



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

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN CONTINUA DE AGUA
EMPLEANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA,
*YACIMIENTO NODOSARIA 15C, CAMPO JUSEPÍN***

**REALIZADO POR:
MARÍA JOSÉ GARCÍA AGUILERA**

Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título De:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JULIO DE 2011.



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

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN CONTINUA DE AGUA
EMPLEANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA,
YACIMIENTO NODOSARIA 15C, CAMPO JUSEPÍN.**

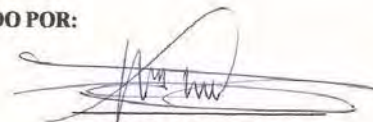
REALIZADO POR:

MARÍA JOSÉ GARCÍA AGUILERA

C.I: 15.278.151

REVISADO POR:


**ASESOR ACADÉMICO
ING. ISAAC CONTRERAS**


**ASESOR INDUSTRIAL
ING. MARIELYS SALAZAR**

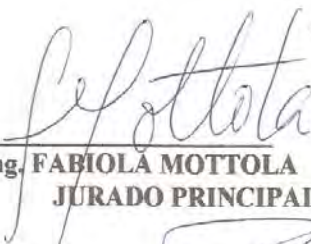
MATURÍN, JULIO DE 2011.

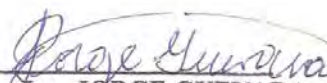


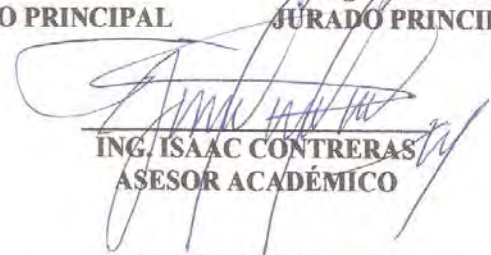
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN CONTINUA DE AGUA
EMPLEANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA.
YACIMIENTO NODOSARIA 15C, CAMPO JUSEPÍN.

APROBADO POR:


Ing. FABIOLA MOTTOLA
JURADO PRINCIPAL


Ing. JORGE GUEVARA
JURADO PRINCIPAL


ING. ISAAC CONTRERAS
ASESOR ACADÉMICO

MATURÍN, JULIO DE 2011.

RESOLUCIÓN

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



DEDICATORIA

A la luz de mis ojos, mi pequeña hija Maria Cesilia. Quien me ha dado tantos momentos de felicidad desde que llego a mi vida, este triunfo es para ti hijita.

A mi amada madre Lesbia, mi gran orgullo, por estar siempre a mi lado y estar en el desarrollo de toda mi carrera, por ser una mujer admirable, por darme ese amor y cariño en todo momento. Te amo mami!!!!.

Le dedico muy especialmente este trabajo a mi Padre Juan Bautista, porque estuvo a mi lado en el desarrollo de mi tesis, por ayudar en mi crecimiento profesional.

A Cesar, por ser mi fiel compañero, mi amigo, mi todo, por llevarme de la mano a la felicidad, por darme todo su amor. Gracias negro por las tantas veces que fuiste por mi, por tus largas esperas y tus atenciones. Te amo negro, mil gracias.

A mis hermanos: Alberto José, Maria Alejandra y María Gabriela, por prestarme su ayuda en todo momento, por haberme dado cobijo y consejos cuando los necesite

A mi sobrina Nicole Valentina por darme tantos momentos de felicidad en mi vida, así como dolores de cabeza. Te quiero mucho mi gorda.

A mi Abuelita Rosa Marina, por ser mi abrigo en los momentos más difíciles, por darme todo su amor y cariño. Te quiero muchísimo abuela.

A mi querida Abuelita Maria Josefa, que desde el cielo debe estar guiando cada uno de mis pasos, debe estar orgullosa de su nieta que no vio crecer a su lado, sea una mujer de bien y una profesional. Te llevaré siempre en mi corazón!

