrocarburos en el yacimiento y, cuando son combinadas con las propiedades de los fluidos, se puede definir el flujo de las fases existentes en el yacimiento.

✓ **Datos de producción e inyección histórica de fluidos**

Los siguientes son datos requeridos para el análisis del comportamiento de producción e inyección de un yacimiento:

- Tasa de producción versus tiempo (petróleo, agua, gas).

- Volumen acumulado de Producción de fluidos versus tiempo (petróleo, agua, gas).
- Tasa de inyección versus tiempo (agua, gas, vapor, polímeros, entre otros).
- Volumen acumulado de fluidos inyectados versus tiempo (agua, gas, vapor, polímeros, entre otros).
- Tipo de levantamiento artificial.
- Registros de producción.

Para pozos productores de petróleo con altas tasas de agua o gas, o ambas, es recomendable considerar los registros de cementación para verificar la calidad del cemento y descartar o confirmar la existencia de comunicación mecánica. Si se verifica comunicación mecánica, los datos de producción de agua del pozo en estudio no se considerarán representativos del yacimiento.

✓ **Registro histórico de presión**

Los siguientes datos son requeridos para el análisis de las pruebas de presión:

- Descripción del yacimiento: Tipo de fluido (petróleo subsaturado, petróleo saturado, gas, entre otros). Orientación del pozo (vertical, horizontal, inclinado).
- Número de pozos donde fue realizada la prueba y el número de capas.
- Parámetros por capa del yacimiento: Espesor de la capa, la porosidad promedio de la formación y la presión.
- Parámetros por cada pozo: Radio del pozo.

- Parámetros del fluido: Viscosidad del fluido, factor volumétrico de fluido y compresibilidad total del sistema.
- Datos de cambio de tasas: Tiempo, Presión y tasa de fluido.

Entre la información de presión más utilizada se tiene:

- Presión estática inicial.
- Comportamiento histórico de presión.
- Gradiente de presión.
- Permeabilidad Promedio.
- Daño de Formación.

2.3.5.2 Criterios para minimizar la incertidumbre en el modelo de datos para la simulación de yacimientos, según normas técnicas de PDVSA

Son datos o indicadores obtenidos mediante la consulta de expertos, con la finalidad de estimar el volumen de datos mínimos requeridos que permitan minimizar la incertidumbre de los estudios de ingeniería y simulación de yacimientos. Se establecieron los siguientes criterios:

- Un pozo requerido por cada kilómetro cuadrado
- 3 pruebas PVT requeridas por cada yacimiento
- 1 medición de presión capilar por cada yacimiento
- 3 mediciones de presión de fondo fluyente por cada pozo productor
- Las pruebas especiales de presión requeridas se realizarán en el 5% de los pozos productores

- Los Registros de Saturación de fluidos se correrán en el 5% de los Pozos Productores
- Las mediciones de Presión Estática de yacimiento se realizarán cada intervalo de tiempo en el cual se drene un 5% del Volumen de las Reservas Recuperables

2.3.5.3 Datos mínimos requeridos (Dmr), según normas técnicas de PDVSA

Son los datos más relevantes requeridos para maximizar la certidumbre de los estudios de Ingeniería y simulación de yacimientos, entre ellos, se listan los siguientes con los respectivos algoritmos para determinar la cantidad o valor mínimo requerido:

- Número total de pozos Productores (Nropp)

Se refiere al número de pozos mínimos requeridos (Exploratorios, avanzada, desarrollo), completados como productores, que deben existir en el área de estudio para la captura de información, de tal manera que permitan minimizar la incertidumbre del Modelo Dinámico de Yacimiento. Se determina al multiplicar la densidad o número de pozos requeridos por kilómetro cuadrado ($Nropk^2$) por el área de estudio (A), cuyo producto se divide por el factor de conversión de unidades de superficie de kilómetros cuadrados a acres ($1 \text{ km}^2 = 247,1053 \text{ acres}$).

$$Nropp = Nropk^2 * A / 247,1053 \quad \text{Ec (2.11)}$$

- Número de pruebas PVT requeridas para el área de estudio (Nroppvta)

Es el número de pruebas PVT mínimas requeridas en el área de estudio para contar con una caracterización representativa de los fluidos presentes en los yacimientos. Se determina multiplicando el número de pruebas PVT requerida por cada yacimiento (N_{roppvt}) por el número de yacimientos en el área de estudio, identificados con POES mayores a 300 MMBN o GOES mayores que 36 MMMPCN (N_{royi}):

$$N_{roppvta} = N_{roppvt} * N_{royi} \quad \text{Ec (2.12)}$$

- Número de Mediciones de Presión estática del yacimiento requeridas en el área de estudio (N_{rompe})

Se determina multiplicando el volumen de reservas recuperables de petróleo (V_{rrp}) por la fracción del volumen de reservas que se requiere drenar para ocasionar una caída de presión tal que justifique una medición de presión estática de yacimiento (P_{vrr}). Este producto se divide entre la tasa de producción de petróleo promedio anual en 20 años:

$$N_{rompe} = V_{rrp} * (P_{vrr} / 100) / Q_{op} \quad \text{Ec (2.13)}$$

Donde:

$$Q_{op} = V_{rrp} * 0,85 / (20 * 365) \quad \text{Ec (2.14)}$$

- Número de Mediciones totales de Presión de fondo fluyente requeridas en el área de estudio ($N_{rompfft}$)

En el área de estudio se debe determinar el número mínimo de pozos productores que deben registrarse, multiplicando el número de pozos productores

totales (N_{ropp}) por el Número de Mediciones de Presión de fondo fluvente requeridas por cada pozo productor (N_{rompff}).

$$N_{rompfft} = N_{ropp} * N_{rompff} \quad \text{Ec (2.15)}$$

- Número de Mediciones de Presión Capilar requeridas para el área de estudio

(N_{rompct})

Se determina el número mínimo de análisis de núcleos para medir la presión capilar de los yacimientos del área de estudio, multiplicando el Número de Yacimientos identificados con POES mayor que 300 MMBN o GOES mayor que 36 MMMPCN (N_{royi}) por el Número de Mediciones de Presión capilar requeridas por cada yacimiento (N_{rompc}).

$$N_{rompct} = N_{royi} * N_{rompc} \quad \text{Ec (2.16)}$$

- Número de Mediciones de Permeabilidades Relativas requeridas para el área de estudio (N_{romprt})

Se considera que el número mínimo de análisis de núcleos para medir la permeabilidad relativa de los yacimientos del área de estudio, es igual al número de mediciones de presión capilar requeridas para el área de estudio (N_{rompct}).

- Número de Registros de Saturación de fluidos requeridos en el área de estudio (N_{rorsf})

El Número de registros de saturación de fluidos requeridos en el área de estudio, para minimizar la incertidumbre del modelo dinámico de yacimientos, se

determina multiplicando el número total de pozos productores (N_{ropp}) por la fracción de Pozos Productores donde se requieren correr Registros de Saturación de fluidos (Pr_{sf}).

$$N_{rorsf} = N_{ropp} * (Pr_{sf} / 100) \quad Ec (2.17)$$

- Número de Registros de cementación requeridos en el área de estudio (N_{rorc})

Para minimizar la incertidumbre del modelo Dinámico de yacimientos, se requiere correr, en todos los pozos productores (N_{ropp}), Registros de cementación.

2.3.5.4 Fases de la Simulación de Yacimientos

Una vez que los objetivos y el alcance del estudio están claros, un estudio de simulación de yacimientos involucra las fases de: recolección de datos, diseño del mallado, montaje e inicialización del modelo, cotejo histórico, predicciones y análisis de resultados.

Recolección de datos

En la fase de recolección de datos es necesario que estos permitan construir un modelo de yacimiento, dichos datos son clasificados en: Geometría del yacimiento, propiedades de la roca y los fluidos, mecanismo de producción y datos del pozo.

✓ Geometría del Yacimiento

Describe el tamaño, forma, borde interno y externo del yacimiento, para lo que se debe elaborar mapas estructurales e isópacos. Corresponde realizar un estudio geológico que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico, que permita realizar una caracterización al yacimiento. En la

simulación los datos básicos de este tipo son: límite del yacimiento, característica de la formación productora, característica del acuífero, fallas.

✓ **Propiedades de la roca y los fluidos**

Estas afectan la dinámica del flujo de fluidos en el medio poroso. Los datos de este tipo son: porosidad, permeabilidad, presión capilar entre diferentes interfaces, permeabilidades relativas al agua, al petróleo y al gas, compresibilidad de la formación, del agua, del petróleo y del gas, factores volumétricos del agua, del petróleo y del gas, relación gas petróleo en solución, viscosidad del agua, del petróleo y del gas y la presión de saturación.

✓ **Mecanismo de producción y datos del pozo.**

Describe la localización del pozo, intervalos de perforación, índice de productividad del pozo, factor de daño, tasas de flujo y los trabajos realizados a lo largo de la vida productiva del mismo. Se deben tener en cuenta los mecanismos de desplazamiento para la recuperación de hidrocarburos en el yacimiento.

Diseño del mallado

Un yacimiento puede modelarse con sistemas de mallado 0-D, 1-D, 2-D ó 3-D, dependiendo de los objetivos del estudio.

✓ **Modelo de Cero Dimensión (0-D)**

También conocido como balance de materia, se usa para estimar fluidos inicialmente en sitio o la presión del yacimiento. Este tipo de modelo asume que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión son valores promedios a lo largo de todo el yacimiento. Este modelo es muy útil al

comienzo del estudio para realizar revisiones rápidas de consistencia de datos como PVT, restricciones de pozos, entre otros.

✓ **Modelo de Una Dimensión (1-D)**

La orientación de los bloques puede ser horizontal, vertical o con cierto ángulo de inclinación. Este modelo da una buena representación del movimiento de fluidos globalmente, así como distribución promedio de presiones, ya que toma en cuenta la transferencia de fluidos entre ambas celdas (transmisibilidad). Los efectos de caída de presión del pozo sobre el comportamiento global del yacimiento no pueden ser, generalmente, simulados con estos modelos, debido a que la menor unidad del yacimiento (un bloque) es muy grande comparado con el volumen del yacimiento que está afectado por la presión en el pozo. Sin embargo, estos efectos pueden ser simulados por un modelo 1-D radial. Los modelos 1-D son útiles cuando el espesor del yacimiento, h , es pequeño en comparación con su longitud; el petróleo se drena por un sistema de pozos casi equidistantemente espaciados o sea formando filas paralelas al contacto agua petróleo; los efectos de conificación se desprecian.

✓ **Modelos de dos dimensiones (2-D)**

Para modelar la eficiencia de barrido de un fluido desplazante es necesario utilizar modelos 2-D. Este puede ser un modelo radial, el cual es útil para determinar la tasa crítica de producción a la cual ocurrirá conificación, predecir el comportamiento futuro de un pozo conificado y para evaluar los efectos de barreras de lutitas o permeabilidad vertical baja, y también es usado en el análisis de pruebas de presiones; un modelo transversal para simular la conificación y segregación gravitacional, o un modelo areal para simular efectos de barrido, con el fin de

determinar los patrones óptimos de inyección de agua o gas. También son útiles para determinar la posición de pozos.

✓ Modelos de Tres Dimensiones (3-D)

Estos modelos pueden tomar en cuenta casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento. Considera los efectos de barrido areal y los efectos gravitacionales. Sin embargo pueden ser muy difíciles para modelar fenómenos locales (tales como conificación) donde se requieren bloques muy pequeños para una representación adecuada. Los modelos 3-D radiales son una generalización del 2-D radial, en el cual se pueden tomar en cuenta penetración parcial del pozo en la arena productora y cañoneo parcial, así como cualquier otro parámetro que dependa de la profundidad.

Sin importar el número de dimensiones usadas, la ecuación de balance de materiales es la ecuación básica para describir el comportamiento del fluido dentro de una celda; y la ley de Darcy describe la interacción entre las celdas.

Un modelo eficiente de yacimiento debe ser capaz de representar la geometría del mismo, las posiciones de las fallas y pozos, y ser capaz de mostrar los patrones de migración de los fluidos y que además satisfaga los objetivos del estudio al más bajo costo. Sin embargo, es difícil diseñar un sistema mallado óptimo para un yacimiento, ya que los valores de los parámetros para cada nodo del mallado son valores promedios para el bloque. El número de nodos del mallado debe ser incrementado en el área de interés haciendo un refinamiento de la malla.

Montaje e inicialización del modelo

En esta etapa se integra el modelo geológico (estático) con el modelo de fluido (dinámico) en el simulador, con la finalidad de definir parámetros fundamentales antes de iniciar las corridas de simulación, tales como:

- a). POES
- b). GOES
- c). Presión

Cotejo Histórico

El cotejo histórico es el proceso mediante el cual se reproduce la historia de producción y presión del yacimiento y se ajustan los datos claves del modelo para simular el comportamiento del yacimiento.

Una vez finalizada esta etapa corresponde pasar a las predicciones del comportamiento futuro del yacimiento y finalmente el análisis de los resultados obtenidos, el cual es clave para la toma de decisiones.

2.3.6 Evaluación económica de proyectos de inversión petrolera

La evaluación económica de proyectos petroleros surge como respuesta a la necesidad que manifiestan las empresas de la industria petrolera de contar con personal capaz de administrar el negocio energético con una visión integradora y profesional y con un adecuado enfoque aplicable a la búsqueda de rentabilidad económica a través de la evaluación para el desarrollo de proyectos de inversión generadores de ingresos y ahorros.

2.3.6.1 Indicadores Económicos

Son aquellos que permiten conocer de manera anticipada el resultado económico global de la operación de un proyecto. Entre los indicadores usados comúnmente en la industria se encuentran el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la eficiencia de la inversión (EI), entre otros. La determinación de estos indicadores facilita la comparación entre los proyectos y por ende, permite llevar a cabo la toma de decisiones entre los diferentes proyectos de inversión propuestos.

- Valor Presente Neto (VPN)

Corresponde al valor actual de los flujos de Efectivo Neto (Ingresos-Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico. Para calcular el valor actualizado del flujo efectivo, éste se descuenta a una tasa de interés dada (tasa de descuento). La sumatoria de los flujos de efectivo descontados, que estructuran la propuesta, constituye el Valor Presente Neto.

El Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el valor de la Inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de operación desconectados a una Tasa determinada.

$$\text{VPN} = - \text{Inversión} + \text{Flujos Desconectados} \quad \text{Ec (2.24)}$$

Si el VPN es ≥ 0 significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Lo anterior significa también que la inversión (que se genera en el flujo 0) es recuperada a la tasa establecida y en el período determinado como Horizonte Económico.

Si el VPN es < 0 , significa que la sumatoria de los Flujos de Efectivo desconectados a la tasa establecida es insuficiente para recuperar la inversión en el Horizonte Económico correspondiente. En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser “NO INVERTIR”.

- Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como aquella Tasa de Descuento (interés) que hace el Valor Presente Neto igual a cero, es decir, que iguala el Valor Presente de los ingresos al Valor Presente de los Egresos. Desde el punto de la evaluación económica de proyectos corresponde a la tasa que a través del descuento de los Flujos de Efectivo (Actualización de los Flujos) permite recuperar la inversión.

- Eficiencia de la inversión (EI)

Es la medida de la ganancia obtenida por cada unidad monetaria invertida. Se define por el cociente entre el valor presente neto del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas más uno. Este indicador se determina como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y la TIR, y facilita la decisión económica sobre una propuesta determinada.

2.4 TÉRMINOS BÁSICOS

- ✓ **Datum:** Es la profundidad bajo el nivel del mar a la cual se refiere la presión de un yacimiento, es una profundidad arbitraria, de referencia. Ésta es usualmente seleccionada a nivel del contacto gas - petróleo, agua - petróleo o en el punto más alto de la formación. (Según Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook).

- ✓ **Factor de Recobro:** El factor de recobro representa la fracción del volumen de petróleo o gas original en sitio (POES o GOES) que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento. El factor de recobro depende en forma general de los mecanismos de producción y de las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento.
- ✓ **Horizontes Económicos:** Se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calculan los flujos de caja de una propuesta de inversión.
- ✓ **Ingeniería de yacimientos:** Es la aplicación de principios científicos a problemas de drenaje que resultan durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos. Puede también definirse como el arte de desarrollar y producir fluidos hidrocarburos de tal forma que se obtenga un recobro eficiente”.
- ✓ **MFT (probador de formaciones):** El Compact Repeat Formation Tester o MFT mide la presión del fluido de formación para estimación de permeabilidad y contacto de fluidos. Cada herramienta contiene un sensor de presión de cuarzo y un sensor de esfuerzos de alta precisión.
- ✓ **Núcleos:** Sirven para obtener información geológica y petrofísica de inestimable valor en cuanto a evaluar las perspectivas de acumulaciones petrolíferas.
- ✓ **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, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta (Freddy Humberto Escobar, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos).
- ✓ **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 (Freddy Humberto Escobar, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos).

- ✓ **Secciones Estratigráficas:** Las secciones estratigráficas son herramientas que le permiten al geólogo ilustrar y observar las extensiones tanto laterales como espesores de las arenas de interés, así como indicar las variaciones en su espesor y cambio de facies.
- ✓ **Secciones Estructurales:** La sección estructural muestra la variación en alturas o profundidades que representan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical.



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según Arias, F (2006): “la investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa - efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos”; en base a esto se puede inferir que este estudio es de tipo explicativo, por cuanto se busca establecer con precisión una relación causa - efecto, al manipular variables que influyen en el comportamiento de producción del yacimiento, tales como la tasa máxima de líquido que éste puede aportar y el mecanismo de producción natural que predomina, para observar los efectos que se generarían en el comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo, esto con el fin de proponer una estrategia de explotación que permitan lograr el máximo factor de recobro posible al menor costo y de manera segura.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias, F (2006): “El diseño de la investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental”.

Este estudio se considera experimental, pues como lo plantea Arias, F (2006): “la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”; y en esta investigación se sometió al yacimiento a una serie de controles de producción para observar los efectos que estos tienen en su

comportamiento futuro. De manera análoga, al tener incertidumbre acerca del mecanismo de producción presente en Morichal Inferior 101, se realizaron diversas corridas de simulación asumiendo distintos tipos de acuíferos.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias, F. (2006): “la población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio”. De acuerdo a esto, la población en esta investigación son todos los pozos que se encuentran en el bloque 5 del campo El Salto y que además atravesaron el yacimiento en estudio, de igual forma, se consideraron los pozos ELS-16 y ELS-27 en este estudio, por contar con análisis PVT, los cuales sirvieron para correlacionar y construir un PVT sintético.

Arias, F. (2006) define la muestra como: “un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. En este estudio la muestra esta representada por todos los pozos pertenecientes al bloque 5 del campo El Salto y que atravesaron el miembro Morichal Inferior.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Análisis de datos geológicos, de producción y presión del yacimiento Morichal Inferior 101

Para la ejecución de este objetivo se realizó una investigación en diversas fuentes, entre ellas: informes técnicos del campo, carpetas de pozos, pruebas de pozos, modelo estático del campo El Salto, mapas oficiales, libros oficiales de reservas, base de datos de la empresa; para conocer el área asignada a Petrodelta para

la producción del campo, en que parte del campo se encuentra el yacimiento objeto de estudio, cuáles son sus límites y que pozos lo atravesaron, cuál es la presión actual del yacimiento y si tiene histórico de producción y presión, entre otros datos relevantes.

Para la ejecución de esta etapa se revisaron las carpetas de pozos digitalizadas de El Salto, en ellas se encontró una gran variedad de información de dichos pozos (de perforación, completación, producción, pruebas de pozos, entre otros), con la cual se conoció la historia de cada uno de los pozos vecinos al yacimiento en estudio y la de aquellos que alguna vez se encontraron completados en él.

Las reservas del yacimiento, y otros datos relevantes como el espesor de arena neta petrolífera y el área del yacimiento, se obtuvieron de las reservas oficiales en libros PDVSA/Petrodelta reservas 2009.

3.4.1.1 Datos geológicos

A través de la visualización de secciones estructurales y del modelo estático suministrado del yacimiento en 3D con sus respectivos pozos cargados, utilizando el software Petrel, se pudo conocer cuántos y cuáles pozos atravesaron el yacimiento Morichal Inferior 101 del Miembro Morichal, perteneciente a la Formación Oficina.

También se logró conocer la profundidad (MD) a la cual se encuentran los topes y bases de cada yacimiento del campo El Salto, visualizando los topes y bases de unidades estratigráficas cargados en Petrel. Estos datos son muy importantes porque necesitan ser ingresados en el programa IP para realizar la evaluación petrofísica de la zona de interés.

En esta etapa también se evaluó la calidad del modelo estático suministrado. Y adicionalmente, se calculó el área del yacimiento utilizando el programa Petrel, esto

último con el fin de corroborar los datos del yacimiento obtenidos del libro de reservas oficiales.

3.4.1.2 Datos de producción

Para la ejecución de esta etapa se realizó una revisión en la base de datos de Petrodelta, ésta permitió conocer si los pozos que fueron completados en las arenas pertenecientes a Morichal Inferior del bloque 5 presentaban pruebas de producción, para extraer datos como los barriles de petróleo producidos, gravedad API del crudo, relación gas petróleo, los intervalos que fueron cañoneados y a nivel de cuál de ellos se tomo la prueba, datos de suma importancia porque sirvieron de base para la realización del PVT sintético, que permitió describir las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento.

3.4.1.3 Datos de presiones

Una vez culminadas las dos etapas anteriores, se pudo conocer que el yacimiento Morichal Inferior 101 no presenta un histórico de presión, es decir, es un área que no ha sido explotada aún. En vista de esto, la presión promedio del yacimiento fue tomada de análisis de presiones realizado en el pozo ELS-31 cuando corrieron un registro MFT (probador de formaciones). Con los datos de esta prueba evaluaron el valor de presión inicial del yacimiento.

Una vez obtenida la presión inicial del yacimiento, fue necesario llevarla al Datum. El primer paso para realizar esto fue determinar una profundidad Datum, la cual no es más que cualquier profundidad cercana a la ocurrencia de las capas de interés, es decir, es una profundidad de referencia en pies, luego conociendo la temperatura del yacimiento en grados Fahrenheit, un diferencial de profundidad (Profundidad al Datum menos la profundidad a la cual fue medida la presión estática

del yacimiento) y la densidad del petróleo a condiciones de yacimiento, fue posible determinar la presión del yacimiento al Datum, a través de la siguiente ecuación:

$$P_{datum} = P_{estática} \pm \text{gradiente} * \Delta H \quad \text{Ec (3.1)}$$

Donde:

$$\text{Gradiente}(Psi / pie) = \rho_o * g \quad \text{Ec (3.2)}$$

ΔH = diferencial de profundidad

g = constante de gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$)

ρ_o = densidad del petróleo a condiciones de yacimiento (grs/cc)

Cabe destacar que la densidad del petróleo a condiciones de yacimiento fue obtenida mediante la correlación de Standing, para presiones menores o iguales a la presión de burbujeo.

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136Rs\gamma_g}{Bo} \quad \text{Ec (3.3)}$$

Por encima de la presión de burbujeo se utilizó la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \rho_{ob} * EXP(Co * (P - Pb)) \quad \text{Ec (3.4)}$$

3.4.2 Evaluación petrofísica del yacimiento Morichal Inferior 101

En esta etapa se analizaron perfiles corridos en pozos que atravesaron el yacimiento Morichal Inferior 101, con el fin de obtener datos que permitan caracterizar el yacimiento, tales como espesor de arena neta petrolífera, porosidad,

saturación de agua, saturación de hidrocarburos, volumen de arcilla, permeabilidad, y de esta manera estimar las zonas más prospectivas para colocar pozos en el yacimiento.

Para la ejecución de este objetivo se empleó el programa IP (Petrofísica Interactiva), con la finalidad de organizar, cargar y acceder a la información digitalizada de los perfiles. Esto se realizó de acuerdo a las etapas que se explican a continuación.

3.4.2.1 Inventario de perfiles disponibles

En esta etapa se realizó un inventario de los perfiles disponibles de los pozos que se encuentran dentro de la zona de estudio, en una hoja de cálculo de Microsoft Excel. La información se obtuvo de los archivos en formato .LAS de cada pozo que atravesó al Miembro Morichal Inferior.

Luego se realizó una clasificación de cada uno de los pozos en pozo clave o pozo petrofísico según la información encontrada, siendo un pozo clave aquel que posee todo el juego de perfiles: rayos gamma, resistividad y porosidad, y un pozo petrofísico si solo tiene perfiles de rayos gamma y resistividad; esto con la finalidad de escoger los pozos que presenten información suficiente para realizar la evaluación petrofísica de toda el área en estudio.

3.4.2.2 Carga de datos al programa Petrofísica Interactiva (IP)

Primeramente se creó una nueva base de datos y se seleccionó la ubicación para este archivo. Luego se creó un nuevo pozo al cual se le asignó su respectivo nombre, de forma análoga se fueron creando todos los pozos que iban a ser evaluados.

Al crear un pozo este se encuentra vacío, entonces, es preciso cargar los registros al programa, los cuales se encuentran almacenados en la base de datos de Petrodelta en formato .LAS, para ello se accede a Input/Output en la barra de

herramientas, luego a Load Data y se hace clic en LAS/LB5 load, así se cargan todos los .LAS de los pozos que se desean analizar.

Posteriormente se cargaron los registros disponibles en cada pista; en este caso la primera pista se le asignó a la profundidad, en la segunda pista se cargaron registros GR, SP, CALI; en la tercera pista se cargaron todos los registros de resistividad y en la cuarta pista todos los de porosidad y densidad. También se ingresaron y cargaron los topes y bases de cada yacimiento del campo El Salto.

3.4.2.3 Correcciones ambientales

En el modulo de correcciones ambientales se corrigió la curva de Neutrón de cada pozo, de matriz arenisca a matriz caliza, además, se ingresó la densidad del lodo en lbs/gal y el diámetro de la mecha en pulgadas, además del Caliper o en su defecto el tamaño del hoyo, y la curva de temperatura.

3.4.2.4 Cálculo del gradiente de temperatura

En esta etapa se calculó el gradiente de temperatura para cada pozo, para esto se ingresó el gradiente de temperatura, profundidad en la superficie (la cual siempre es cero) y temperatura de superficie en °F. Esto generó una curva que se le denominó CAL temp. El gradiente de temperatura se obtuvo de la pendiente de la gráfica de profundidad versus temperatura, los datos fueron obtenidos de una prueba MFT realizada en el pozo ELS-31p.

3.4.2.5 Volumen de arcilla (Vsh)

El modulo para el cálculo del volumen de arcilla permite usar múltiples indicadores de arcillosidad, en este caso se consideraron principalmente: el registro Gamma Ray y la combinación Densidad de formación - Neutrónico.

Para obtener una buena aproximación del contenido neto de arcilla (V_{sh}), el programa IP considera la siguiente fórmula:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}} \quad \text{Ec (3.5)}$$

Donde:

GR: lectura del perfil frente al nivel o arena en estudio.

GR_{clean}: lectura del perfil frente a una formación considerada limpia.

GR_{clay}: lectura del perfil frente a una arcilla o lutita vecina.

3.4.2.6 Cálculo de porosidad y saturación de agua

El modulo para el cálculo de estas propiedades asume que la curva de Neutrón es ingresada en unidades de la matriz Caliza, cuando este no es el caso, la curva debe ser convertida a esas unidades.

Para correr este modulo, se ingresó el respectivo registro de porosidad neutrónica corrido en el pozo (corregido), el registro de densidad, el registro eléctrico PEF (solo para los pozos que lo dispongan), en RT el registro que representa la resistividad profunda y en R_{xo} el registro que representa la resistividad somera. Como modelo de porosidad se seleccionó Densidad Neutrón, y finalmente la ecuación elegida para el cálculo de la saturación de agua fue la de Simandoux modificado:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi^m \cdot S_w^n}{c.a.R_wTemp} + \frac{V_{cl} \cdot S_w}{R_{tclay}} \quad \text{Ec (3.6)}$$

Donde:

Sw: es la saturación de agua efectiva (corregida por arcillosidad)

Phi: Es la porosidad efectiva corregida por arcillosidad

Rtclay: es la resistividad en las lutitas adyacentes

Rwtemp: es la resistividad del agua de formación a la profundidad deseada

Rt: es la resistividad en la zona virgen

Vcl: es el volumen de arcilla

C: es igual a 1-Vcl para Simandoux modificado.

Luego de culminar esto se hace clic en correr y de inmediato se presenta una ventana con los resultados del análisis de porosidad y saturación.

3.4.2.7 Determinación de la saturación de agua irreducible

En esta etapa se cargaron todos los pozos de la evaluación y se graficó Sw en el eje de las equis versus resistividad profunda (RD) en el eje de las Y, para determinar Swir de la parte izquierda de la grafica, trazando una línea paralela al eje de las Y donde se consideró que había la mayor densidad de puntos.

3.4.2.8 Estimación de las principales propiedades petrofísicas promedio

En este paso se introdujeron los parámetros de corte obtenidos de un estudio anterior para determinar valores promedio para propiedades como: porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua. También se obtuvo la permeabilidad promedio para el yacimiento, mediante la ecuación de Timur.

$$K = \left(\frac{100 * \phi e^{2.25}}{Swirr} \right)^2 \quad \text{Ec (3.7)}$$

3.4.2.9 Generación de curvas de permeabilidad relativa

Una vez obtenido el valor de S_{wir} representativo del yacimiento en estudio a través de la evaluación petrofísica; fue posible determinar las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua - petróleo y gas - petróleo. Para ello se utilizaron las siguientes representaciones analíticas para permeabilidades relativas de fases individuales, y al generar las curvas de permeabilidad relativa éstas fueron introducidas al simulador.

Sistemas agua - petróleo:

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Swc} \cdot \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_o} \quad \text{Ec (3.8)}$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{Sorw} \cdot \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_w} \quad \text{Ec (3.9)}$$

Para sistemas gas - petróleo se utilizaron las ecuaciones propuestas por Corey (1986):

$$K_{ro} = K_{roc} * \left[\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{gr}} \right]^{n_o} \quad \text{Ec (3.10)}$$

$$K_{rg} = K_{rgc} * \left[\frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{or} - S_{gr}} \right]^{n_g} \quad \text{Ec (3.11)}$$

Primeramente se determinó un valor adecuado para los exponentes de las ecuaciones que se aplicaron tanto en sistemas agua petróleo como en sistemas gas petróleo, tomando como data de referencia las permeabilidades relativas medidas en el laboratorio mediante un núcleo que se tomó del campo Uracoa (vecino a El Salto, ya que éste campo no posee núcleo); con esta serie de datos a profundidades correlacionables con Morichal Inferior, se calcularon nuevamente las permeabilidades relativas de las fases presentes en sistemas agua petróleo y gas petróleo, a través de las ecuaciones anteriormente presentadas; luego se calculó el porcentaje de error con respecto a los datos verdaderos, y finalmente se ajustaron los exponentes (los cuales inicialmente se asumieron iguales a 2, según el Nacional Petroleum Council), utilizando el complemento de Microsoft Excel: Solver, con la finalidad de llevar el porcentaje de error a su mínima expresión.

Al momento de generar el set de curvas de permeabilidad relativa para sistemas gas petróleo, al igual que en sistemas agua petróleo, se establecieron varias suposiciones para valores de puntos finales, tales como: saturación de petróleo residual, saturación de gas crítica, permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual y permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua irreducible.

3.4.3 Generación de un PVT sintético para el yacimiento en estudio

Como la data de laboratorio para el yacimiento Morichal Inferior 101 no está disponible, estimados razonables de las propiedades PVT pueden ser obtenidos de correlaciones ya publicadas, en esto consiste la generación de un PVT sintético, para ello fue necesario efectuar una búsqueda de informes en archivos físicos y bases de datos digitalizadas con el fin de conocer cuáles de los pozos pertenecientes al campo El Salto contaban con este tipo de análisis.

Para la generación del PVT sintético se estudiaron diversas correlaciones, con el fin de caracterizar los fluidos presentes en la acumulación de hidrocarburos. La selección de las ecuaciones idóneas para el cálculo las propiedades físicas del fluido estuvo basada en varias premisas:

- Preferiblemente, los datos del yacimiento debían estar dentro del rango de aplicación de las correlaciones
- El yacimiento en estudio no presenta capa de gas
- Se compararon las propiedades físicas del fluido obtenidas mediante correlaciones con las propiedades medidas a través de pruebas PVT de los pozos ELS-15, ELS-16, ELS-17 y ELS-27, de esta manera se decidió que para la generación del PVT sintético sólo se utilizaran las correlaciones cuyo porcentaje de error promedio fuera más bajo y cuya tendencia se mostrara similar a la obtenida de los datos reales (medidos).

Para el cumplimiento de este objetivo eran necesarios ciertos datos de entrada: se obtuvieron temperaturas y presiones de formación del registro MFT (probador de formaciones), corrido en el pozo ELS-31P.

Cabe destacar que para el desarrollo del PVT sintético se utilizó un promedio de las temperaturas registradas en el intervalo prospectivo de Morichal Inferior, es decir, no se consideró la zona de agua. De igual forma, la presión medida en el intervalo de interés fue considerada como la presión inicial del yacimiento.

La metodología que se manejó para la ejecución de este objetivo fue asumir un valor de R_{sb} y γ_g , y estimar P_b y el resto de las propiedades mediante correlaciones empíricas, partiendo de las siguientes consideraciones:

- En yacimientos de crudos pesados y extrapesados por lo general hay poca cantidad de gas en solución en el crudo.
- A una presión y temperatura determinadas mientras más alto sea el valor de $^{\circ}\text{API}$ de un crudo mayor será su R_s , pues el petróleo crudo con un alto valor de gravedad API, posee una mayor cantidad de componentes de tipo liviano, gran parte de ellos en forma de gas disuelto.

Una vez obtenidos los datos de entrada necesarios, se procedió a calcular las propiedades físicas del petróleo y del gas natural, utilizando diversas correlaciones.

Cabe destacar que en ciertas ocasiones fue necesario modificar las constantes originales de las correlaciones para así obtener un porcentaje de error más aceptable. Esto fue logrado mediante la utilización del complemento de Microsoft Excel: Solver, estableciendo como celda objetivo el porcentaje de error y cambiando las celdas que contenían las constantes de las diversas ecuaciones que se deseaban mejorar.