A mis queridas tías Virginia, Yreis, Arys, Crisálida, Maura, por quererme como una hija y guiarme siempre por el buen camino, por su orientación, por ser mi ejemplo, por hacer de mi una muy buena persona.

A mis amigas: Francis José, María de los Ángeles, Rossana, por haberme dado todo su cariño, su amistad, su lealtad y llevarme por el sendero del estudio. Gracias a ustedes hoy soy lo que soy. Las quiero mucho. Gracias.

A mis Amigos y Amigas: Manuel, Franklin, Jesús (Chuo), Betsí, Enmar, Sonia, Karol, Angimar, Yucelis, Yozuni, les dedico estas líneas para agradecer todo lo que hayan podido hacer por mi, por todas esas incontables horas de estudio que con ustedes pase.

A mis compañeros tesis y ahora amigos: Soraya, Janika, Hecsoni, Glendys y Malhy, por haber compartido tantos momentos buenos y malos en PDVSA, por ayudarme siempre y brindarme su amistad sincera. Mil Gracias.

A la vida, por dejar que aprendiera de mis errores y mis fracasos, y permitirme otra oportunidad de alcanzar mis sueños.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por escuchar mis súplicas y ruegos, por no dejarme sola, por guiar siempre mis pasos.

Al Ing. Alexander Zurita, por haberme prestado su apoyo incondicional para alcanzar el cumplimiento de mi tesis.

A mi Asesor Académico Ing. Isaac Contreras, quien dedico muchas horas en mi tesis, y no me alcanzará la vida para agradecer cuanto hizo por mi. Muchas gracias profesor por todo su apoyo y ayuda incondicional. Le estaré eternamente agradecida.

A la Ing. Sorena Moreno, por depositar su confianza en mí, por darme todo su apoyo en el desarrollo de la tesis. Por su preocupación, sus consejos y sobre todo su paciencia. Sin su ayuda, no hubiese sido posible el cumplimiento de esta tesis. Dios te bendiga.

A la Ing. Alexys Matthey por brindarme su gran colaboración al inicio de mi trabajo de tesis. Gracias por tus consejos y tu corazón noble, tus palabras de aliento y valor para decirme lo que considerabas debía de hacer mejor. Te deseo un millón de cosas lindas porque fuiste mi ángel salvador en la empresa. Gracias Alexys.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, por haber permitido que realizara gran parte de mi tesis en el Laboratorio de Simulación de la institución.

A PDVSA, por haberme permitido la oportunidad de aprender la experiencia de trabajar en la principal industria del país.

A la Gerencia de Yacimientos de PDVSA, Extracción y Producción Oriente, muy especialmente a Mahiram Urbina, Gilberto Parra, Matthey Alexys, Sorena Moreno, Analiecer Rivas, Marcelo Villegas, Maria Maza, Víctor Clark, Omar Bolatre, Giancarlos Molina, Nicolás Navarro, Alfonso Guevara , Maquelys Guzman, entre otros, por haberme dado la oportunidad de trabajar a su lado y aprender de ustedes. Gracias por los momentos gratos y tener paciencia conmigo.

A la Gerencia de recuperación Mejorada de Hidrocarburos, En PDVSA Guaraguao, por brindarme todo su apoyo y muy especialmente a la Ing. María Gil y al Ing. Jorge Rivas, Consultor de la empresa SHCUMBERGER por haberme ayudado cuando estuve de visita en esas instalaciones.

A la familia Salazar Prado por toda su colaboración. Que dios los bendiga.

A el personal del Jardín de Infancia Dr. “José María Vargas” de Jusepín, especialmente a la maestra Carmen García, Mirza Brito, Tomas García, Yaneth Brito, Marys Evariste, Dichelida Canelón. Gracias por su apoyo incondicional y su colaboración en permitirme ausentarme de mi trabajo e ir a realizar mis pasantias.