3.4.4 Simulación del comportamiento del yacimiento bajo diversos esquemas de explotación

Una vez realizada la revisión de los datos disponibles de: geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos, se procedió a la construcción de un modelo dinámico, que representó de forma integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso; para esto se siguieron diversos pasos, el primero de ellos fue la inicialización del modelo, una vez seleccionados y archivados los datos necesarios para ejecutar la corrida de simulación de yacimientos, se realizó un chequeo de la consistencia de los datos ingresados, hasta resolver los errores y/o puntos de atención para la realización de la simulación.

Una vez terminado el modelo se procedió a la etapa de predicciones, evaluando la factibilidad técnica de diversos esquemas de explotación, observando cómo se comportaba el yacimiento al colocar pozos verticales, horizontales y direccionales a 300 metros de espaciamiento, evaluando parámetros como las tasas de producción de petróleo, longitud de la sección horizontal (en el caso de pozos horizontales), y el mecanismo de producción, debido a que se tiene incertidumbre acerca de éste último, esto con el fin principal de obtener un esquema de explotación que permita aumentar el factor de recobro que se estima para el yacimiento objeto de estudio.

Para la ejecución de este objetivo se utilizó el simulador de petróleo negro Eclipse 100 conjuntamente con Petrel RE, programa en el cual se tiene el modelo estático, y además permite visualizar los resultados de las corridas de simulación en forma de gráficos y como propiedades en 3D.

3.4.5 Selección del mejor esquema de explotación a través de un análisis económico

Una vez determinados los esquemas de explotación más factibles técnicamente, se realizó la selección del esquema óptimo en base a los indicadores económicos que arrojó un análisis de tipo convencional. Los principales indicadores económicos que se utilizaron fueron: TIR y VPN. Estos cálculos se realizaron en una hoja de Microsoft Excel, siguiendo las consideraciones del LEEPIC 2012 (Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital).

Luego del análisis, se realizó una jerarquización de cada uno de los casos según los indicadores económicos. Para finalmente seleccionar el escenario con mejor VPN y TIR. De esta manera se logra disminuir las inversiones del capital y los costos de operación, reduciendo el riesgo económico.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Según Arias, F (2006): “Se entenderá por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. En este estudio se utilizaron técnicas como entrevistas no estructuradas o semi-estructuradas al personal de la empresa Petrodelta que labora en el área de Subsuelo, específicamente geólogos, ingenieros de petróleo y petrofísicos, de igual manera se consultó con profesores pertenecientes a la escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente núcleo de Monagas.

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información. Arias F (2006). Entre los instrumentos que se utilizaron están programas como:

Petrel: Es una herramienta conformada por diversas aplicaciones encargadas del análisis dinámico, como la interpretación de los datos, visualización de los resultados, cálculos de volúmenes, realización de mapas, entre otras bondades; los cuales son muy importantes para el conocimiento y representación del subsuelo, este programa es de gran utilidad para los geólogos, geofísicos e ingenieros de yacimientos.

Eclipse: Es un simulador de yacimientos de petróleo y gas que utiliza el método de volúmenes finitos para resolver las ecuaciones de balance de materia y energía, desarrollado inicialmente por ECL y en la actualidad propiedad de SIS (anteriormente conocido como GeoQuest), una división de Schlumberger.

Carpeta de Pozos: En ellas se encuentran digitalizados los informes de todos los eventos ocurridos y trabajos realizados en los pozos de cada área. Los archivos se

encuentran organizados por campo y luego por pozo, cada carpeta tiene información de pruebas de los pozos, informes geológicos, operacionales y financieros, los cuales, por lo general, están ordenados cronológicamente.

Interactive Petrophysics: Es un software de fácil uso como herramienta para el análisis de perfiles de pozos, ideal tanto para geólogos, que deseen verificar la calidad de la data de registros, como para experimentados petrofísicos, que son capaces de realizar análisis petrofísicos multi zona y multi - pozo.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Materiales

Los equipos, materiales y herramientas de trabajo disponibles son computadoras, escáner, fotocopadoras, impresoras, artículos de papelería, informes de campo, registros de pozos y otra serie de documentos en físico, y su uso estuvo a la completa disposición para el desarrollo del proyecto.

3.6.2 Recursos Financieros

La empresa mixta Petrodelta, brindó apoyo en todos los gastos que se generaron durante el inicio, desarrollo y culminación de este estudio.

3.6.3 Recursos Humanos

Para la realización de esta tesis se contó con la ayuda del personal especializado que labora en Petrodelta específicamente en el área de Subsuelo, profesionales en el área de Geología e Ingeniería de Petróleo. De igual manera se contó con el apoyo de

los profesores que integran la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente núcleo de Monagas, y en especial de la tutora académica.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

El análisis de resultados está orientado de acuerdo a los objetivos específicos desarrollados en este proyecto.

4.1 ANÁLISIS DE DATOS GEOLÓGICOS, DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101

En esta etapa se realizó un resumen con información del yacimiento obtenida del libro de reservas oficiales. Los datos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Datos básicos del yacimiento MOR INF 101

Tipo de crudo	Extrape sado
Gravedad API	8
Área del yacimiento (acres)	5160
Volumen (acres-pies)	298563
Porosidad (%)	25
Saturación de petróleo (%)	88
Factor de merma (BN/BY)	0,899
POES por unidad de volumen (BLS/ACRE-PIES)	1534
POES (MMBN)	457,996
Producción acumulada	0
Pi	2600
Temperatura (°F)	177
Permeabilidad (mD)	2700
Fecha último cambio (M/A)	Oct-00
Mecanismo de producción	GS
Método de cálculo	V
segregación	Merey Crude Oil

En la figura 4.1 se puede apreciar que el yacimiento de interés (Morichal Inferior 101) se encuentra ubicado en el bloque 5, el cual está en el área norte del campo El Salto.

Posteriormente se realizó una revisión en el modelo estático suministrado, en él se reflejan los pozos que se encuentran en el bloque 5 y que atravesaron el yacimiento de interés, estos son: ELS-3, ELS-11, ELS-15, ELS-17, ELS-29, ELS-31P y ELS-33HP2. El proyecto en Petrel se actualizó cargando los pozos que se perforaron recientemente: ELS-36P, ELS-38P y ELS-39P, tal como se observa en la figura 4.2.

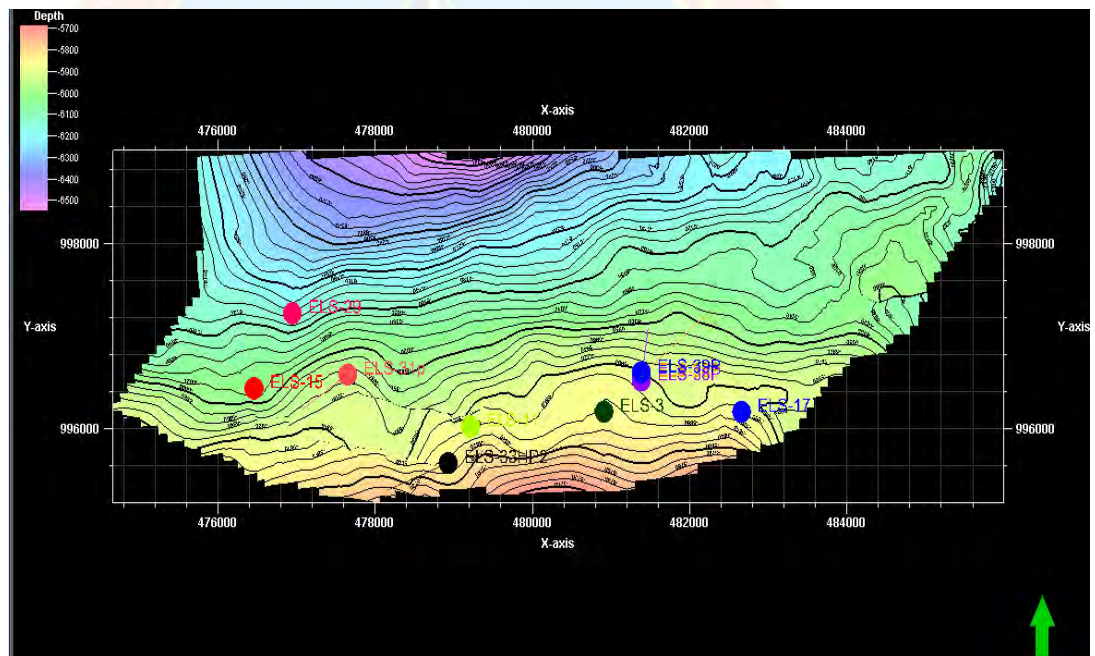


Figura 4.2 Vista 2D de la localización de pozos del bloque 5 campo El Salto

En la figura anterior se visualizan los pozos ubicados en el bloque 5 del campo El Salto en una vista 2D de una superficie, en ella se observan las profundidades en distintos puntos del yacimiento en estudio, observándose que los

pozos ELS-11, ELS-33HP2, ELS-3 y ELS-17 se encuentran estructuralmente más arriba que los pozos ELS-15, ELS-29, ELS-31P, ELS-36P, ELS-38P y ELS-39P.

También se pudo visualizar la ubicación del yacimiento a través del mapa Oficial de Morichal Inferior 1 Salto norte, como se observa a continuación.

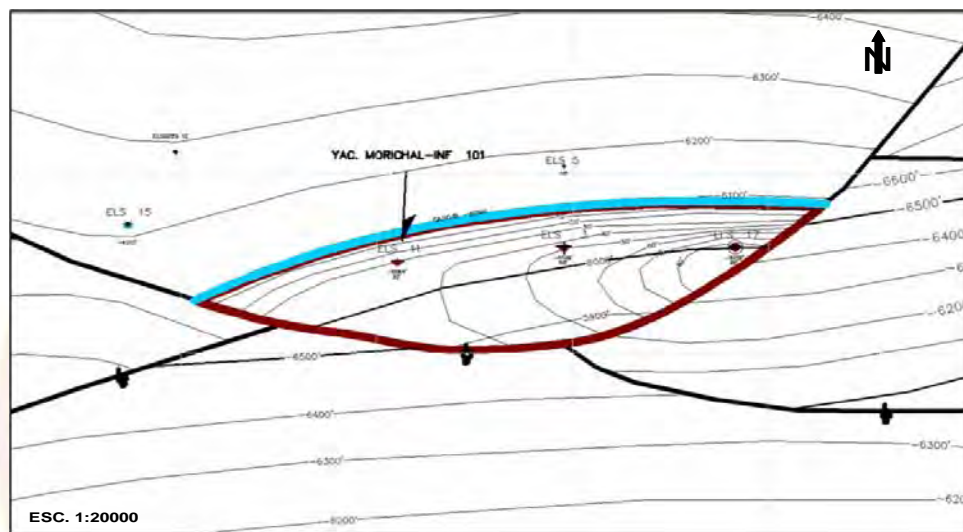


Figura 4.3 Mapa Oficial Morichal Inferior 1. Salto norte
Fuente: Base de datos de Petrodelta

El mapa de la figura 4.3 es un isópaco estructural y está elaborado al tope de Morichal Inferior, en él se ve el contacto agua petróleo original interpretado para ese momento, y muestra unas fallas normales subparalelas, las cuales actúan como barrera para la migración de los hidrocarburos.

En esta etapa se procedió a buscar las profundidades de los topes y bases de los yacimientos que se encuentran en el campo El Salto, esto se extrajo de la información cargada previamente en Petrel; cabe destacar que esto sólo se realizó en los pozos que atravesaron Morichal Inferior, en el cual se encuentra el yacimiento en estudio. Los resultados en MD se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Topes y Bases en MD de pozos que atravesaron Morichal Inferior en el bloque 5 del campo El Salto

Yacimiento	ELS-3		ELS-11		ELS-15		ELS-17		ELS-31P		ELS-33HP2		ELS-36P	
	ope (pies)	ase (pies)	ope (pies)	ase (pies)	ope (pies)	ase (pies)	ope (pies)	ase (pies)	ope (pies)	ase (pies)	ope (pies)	ase (pies)	ope (pies)	ase (pies)
Jobo Superior	265,84	367,49	277,4	376,1	422,3	521,49	307,62	394,5	710,1	825	650,51	786,91	232	406
Lutita Jobo	367,49	411,33	376,1	404,7	521,49	565,9	394,5	427,96	825,01	864,1	786,91	830,41	406	428
Jobo Inferior	411,33	519,15	404,7	522,7	565,9	679,51	427,96	520,61	864,07	984,4	830,41	956,05	428	583
Miembro Yabo	519,15	658,85	522,7	650,53	679,51	807,16	520,61	629,3	984,37	118,1	956,05	095,29	583	739
Morichal Yabo	658,85	675,58	650,53	676,02	807,16	855,38	629,3	688,06	118,1	164,1	095,29	142,11		
Morichal Superior 1	675,58	838,21	676,02	862	855,38	003,95	688,06	845	164,11	360,7	142,11	332,3		
Morichal Superior 2	838,21	979,02	862	994,12	003,95	150,27	845	985,24	360,65	516,9	332,3	500,12	739	494
Morichal Superior 3	979,02	149,61	994,12	171	150,27	344,88	985,24	179,94	516,9	722,8	500,12	823,74		
Morichal Inferior 1	150,51	373,85	170,83	367,80	344,04	514,51	179,73	6387,48	723,02	914,51	824,81	7039,27	494	730

En la tabla anterior se muestran los topes y bases de los yacimientos que se encuentran en el campo El Salto, interpretados de diversos pozos: ELS-3, ELS-11, ELS-15, ELS-17, ELS-31P, ELS 33HP2 y ELS-36P, todos perforados en el bloque 5. El yacimiento en estudio es el último en la tabla, y según esta, es el más profundo, variando de 6150 a 7730 pies (MD) aproximadamente.

En cuanto al modelo estático del campo El Salto, éste fue generado a partir de la interpretación sísmica, geológica y petrofísica, y una vez suministrado el modelo, se realizó un control de calidad al mismo mediante una sección de pozo en la cual se visualizó la curva de volumen de arcilla (representada en la primera pista de cada registro de la figura 4.4), conjuntamente con las propiedades porosidad y permeabilidad, escaladas al realizar el modelo. La premisa que se siguió fue que donde se vieran arenas debían existir buenas propiedades, caso contrario en lutitas o arenas sucias, tal como se observa en la siguiente figura.

Figura 4.4 Sección de pozo, mostrado propiedades escaladas

En la figura 4.4 se observa que a los bajos contenidos de arcilla se le asignaron buenos valores de permeabilidad y se estableció como arena, caso contrario donde se observa gran cantidad de arcilla se le asignaron valores bajos de permeabilidad y se identificó como lutita.

Similarmente se realizó un control de calidad visualizando la distribución de las propiedades en una ventana de mapas. Se cuidó que en las zonas de arenas estuvieran buenas propiedades, sin embargo, en algunos lugares las arenas presentaban malas permeabilidades, al corroborar esto con el volumen de arcilla se pudo deducir que esto se debe a que dichas arenas tienen considerable presencia de arcillas, como lo muestra la siguiente imagen.

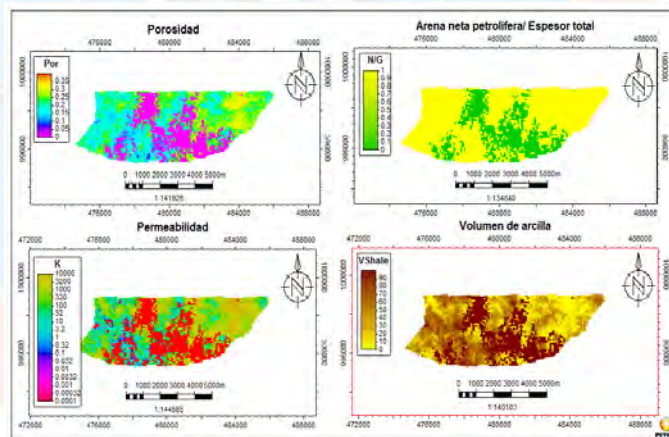


Figura 4.5 Distribución de diversas propiedades del modelo
Fuente: Petrel 2008.1

En la imagen anterior, los valores bajos para la permeabilidad están representados por el color rojo; en cuanto al NTG, el amarillo indica arena, mientras que el color verde es lutita; bajas porosidades son simbolizadas con el color fucsia y para el volumen de arcilla, las zonas marrones indican alto contenido de arcilla y las amarillas arenas.

También se comprobó que en el modelo no se encuentran celdas con volúmenes negativos, para esto se filtró la propiedad volumen masa colocándole como valor máximo 0 y como valor mínimo -2000, hecho esto, se observó la malla en una ventana en 3D para corroborar que no existieran valores negativos en ella, esto se confirmó puesto que no se pudieron visualizar celdas en la ventana 3D del modelo, lo cual indica que este no contiene pilares cruzados.

Una vez verificada la consistencia del modelo estático, se procedió a representar el contacto agua petróleo en él. El contacto agua petróleo original para Morichal Inferior se estimó a través de una sección estructural por interpretación de los registros eléctricos resistivos a 6085 pies (TVDS), como se observa en la figura 4.6; y se logró visualizar como una propiedad en 3D y en una vista de mapa, con el fin de facilitar la ubicación de los pozos diseñados para la propuesta, siguiendo las consideraciones de perforarlos dentro de la zona de petróleo y cañonearlos a una distancia prudencial del contacto agua petróleo.

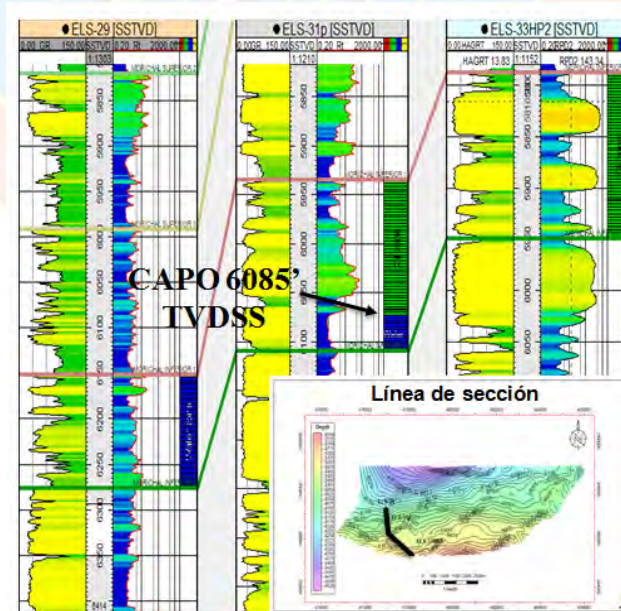


Figura 4.6 Sección Estructural en la cual se determinó el CAPO

La figura 4.6 muestra una sección estructural norte – sur, realizada para determinar el contacto agua petróleo original de Morichal Inferior, éste se encuentra representado por la línea punteada color azul, esta sección se realizó con los pozos ELS-29, ELS-31P y ELS-33HP2 respectivamente.

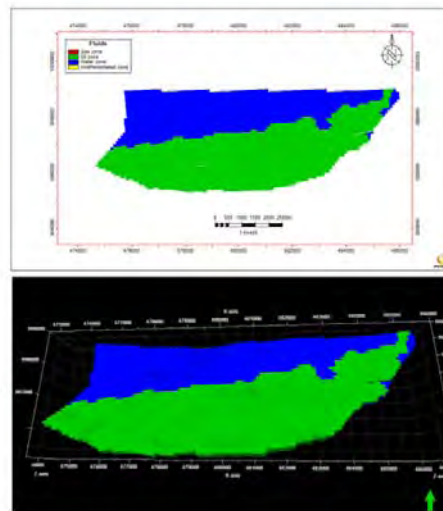
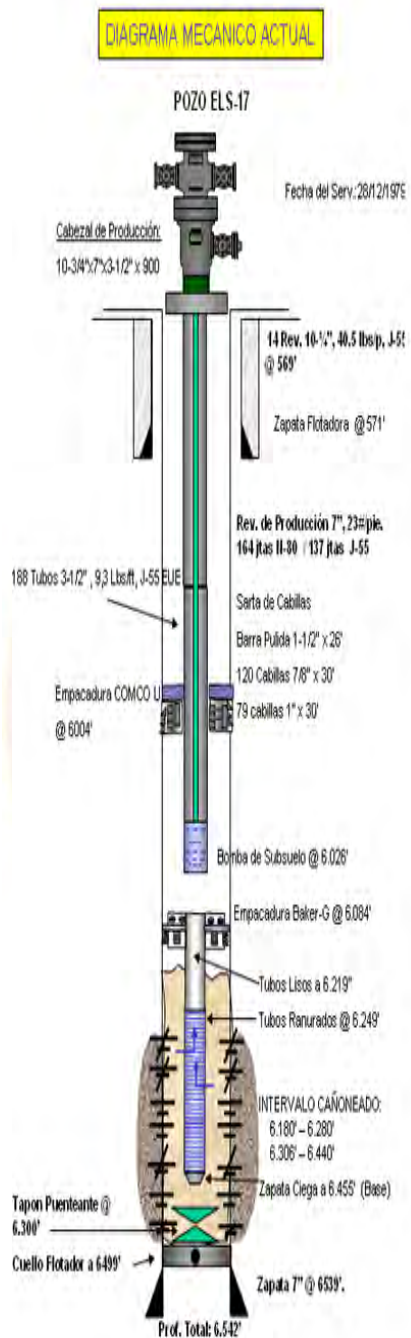


Figura 4.7 Contacto agua petróleo original (vista en mapas y 3D)

4.1.2 Datos de producción

En esta etapa se distinguieron sólo dos pozos que fueron cañoneados en Morichal Inferior, bloque 5 del campo El Salto; los pozos ELS-3 y ELS-17 respectivamente, y sólo éste último posee una prueba de producción, la cual fue realizada cuando se encontraban cañoneados los intervalos 6306 - 6318, 6332 -6348, 6356 - 6374, 6396 -6420, 6432 -6440 (en pies) del Miembro Morichal Inferior, los datos de la prueba se presentan en la tabla 4.3.



Nombre de pozo	ELS-17
Intervalos cañoneados (pies)	6396-6420; 6356-6374; 6332-6348; 6306-6318; 6280-6240; 6223-6180 y 6062-6112
Trabajos de rehabilitación y servicios	1 reacondicionamiento: 03-02-1980, recupero revestidor ranurado y asentaron un tapón puente a 6300 pies, aislando el intervalo selectivo 6440 -6306; y perforaron selectivamente el intervalo 6180 – 6280. 2 reacondicionamiento: 09-03-1982, se recuperó el revestidor ranurado y asentaron tapón puente a 6150 pies. Cañonearon selectivamente el intervalo 6062 – 6112 pies, se empacó un revestidor ranurado de 3 ½ pulgadas y bajaron el equipo de BM.
Tipo de levantamiento artificial	Bombeo mecánico
Prueba de producción y/o inyección de fluidos	Del 10 al 15 de Enero de 1980: prueba de producción realizada cuando se encontraban cañoneados los intervalos 6306 - 6318, 6332 - 6348, 6356 - 6374, 6396 -6420, 6432 -6440 (en pies) del miembro Morichal Inferior.
Estado actual del pozo	abandonado

Figura 4.8 Ficha resumen del pozo ELS-17

Tabla 4.3 Prueba de Pozo ELS-17

<i>Fecha</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>F</i>	<i>%</i>	<i>°A</i>	<i>M</i>
<i>a</i>	<i>FPD</i>	<i>NPD</i>	<i>GP</i>	<i>AYS</i>	<i>PI</i>	<i>CPD</i>
10/0	1	1	1	3	6,6	1
1/1980	11	08	11			2
11/0	9	8	1	1,	8,4	1
1/1980	0	9	35	2		2
12/0	9	8	7	6,	8,2	6,
1/1980	0	4	4	6		2
13/0	7	7	8	6	7,4	6,
1/1980	6	1	7,3			2
14/0	6	6	-	4	8	6,
1/1980	6	0				2
15/0	6	6	-	4	8	6,
1/1980	6	0				7

De la tabla anterior se observa un valor promedio de gravedad API de 8 y un RGP de aproximadamente 100 PCN/BN.

Los datos de esta prueba proporcionan una idea del potencial de producción de un pozo vertical de aproximadamente 134 pies cañoneados en el yacimiento en estudio. Según la tabla anterior se puede inferir que un pozo de este tipo produciría aproximadamente 78 barriles de petróleo por día.

Los pozos ELS-3 y ELS-17 no cuentan con historia de producción en Morichal Inferior, pues para aquella época no se consideraba económico explotar yacimientos de crudos extrapesados, y actualmente el campo El Salto es un área considerada como nueva para la empresa Petrodelta, por lo cual hasta los momentos la producción de

éste campo se ha limitado sólo al miembro Jobo, el cual posee mejores gravedades API.

4.1.3 Datos de presiones

El yacimiento Morichal Inferior 101 no cuenta con historia de producción – presión, razón por la cual se puede asumir que la presión estática registrada en el momento que se corrió el registro MFT en ELS-31P es la inicial del yacimiento. Los datos obtenidos del probador de formaciones se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.4 Datos obtenidos del MFT corrido en el pozo ELS-31

<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Presión de Formación (Lpc)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>
6792.00	2609.9	176.3
6843.00	2625.8	177.1
6993.00	2684.4	178.1
7010.00	2691.0	179.4

De la tabla anterior, las dos primeras profundidades corresponden al intervalo prospectivo de la formación Morichal Inferior, por el contrario, las dos últimas conciernen a una zona de agua.

El gráfico de presiones obtenido de las pruebas de presión se muestra a continuación.

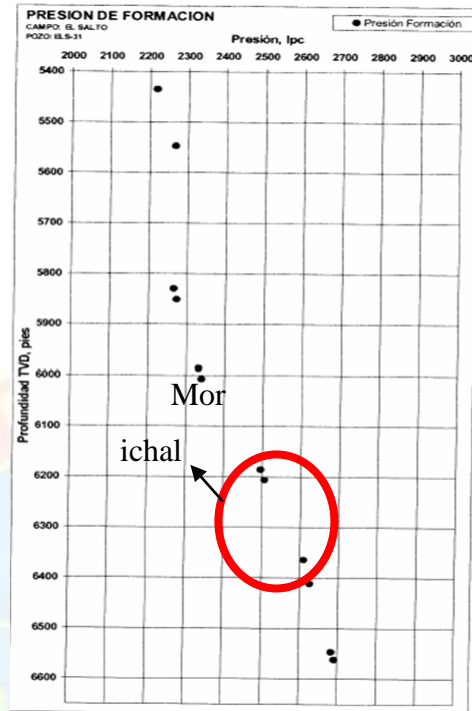


Figura 4.9 Presión de la formación

Fuente: Reporte de Interpretación Registros en Hoyo Abierto.

En la figura 4.9 se observa el gráfico de presión de formación en función de la profundidad, los diversos puntos que en él se aprecian corresponden a los yacimientos del campo El Salto en el bloque 5, los últimos 4 puntos (los más profundos) corresponden a Morichal Inferior, se observa que la mayoría de los yacimientos poseen un gradiente de presión similar, a raíz de esto es posible pensar que tengan el mismo mecanismo de producción.

Por último, se determinó la presión inicial del yacimiento al Datum, dando como resultado 2644 Lpca.

4.2 EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101

El principal objetivo en esta etapa fue realizarle una evaluación petrofísica al yacimiento en estudio para estimar un valor de saturación de agua irreducible que contribuya como dato para la generación de curvas de permeabilidad relativa, esto se realizó mediante el programa IP, en base a registros corridos en los pozos escogidos para la evaluación.

Para esto se cargaron los archivos .LAS de los diferentes pozos al programa. Cabe destacar que se hicieron las correcciones pertinentes de matriz arenisca a matriz caliza en los registros de Neutrón, la razón de esto radica en que las areniscas son rocas afectadas por el grano que la constituye, éstas tienden a tener una densidad y por ende una respuesta al neutrón variable; mientras que la roca caliza es por lo general masiva, pura, y por su pureza ésta se tomo como base para los diferentes modelos de interpretación petrofísica. Es decir, para poder emplear las ecuaciones establecidas por diferentes autores, que permitan realizar una evaluación petrofísica a la formación de interés, es necesario realizar esta corrección.

En la siguiente figura se presenta una muestra de la diferencia entre la curva de Neutrón sin corregir y la corregida, como se puede observar en la pista 3 del registro mostrado en la imagen, existe una notable diferencia entre ambas curvas, afectándose considerablemente la evaluación.

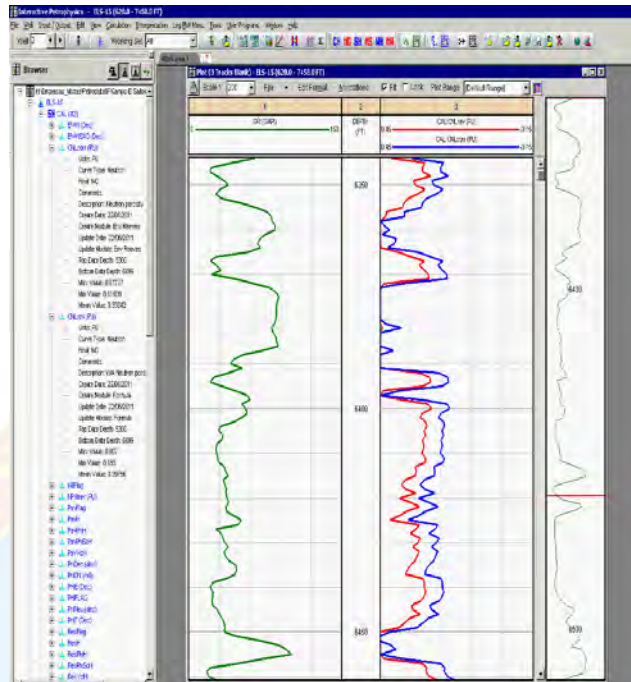


Figura 4.10 Curvas GR y Neutrón Compensado. ELS-15

Otro parámetro fundamental para realizar la evaluación fue "n", la saturación de agua es un valor que depende de "n", y este a su vez depende de muchos factores, tales como: tipo de roca, tipo de fluidos, presión confinante, mojabilidad, e inclusive en el laboratorio es un parámetro difícil de determinar; razón por la cual hay que asegurarse que esta constante este bien estimada, sin embargo, como no se tiene núcleo del campo El Salto, éste valor se asumió igual a 2, el cual esta dentro del rango establecido a través de estudios experimentales para yacimientos de arena (1,5 a 2,1).

El valor para la resistividad del agua en Morichal Inferior, bloque 5 del campo El Salto, fue extraído de un estudio previo, en el cual estimaron dicho parámetro a través del método del SP, obteniendo como resultado una resistividad del agua de formación de 0,11 ohm-m.

Según la litología, el exponente de cementación “m” se asumió igual a 1,7, el cual de acuerdo a Pirson 1958, corresponde a rocas ligeramente cementadas (la mayoría de arenas con una porosidad de 20% o más), y para obtener el coeficiente de tortuosidad "a", se realizó una gráfica log log de porosidad en función de la resistividad de la formación en la zona de agua, con el fin de extrapolar hasta la porosidad igual a 100% o 1 y leer en el eje de las equis un valor de resistividad denominado R_o (resistividad de la zona saturada 100% de agua), el cual según Archie es igual al producto de la constante "a" y la resistividad del agua (R_w), como R_o y R_w son conocidas se pudo obtener un valor para "a" de 0.8, el cual fue utilizado en la evaluación, al despejar R_w de dicha ecuación se obtuvo un valor que al compararlo con el establecido en estudios anteriores fue muy similar.

En la figura 4.11 se observa una arena limpia de agua de aproximadamente 23 pies de espesor, registrada en el pozo ELS-15, la profundidad del tope y base de esta arena fue el intervalo usado para la estimación de a.

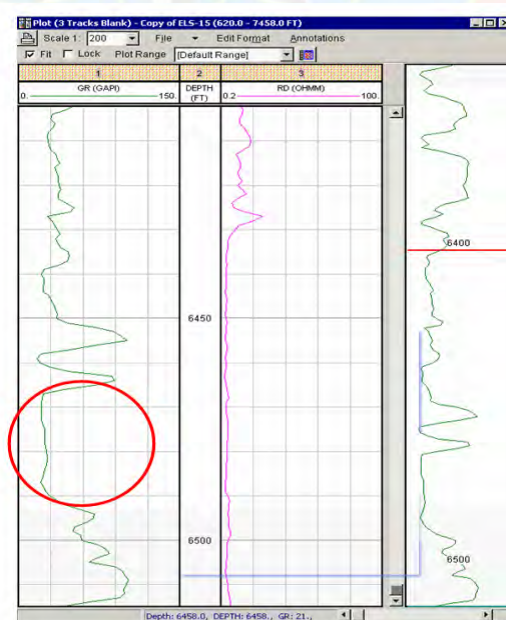


Figura 4.11 Perfiles GR y RD de ELS-15

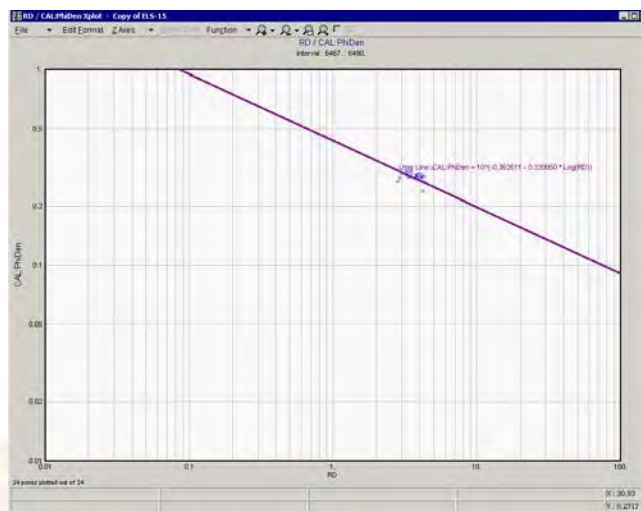


Figura 4.12 Gráfico de Pickett para el cálculo de a. Pozo ELS-15

Una vez cargadas las curvas de los perfiles, corregidos los registros de Neutrón y seleccionados los parámetros petrofísicos a ser utilizados para la evaluación (m, n, a y R_w), se procedió a correr el módulo de volumen de arcilla y posteriormente el de porosidad y saturación. Los resultados finales del análisis para cada pozo se muestran en las imágenes siguientes.

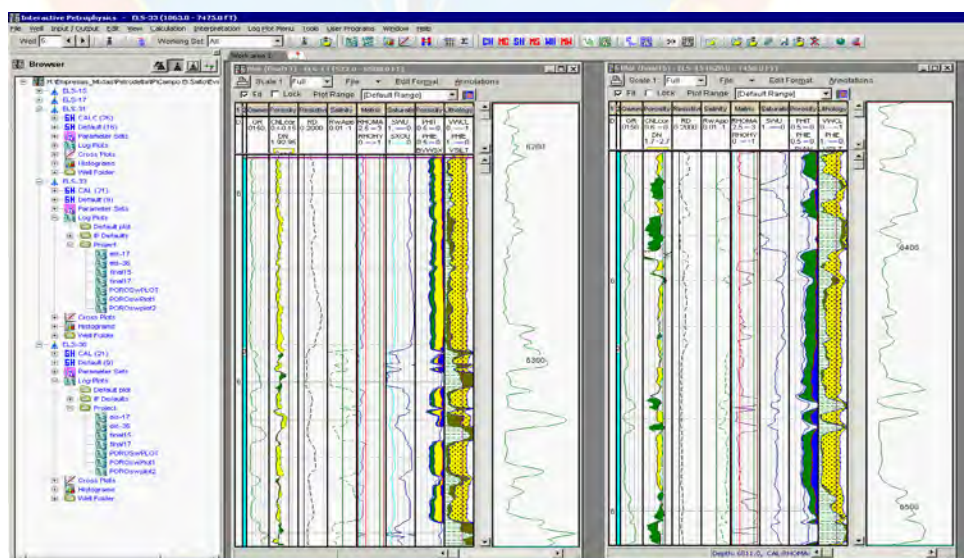


Figura 4.13 Evaluación Petrofísica ELS-15 y ELS-17

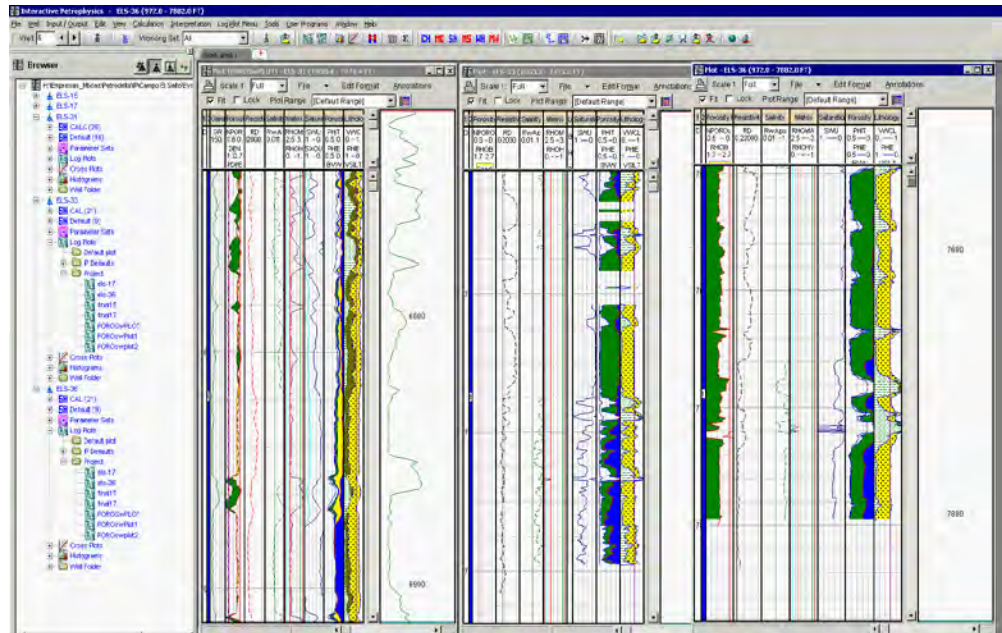


Figura 4.14 Evaluación Petrofísica ELS-31P, ELS-33HP2 y ELS-36P

En las figuras anteriores se ve reflejada la litología, resistividad, cantidad de petróleo, agua y gas, petróleo movable y saturación de agua. En ellas se puede observar que en Morichal Inferior no existe gas libre, y los perfiles presentan un comportamiento lógico, ya que en arenas con bajas resistividades se observa la zona de agua, al igual que en lutitas.

Finalmente se realizó un gráfico de resistividad profunda en función de la saturación de agua obtenida del previo análisis de porosidad y saturación de agua, la gráfica muestra una tendencia asintótica, la cual a partir de cierto punto sigue una tendencia paralela al eje de las ordenadas, en esa sección de la gráfica se realizó un corte con el eje de las abscisas y ese valor fue tomado como el estimado de la saturación de agua irreducible; esto debido a que la saturación de agua es función de porosidad y resistividad de la formación, entonces al mantener el valor de porosidad fijo, mientras el R_t se acerque más a su máximo se tendrán valores de saturación de agua mínimos.

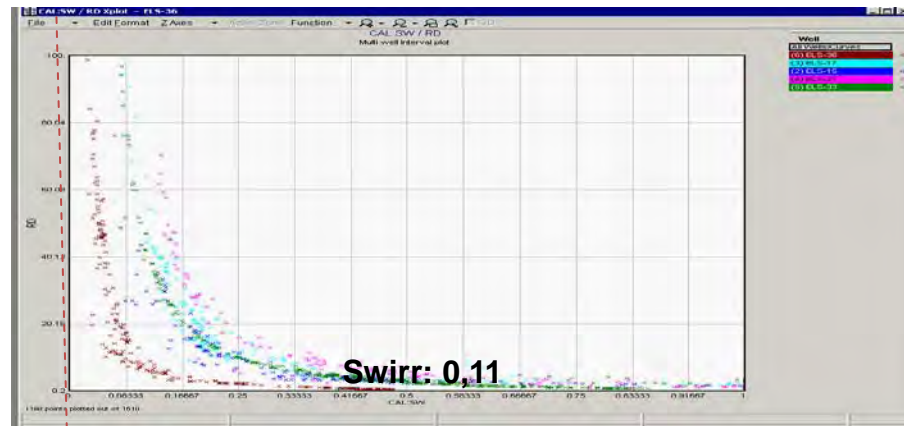


Figura 4.15 Cross Plot RD versus Sw

Finalmente el valor obtenido de Sw_{ir} , como se pudo apreciar en la figura anterior, fue de 0,11, lo cual indica que la saturación máxima de petróleo existente es de 0,89.

En la siguiente tabla se presentan los resultados promedio por cada pozo de la evaluación petrofísica, introduciendo los parámetros de corte: $V_{sh} < 0,3$; $Sw < 0,50$ y porosidad $> 0,05$; obtenidos de un estudio previo.

Tabla 4.5 Propiedades petrofísicas promedio por pozo

pozo	Intervalo (md)	Area neta (pies)	NP (pies)	AN P/Espesor Total	ϕ efectiva (Fracción)	S _w (Fracción)	V _{cl} (Fracción)	V _o (Fracción)
LS-15	6344,0 4 - 6514,51	1 70,47	2	0,24 6	0, 241	0, ,327	0, ,187	0, ,673
LS-17	6179,7 3 - 6387,48	2 07,75	32,77	0,63 9	0, 237	0, ,287	0, ,118	0, ,713
LS-31P	6723,0 2 - 6914,51	1 91,49	4	0,23 21439	0, 21439	0, ,315	0, ,102	0, ,685
LS-33HP2	6824,8 1 - 7039,27	2 14,47	6	0,44 8	0, 329	0, ,101	0, ,141	0, ,899
LS-36P	7494 - 7730	2 36	57	0,66 5	0, 396	0, ,122	0, ,121	0, ,878

Estableciendo un promedio de valores para la tala 4.5, se tiene que la porosidad promedio obtenida es de aproximadamente 28%, un 13,38% de volumen de arcilla, 0,77 de saturación de petróleo y 0,23 de saturación de agua.

La permeabilidad promedio para Morichal Inferior fue estimada utilizando la ecuación de Timur, tomando el valor de saturación de agua irreducible calculado previamente y la porosidad efectiva promedio, dando como resultado una permeabilidad promedio de 2688 md.

Cabe destacar que los valores de las propiedades de la roca obtenidos a través de la evaluación petrofísica son muy similares a los cargados en el modelo estático, generado a partir de estudios anteriores, razón por la cual dichos valores se pueden considerar razonables. Esto se demuestra en la siguiente figura, en la cual se observa un promedio de las propiedades del mallado, partiendo del modelo estático previamente suministrado.

: CURRENTLY IN PLACE	: 558520495.	: 558520495.	: 1016155963.	: 0.	: 55852050.	: 55852050.
: OUTFLOW THROUGH WELLS	:	: 0.	: 0.	:	:	: 0.
: ANALYTIC AQUIFER INFLOW	:	:	:	:	:	: 0.
: WELL MATERIAL BAL. ERROR	:	: 0.	: 0.	:	:	: 0.
: FIELD MATERIAL BAL. ERROR	:	: 0.	: 0.	:	:	: 0.
: ORIGINALLY IN PLACE	: 558520495.	: 558520495.	: 1016155963.	: 0.	: 55852050.	: 55852050.

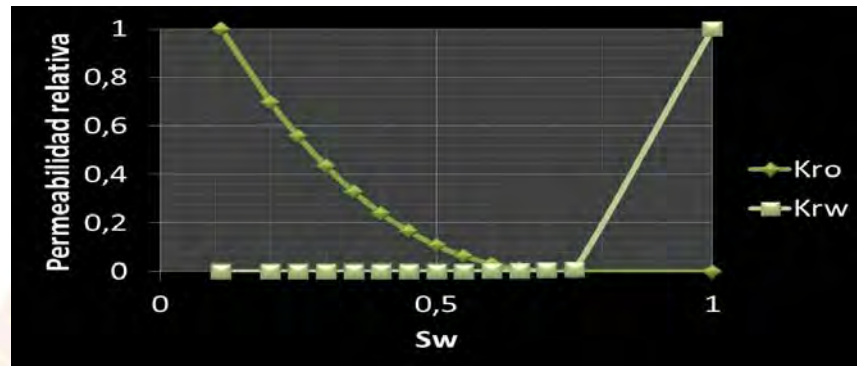
REGION	PERMX	PERMY	PERMZ	PORO	DZ
FIELD	2732.486	2732.486	2732.486	0.25293	3.01

Figura 4.16 Promedio de la porosidad y permeabilidad del mallado

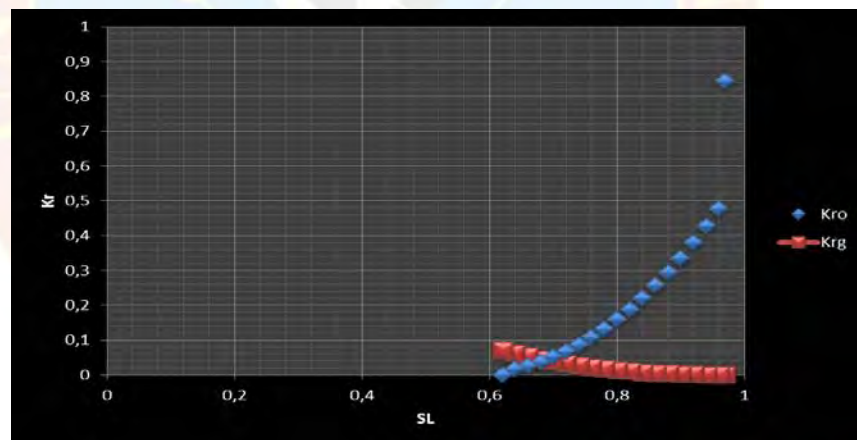
En cuanto a la creación de curvas de permeabilidad relativa que describen el movimiento de los fluidos en el medio poroso se realizó lo siguiente: para sistemas agua petróleo, la permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata (inicial) fue asumida igual a 1, debido a que en el medio poroso solo se encuentra fluyendo petróleo, pues a la saturación de agua presente, ésta es inmóvil. Mientras que la permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual, se asumió igual a 0,0075 (según núcleo de Uracoa). Por último, el valor estimado de saturación de petróleo residual que posteriormente se uso en la generación de estas curvas, se extrapoló de los datos de permeabilidad absoluta versus saturación residual de petróleo para la zona F del campo Uracoa (muestras 15, 18 y 19), obteniéndose un valor de 0,25.

Para sistemas gas - petróleo, inicialmente se asumió una saturación de gas crítica de 0,03 en vista de que éste por lo general es un valor bajo y en este caso concuerda con lo presentado en Uracoa. La permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de gas residual, la permeabilidad relativa del gas a la saturación de petróleo residual y la saturación de petróleo residual para el sistema gas petróleo, fueron supuestas de los datos medidos en el laboratorio para las muestras 15 y 18 de la zona F del campo Uracoa, utilizando como puntos finales de las curvas 0,8182, 0,068 y 0,51 respectivamente. En este caso se ignoraron los resultados de K_r para la muestra 19 de la zona F, porque no son consistentes con las otras muestras y esto probablemente se debe al adedamiento (canalización) del gas durante la prueba, ya que esta muestra tiene una permeabilidad absoluta al petróleo de 4500 md, y la alta permeabilidad en conjunto con la alta razón de movilidad del sistema gas - petróleo, permite inferir que esa es la razón por la cual la K_{rg} fue diferente de la obtenida en las muestras 15 y 18. Lo anterior también aplicó para las muestras de la zona E en este sistema, por ello no se tomaron en cuenta.

Se ajustaron los mejores exponentes de correlación para cotejar datos los experimentales de Uracoa. Finalmente se calcularon las permeabilidades relativas para ambos sistemas a través de correlaciones analíticas, las curvas se presentan en las figuras 4.17 y 4.18 respectivamente.



Gráfica 4.1 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua petróleo



Gráfica 4.2 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas petróleo

Visualizando las curvas del sistema agua petróleo se observa que el yacimiento es hidrófilo, por cuánto la intersección de las curvas de Kro y Krw es mayor a 50% de Sw, según el criterio de Craig.

4.3 GENERACIÓN DE UN PVT SINTÉTICO PARA EL YACIMIENTO EN ESTUDIO

En esta etapa se encontró que en el yacimiento Morichal Superior 03, pozo ELS-17, se había efectuado una prueba PVT, dicho yacimiento se halla adyacente a Morichal Inferior, y se tomó como referencia; de igual forma se utilizaron datos de otras pruebas PVT realizadas en el campo El Salto, esto con el fin de ajustar los datos obtenidos de las correlaciones con los reales producto del análisis PVT realizado a nivel de laboratorio, estas fueron:

- ✓ El PVT correspondiente a ELS-15, bloque 5, Salto norte.
- ✓ El PVT realizado en Morichal Inferior, Salto Sur. Pozo ELS - 16.
- ✓ El PVT del pozo ELS-27, Salto norte, el cual se encuentra a la temperatura de interés.

La gravedad API promedio utilizada en este objetivo fue de 7.8, aproximadamente 8 °API, valor que se obtuvo de la prueba del pozo ELS-17, realizada en el año 1980, lapso en el cual dicho pozo se encontraba completado en el Miembro Morichal Inferior del bloque 5 perteneciente al campo El Salto (ver tabla 4.3).

Se asumió un R_{sb} de 100 PCN/BN, este valor se obtuvo de un promedio de la relación gas - petróleo en la tabla 4.3; el cual resultó ser lógico pues al compararlo con los valores obtenidos de pruebas PVT en los pozos: ELS-15, ELS-17 y ELS-27 se pudo apreciar que estos R_{sb} eran mayores que el asumido para Morichal Inferior 101, debido a que la gravedad API en este yacimiento es menor.

Aunque no se contó con un valor de gravedad específica del gas para el yacimiento en estudio, considerando que la composición del gas puede ser similar a la obtenida de un yacimiento vecino, se decidió asumir un valor de 0,62, el cual se encuentra en el rango de valores para esta propiedad del gas en el campo El Salto.

4.3.1 Presión de burbujeo

Esta propiedad se determinó a través de las correlaciones: Corpoven Total, Vásquez y Beggs y Standing modificado para crudos pesados, sin embargo, la que presentó el porcentaje de error más bajo fue la ecuación propuesta por la Corpoven Total, con un error de 11,31% en el cálculo de P_b .

Al modificar las constantes originales de la correlación de la Corpoven Total se logró disminuir el error a solo 2,71%, por ende esta nueva ecuación fue utilizada en la generación del PVT sintético.

El valor obtenido en el cálculo de esta presión para el yacimiento en estudio fue de 1212 Lpca, esta cantidad se encuentra por debajo de la presión inicial del yacimiento 2644 Lpca (la cual coincide con la presión actual, pues el yacimiento no ha sido explotado aun), lo cual indica que éste se encuentra subsaturado y por ende sin capa de gas.

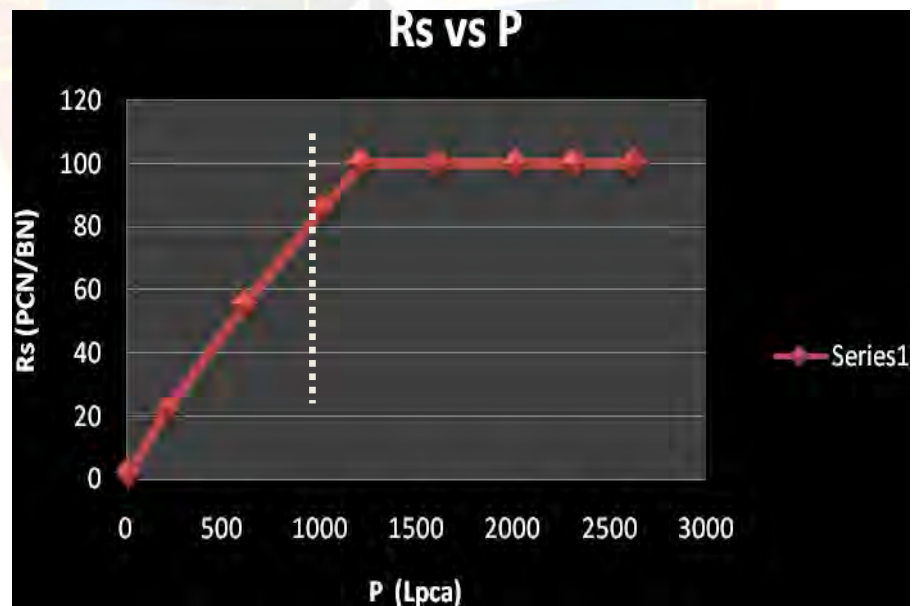
4.3.2 Relación gas petróleo en solución

Para el cálculo del R_s por debajo de la presión de burbujeo se utilizó la correlación de la Corpoven Total, pues ésta fue desarrollada para un amplio rango de °API de crudos del Oriente de Venezuela.

En este caso se obtuvo un error de 9,71% en el cálculo de la propiedad. Sin embargo, con la modificación de las constantes originales de la ecuación, el error se

logró disminuir a 4,43%, y al graficar R_s en función de P , la tendencia de los datos calculados mediante la correlación fue muy similar a la obtenida graficando datos reales de los análisis PVT de otros yacimientos pertenecientes al campo El Salto (apéndice A).

Por encima del punto de burbujeo el comportamiento del R_s es constante pues no hay liberación del gas, pudiéndose asumir un sólo valor hasta la presión de burbujeo. Aunque al momento de determinar esta propiedad del petróleo no se consideraron las variaciones de $^{\circ}\text{API}$ y de gravedad específica del gas con presión, el error en los cálculos fue bastante aceptable y los valores obtenidos de R_s fueron lógicos, por cuanto a medida que la presión desciende por debajo del punto de burbujeo, la relación gas petróleo en solución disminuye debido a la liberación del gas contenido en el petróleo.



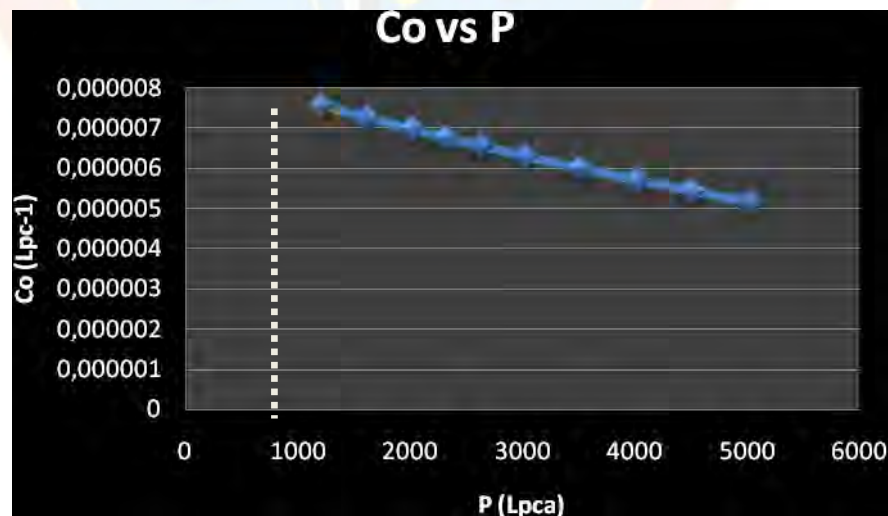
Gráfica 4.3 R_s vs P. PVT sintético

4.3.3 Compresibilidad del petróleo

La compresibilidad del petróleo a presiones mayores o iguales a la presión de burbujeo fue calculada mediante la correlación de Al- Marhoun, modificando las constantes de dicha ecuación se logró obtener un error de 8,5%.

Al graficar esta propiedad de petróleo en función de la presión, se observó que el comportamiento de los datos reales en comparación con los calculados a través de la correlación modificada fue muy parecido (apéndice A).

En el PVT sintético como se observa en la gráfica 4.4, los valores obtenidos de compresibilidad del petróleo son lógicos, pues por encima de la presión de burbujeo, a medida que disminuye la presión del yacimiento, los valores de esta propiedad se incrementan levemente, en este caso desde $7,57e-6$ en la presión de burbujeo hasta $5,17e-6$ a una mayor presión, esto debido a que el volumen de un líquido subsaturado aumenta a medida que la presión disminuye, pues éstos son ligeramente expansibles.



Gráfica 4.4 Co vs P. PVT sintético

4.3.4 Factor volumétrico del petróleo

El factor volumétrico de petróleo a presiones menores o iguales a la presión de burbujeo, se calculó con la correlación de Al Marhoun, y modificando las constantes originales de dicha ecuación se logró un error de solo 0,38%.

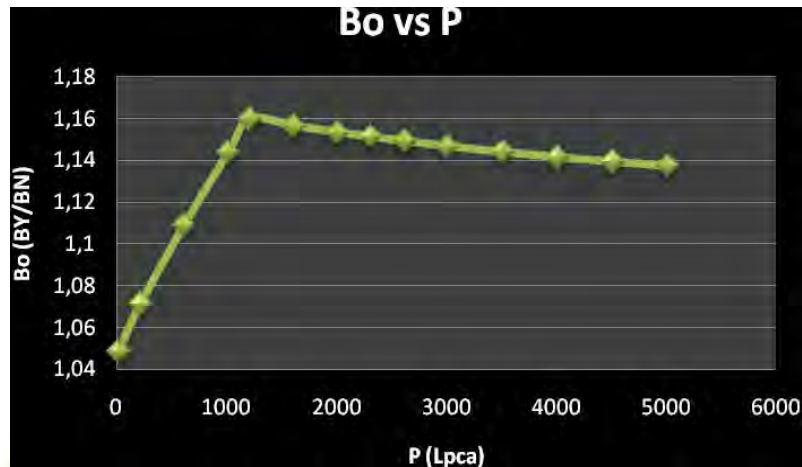
Para determinar esta propiedad por encima de P_b se empleó la siguiente ecuación:

$$B_o = B_{ob} * \text{EXP} [C_o * (P_b - P)] \quad \text{Ec (4.1)}$$

Donde la compresibilidad del petróleo introducida fue la calculada a través de la correlación de Al Marhoun, modificada para reproducir el comportamiento de los fluidos del yacimiento Morichal Inferior 101 del campo El Salto.

En el PVT sintético, el comportamiento del B_o es razonable, pues cuando la presión disminuye desde su valor inicial hasta la presión de burbujeo, se puede observar un pequeño aumento en esta propiedad, y el motivo de esto es que aunque el fluido permanece en estado monofásico, los líquidos son ligeramente compresibles y por ende expansibles.

Por otro lado, por debajo de la presión de burbujeo la expansión líquida continúa, pero su efecto es insignificante comparado con el que produce la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas en solución, por esta razón se observa que por debajo de P_b los valores de B_o disminuyen.



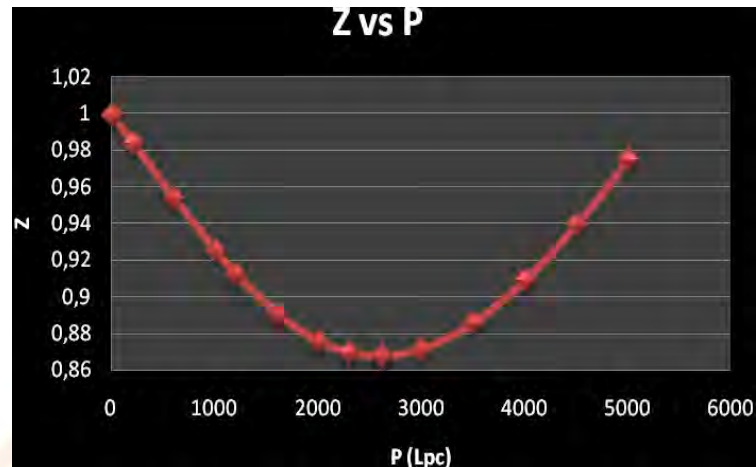
Gráfica 4.5 Bo vs P. PVT Sintético

4.3.5 Factor de compresibilidad del gas

Para determinar esta propiedad del gas, fue necesario conocer la presión seudo reducida y por ende la presión crítica, la cual fue determinada junto con la temperatura crítica, del ajuste de curvas de Brown-Oberfell-Alden, hecho por Standing, y para ello se asumió que la mezcla gaseosa no contenía cantidades apreciables de componentes no hidrocarburos (<5% por volumen).

Una vez obtenidos los valores de presión y temperatura seudoreducidos, Z fue determinada por dos métodos: la correlación propuesta por Papay y el método de Brill y Beggs. Siendo más satisfactoria la ecuación de Brill y Beggs, pues el error promedio fue de solo 1,62%, además la tendencia de los valores calculados es muy similar a la obtenida graficando los valores reales de Z en función de la presión.

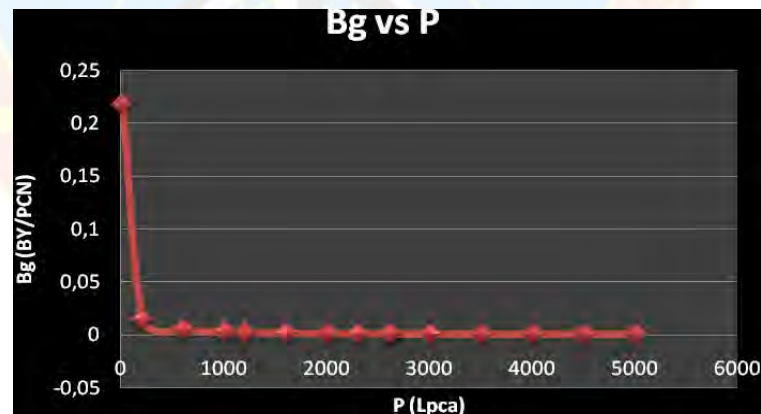
El factor adimensional "Z" es afectado por presión, temperatura y composición del gas, y por lo general varía entre 0,70 y 1,20, representando el valor de 1 el comportamiento de un gas ideal. Como se puede apreciar en la siguiente gráfica, los valores obtenidos de este factor estuvieron dentro de ese rango. Z en este caso varió entre 0,97 y 1.



Gráfica 4.6 Z vs P. PVT sintético

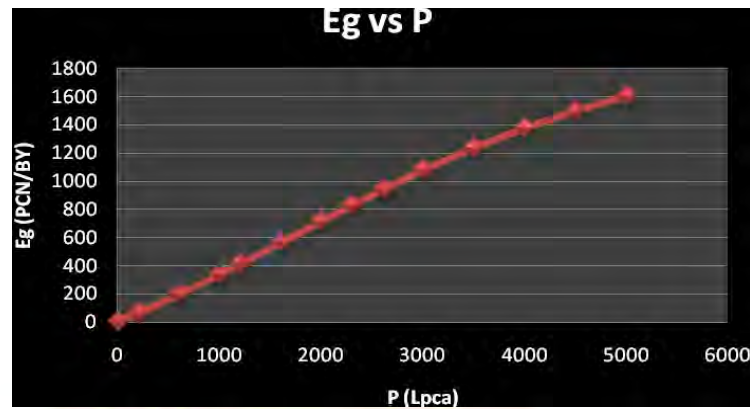
4.3.6 Factor volumétrico del gas

Para el cálculo de esta propiedad se utilizó el Z obtenido por la correlación de Beggs y Brill. El porcentaje de error alcanzado fue de 2,3%, por lo tanto se puede considerar que los valores hallados son aceptables.



Gráfica 4.7 Bg vs P. PVT sintético

Como se pudo apreciar en la gráfica anterior, los valores obtenidos de Bg son bajos y se puede observar que a medida que disminuye la presión de la formación el valor de esta propiedad se incrementa, lo cual coincide con el comportamiento típico de esta propiedad en función de presión.



Gráfica 4.8 Factor de expansión de gas en función de presión. PVT sintético

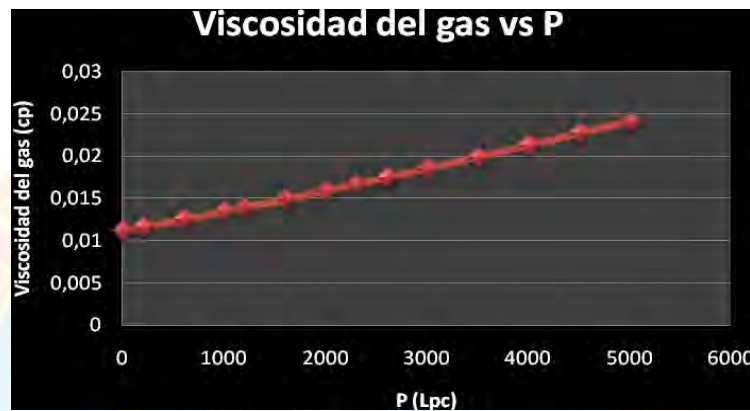
Al graficar Eg vs P se pudo observar que la tendencia de los valores también coincidía con el comportamiento típico de esta propiedad a diversas presiones y temperatura constante.

4.3.7 Viscosidad del gas

Para el cálculo de la viscosidad del gas se utilizó la correlación de Carr-Kobayashi-Burrows, con la cual primeramente se determinó μ_1 en Cp, siendo este valor la viscosidad del gas a la presión de 1atm (14,7 Lpca) y temperatura del yacimiento, luego μ_g representó la viscosidad del gas a la presión y temperatura de interés. El porcentaje de error con el uso de esta ecuación fue de 5,06% y la tendencia de los valores obtenidos con la correlación fue muy similar a la lograda graficando valores reales.

También se utilizó la correlación de Lee González Eakin, sin embargo esta no exhibió buenos resultados, ya que los valores de viscosidad de gas reflejaban cifras muy altas para esa propiedad.

A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de presión, este comportamiento se puede observar en la gráfica de viscosidad del gas en función de presión para el PVT sintético, esto se debe a la disminución de las distancias intermoleculares.



Gráfica 4.9 μ_g vs P. PVT sintético

4.3.8 Viscosidad del Petróleo

Esta propiedad de importancia primordial fue calculada mediante diversas ecuaciones. Primeramente se obtuvo la viscosidad del crudo muerto, para ello se utilizaron las siguientes correlaciones:

- Beal (1946).
- Kaye (1986).
- Ghetto modificada para crudos extrapesados (1994).
- Benninson (1998).
- Bergman (2000).
- Hossain (2005).

Siendo la correlación de Hossain la que presentó el menor porcentaje de error con respecto a los valores de viscosidad a 14,7 Lpca y temperatura de yacimiento, obtenidos de diversos análisis PVT, arrojando un error de 55,43%. A través de la modificación de las constantes de la ecuación original propuesta por Hossain se logro disminuir este error a solo 4,65%. Por ende, la correlación de Hossain modificada fue utilizada en el cálculo de viscosidad del crudo muerto para el PVT sintético.

Luego, la viscosidad del crudo a presiones menores o iguales a la presión de burbujeo fue calculada a través de la correlación de Kartoatmodjo, utilizando la viscosidad del crudo muerto calculada por la correlación de Hossain modificada, obteniéndose inicialmente un error de 109,98%, evidentemente fue necesario modificar las constantes de esta correlación, y al cambiar dichos valores se obtuvo un error de solo 12,67%.

La viscosidad del crudo por encima del punto de burbujeo fue determinada por medio de:

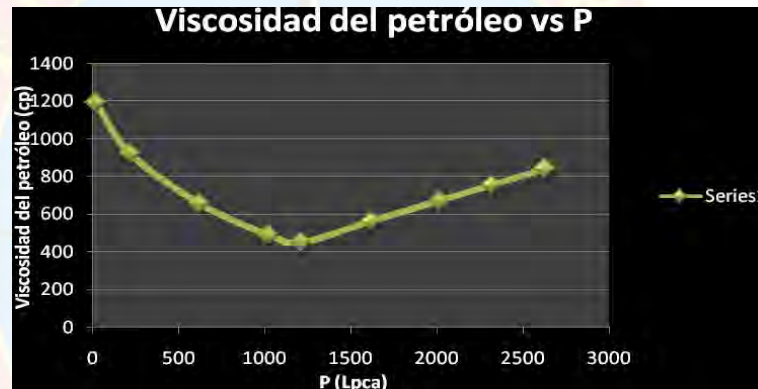
- Correlación de Beal.
- Correlación de Vásquez y Beggs.

El menor error surgió al utilizar la correlación de Beal, sin embargo este era de 19,14%, al modificar las constantes originales de la ecuación se obtuvo un error de 7,4% lo cual es mucho más aceptable.

Al graficar las viscosidades producto del uso de las correlaciones en función de presión, y comparar la tendencia con la mostrada en los datos reales obtenidos de

análisis PVT de diversos pozos, se pudo apreciar que eran muy similares (ver apéndice A).

El comportamiento típico de la viscosidad del petróleo en función de presión a temperatura constante refleja que por debajo de la presión de burbujeo la viscosidad disminuye con aumento de presión, esta tendencia se puede observar en los resultados obtenidos en el PVT sintético, esto se debe al efecto del gas que entra en solución.



Gráfica 4.10 μ_o vs P. PVT sintético

En la gráfica también puede observarse que por encima de la presión de burbujeo la viscosidad del petróleo se incrementa con aumentos de presión, esto ocurre así pues por encima de ese punto no ocurre solubilidad adicional del gas y sólo actúa la compresibilidad.

En el apéndice B se puede observar la serie de ecuaciones utilizadas para el cálculo de cada una de las propiedades físicas del petróleo, gas y agua, sus respectivas constantes originales y las modificadas.

4.4 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO BAJO DIVERSOS ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN

De acuerdo al tipo de fluido presente en el yacimiento (crudo extrapesado) y a los esquemas de explotación que se desean proponer, se escogió trabajar con el simulador de petróleo negro Elipse 100.

4.4.1 Generación del modelo dinámico

En cuanto a la construcción del modelo dinámico del yacimiento, se tiene que las dimensiones del mallado fueron 100m x 100m x 1,5m, fue un yacimiento inicialmente subsaturado, ya que inicialmente no presentó capa de gas, se trabajó con unidades de campo, inicialmente habían dos pozos perforados (abandonado e inactivo) y se planteó perforar más pozos a través de la propuesta de diversos esquemas de explotación.

Previamente se estableció una correlación en la cual se determinó que Morichal Inferior está dividido en tres unidades de flujo, de las cuales sólo la primera es de interés, pues las otras están mojadas. En base a dicho análisis se dividió en el modelo la formación Morichal Inferior del bloque 5 en dos, Morichal Inferior y Morichal Inferior 2. Cabe destacar que el modelo estático se filtró para trabajar sólo con la zona prospectiva de Morichal Inferior.

En la siguiente figura se puede observar la malla de simulación, ella consta de 366560 celdas, y al filtrar el modelo por zonas las celdas en él se redujeron a sólo 123166.

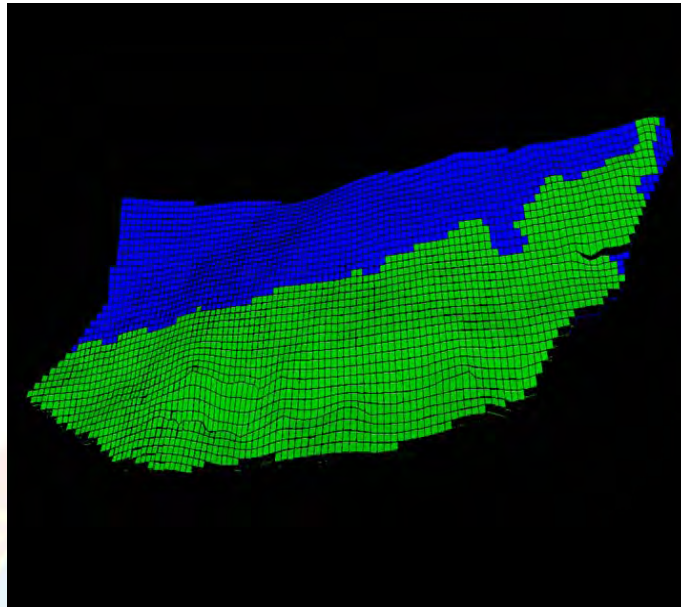


Figura 4.17 Malla para la simulación

Seguidamente se cargaron en Petrel los intervalos completados y la data observada del pozo ELS-17, y se realizó una corrida de simulación únicamente con el pozo mencionado (ya que fue completado en Morichal Inferior bloque 5); la simulación duro un año; esto con el fin de verificar que la data observada (la obtenida de la prueba de producción del pozo ELS-17) se asemeja a la predicción hecha por el simulador, es decir, corroborar que el modelo sea capaz de reproducir la producción observada del pozo; además, verificar que datos como los fluidos inicialmente en sitio concuerden con lo establecido en el libro de reservas oficiales. La gráfica que reflejan los resultados de esta primera simulación se muestra en la siguiente figura.

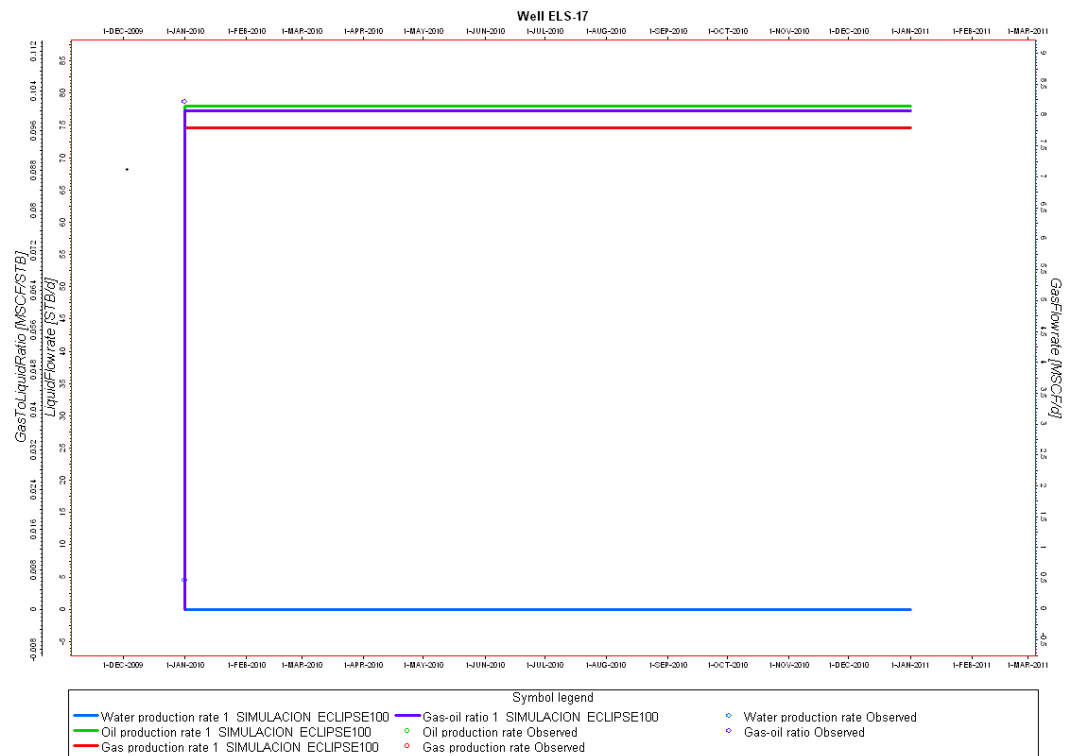


Figura 4.18 Resultados de la primera corrida de simulación
Fuente: Petrel 2008.2

Al simular este primer caso se creó un control, en el cual el pozo sólo produce la tasa observada de petróleo, la cual como se aprecia en la figura anterior (línea verde), se mantiene constante en 78 Bppd a lo largo de toda a predicción. Las otras fases son producidas de acuerdo a sus razones de movilidad. En la gráfica se observa que no existió producción de agua (línea azul), y que la tasa de producción de gas (línea roja) fue muy similar a la data observada de la prueba de producción del pozo ELS-17, y al igual que la tasa de petróleo, se mantuvo constante. En consecuencia el modelo de simulación creado puede reproducir la data de producción observada. Un reporte de producción generado por el simulador se muestra a continuación, en él se observan los valores que se mantienen constantes en la gráfica anterior.

/MpCVP_sim/proyecto/ECLIPSE/PETRODELTA/1_simulacion/1_SIMULACION_ECLIPSE100.PRT - leegueur@10.172.255.100

PRODUCTION REPORT

WELL NAME OR GRID:	LOCATION (I,J,K):	CTRL:MODE:	OIL RATE STB/DAY:	WATER RATE STB/DAY:	GAS RATE MSCF/DAY:	FLUID RES.VOL. RB/DAY:	WATER: GAS/OIL: WAT/GAS: RATIO:	CUT :	CON.PR.:	BHP OR :	THP OR :	STEADY-ST PI OR POTM OF
FIELD	:	:	78.0:	0.0:	7.8:	89.6:0.000:	0.10: 0.0000:	:	:	:	:	:
GROUP 1	GROUP	:	78.0:	0.0:	7.8:	89.6:0.000:	0.10: 0.0000:	:	:	:	:	:
ELS-17	81, 31	:ORAT:	78.0:	0.0:	7.8:	89.6:0.000:	0.10: 0.0000:	2075.8:	0.0:	0.2	0	PI
BLOCK	81, 31, 1:	:	0.6:	0.0:	0.1:	0.7:0.000:	0.10: 0.0000:	2075.8:	2439.4:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 2:	:	1.1:	0.0:	0.1:	1.3:0.000:	0.10: 0.0000:	2076.9:	2440.5:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 3:	:	1.4:	0.0:	0.1:	1.6:0.000:	0.10: 0.0000:	2078.1:	2441.7:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 4:	:	0.7:	0.0:	0.1:	0.8:0.000:	0.10: 0.0000:	2079.3:	2442.9:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 5:	:	0.5:	0.0:	0.0:	0.6:0.000:	0.10: 0.0000:	2080.4:	2444.0:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 6:	:	0.7:	0.0:	0.1:	0.8:0.000:	0.10: 0.0000:	2081.6:	2445.2:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 7:	:	0.6:	0.0:	0.1:	0.6:0.000:	0.10: 0.0000:	2082.7:	2446.3:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 8:	:	0.4:	0.0:	0.0:	0.5:0.000:	0.10: 0.0000:	2083.9:	2447.5:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 9:	:	0.3:	0.0:	0.0:	0.4:0.000:	0.10: 0.0000:	2085.0:	2448.5:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 10:	:	1.6:	0.0:	0.2:	1.8:0.000:	0.10: 0.0000:	2086.2:	2449.6:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 11:	:	3.3:	0.0:	0.3:	3.8:0.000:	0.10: 0.0000:	2087.4:	2450.7:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 12:	:	1.9:	0.0:	0.2:	2.2:0.000:	0.10: 0.0000:	2088.5:	2451.9:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 13:	:	2.8:	0.0:	0.3:	3.2:0.000:	0.10: 0.0000:	2089.7:	2453.0:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 14:	:	3.5:	0.0:	0.3:	4.0:0.000:	0.10: 0.0000:	2090.8:	2454.1:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 21:	:	2.0:	0.0:	0.2:	2.3:0.000:	0.10: 0.0000:	2098.9:	2459.9:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 22:	:	2.5:	0.0:	0.3:	2.9:0.000:	0.10: 0.0000:	2100.1:	2460.9:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 23:	:	2.9:	0.0:	0.3:	3.3:0.000:	0.10: 0.0000:	2101.3:	2462.0:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 24:	:	2.9:	0.0:	0.3:	3.3:0.000:	0.10: 0.0000:	2102.4:	2463.0:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 25:	:	5.5:	0.0:	0.5:	6.3:0.000:	0.10: 0.0000:	2103.6:	2464.1:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 26:	:	6.9:	0.0:	0.7:	7.9:0.000:	0.10: 0.0000:	2104.7:	2465.2:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 27:	:	6.6:	0.0:	0.7:	7.6:0.000:	0.10: 0.0000:	2105.9:	2466.3:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 28:	:	6.2:	0.0:	0.6:	7.1:0.000:	0.10: 0.0000:	2107.0:	2467.5:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 29:	:	8.0:	0.0:	0.8:	9.2:0.000:	0.10: 0.0000:	2108.2:	2468.6:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 30:	:	6.4:	0.0:	0.6:	7.4:0.000:	0.10: 0.0000:	2109.4:	2469.8:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 31:	:	4.5:	0.0:	0.5:	5.2:0.000:	0.10: 0.0000:	2110.5:	2470.9:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 32:	:	2.4:	0.0:	0.2:	2.7:0.000:	0.10: 0.0000:	2111.7:	2472.1:	0.0	0	PI
BLOCK	81, 31, 33:	:	1.8:	0.0:	0.2:	2.1:0.000:	0.10: 0.0000:	2112.8:	2473.3:	0.0	0	PI

Figura 4.19 Reporte de producción de la primera corrida de simulación
Fuente: Eclipse100

Además, con esta primera corrida, se observó que no existieron cambios importantes en las saturaciones de fluidos y la presión del sistema, ya que esta última durante un año declinó desde 2618 Lpc hasta 2610,76 Lpc; y se alcanzó que el modelo fuera convergente en la solución de las ecuaciones diferenciales dentro del simulador.

4.4.2 Predicciones de producción en varios escenarios

En la generación de los distintos escenarios considerados en la fase de predicción del yacimiento Morichal Inferior 101 que permitieron definir el mejor plan de explotación, se tomaron las siguientes consideraciones:

- En todos los casos se utilizó un límite económico de 10 BPPD, un máximo corte de agua de 0.98 y un BHP de 200 Lpc, considerando que las bombas no pueden trabajar en vacío.
- Todas las predicciones fueron realizadas con un horizonte económico de 15 años (del 1 de Enero de 2012 al 1 de Enero de 2027).
- En todos los escenarios se realizaron sensibilidades en las siguientes variables: mecanismo de producción, tipo de pozo y tasa de producción de líquido (LRAT), con el fin de evaluar el comportamiento del yacimiento bajo diversos casos.

A continuación se describen los distintos escenarios de producción creados:

4.4.2.1 Casos de Pozos verticales

En este caso se estudió el comportamiento de producción bajo un esquema de producción natural, creando un total de 89 pozos verticales a 300 metros de espaciamiento, abarcando toda el área del yacimiento, perforando dos pozos por mes, con el fin de evaluar el factor de recobro durante un período de 15 años.

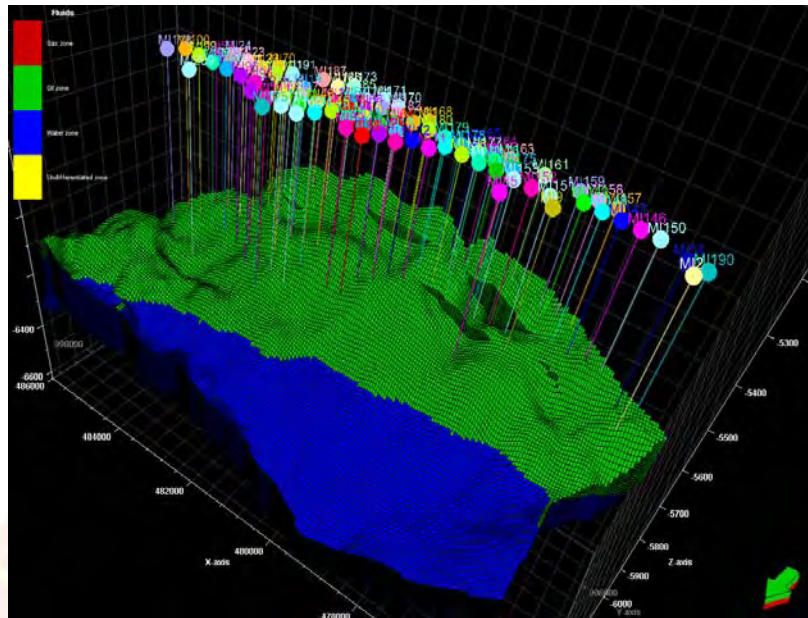


Figura 4.20 Distribución de pozos verticales propuestos en el yacimiento

En la figura 4.20 se muestra la distribución de pozos verticales en toda el área del yacimiento en estudio, como se observa, los pozos se perforaron en la zona de petróleo (zona verde) a una distancia razonable del contacto agua petróleo. Los resultados de este caso están divididos de acuerdo a las sensibilidades realizadas, derivándose en 9 casos diferentes con sus respectivos resultados.

a) Casos de acuífero activo

En estos casos se simuló el recobro del yacimiento asumiendo acuífero activo (se introdujo un acuífero Carter Tracy infinito) y se realizaron sensibilidades con diferentes tasas de líquido, los resultados de éstas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.6. Resultados del análisis de tasa máxima

Tasa máxima de líquido (B/D)	NP (MMBN)	WP (MMBN)	GP (MPCN)	R (%)
500	47,07	31,21	1793 6040	,4
1000	48,27	43,58	1804 7854	,6
1500	48,36	45,76	1808 0550	,7

Los resultados indican que la tasa de producción más idónea para drenar el yacimiento durante un período de 15 años considerando este tipo de pozo, es la de 500 B/D, ya que éste caso presenta un factor de recobro muy similar a los casos en los cuales la tasa de producción es de 1000 y 1500; además, la producción acumulada de petróleo supera a la producción acumulada de agua (ver figura 4.21), y aunque ésta última es significativa, no es mayor que la producción acumulada de petróleo (representada por la línea verde de la figura 4.21), además, este es el caso en el cual hay menor producción de agua acumulada, por esta razón es el caso que presenta menor declinación de presión.

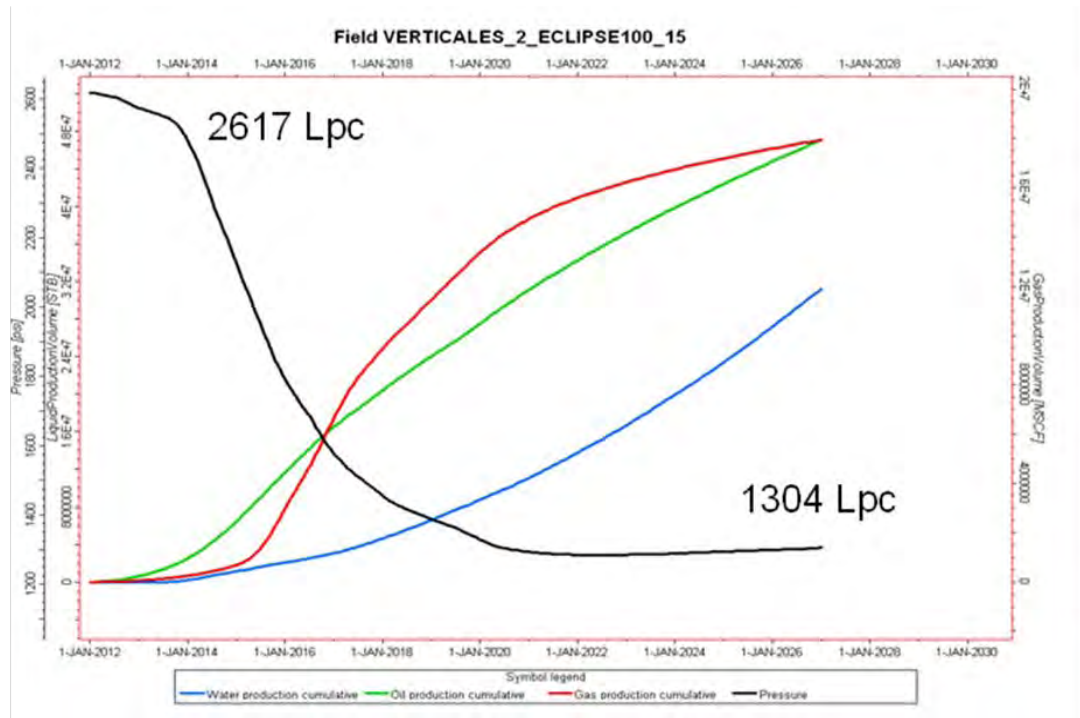


Figura 4.21 Acumulados de petróleo, agua y gas, y perfil de presión para los pozos verticales con LRAT=500

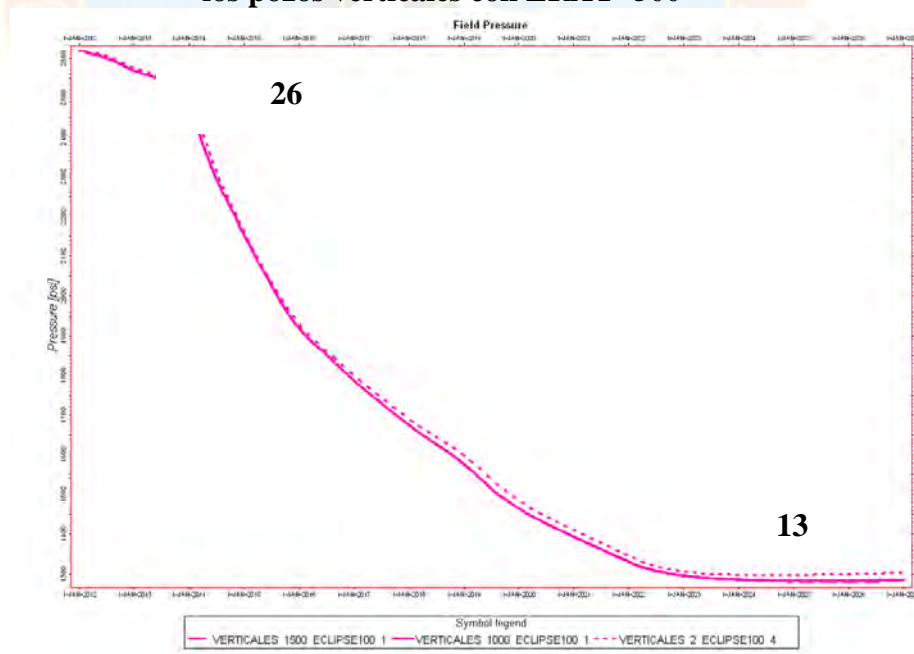


Figura 4.22 Perfil de presión de los 3 casos del análisis de tasa máxima

La presión en este caso declinó drásticamente desde 2618 Lpc hasta 1304 Lpc debido a la producción de fluidos, observándose un mantenimiento de presión a partir del 2022; la alta producción de agua en todos los casos se debe a este alto diferencial de presión, debido a que hay muchos pozos drenando el área, lo cual permite la canalización del acuífero hacia estos.

Se simuló el comportamiento del yacimiento produciendo los 89 pozos a su máximo potencial, sin embargo tomando en cuenta consideraciones de infraestructura se realizó una nueva corrida de simulación controlando los pozos por grupo a una tasa de petróleo determinada, de manera que no se observarán elevadas tasas de petróleo por un período de tiempo limitado, por ello la tasa de petróleo fue controlada a nivel de todo el yacimiento con un límite máximo de 10000 Bls/d.

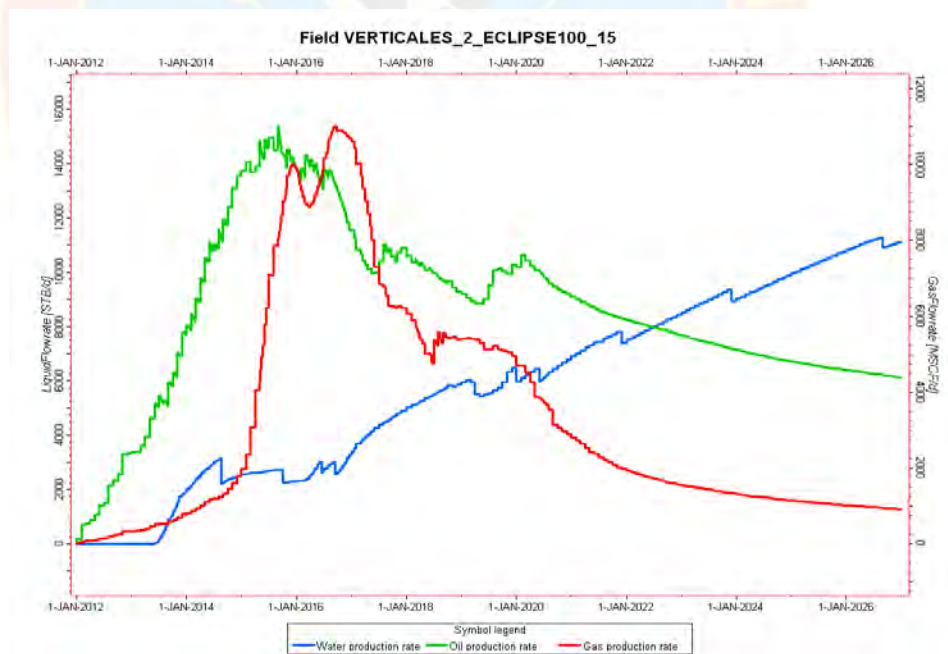


Figura 4.23 Tasas de petróleo, gas y agua por campo. LRAT = 500



Figura 4.24 Tasas de petróleo, gas y agua por campo. LRAT = 500 (control por grupo)

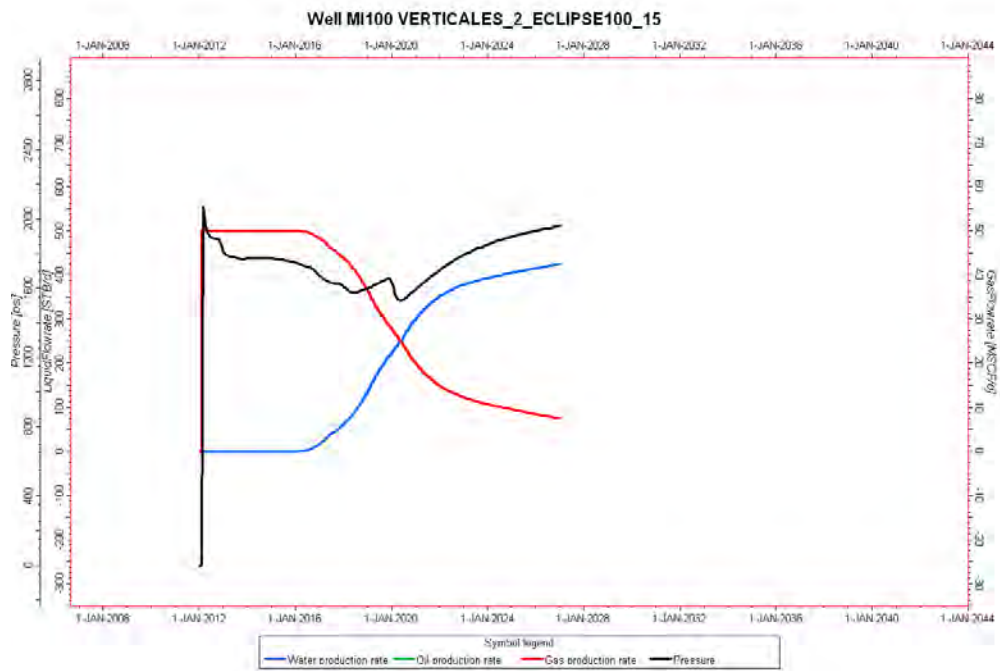


Figura 4.25 Pozo tipo. LRAT = 500

De acuerdo a la figura 4.25, el pozo MI100 comenzó a producir en el 2012, las tasas de petróleo y gas declinaron progresivamente, mientras el agua empezó a irrumpir en el 2017, ya que el pozo se encuentra lo suficientemente alejado del acuífero. La producción de hidrocarburos declinó considerablemente cuando se comenzó sentir la actividad del acuífero en el pozo, por cuanto el volumen de agua producida se hacía mayor.

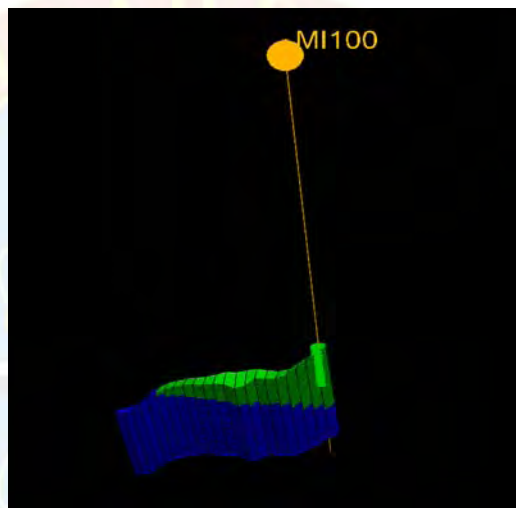


Figura 4.26 Ubicación del pozo tipo el mallado para la simulación

La figura 4.26 muestra la completación del pozo en el mallado de simulación, de acuerdo a esta, se evidencia que el pozo se perforó alejado del contacto agua petróleo.

b) Casos de acuífero mediano

En este caso se asumió que el mecanismo de producción predominante es un acuífero de mediana actividad, las sensibilidades efectuadas a este caso se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.7. Resultados del análisis de tasa máxima. Verticales. Acuífero mediano.

Tasa máxima de líquido (B/D)	NP (MMBN)	WP (MMBN)	GP (MPCN)	R (%)
500	41,61	24,13	1869 2612	,5
1000	41,54	29,51	1881 2686	,4
1500	41,46	30,45	1886 5002	,4

Como se puede observar en la tabla anterior, el valor de tasa más idóneo para producir el yacimiento suponiendo que este posee un acuífero de actividad media es la de 500 B/D, ya que el factor de recobro obtenido es muy similar en los tres casos en los cuales se sensibilizaron las tasas máximas de líquido.

c) Casos de Yacimiento Volumétrico

En este caso se simuló el comportamiento del yacimiento asumiendo que éste es volumétrico, es decir que la intrusión de agua es igual a cero. Los resultados de las sensibilidades de la tasa máxima se presentan en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Resultados del análisis de tasa máxima para los pozos verticales. Yacimiento volumétrico

Tasa máxima de líquido (B/D)	NP (MMBN)	WP (MMBN)	GP (MPCN)	F R (%)
500	22,50	6,15	283 82662	4 ,03
1000	22,40	6,40	284 57136	4 ,01
1500	22,30	6,42	284 23112	3 ,99

De acuerdo a este caso, la mejor tasa para drenar el yacimiento volumétrico será de 500 B/D, sin embargo, el recobro es significativamente menor en comparación con los casos en los cuales se presume acuífero activo y acuífero mediano; y en especial, la producción de agua acumulada es mucho menor, por no existir intrusión de agua hacia el yacimiento, y la caída de presión es muy significativa, pasando de 2618 Lpc inicialmente hasta aproximadamente 550 Lpc al final de la simulación.

Los perfiles a nivel de yacimiento de todos estos casos se presentan en los apéndices C, D y E.

4.4.2.2 Casos de Pozos horizontales y direccionales

En este escenario se simuló el comportamiento del yacimiento bajo producción natural, diseñando pozos horizontales y direccionales en macollas y perforando un pozo por mes, para esto se utilizaron las 4 plataformas existentes en el campo El Salto (PLAT. ELS-31, PLAT. B5 SUR, PLAT. B5 CENTRO y PLAT B5 ESTE), para utilizar las coordenadas de superficie de las plataformas en el diseño de los pozos, obteniéndose un total de 4 localizaciones en superficie y 40 pozos entre todas las macollas, con 300 metros de espaciamiento entre secciones horizontales.

A través de corridas de simulación, se realizó una sensibilidad a la longitud de la sección horizontal de los pozos, con el fin de diseñar todos estos de la forma más adecuada.

En base a los resultados de las corridas de simulación, se escogió crear pozos horizontales y direccionales con una sección horizontal de 1200 pies, ya que, como se observa en las figuras 4.27, 4.28 y 4.29, la producción acumulada de petróleo es bastante similar en los tres casos propuestos, evaluados a diferentes longitudes de sección horizontal del pozo (1200, 1500 y 2000 pies de longitud de sección

horizontal), además, existe menor producción de gas en el caso de la sección horizontal de 1200 pies, y menor caída de presión del yacimiento, magnitud de vital importancia pues es la fuerza que promueve el movimiento de los fluidos en el medio poroso. El diseño de los pozos se muestra en la figura 4.30.

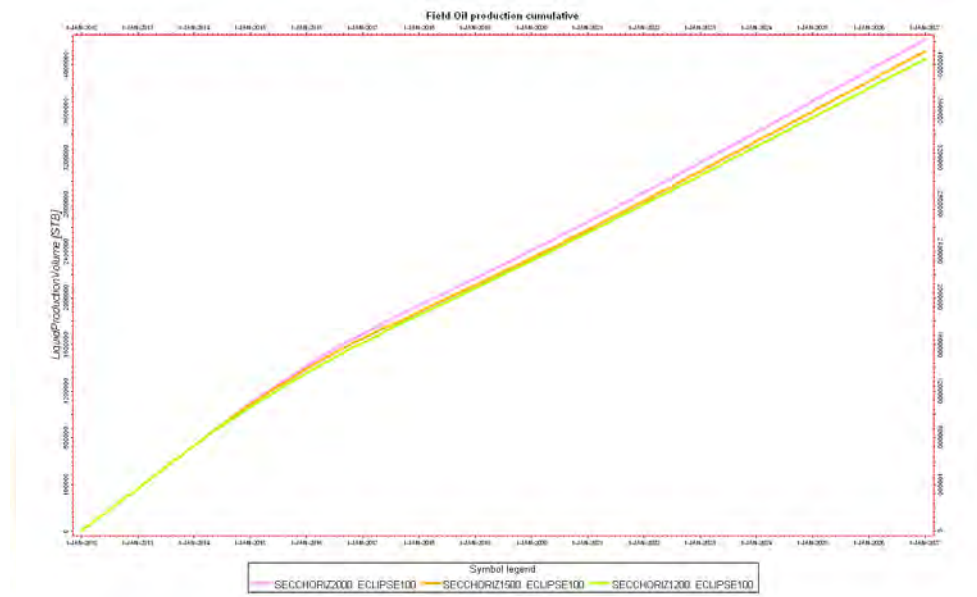


Figura 4.27 Producción acumulada de petróleo variando la longitud de la sección horizontal de un pozo

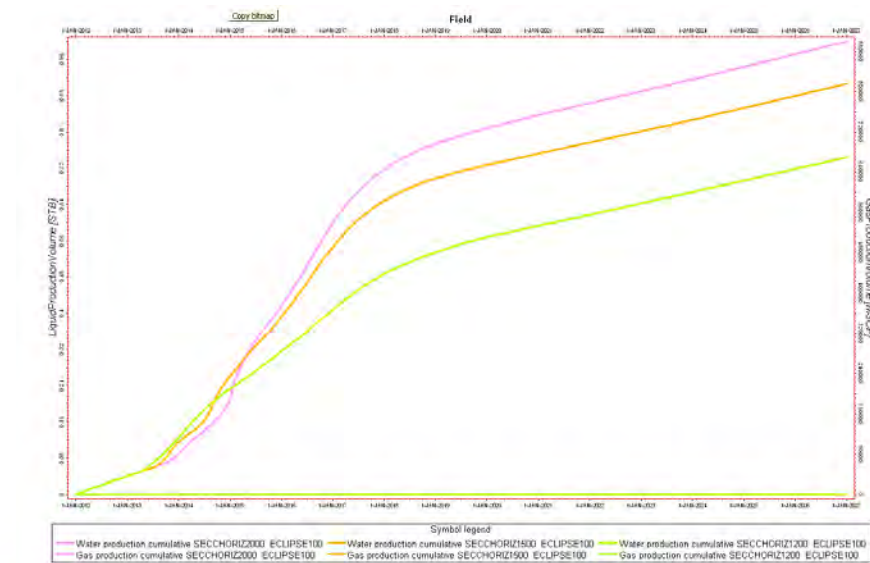


Figura 4.28 Producción acumulada de agua y gas variando la longitud de la sección horizontal de un pozo

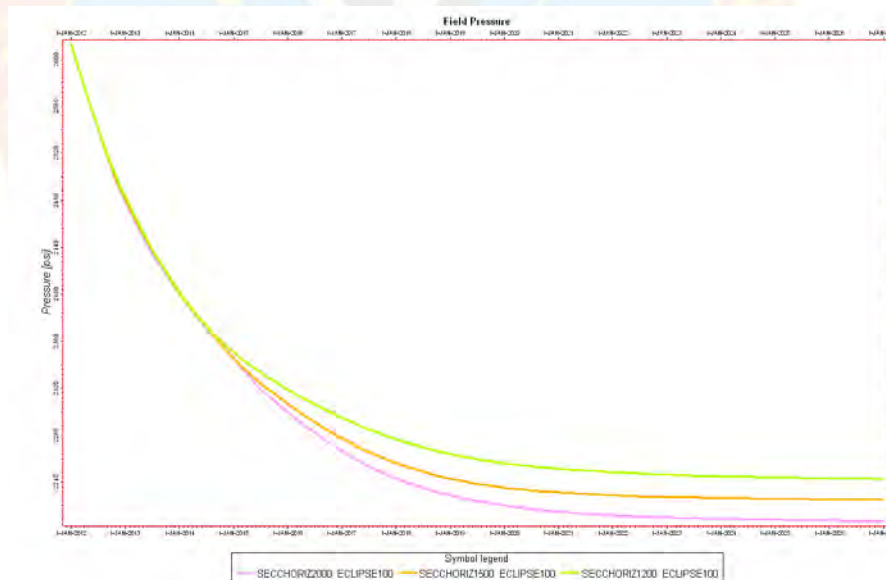


Figura 4.29 Perfil de presión variando la longitud de la sección horizontal de un pozo

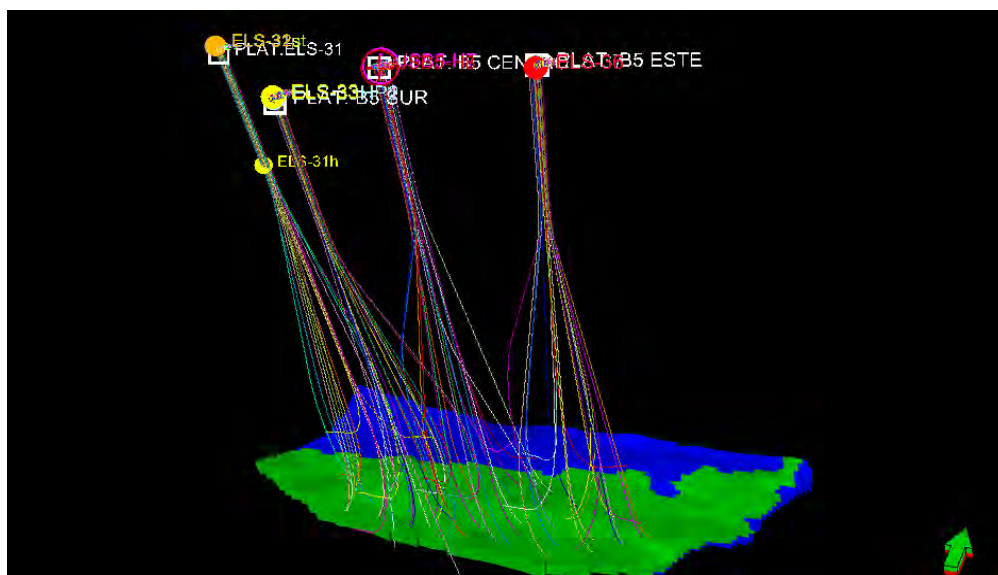


Figura 4.30 Diseño de pozos horizontales y direccionales en macollas

Al igual que en el caso de los pozos verticales, se efectuaron sensibilidades en dos variables principales: el mecanismo de producción natural y la tasa de producción de líquido (LRAT), un resumen de los resultados para todos estos casos se muestra en las tablas 4.9, 4.10 y 4.11, presentadas a continuación.

Tabla 4.9 Resultados del análisis de tasa máxima. Macollas. Acuífero activo

MECANISMO DE PRODUCCIÓN: ACUÍFERO ACTIVO				
Tasa máxima de líquido (B/D)	NP (MMBN)	WP (MMBN)	GP (MPCN)	R (%)
1000	38,57	35,35	1465 9657	,9
1500	38,67	45,91	1484 5599	,9
2000	39,15	53,48	1490 4878	,0

Tabla 4.10 Resultados del análisis de tasa máxima. Macollas. Acuífero mediano

MECANISMO DE PRODUCCIÓN: ACUÍFERO MEDIANAMENTE ACTIVO				
Tasa máxima de líquido (B/D)	NP (MMBN)	WP (MMBN)	GP (MPCN)	R (%)
1000	35,00	28,23	1526 6606	,3
1500	35,30	34,53	1536 2463	,3
2000	35,18	38,89	1538 8934	,3

Tabla 4.11 Resultados del análisis de tasa máxima. Macollas. Yacimiento Volumétrico

YACIMIENTO VOLUMÉTRICO				
Tasa máxima de líquido (B/D)	NP (MMBN)	WP (MMBN)	GP (MPCN)	R (%)
1000	23,32	8,95	2319 8406	,2
1500	22,90	9,91	2353 9214	,1
2000	22,45	10,52	2376 0750	,0

De acuerdo a los resultados plasmados en estas tablas, el escenario donde se obtiene el mayor recobro de crudo es cuando el mecanismo de producción natural es por acuífero activo, siendo la tasa de 1000 B/D la más adecuada para drenar el yacimiento, ya que con las otras tasas se obtiene un recobro muy similar del POES.

Según los resultados reflejados en la tabla 4.9, el mejor caso de este escenario (acuífero activo) le corresponde a la producción del yacimiento empleando una tasa de líquido máxima de 1000 B/D, ya que el factor de recobro es muy similar al obtenido produciendo con tasas de 1500 y 2000 barriles por día respectivamente. Además, es el caso en el cual se produce menor cantidad de agua, y la producción de

petróleo supera a la producción acumulada de agua. La producción acumulada de fluidos y el perfil de presiones se muestran en la siguiente figura.

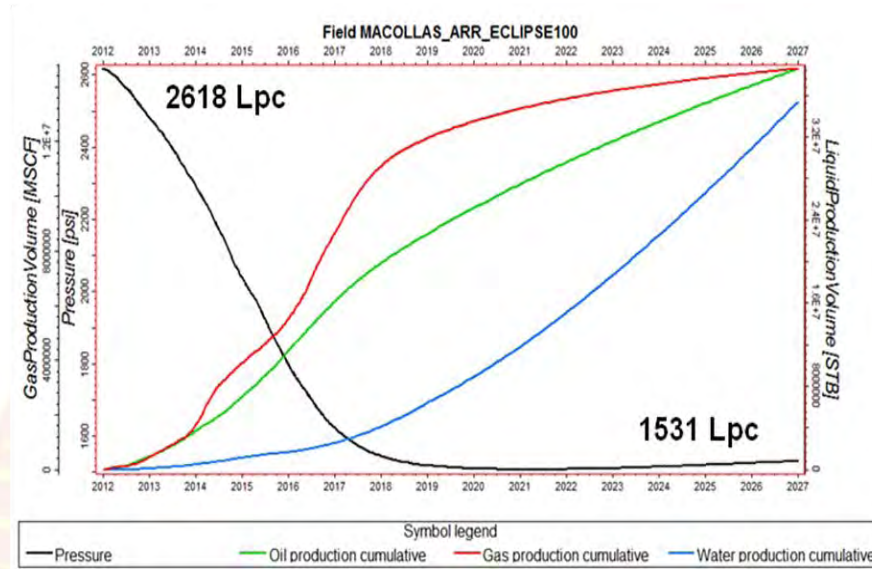


Figura 4.31 Producción acumulada de fluidos y perfil de presiones de los pozos en macollas. Acuífero activo.

En la figura anterior se ratifica lo explicado anteriormente; además, puede observarse que a nivel de yacimiento la presión disminuye de 2618 Lpc en su condición inicial hasta aproximadamente 1531 Lpc, a raíz de esto se puede inferir que la presión del yacimiento no cae por debajo de la presión de burbujeo, por lo cual éste no desarrollará capa de gas. Cabe destacar que existió un mantenimiento de presión a partir del 1 de enero del 2020, esto se debe al efecto que genera el acuífero activo al cambio de presión generado en el yacimiento. La caída de presión en este escenario y en particular en este caso en comparación con el caso de los pozos verticales fue menor, por cuanto existe una mayor área de flujo en los pozos horizontales, menor liberación de gas, y menor caída de presión para producir a una tasa determinada.

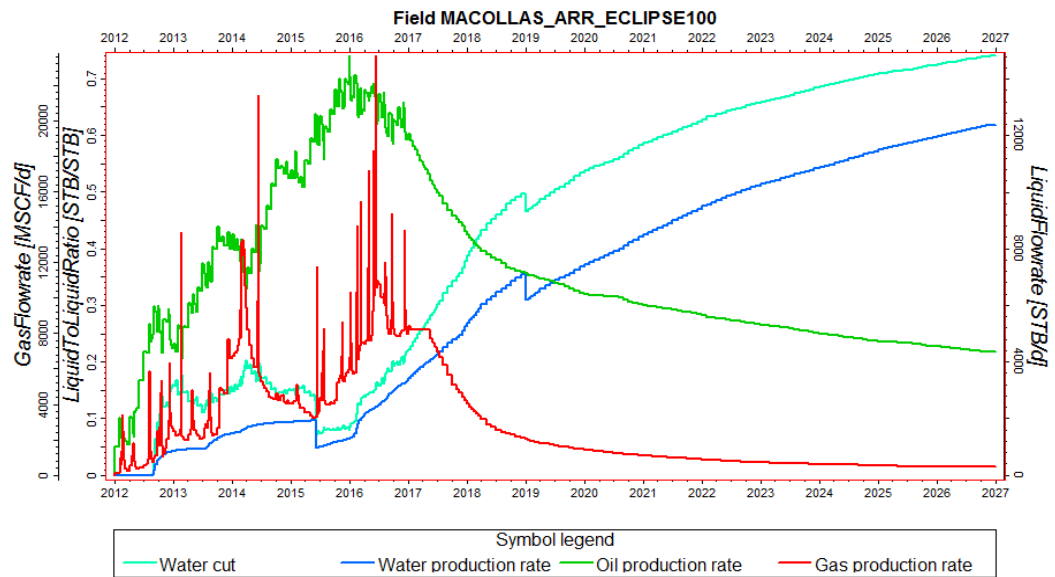


Figura 4.32 Tasas de fluidos de los pozos en macollas. Acuífero activo.

En cuanto a las tasas de petróleo, gas y agua, la primera (representada por la curva verde en la figura 4.32) comenzó a incrementarse a partir del 2012 debido a la perforación de pozos, hasta el año 2017 donde comienza a declinar hasta el final de la predicción. Por otro lado, la producción de agua aumenta progresivamente, mientras que la de los dos fluidos restantes disminuye. El gas comienza a producirse rápidamente al inicio, debido a la caída de presión que se genera en el área de flujo de cada pozo.

Un pozo tipo para este caso se muestra en la siguiente figura, en la cual se observa la caída de presión, las tasas de producción de petróleo, gas y agua y el corte de agua; variables que muestran un comportamiento razonable, ya que cuando el pozo es abierto a producción a finales del año 2016, se empieza a producir al máximo control establecido para la tasa de líquido, reflejando una tasa de petróleo que se mantiene constante y máxima (en este caso 1000 B/D) alrededor de un año, luego la

producción de hidrocarburos comienza a declinar por la irrupción del acuífero, la cual a su vez hace que la presión que venía declinando, se incremente.

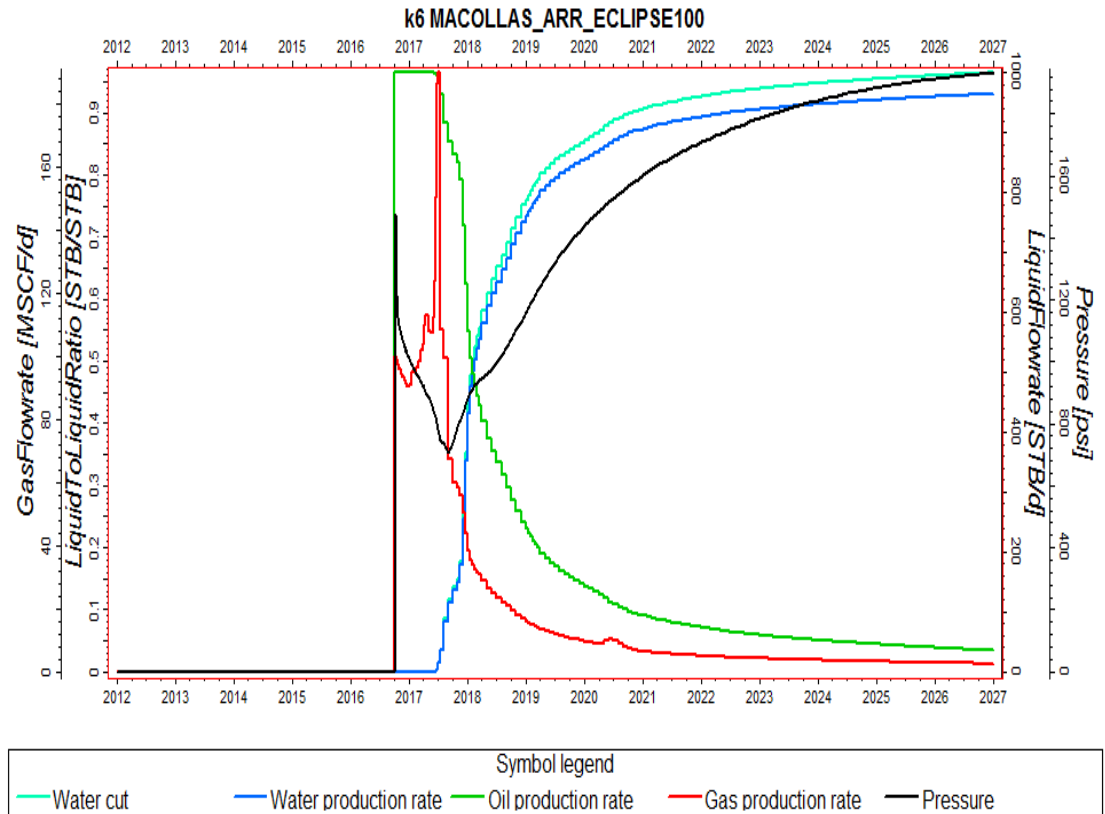


Figura 4.33 Pozo tipo para el caso de pozos en macollas con acuífero activo

4.5 SELECCIÓN DEL MEJOR ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN MEDIANTE UNA EVALUACION ECONÒMICA

En esta etapa se evaluó la factibilidad económica de dos grandes casos: pozos verticales con tasa máxima de líquido de 500 B/D y pozos en macollas, horizontales y direccionales con tasa máxima de 1000 B/D, considerando diferentes tipos de acuíferos (activo, mediano y volumétrico). Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 4.12 Resultados de la evaluación económica de los esquemas

Caso	Inver sión	TIR (%)	VPN - 10%
Verticales 500. Acuífero activo	\$222. 500.000	15	\$71. 886.264
Macollas 1000. Acuífero activo	\$144. 000.000	21	\$98. 901.947
Verticales 500. Acuífero mediano	\$222. 500.000	14	\$51. 547.292
Macollas 1000. Acuífero mediano	\$144. 000.000	20	\$83. 877.439
Verticales 500. Yacimiento volumétrico	\$222. 500.000	9	\$13. 236.775
Macollas 1000. Yacimiento volumétrico	\$144. 000.000	17	\$42. 592.728

En la tabla anterior, la inversión representa el costo de perforación y completación de cada pozo de los diversos esquemas (2,5MM\$ representa el costo de los pozos verticales y 3,6MM\$ cada pozo horizontal o desviado). Se presentan además, valores de TIR y VPN al 10%(tasa de descuento a utilizar en las evaluaciones económicas de los proyectos a ser sometidos al presupuesto de inversiones 2012) de cada esquema.

Como se puede apreciar, los casos en los cuales se plantea drenar las reservas del yacimiento a través de la implementación de pozos verticales no son factibles desde el punto de vista económico pues arrojaron un valor de TIR por debajo del 15%, el cual es la tasa de retorno mínima para los proyectos de inversión capital de la corporación; sin embargo, todos los casos de pozos horizontales y direccionales en macollas presentaron resultados favorables en cuanto a los indicadores económicos (TIR mayor a 15% y VPN mayor a 0), independientemente del mecanismo de producción que predomine.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El yacimiento Morichal Inferior 101 está ubicado en profundidad entre 5787,68 y 6276,02 pies en TVDSS.
- El contacto agua petróleo original del yacimiento se estimó a 6085 pies en TVDSS.
- La presión inicial del yacimiento Morichal Inferior 101 se estimó en 2624,6 Lpca, a una temperatura de 177 grados Fahrenheit.
- La saturación de agua irreducible obtenida para el yacimiento fue de 11%.
- La porosidad promedio en el yacimiento es de 28%, y la permeabilidad de 2688 mD.
- El yacimiento en estudio se encuentra subsaturado y la presión de burbujeo está en 1212 Lpca.
- La viscosidad del crudo vivo del yacimiento es de 842cp a condiciones iniciales.
- El recobro de petróleo del yacimiento es más afectado por el tipo de acuífero presente que por las tasas de producción, variando de 7%, 6% y 4% asumiendo acuífero activo, mediano y yacimiento volumétrico respectivamente.
- Cuando el yacimiento se asume volumétrico genera recobros menores (4%), mientras que los de acuífero activo son los escenarios más favorables (7%).
- La propuesta más rentable es la perforación de pozos en macollas, independientemente del tipo de acuífero presente, ya que resulta un TIR mayor a 15% y un VPN mayor a 0 en todos los casos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar análisis PVT de laboratorio para el yacimiento, con el fin de lograr una mejor caracterización de las propiedades físicas de los fluidos.
- Efectuar análisis de núcleo para determinar los parámetros petrofísicos claves: m , n y a ; así como también las presiones capilares, permeabilidades relativas de los fluidos presentes, saturación de agua irreducible y humectabilidad de la roca.
- Actualizar el modelo de simulación del yacimiento a medida que se adquiera data nueva y consistente.
- Realizar una evaluación económica que involucre el costo de ampliación de plataformas existentes en el campo El Salto y el costo de infraestructura de cada pozo vertical.
- Efectuar un estudio para implementar métodos de recuperación mejorada en el yacimiento Morichal Inferior 101, debido a la alta viscosidad del crudo que en él se encuentra.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, T. (2001). Reservoir Engineering Handbook 2° Edition, Gulf Professional Publishing, Houston Texas.

AHMED, T y McKINNEY P. (2005). Advanced Reservoir Engineering, Gulf Professional Publishing, Houston Texas.

ARIAS, F. (2006). El Proyecto de Investigación, 5° Edición, Editorial Episteme, Caracas, Venezuela.

BÁNZER, C. (1996). Correlaciones numéricas P.V.T. Edición preliminar, Universidad del Zulia, Venezuela.

BERGMAN, D, BP AMERICA y SUTTON, R (2007). A Consistent and Accurate Dead – Oil – Viscosity Method. SPE 110194.

CARRASQUEL, S. (2006). Esquema óptimo de explotación del yacimiento RG-107, arena MO-K, Campo Santa Rosa, área mayor de Anaco, mediante la caracterización del modelo estático y dinámico, Trabajo de Grado No Publicado, Universidad de Oriente, Venezuela.

ECLIPSE BLACKOIL, (2005). Simulador de Yacimientos, Guía para el Usuario”. Versión 2008.2.

ESCOBAR, F. (2004). Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana.

Evaluación Técnica del campo El Salto. (2005). Gerencia de Subsuelo.

HURTADO, O (2010). Propuesta de esquemas de explotación en las arenas D, E, y F pertenecientes al yacimiento oficina 37 del campo Uracoa, Estado Monagas, Trabajo de Grado No Publicado, Universidad de Oriente, Venezuela.

JIMÉNEZ, J y TOVAR, L. (2009). Manual de estudios integrados de yacimientos, volumen 2. Modelo de datos – ingeniería y simulación de yacimientos. PDVSA N° EIY-02-01-08.

Lineamientos para la evaluación económica de proyectos de inversión capital (LEEPIC) 2012. (2011). Dirección Ejecutiva de finanzas/Gerencia corporativa de evaluaciones financieras de negocios nacionales e internacionales.

Proyecto del campo El Salto (2011). Gerencia de Subsuelo, Petrel 2008.1.

Reporte de registro MFT ELS-31(2009). Weatherford.

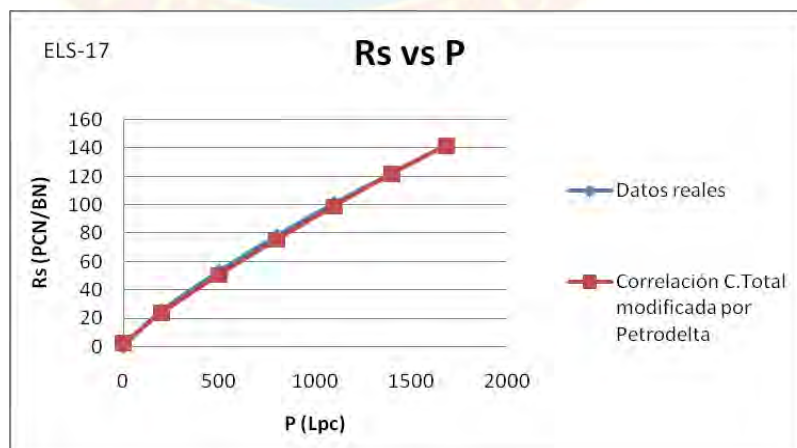
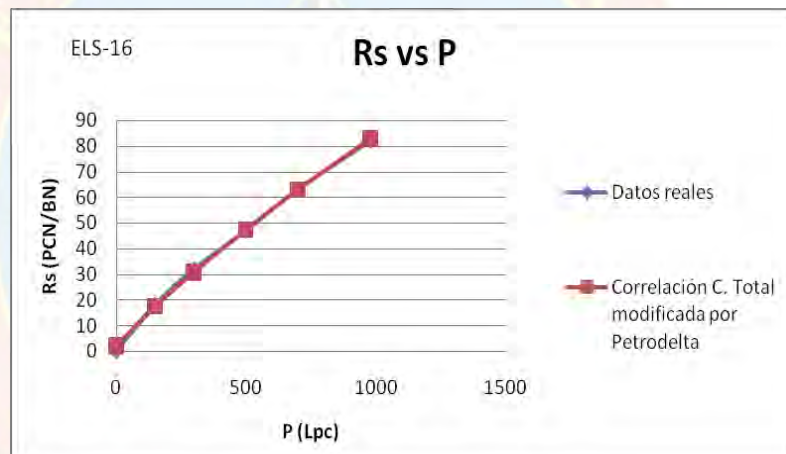
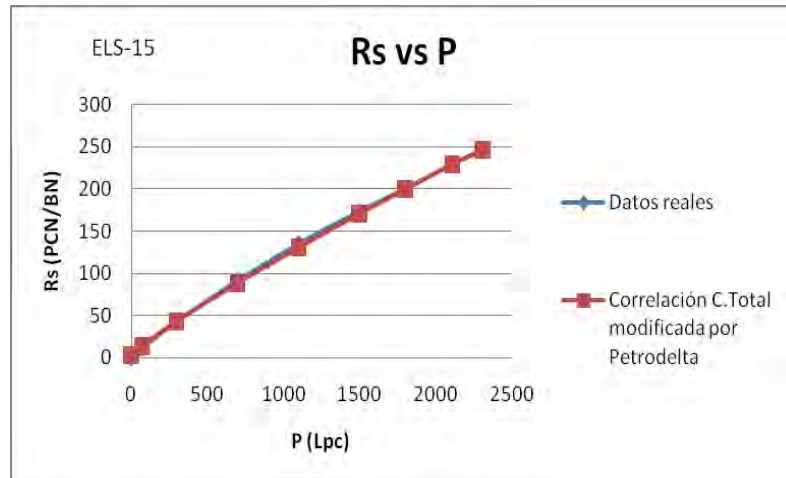


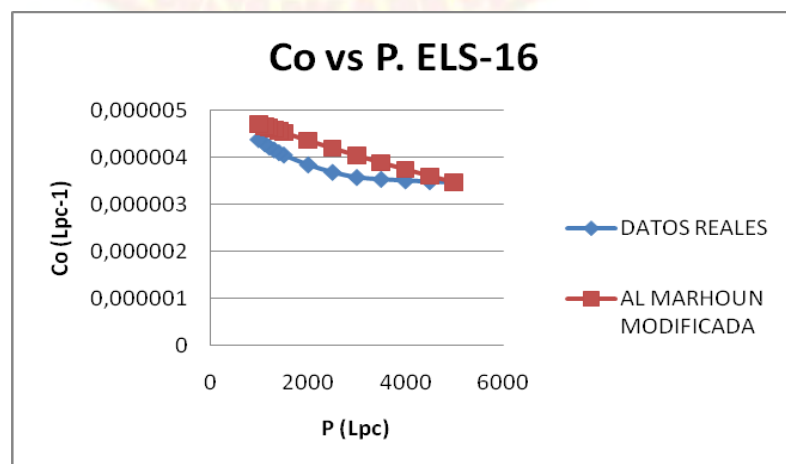
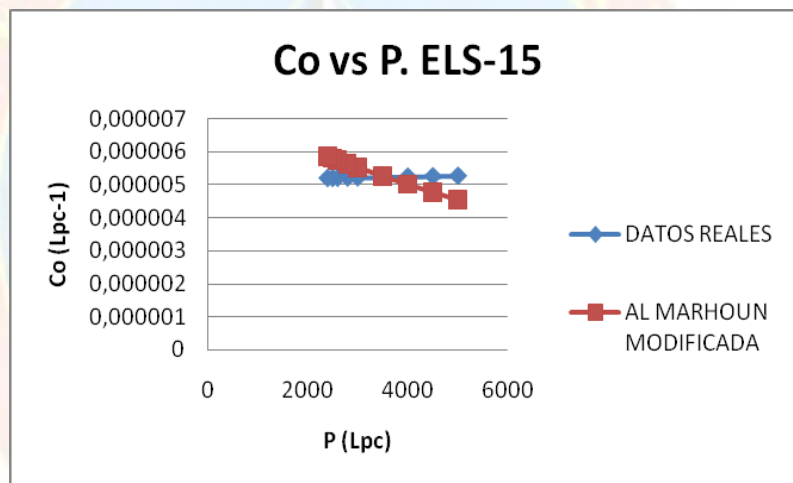
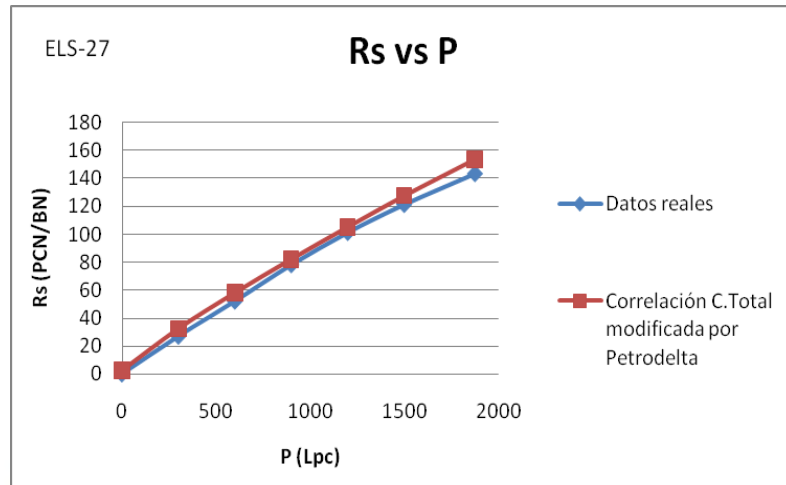
APÉNDICES

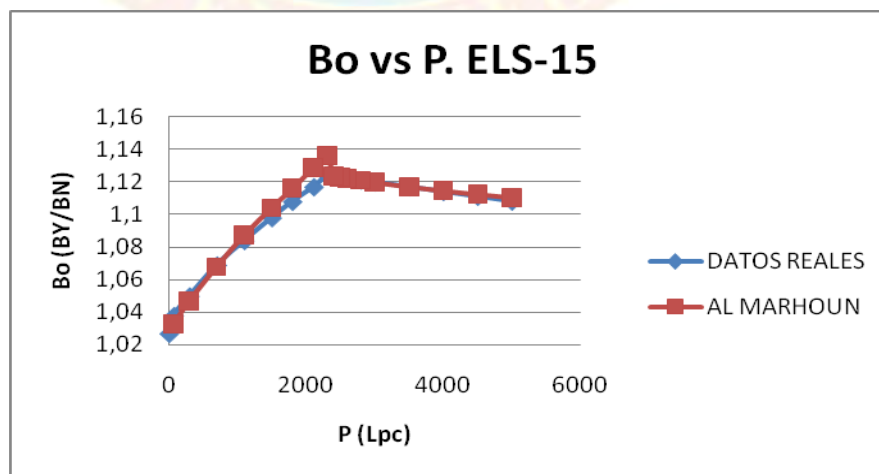
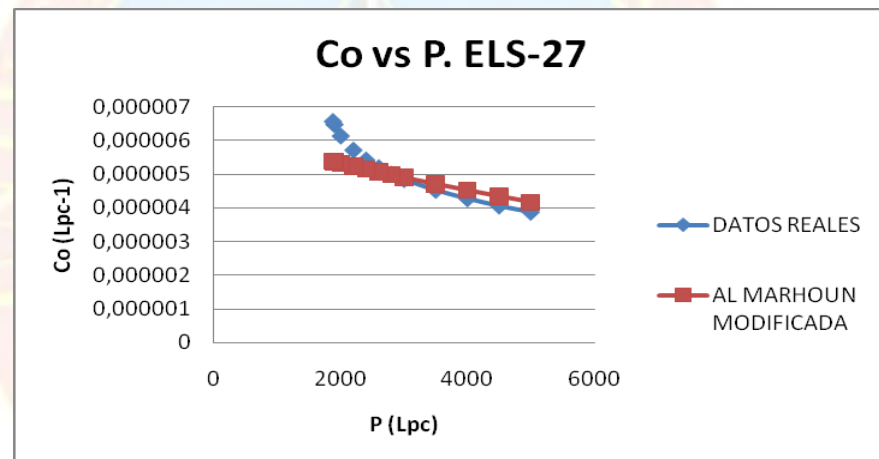
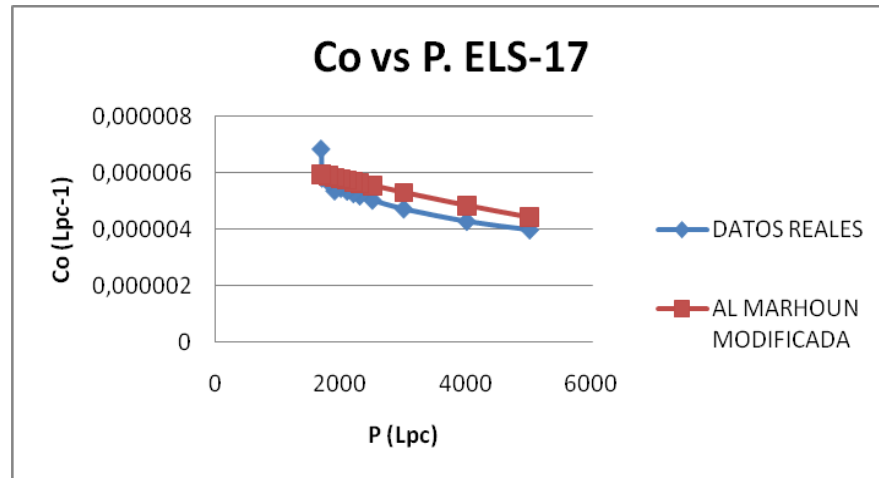


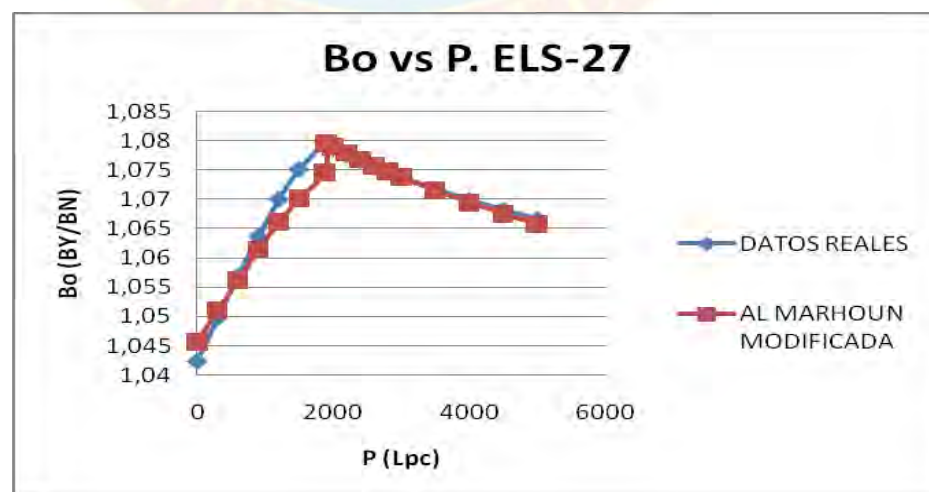
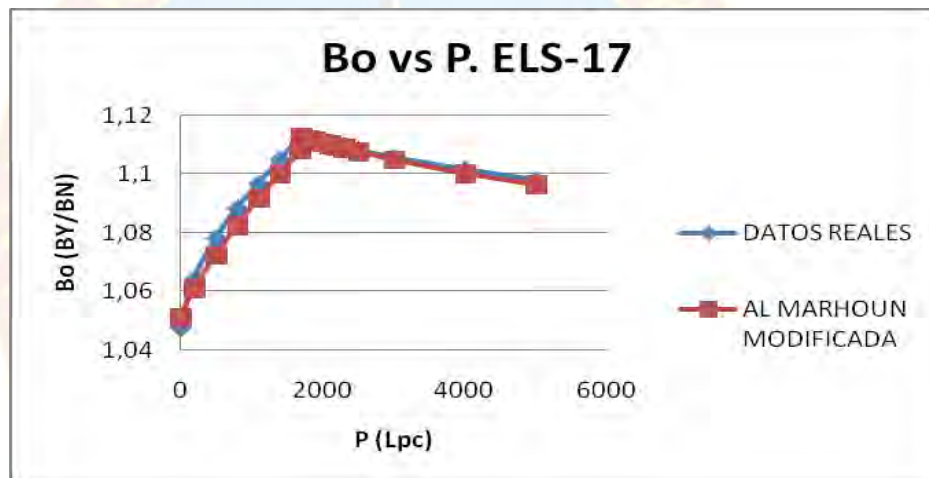
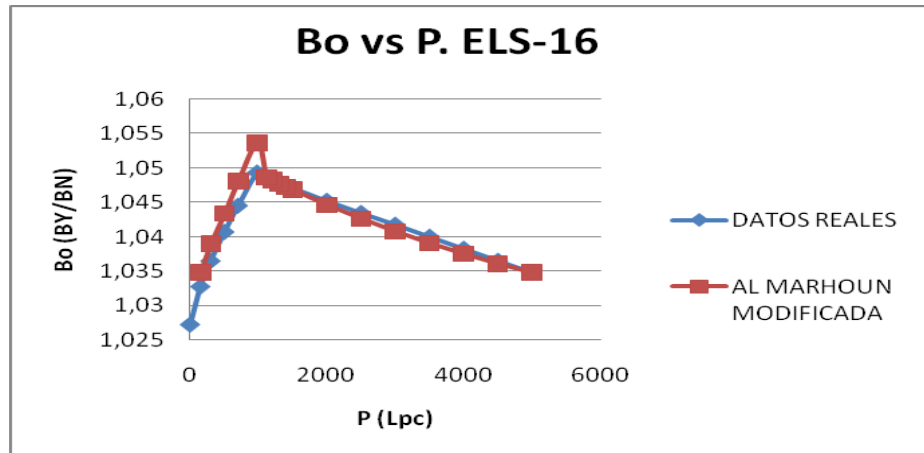
APÉNDICE “A”

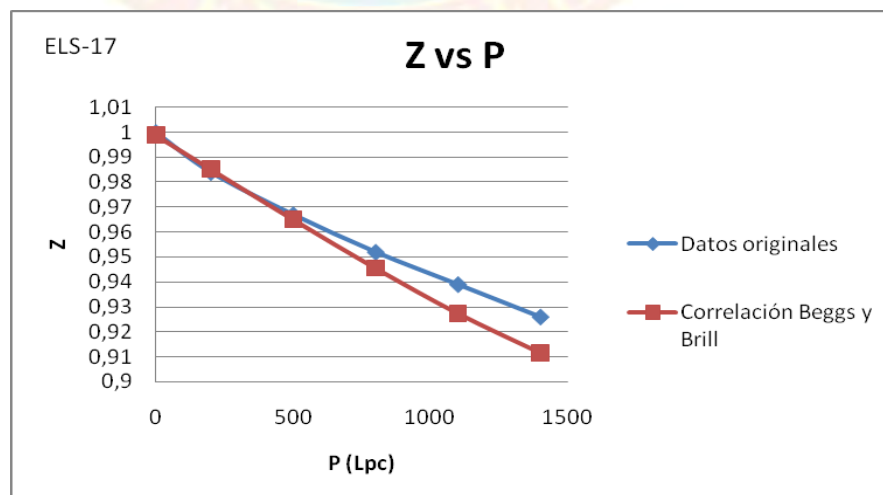
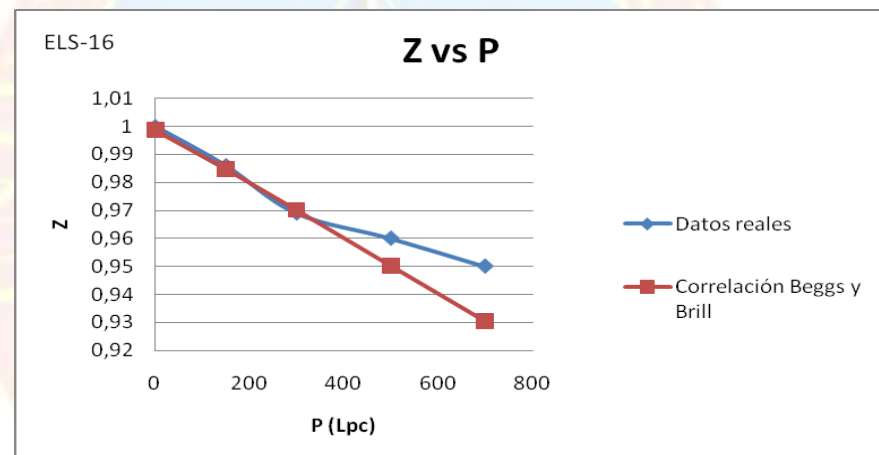
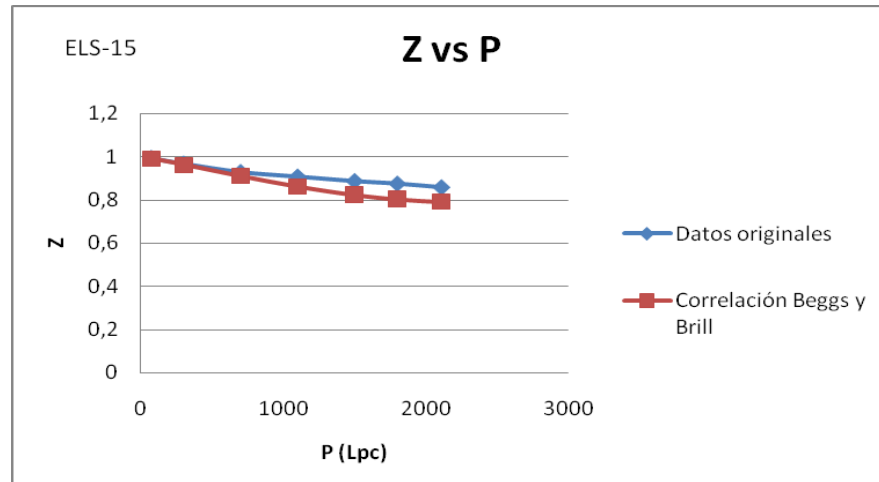
**Gráficas de datos calculados mediante
correlaciones versus datos reales obtenidos de
análisis PVT**

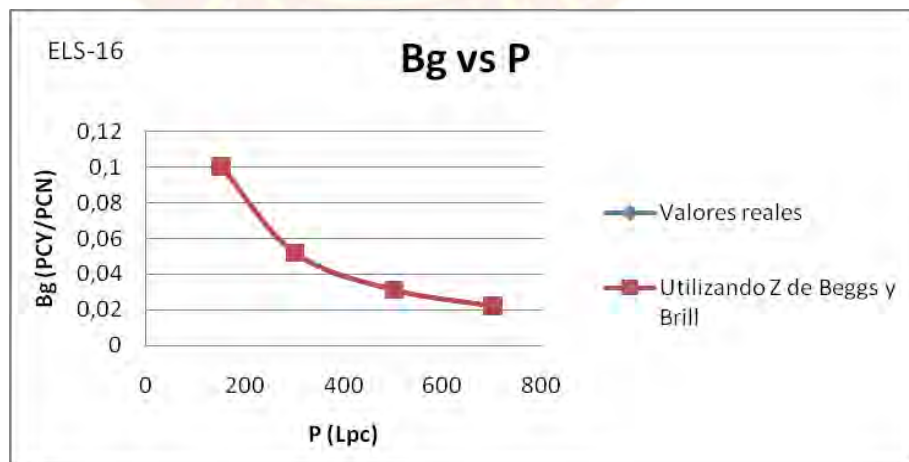
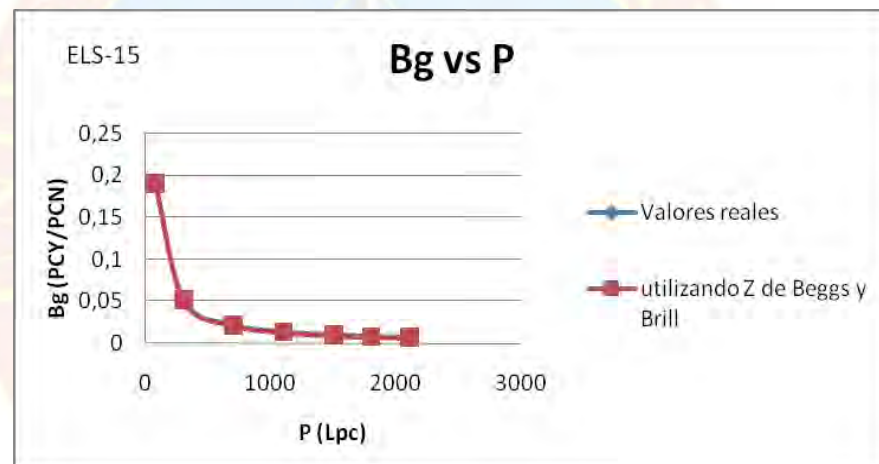
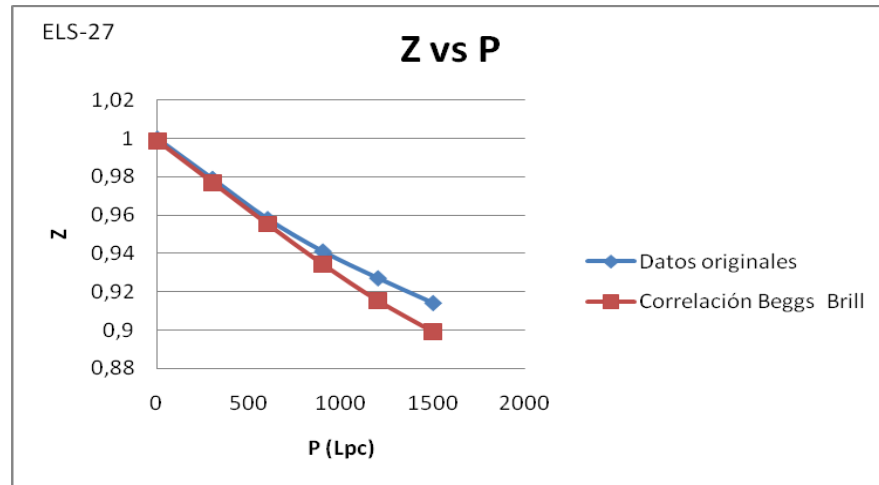


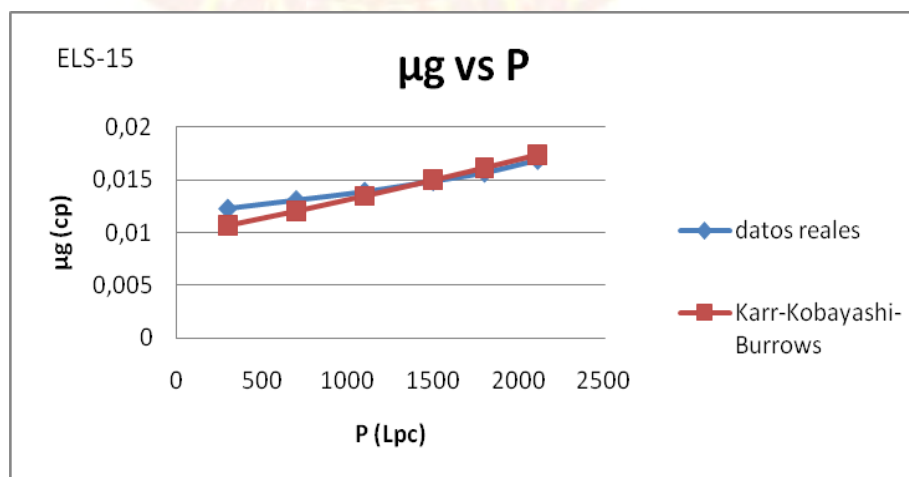
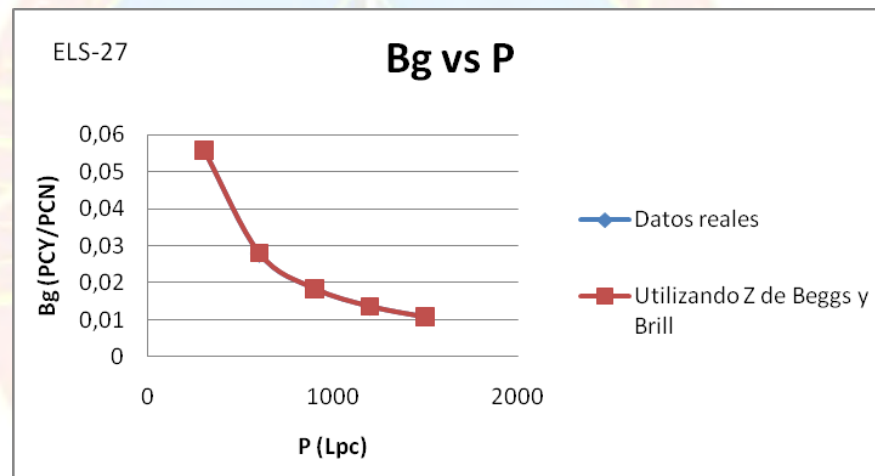
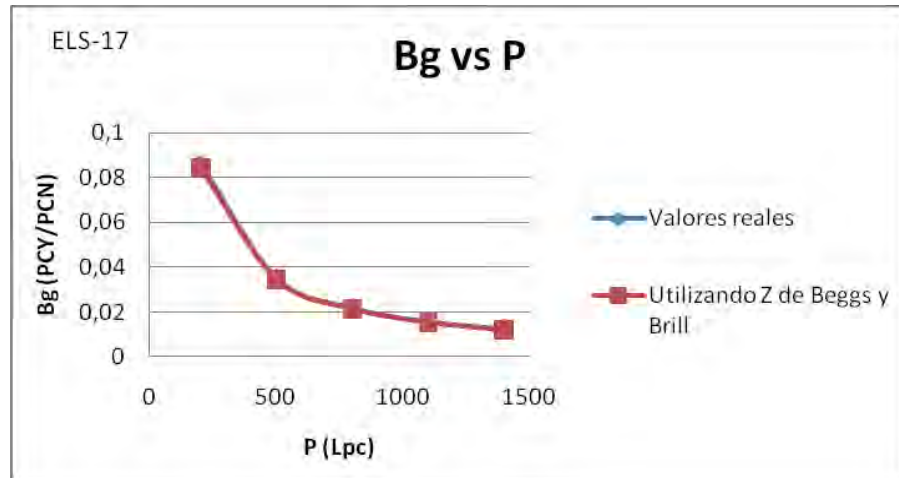


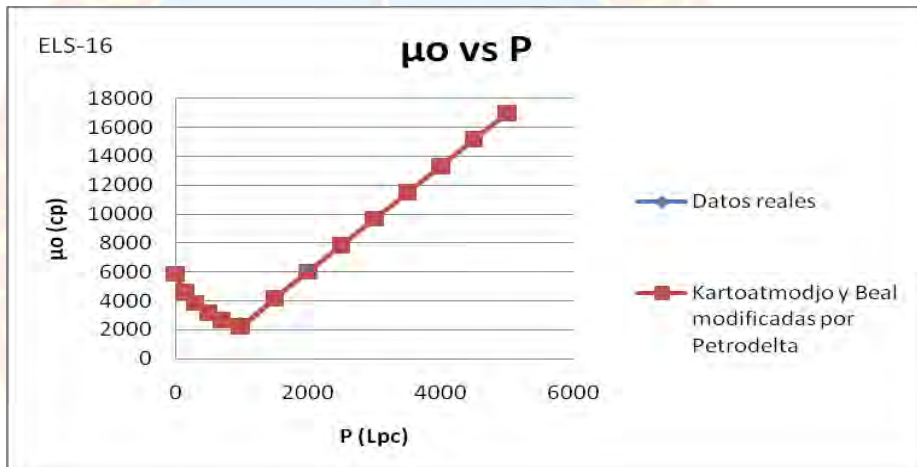
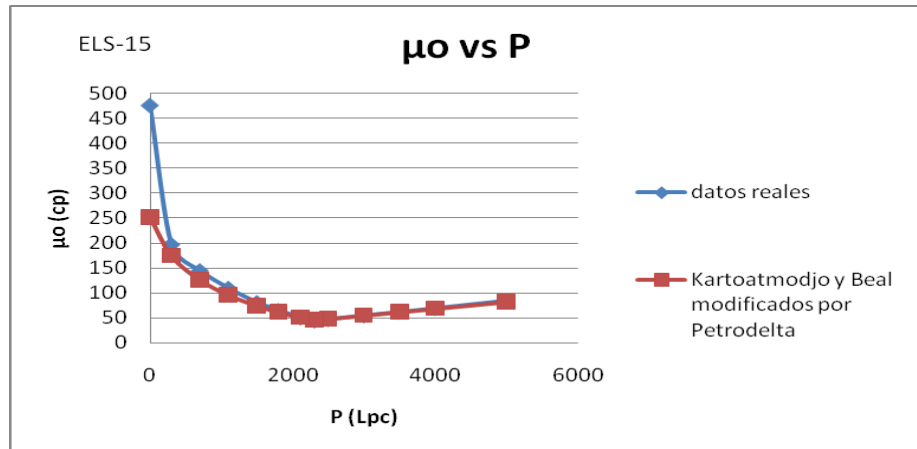












The logo of the Universidad de Oriente, Venezuela, is a circular emblem. It features a central compass rose with a star-like shape in the middle. The text "UNIVERSIDAD DE ORIENTE" is written in a semi-circle at the top, and "VENEZUELA" is written at the bottom. The logo is rendered in a light, semi-transparent style.

APÉNDICE “B”

**Correlaciones empleadas en la elaboración
del PVT sintético, constantes originales y
modificadas**

Propiedad	Correlación	Constantes Originales	Constantes modificadas
Presión de burbujeo	Corpoven Total: $Pb = C1 \left(\frac{Rs b}{\gamma g} \right)^{C2} 10^{(C3 T - C4 \gamma API)}$	C1= 12,847 C2= 0,9636 C3= 0,000993 C4= 0,034170	C1= 12,50042926 C2= 0,836342533 C3= 0,00065929 C4= -0,002979379
Relación gas petróleo en solución	Corpoven Total: $Rs = \gamma g \left[\frac{P}{C1} 10^{(C2 \gamma API - C3 T)} \right]^{C4}$	C1= 12,2651 C2= 0,030405 C3= 0 C4= 0,9669	C1= 6,199033423 C2= 0,021148461 C3= -0,000394789 C4= 0,872600703
Compresibilidad del petróleo	Al - Marhoun: $\ln Co = C1 + C2 / \gamma ob + C3 (P - Pb) / \gamma ob^3 + C4 / (T + 460)$ $\gamma ob = \frac{(\gamma o + 2,18e - 4 Rs \gamma g)}{Bob}$	C1= -14,1042 C2= 2,7314 C3= -56,0605E-6 C4= -580,8778	C1= -14,10420001 C2= 2,73139999 C3= -6,98E-05 C4= -580,8778
Factor volumétrico del petróleo	Al Marhoun ($P \leq Pb$): $Bo = 1 + C1 \gamma o + C2 Rs \frac{\gamma g}{\gamma o} + C3 Rs (T - 60)(1 - \gamma o) + C4 (T - 60)$	C1= 0,497069 C2= 0,862963E-3 C3= 0,182594E-2 C4= 0,318099E-5	C1= -1,20E-02 C2= 1,97E-02 C3= -6,56E-04 C4= 3,94E-04
Factor de compresibilidad del gas	Brill y Beggs: $Z = A + \frac{1 - A}{EXP(B)} + C P_{Sr}^D$ $A = 1,39 (T_{Sr} - 0,92)^{0,5} - 0,36 T_{Sr} - 0,10$ $B = (0,62 - 0,23 T_{Sr}) P_{Sr} + \left[\frac{0,066}{T_{Sr} - 0,86} - 0,037 \right] P_{Sr}^2 + \frac{0,32}{10^{9(T_{Sr} - 1)}} P_{Sr}^6$ $C = \text{antilog}(0,3106 - 0,49 T_{Sr} + 0,1824 T_{Sr}^2)$	A C	No se modificaron las constantes

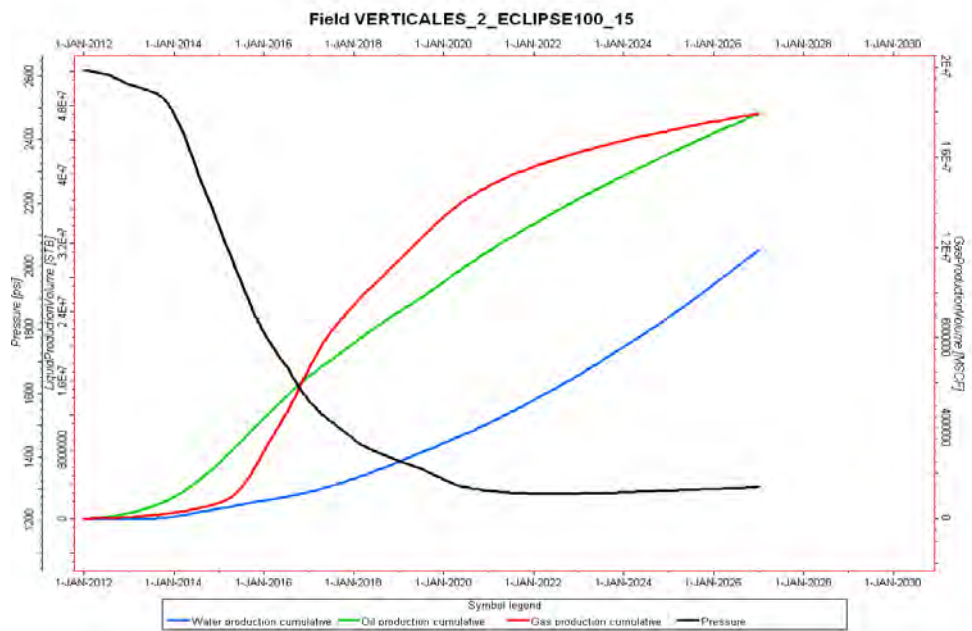
Viscosidad del gas	<p>Carr-Kobayashi-Burrows:</p> $\mu_l = [1,709 E - 5 - 2,062 E - 6 \gamma_g](T - 460) + 8,118 E - 3 - 6,15 E - 3 \log(\gamma_g)$ $\ln \left[Tpr \left(\frac{\mu_g}{\mu_l} \right) \right] = a_0 + a_1 Ppr + a_2 Ppr^2 + a_3 Ppr^3 + Tpr(a_4 + a_5 Ppr + a_6 Ppr^2 + a_7 Ppr^3)$ $Tpr^2(a_8 + a_9 Ppr + a_{10} Ppr^2 + a_{11} Ppr^3) + Tpr^3(a_{12} + a_{13} Ppr + a_{14} Ppr^2 + a_{15} Ppr^3)$	Desde a0 hasta a1	No se modificaron las constantes
Viscosidad del crudo muerto	<p>Hossain:</p> $\mu_{od} = 10^{(C1;API+C2) T^{(C3;API-C4)}}$	C1= -0,71523 C2= 22,13766 C3= 0,269024 C4= 8,268047	C1= -0,609803677 C2= 22,1734364 C3= 0,186049868 C4= 7,73787626
Viscosidad del crudo (P ≤ Pb)	<p>Kartoatmodjo:</p> $\mu_{ob} = C1 + C2A + C3A^2$ $A = (C4 + C5 \times 10^{C6R_s}) \mu_{od}^{(C7 + C8b)}$ $b = 10^{C9R_s}$	C1= -0,06821 C2= 0,9824 C3= 40,34E-5 C4= 0,2001 C5= 0,8428 C6= -0,000845 C7= 0,43 C8= 0,516 C9= -0,00081	C1= -0,26631113 C2= 2,17E+00 C3= -0,001794034 C4= 0,746749628 C5= 0,021895363 C6= -0,01131285 C7= 2,76595532 C8= 0,70242397 C9= 0,002228059
Viscosidad del crudo (P > Pb)	<p>Beal:</p> $\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{C1(P - Pb)} = C2 \mu_{ob}^{C3} + C4 \mu_{ob}^{C5}$	C1= 0,001 C2= 0,024 C3= 1,6 C4= 0,038 C5= 0,56	C1= 0,015187188 C2= 1,68E+00 C3= 1,765903169 C4= 0,0005789 C5= 0,552920305



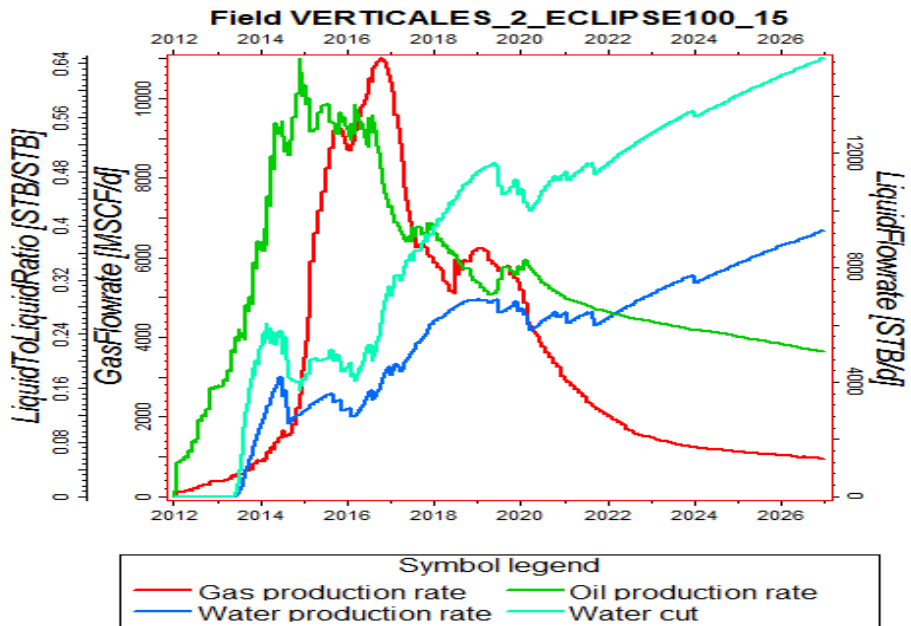
APÉNDICE “C”

Gráficas de las corridas de simulación con

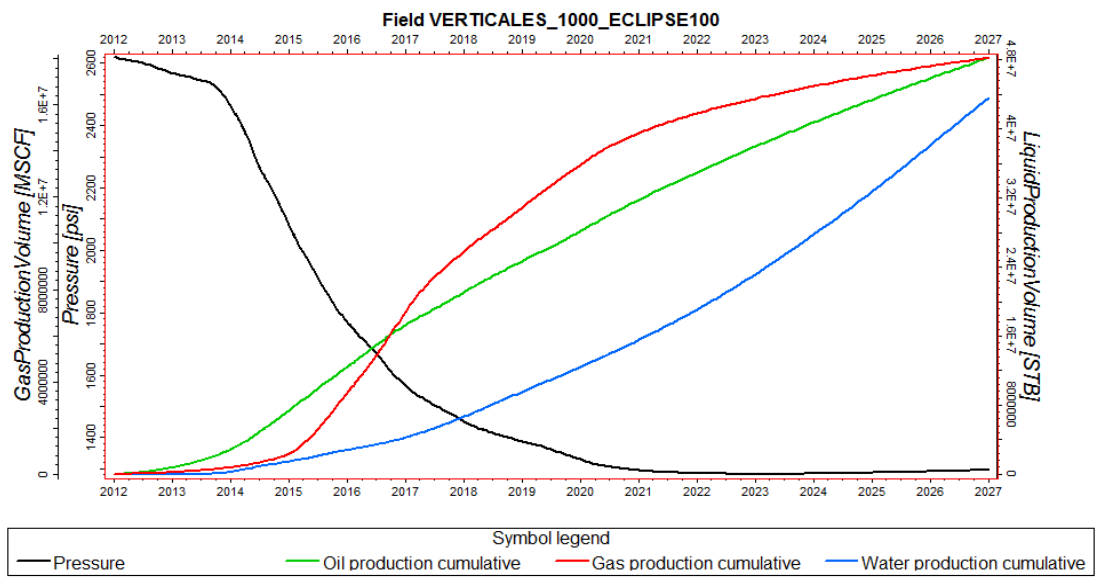
Acuífero Activo



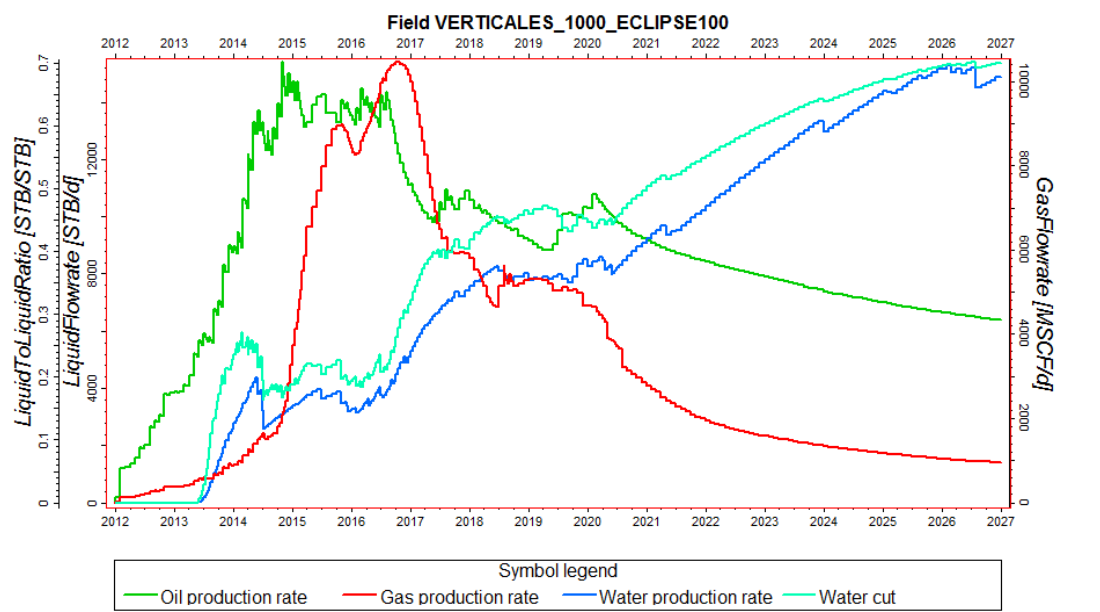
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 500 B/D



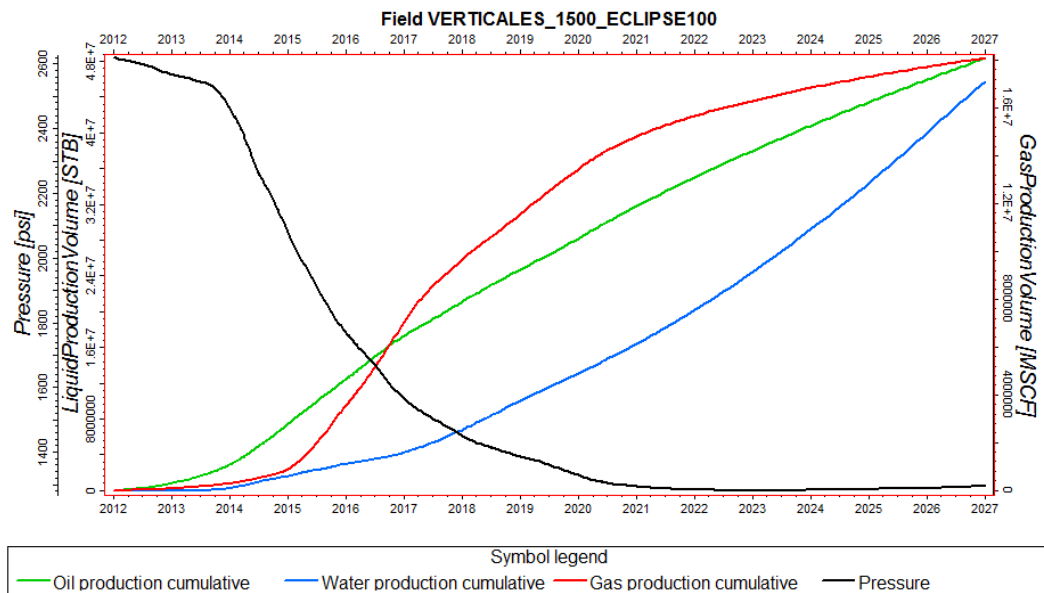
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 500 B/D



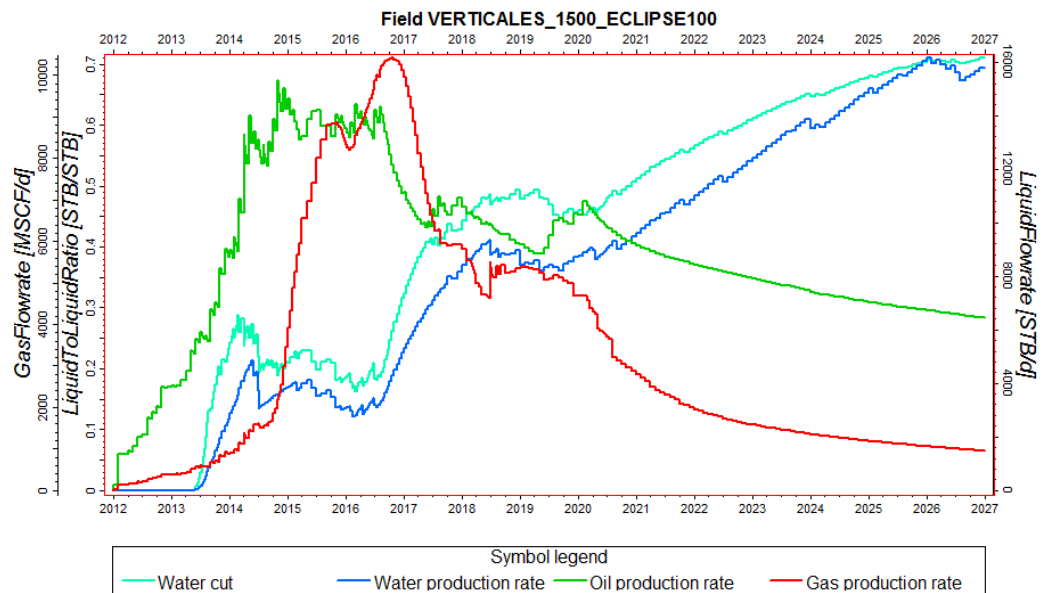
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 1000 B/D



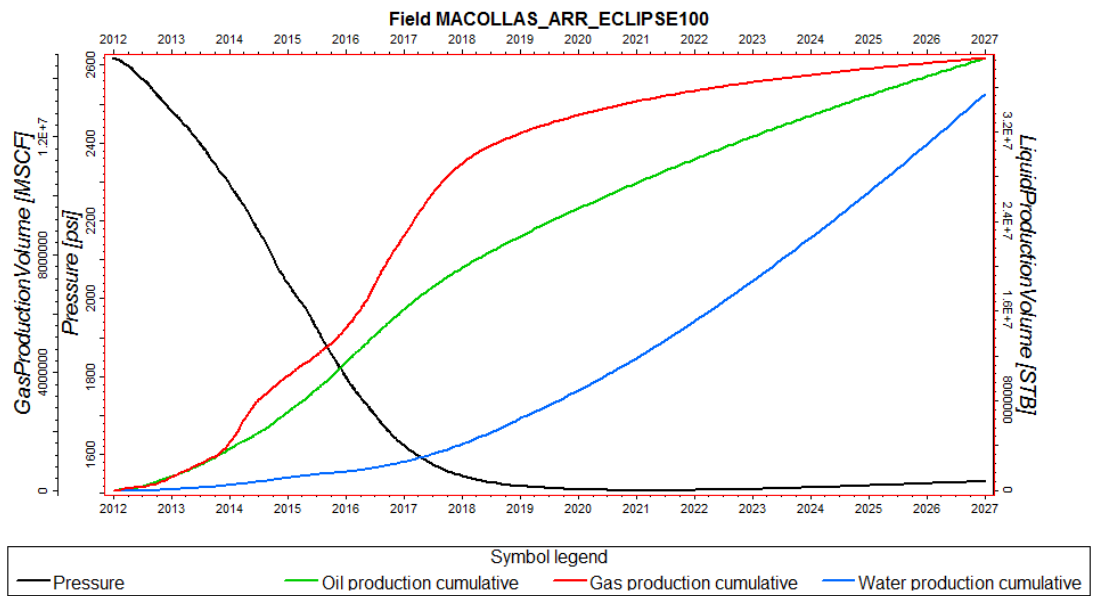
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 1000 B/D



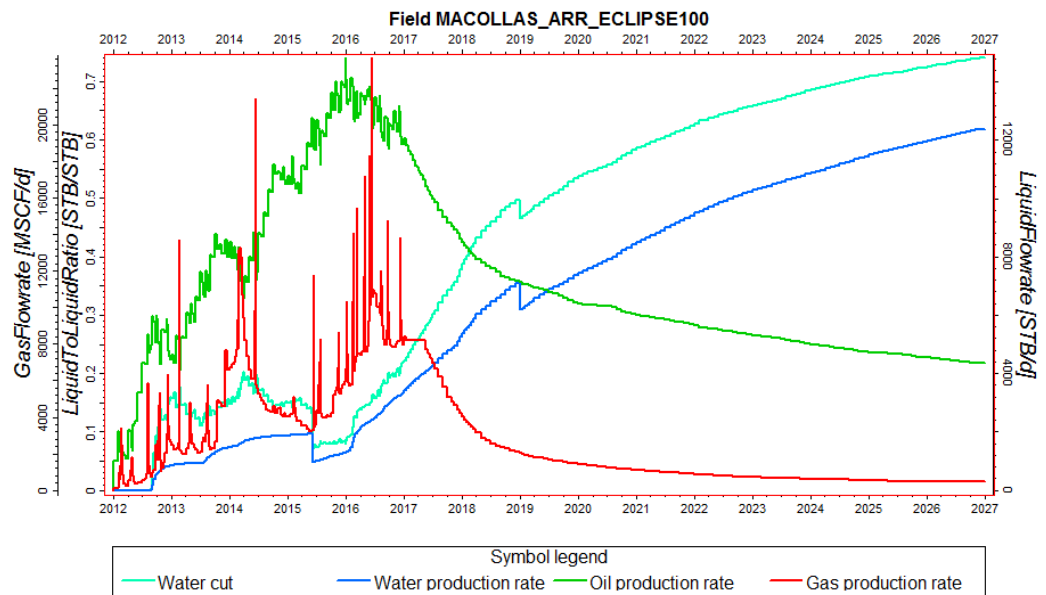
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 1500 B/D



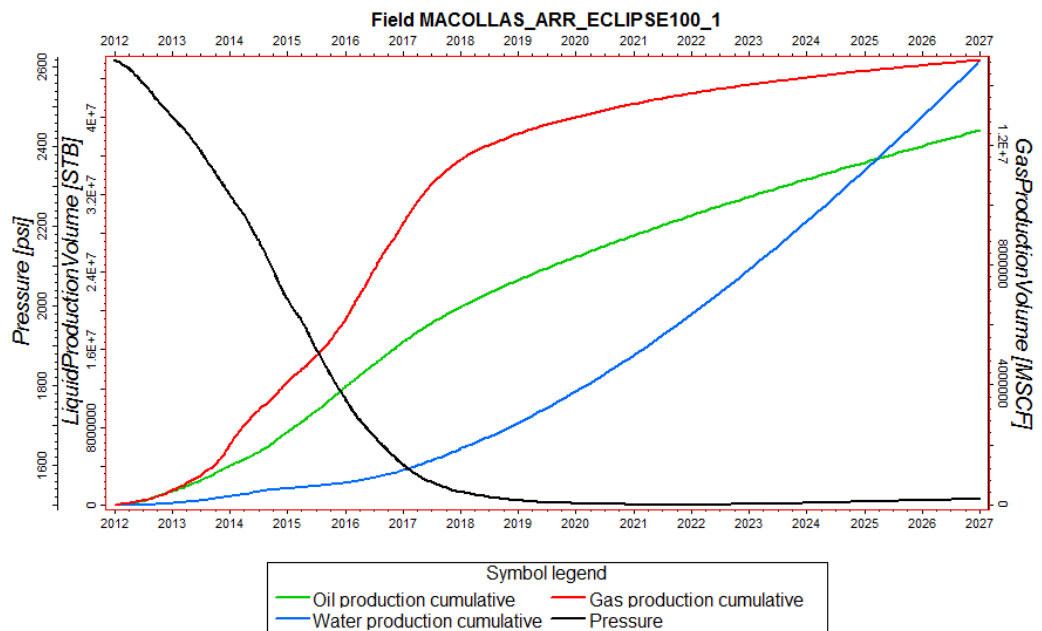
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 1500 B/D



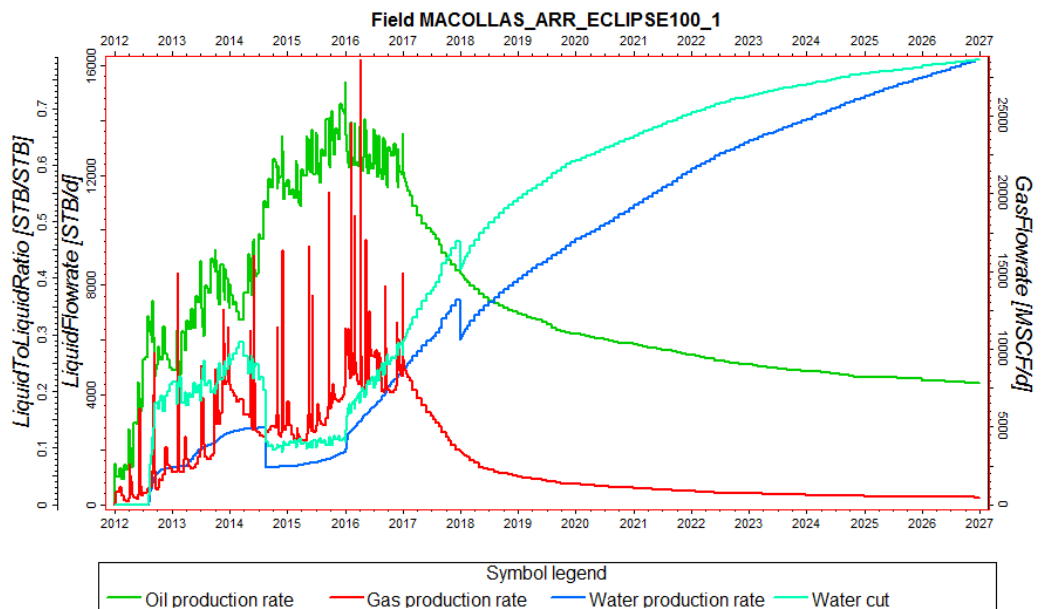
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1000 B/D



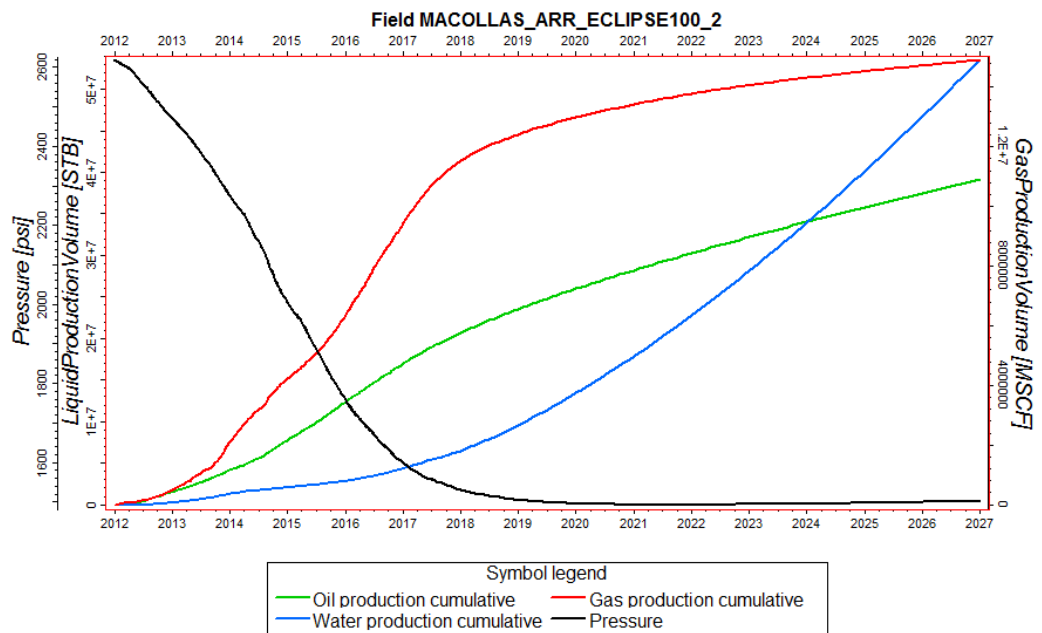
Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1000 B/D



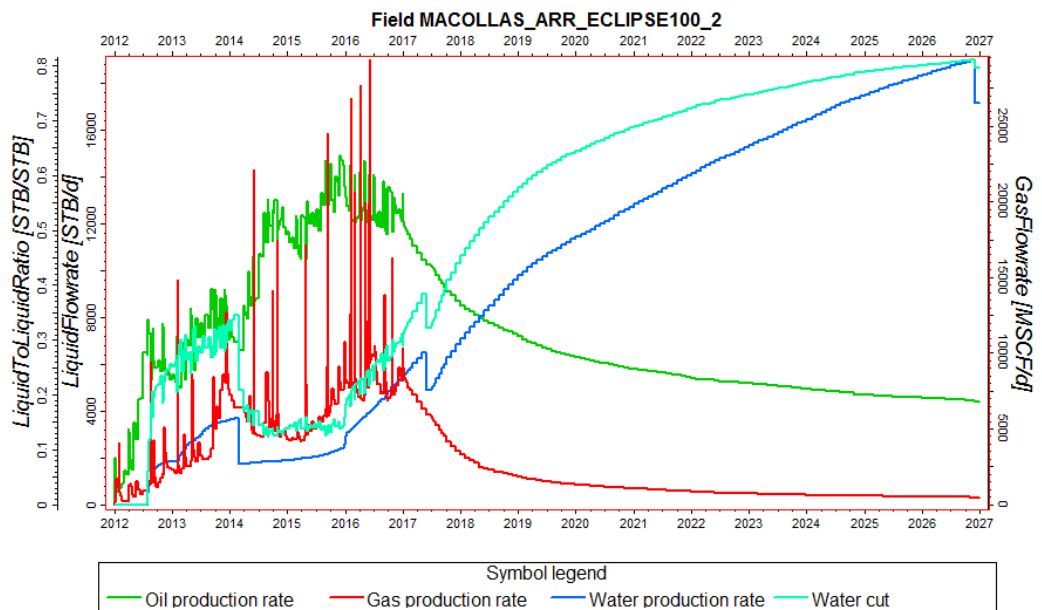
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1500 B/D



Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1500 B/D



Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas. LRAT = 2000 B/D

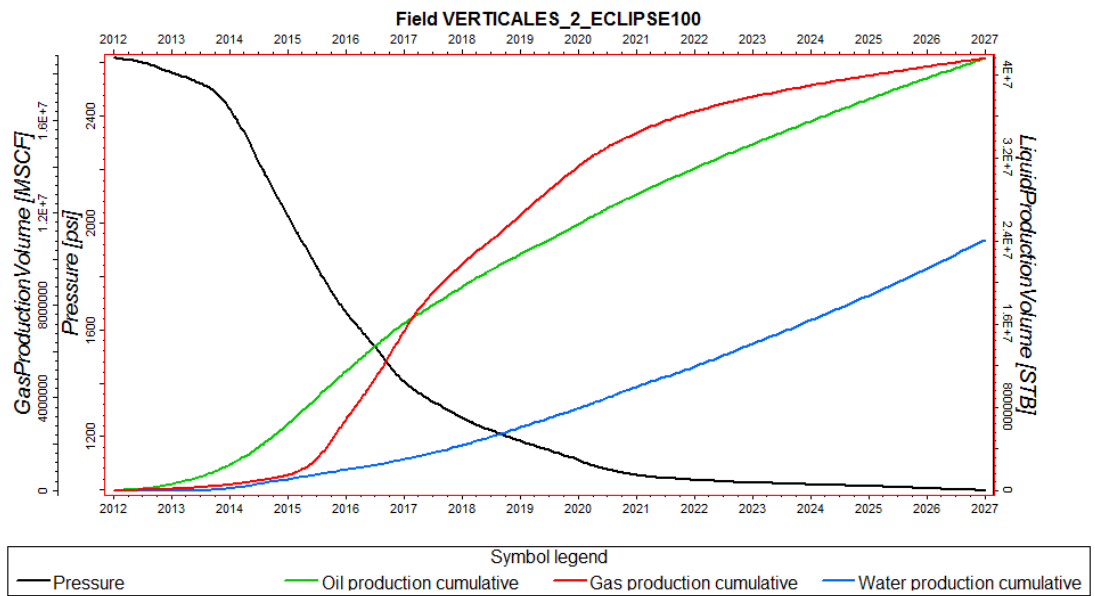


Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 2000 B/D

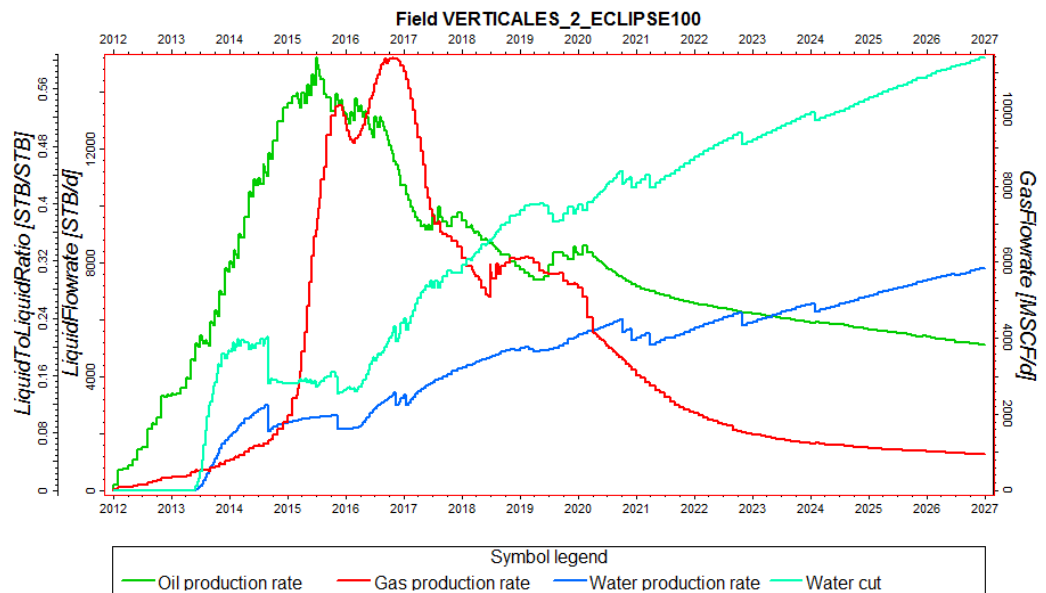
The logo of the Universidad de Oriente, Venezuela, is a circular emblem. It features a central compass rose with eight points, overlaid with a stylized atomic model consisting of a central nucleus and three orbiting electrons. The emblem is set against a light blue background and is enclosed within a circular border containing the text "UNIVERSIDAD DE ORIENTE" at the top and "VENEZUELA" at the bottom, separated by two small yellow dots.

APÉNDICE “D”

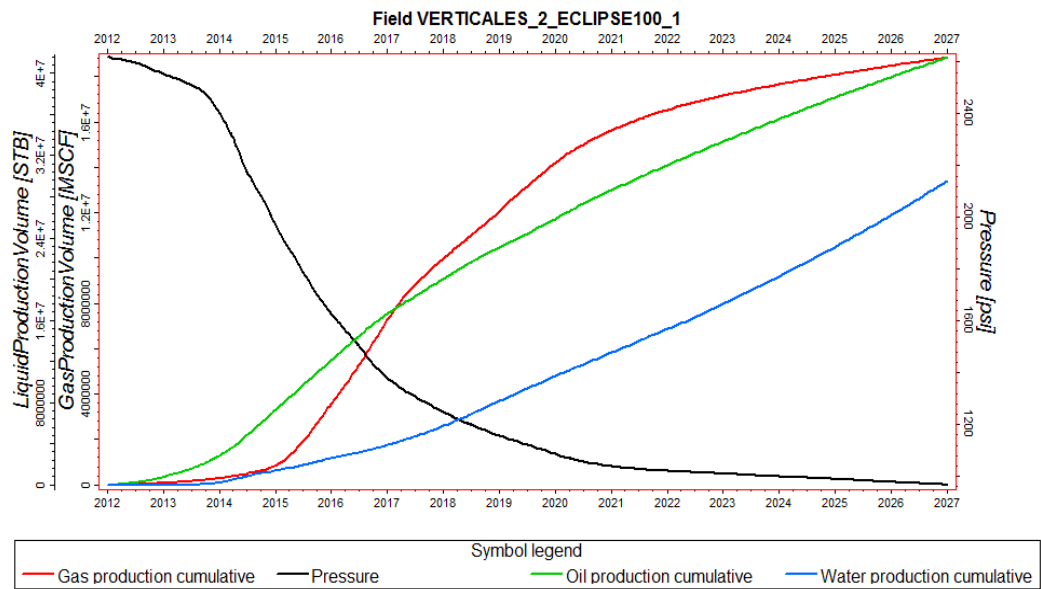
**Gráficas de las corridas de simulación con
acuífero medianamente activo**



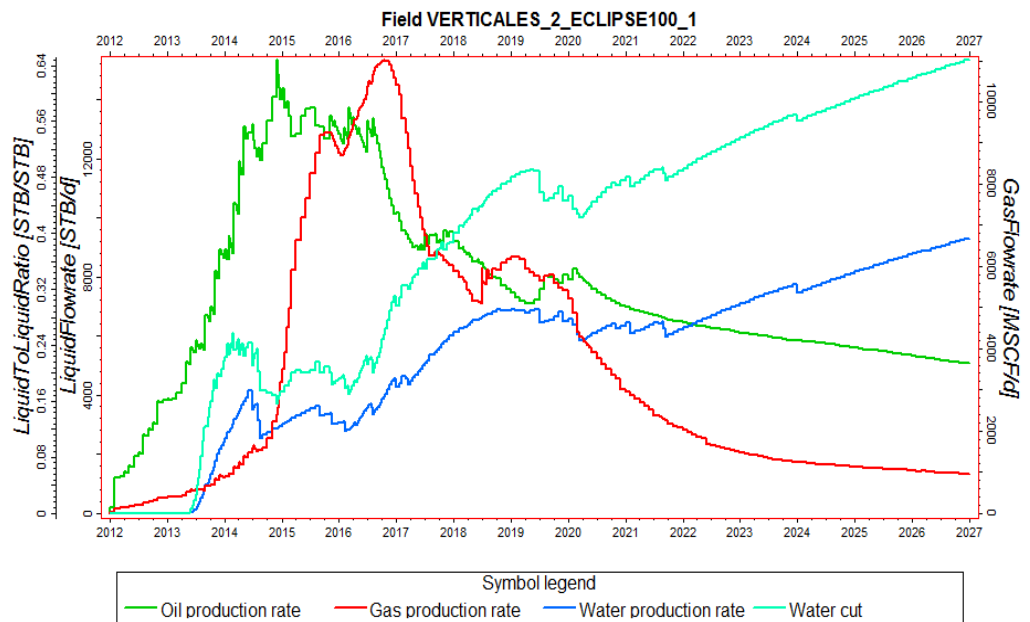
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 500 B/D



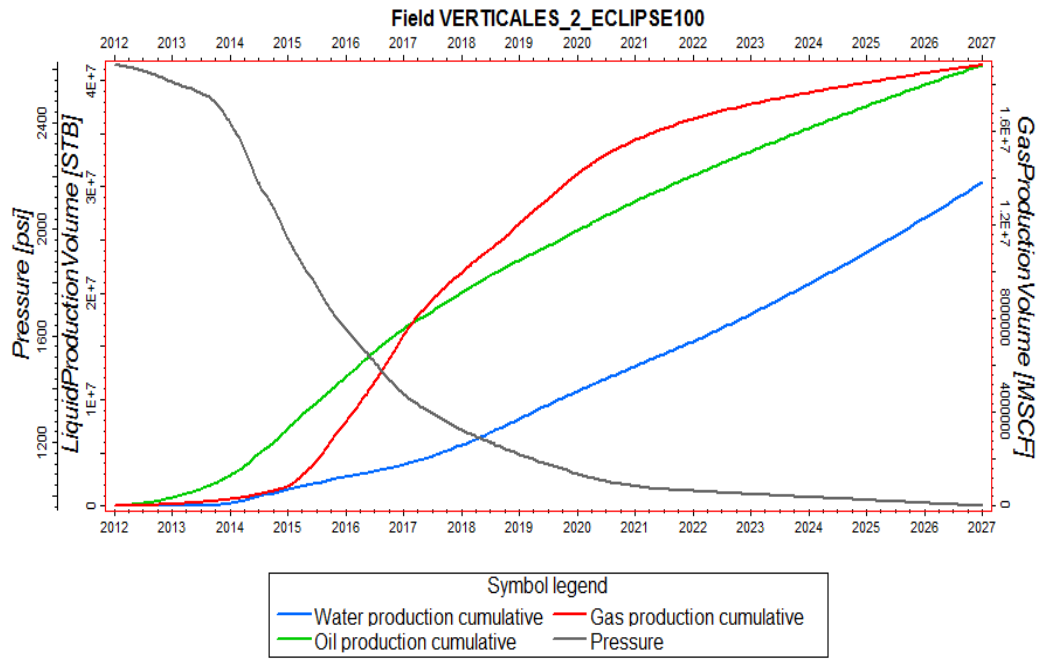
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 500 B/D



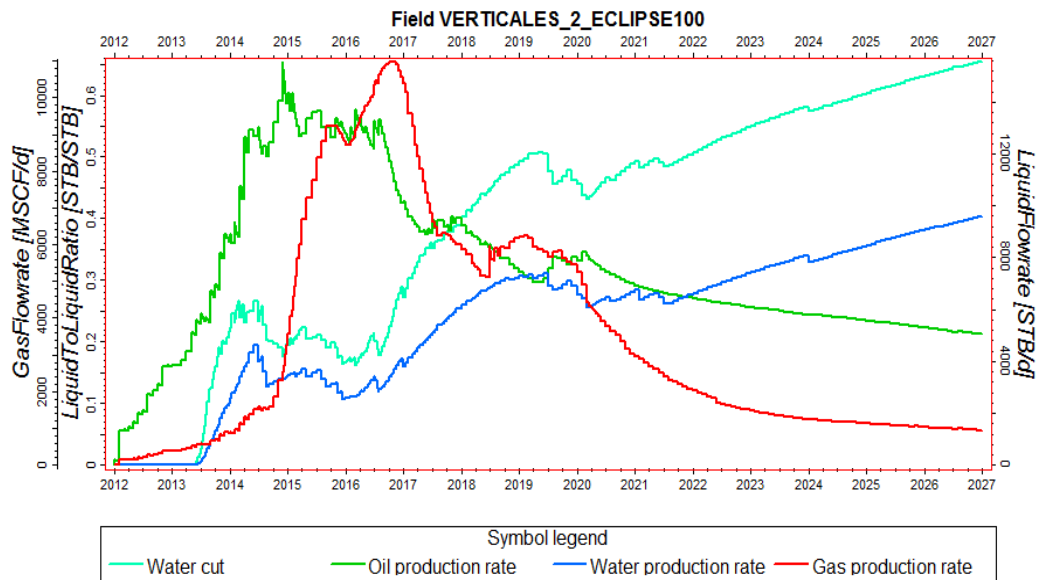
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 1000 B/D



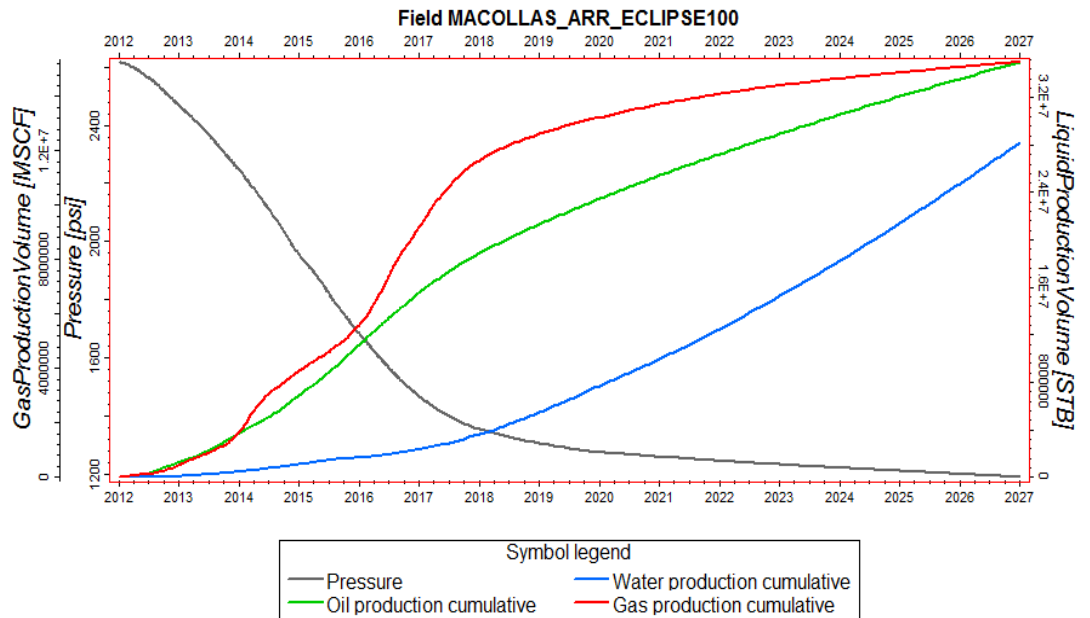
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 1000 B/D



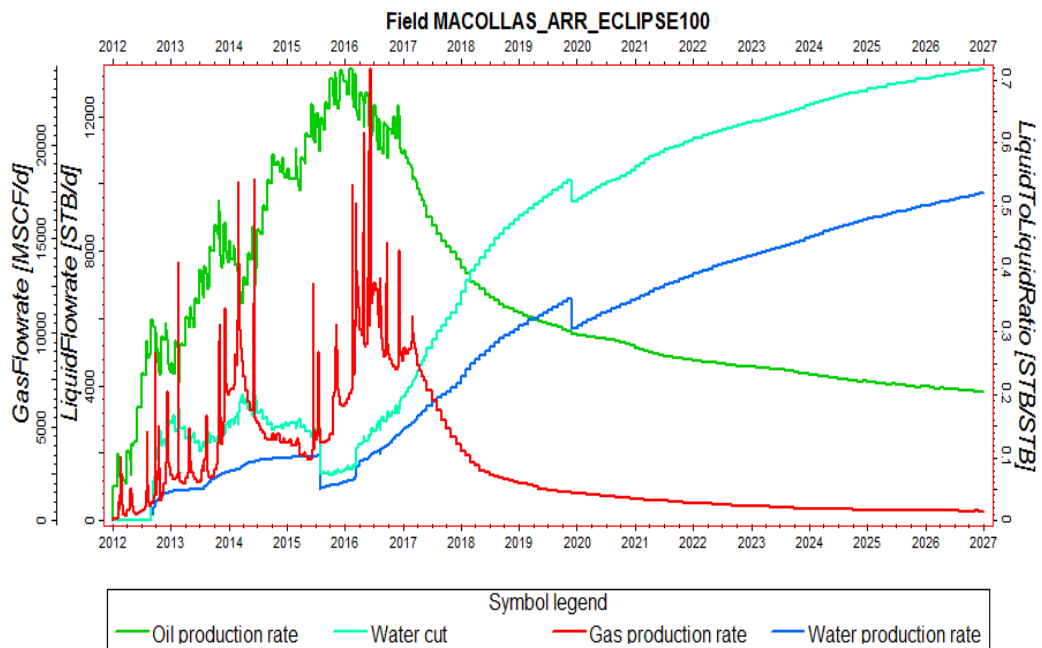
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 1500 B/D



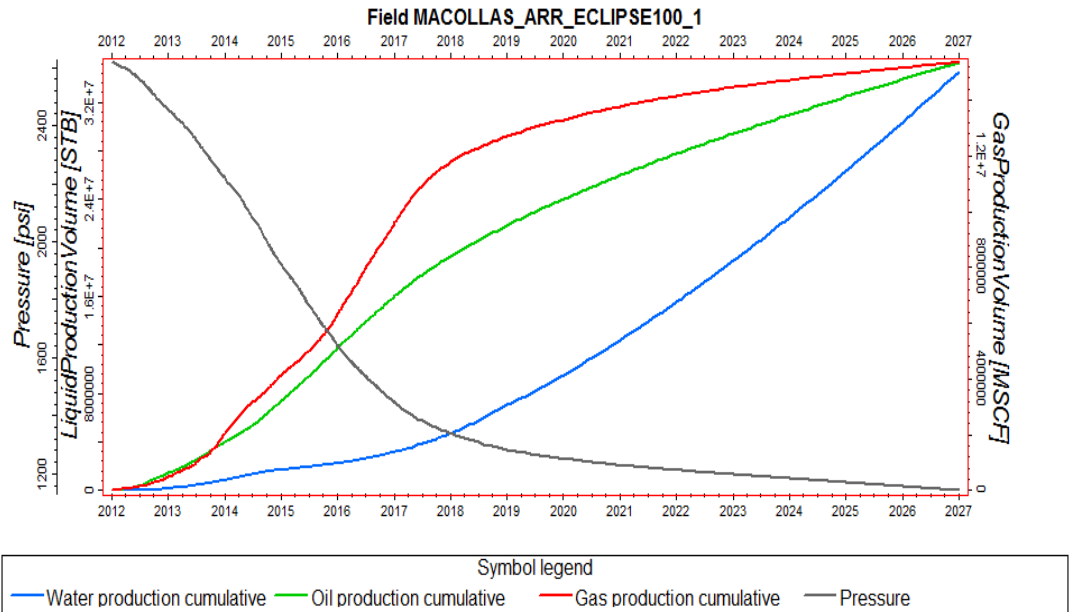
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 1500 B/



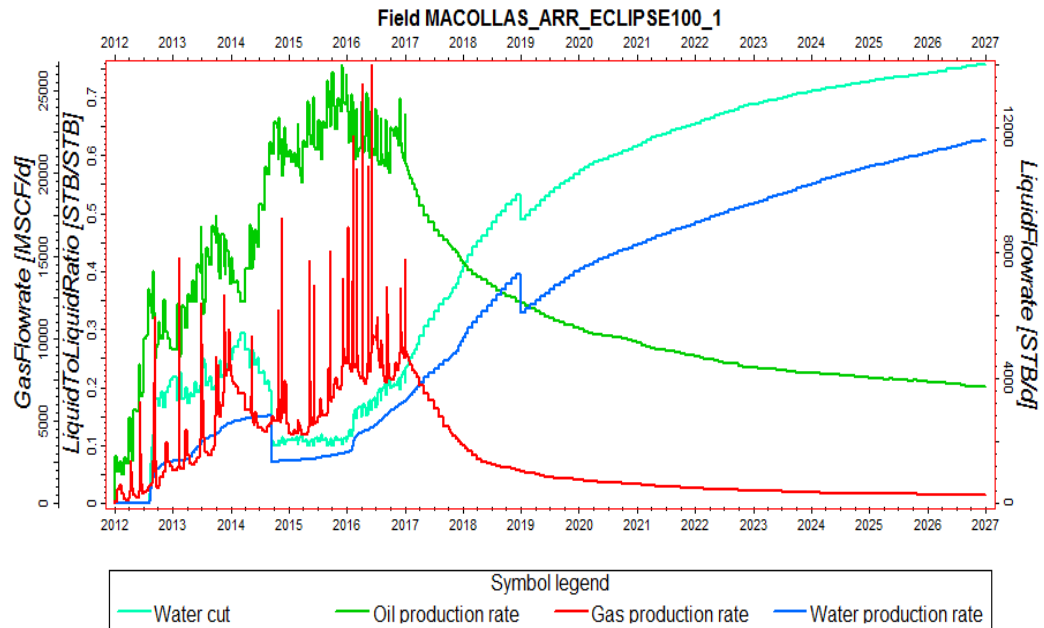
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1000 B



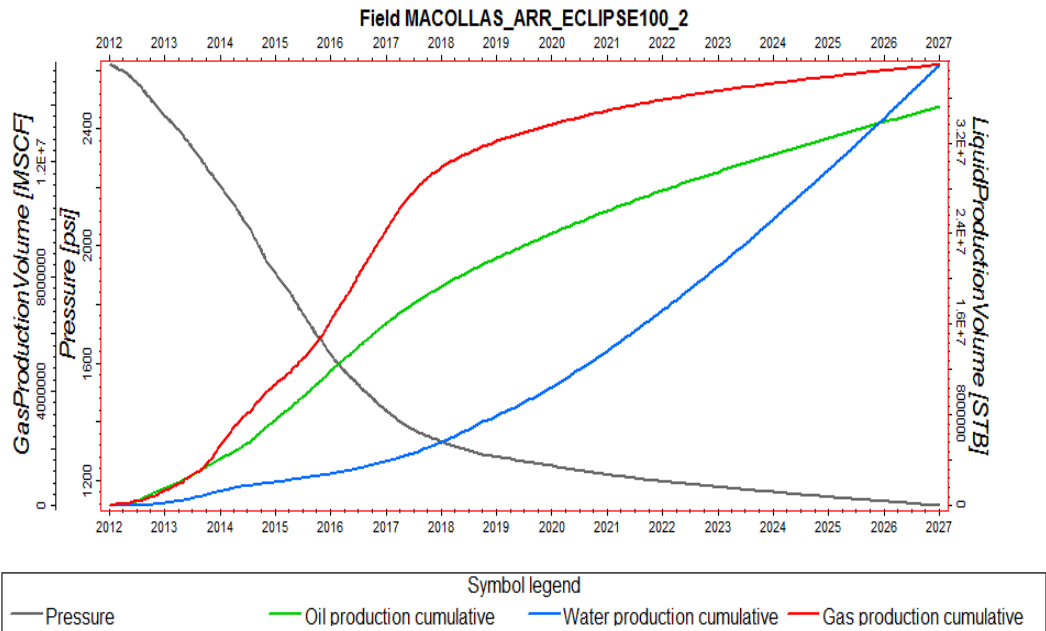
Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1000 B/



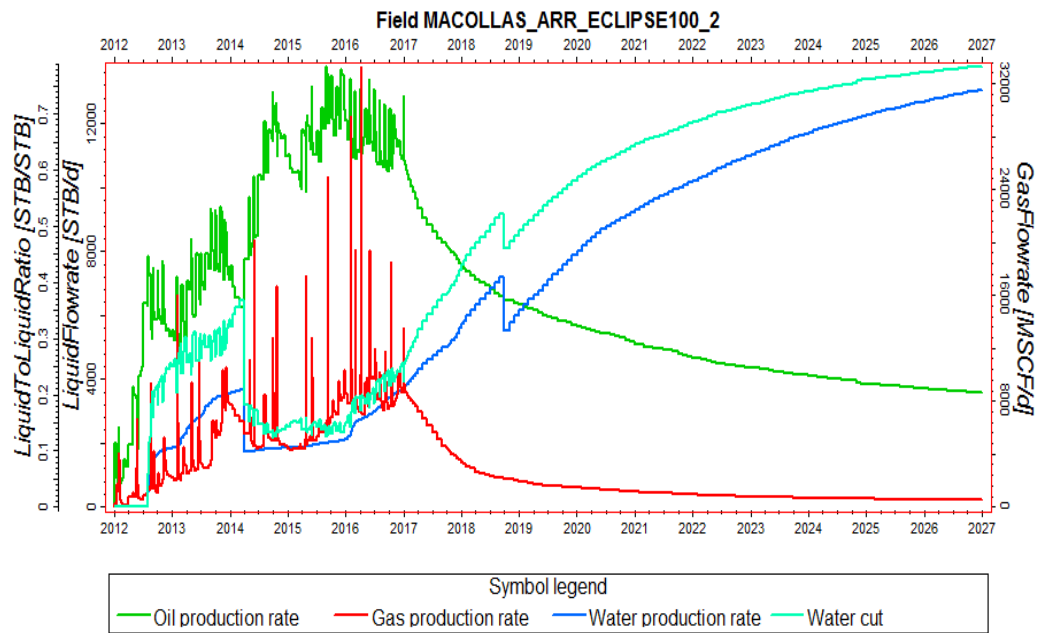
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1500 B/D



Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1500 B/D



Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas. LRAT = 2000 B/D



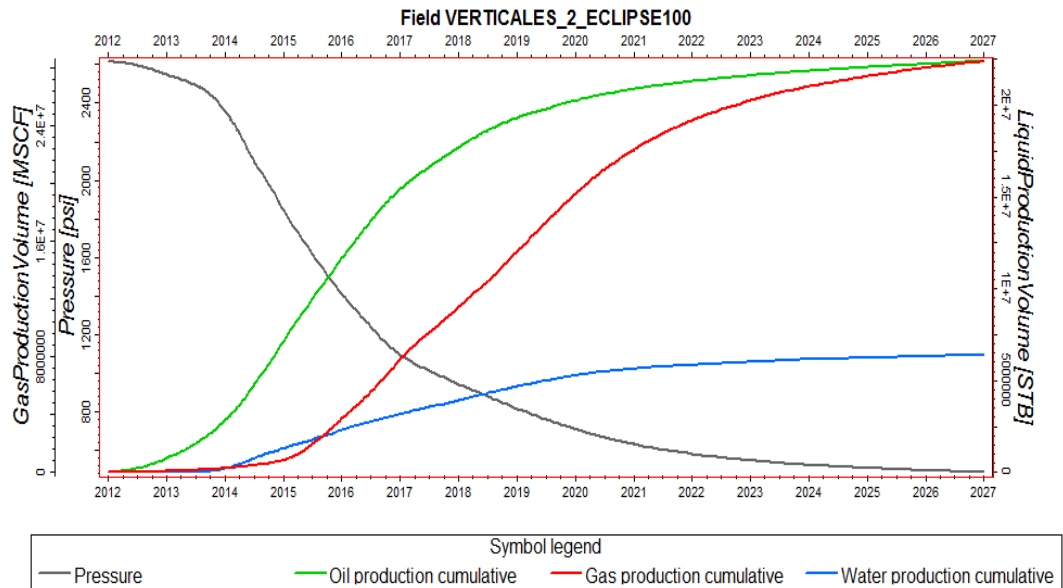
Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 2000 B/D



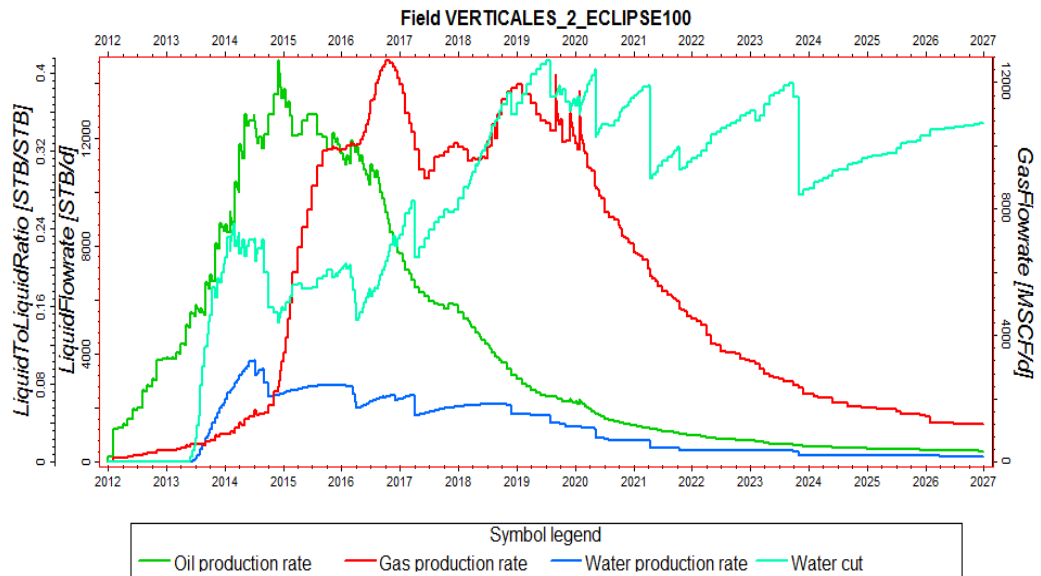
APÉNDICE “E”

Gráficas de las corridas de simulación con

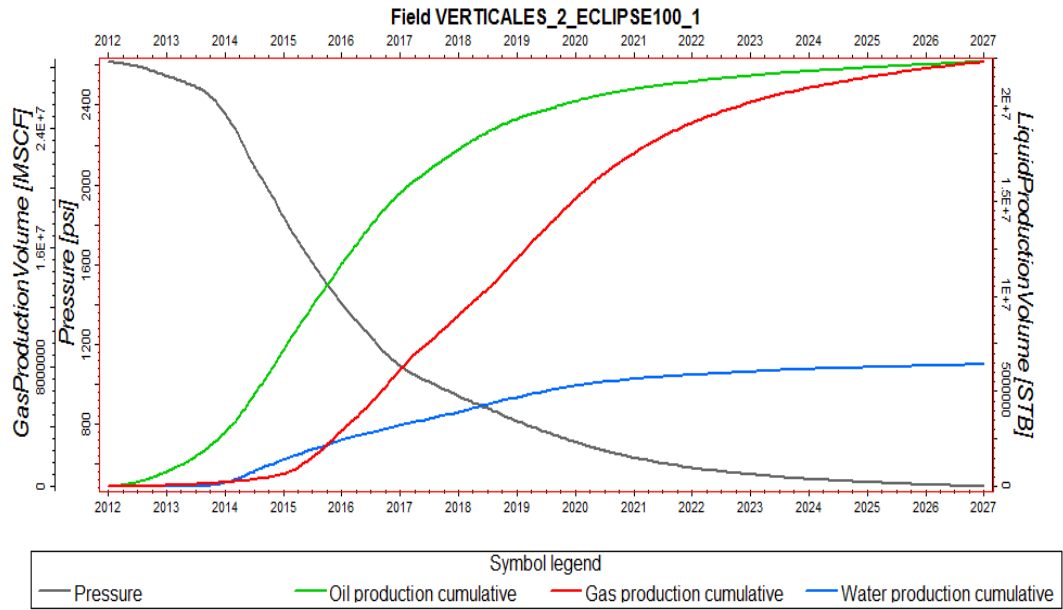
Yacimiento Volumétrico



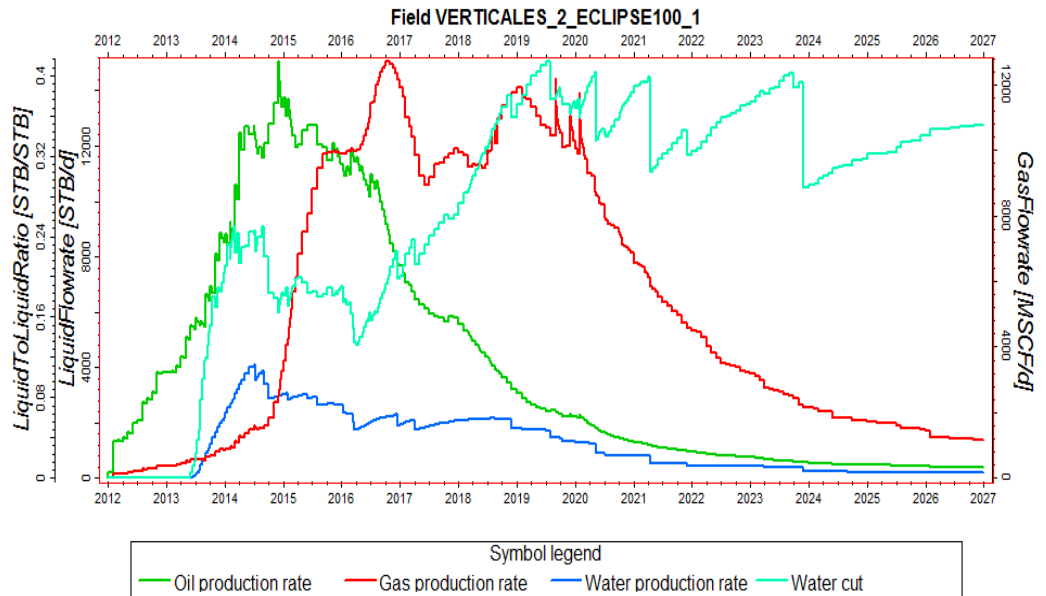
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 1000 B/D



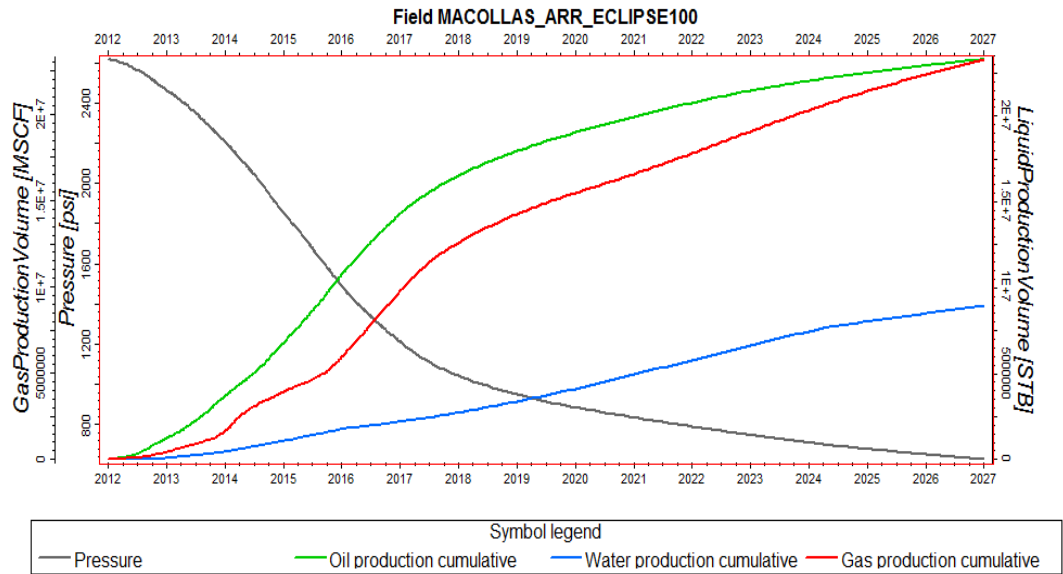
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 1000 B/D



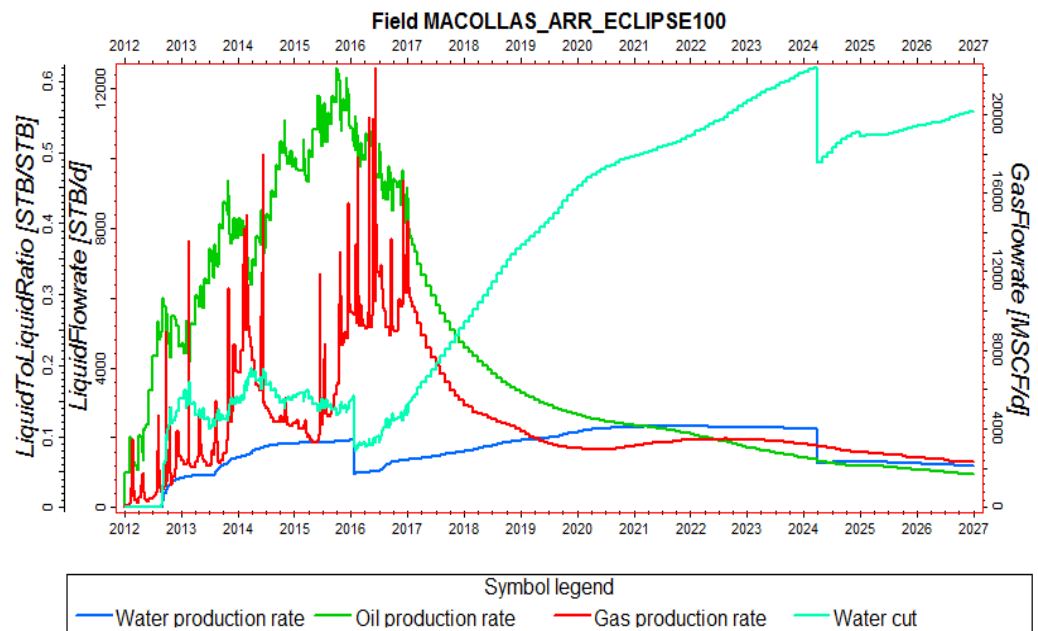
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos verticales. LRAT = 1500 B/D



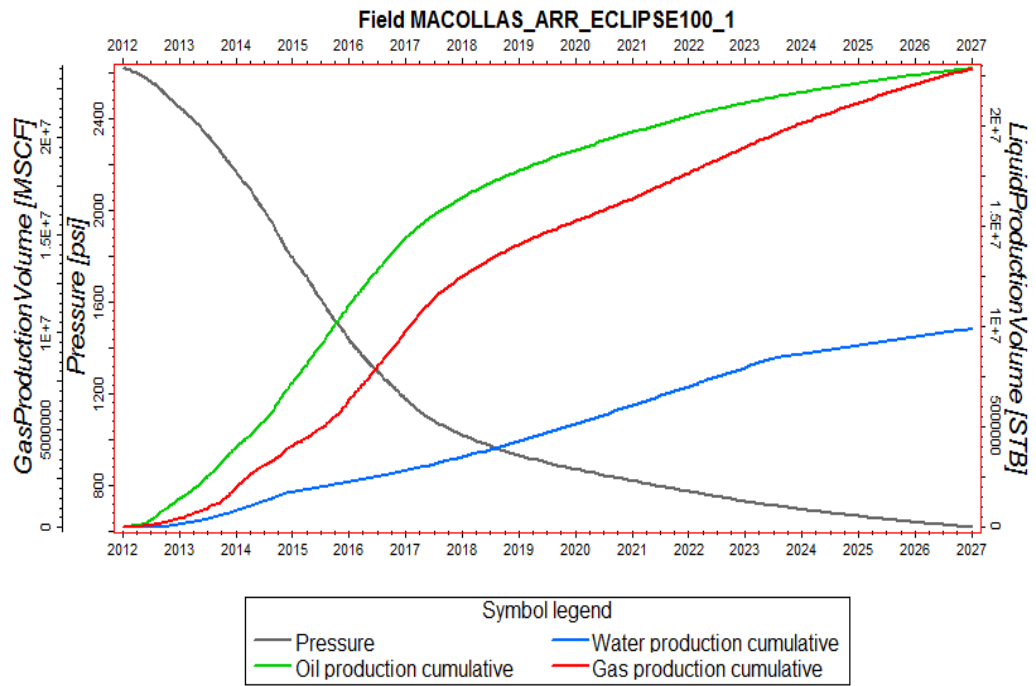
Tasas de producción del caso de los pozos verticales. LRAT = 1500 B/D



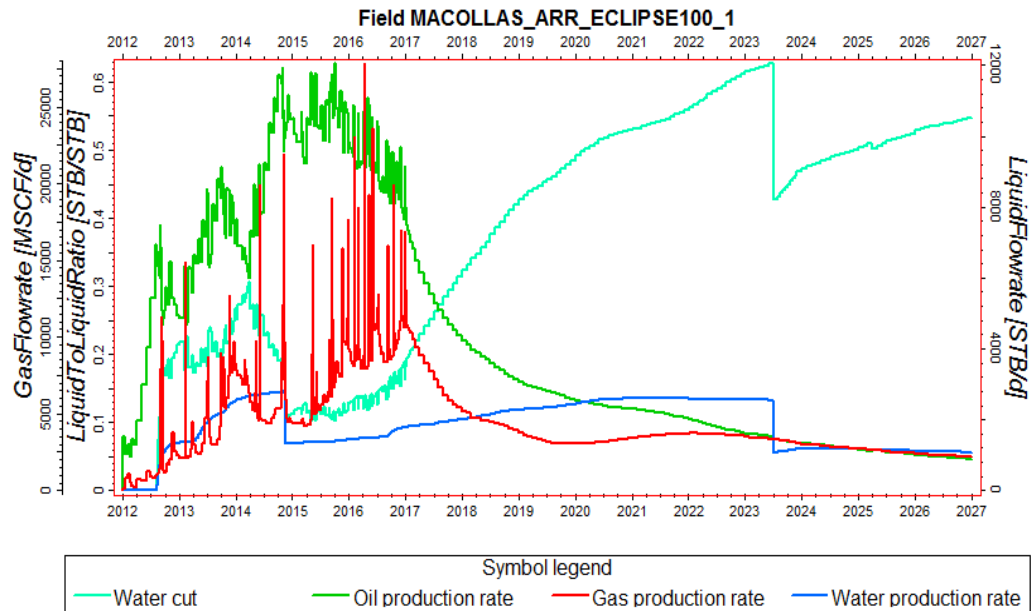
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas LRAT = 1000 B/D



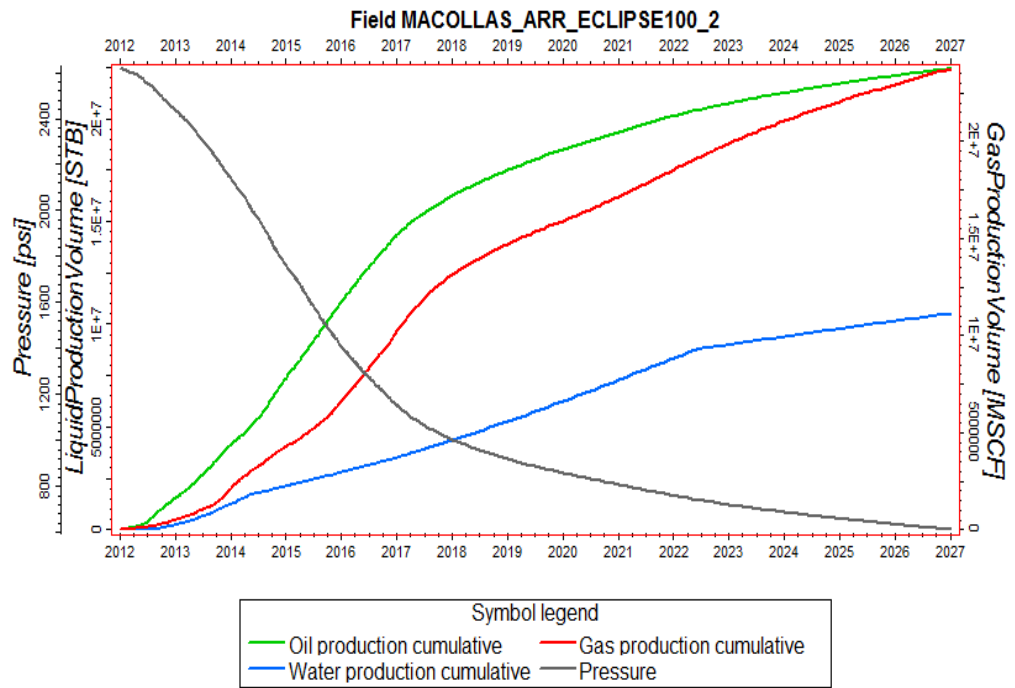
Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1000 B/D



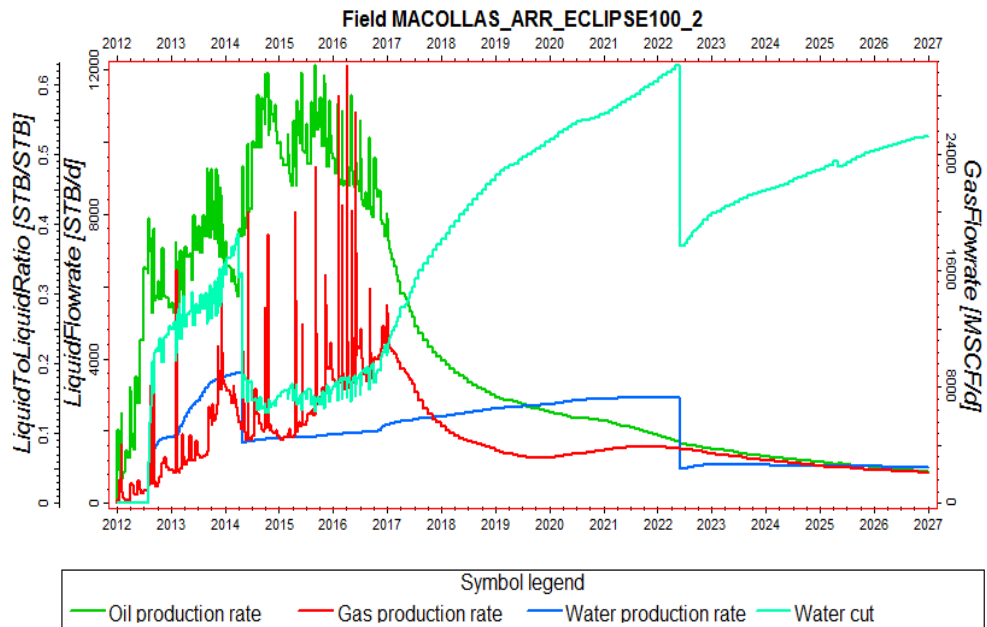
Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas LRAT = 1500 B/D



Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 1500 B/



Producciones acumuladas y caída de presión del caso de los pozos en macollas LRAT = 2000 B/D



Tasas de producción del caso de los pozos en macollas. LRAT = 2000 B/D



APÉNDICE “F”

Localizaciones Propuestas

ozo	Coordenadas de superficie		Punto de Entrada		Punto de salida		Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	C orte de agua
	x	y	x	y	x	y				
6	48	99	48	99	48	99	3.804.8	58049	54807	0,
	1424,92	6582,97	3117,63	6461,3	3490,05	96461,3	95,25	8,625	3,875	46
6	47	99	47	99	47	99	2.176.5	20242	11672	0,
	8954,89	5595,41	8811,05	5861,3	8444,94	95861,3	29,75	8,5156	96,5	73
2	48	99	48	99	48	99	1.956.2	25433	19646	0,
	1347,33	6576,76	1753,71	6761,3	2119,63	96761,3	28,13	9,6563	80,625	82
7	48	99	48	99	48	99	1.939.0	19630	20070	0,
	1413,63	6588,61	1390,11	6461,3	1022,71	96461,3	18,25	6,2344	99,125	86
1	48	99	48	99	48	99	1.513.2	17550	34433	0,
	1325,22	6630,02	1083,34	6761,3	1450,31	96761,3	04,50	5,1875	20,75	97
13	47	99	48	99	48	99	1.471.9	17877	32810	0,
	9788,8	6462,63	0404,15	6761,3	0770,41	96761,3	07,75	0,2656	99	95
8	47	99	48	99	48	99	1.426.1	16270	1918,2	0
	9727,14	6353,98	0090,86	5861,3	0460,78	95861,3	35,13	0,7188	56714	0
10	47	99	47	99	47	99	1.384.1	17649	25144	0,
	7725,78	6586,56	7721,17	6461,3	7340,71	96461,3	03,63	6,0781	18	95
10	47	99	47	99	47	99	1.356.3	15276	31130	0,
	8889,44	5639,36	7733,81	6161,3	7367,37	96161,3	06,25	3,2344	82,5	95
2	47	99	48	99	48	99	1.273.5	27947		0
	9745,89	6377,2	0550,96	5561,3	0918,37	95561,3	91,75	5,4063	0	0
7	47	99	47	99	47	99	1.200.7	18953	81330	0,
	8914,28	5641,17	8124,22	5861,3	7752,86	95861,3	36,75	2,5781	9,1875	78
3	47	99	47	99	47	99	1.125.0	27744		0
	8960,85	5641,22	9155,41	5561,3	8778,61	95561,3	46,25	0,4688	0	0
10	47	99	48	99	48	99	1.068.1	11891	21964,	0,
	9705,35	6360,87	0139,96	6161,3	0493,12	96161,3	67,50	5,9844	10938	19
4	48	99	48	99	48	99	880.69	83239,	20980	0,
	1377,03	6583,95	2465,64	6761,3	2831,12	96761,3	5,94	59375	2,1094	59
6	47	99	47	99	47	99	798.84	68502,	29451	0,
	7700,99	6614,59	6911,85	5861,3	6543,27	95861,3	6,75	27344	53,25	96
9	48	99	48	99	48	99	791.87	13843		0
	1403,75	6567,98	2793,76	6161,3	3162,11	96161,3	7,44	33,125	0	0
5	48	99	48	99	48	99	786.45	32795	20066	0,
	1389,24	6584,34	1332,67	6461,3	0965,23	96461,3	6,44	2,5938	8,2031	55
3	48	99	48	99	48	99	721.49	11620	14939	0,
	1360,27	6627,67	2425,93	6761,3	2795,74	96761,3	5,75	3,1016	2,0156	53
3	47	99	47	99	47	99	707.74	16062	88170,	0,
	7665,52	6567,02	6927,65	5561,3	6559,37	95561,3	3,13	6,7813	51563	46
14	47	99	48	99	48	99	656.82	65682,	17817	0,
	9823,05	6462,86	1108,73	7061,3	1475,85	97061,3	7,38	73438	2,625	98

1	47 8931,63	99 5614,91	47 8339,43	99 5561,3	47 7970,74	9 95561,3	631.98 2,06	49817 6,5	0	0
15	48 1439,11	99 6583,32	48 1553,58	99 5861,3	48 1183,27	9 95861,3	609.87 7,00	32692 4,125	0	0
8	48 1370,44	99 6624,25	48 3069,86	99 6461,3	48 3436,84	9 96461,3	579.12 2,50	79428, 07813	29416 34,25	0, 96
9	47 8902,36	99 5649,45	47 8435,02	99 6161,3	47 8062,19	9 96161,3	555.27 3,38	45475, 27734	35237 26,75	0, 98
7	47 7630,86	99 6621,12	47 6905,04	99 6157,63	47 6537,77	9 96161,3	518.49 3,28	59567, 51563	95242 2,5625	0, 89
13	47 7668,66	99 6602,15	47 7667,11	99 6761,3	47 7301,64	9 96761,3	481.77 1,81	66155, 29688	27822 40,25	0, 97
15	47 7633,04	99 6592,48	47 7688,18	99 5854,51	47 8055,18	9 95861,3	436.81 3,44	29165 8,8125	0	0
1	47 7681	99 6589	47 7003,57	99 5561,3	47 6636,35	9 95561,3	420.82 6,38	35913 6,0625	0	0
3	47 9792,93	99 6378,19	47 9882,14	99 5561,3	48 0251,06	9 95561,3	414.70 5,16	17090 8,8125	0	0
2	47 8938,1	99 5596,96	47 8350,3	99 5561,3	47 7981,23	9 95561,3	412.55 8,41	49394 6,375	0	0
11	48 1342,49	99 6631,76	48 1464,81	99 6161,3	48 1833,7	9 96161,3	404.03 4,69	48074 0	0	0
12	47 9751,54	99 6454,98	48 0257,3	99 6461,3	48 0626,51	9 96461,3	395.92 6,13	22252 5,1094	0	0
9	47 9783,89	99 6430,21	48 0755,24	99 6161,3	48 1121,51	9 96161,3	372.72 2,41	68770 2,75	0	0
12	48 1402,88	99 6587,8	48 2746,15	99 6161,3	48 3110,93	9 96161,3	368.31 3,75	13613 9,8438	37,137 80975	0
9	47 7724,21	99 6572,44	47 7668,9	99 6461,3	47 7302,67	9 96461,3	351.59 3,63	81538, 71875	3060,4 45068	0, 17
5	47 7697,33	99 6600,39	47 6913,18	99 5861,3	47 6544,5	9 95861,3	346.92 8,50	29125 4,1875	0	0
8	47 7695,4	99 6589,8	47 7657,54	99 6161,3	47 7291,64	9 96161,3	338.33 7,25	17713 0,375	0	0
8	47 8934,05	99 5657,13	47 8390,34	99 6161,3	47 8020,82	9 96161,3	335.02 8,88	11235 2,8594	0	0
1	47 9746,91	99 6363,79	48 0758,7	99 5561,3	48 1128,1	9 95561,3	323.76 6,06	23923 8,7031	0	0
4	47 7711,73	99 6586,67	47 7671,7	99 5561,3	47 7304,83	9 95561,3	320.22 4,44	19534 5,8438	5030,4 01367	0, 25

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	PROPUESTA DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR 101 DEL CAMPO EL SALTO ESTADO MONAGAS
Subtitulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Hidalgo T. Karla D.	CVLAC	C.I. 19.446.121
	e-mail	khdayana@gmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Esquema de explotación
Campo El Salto estado Monagas

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (ciencia aplicada)	Ingeniería de petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

Este estudio consistió en evaluar la factibilidad técnica y económica de la implementación de pozos verticales, horizontales y direccionales en el yacimiento Morichal Inferior 101 del campo El Salto estado Monagas, con la finalidad de proponer el mejor esquema de explotación que permita obtener el mayor factor de recobro posible. Para ello se partió de un modelo estático existente y se realizó un PVT sintético y curvas de permeabilidad relativa, para generar el modelo dinámico del yacimiento. Se simularon diferentes escenarios de agotamiento natural, dividiéndose en 18 casos de simulación, se simuló el comportamiento del yacimiento mediante la colocación de pozos verticales, horizontales y direccionales, realizando corridas de sensibilidades en el mecanismo y la tasa de producción para drenar las reservas del yacimiento. Finalmente se realizó una evaluación económica para determinar la rentabilidad de los esquemas propuestos en este estudio. Los resultados indican que técnica y económicamente es rentable la aplicación del esquema de explotación en el cual se propone perforar 40 pozos horizontales y direccionales en macollas, a 300 metros de espaciamento entre secciones horizontales de 1200 pies, porque la tasa interna de retorno resultó ser mayor a 15% y el VPN mayor a cero, independientemente del tipo de acuífero presente en el yacimiento.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Da Silva M. Alicia M.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	8.348.931
	e-mail	
	e-mail	
Mottola F. Fabiola Del C.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.290.936
	e-mail	fmottola@udo.edu.ve
	e-mail	
Peraza M. Juan F.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	4 172 333
	e-mail	jperaza@udo.edu.ve
	e-mail	Juanfra5@cantv.net
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	02	27

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
HIDALGO KARLA.DOCX
Microsoft Office 2003

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

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (ciencias aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR *Mazley*
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,
Juan A. Bolaños Cuveto
JUAN A. BOLANOS CUVETO
Secretario

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."


KARLA HIDALGO
AUTOR


ALICIA DA SILVA
TUTOR