A mis amigas de toda la vida Dayana y Hanny, por darme su ayuda, consejos, orientación. Gracias por darme su hombro en momentos tan difíciles en mi vida.

A Francis, María y Rossana por ser mis amigas, fieles e incondicionales, por darme fuerza para seguir adelante y no desfallecer. Las quiero muchísimo!!!.

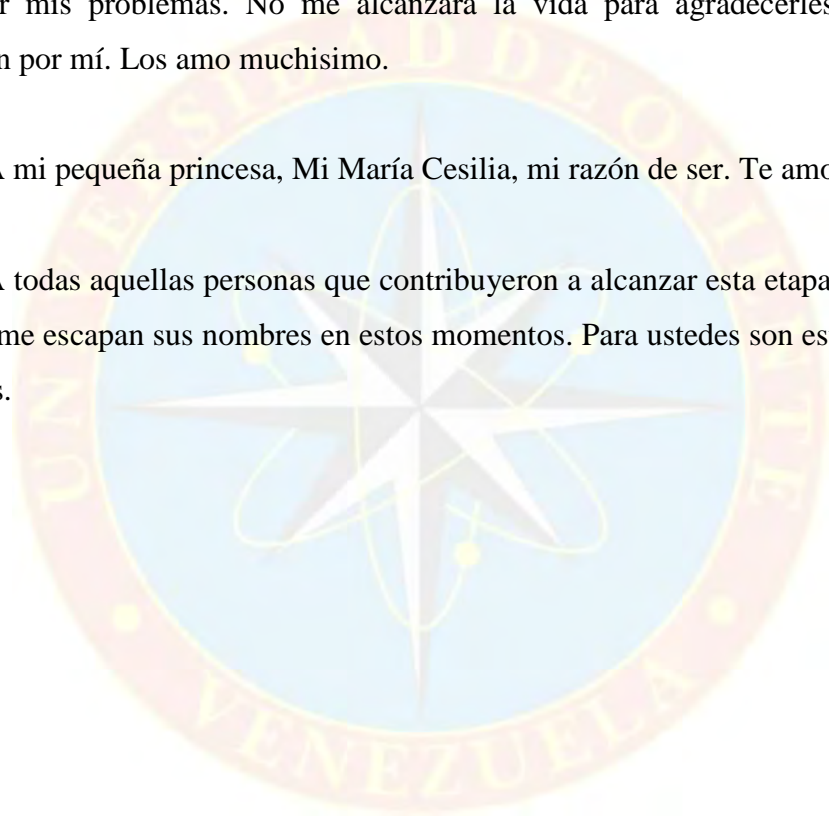
Al Ing. Juan Perraza, Ing. Martha Espinosa e Ing Fabiola Mottola, por haberme brindado sus conocimientos, su colaboración y apoyo incondicional en el desarrollo de mis estudios y mi tesis de grado.

A ti Cheche (Enrique Mata), por tu preocupación, tu sonrisa cada vez que iba a la biblioteca. Que estés al lado de Dios lleno de paz. Igualmente le pido a Dios que ayude en cada paso de su vida a Odalis de Mata, a quien agradezco su colaboración.

A mis dos amores: Mi Madre y Mi Negro, por sus incontables noches y madrugadas que me acompañaron a estudiar, que lloraron conmigo, que ayudaron a resolver mis problemas. No me alcanzará la vida para agradecerles todo cuanto hicieron por mí. Los amo muchísimo.

A mi pequeña princesa, Mi María Cesilia, mi razón de ser. Te amo hijita.

A todas aquellas personas que contribuyeron a alcanzar esta etapa de mi vida, y que se me escapan sus nombres en estos momentos. Para ustedes son estas líneas. Mil Gracias.



INDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
INDICE	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2.1 RASGOS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	7
2.2.1.2 Características Geológicas.....	8
2.2 BASES TEORICAS.....	12
2.2.1 Inyección de Agua.....	12
2.2.1.1 Consideraciones para Proyectos de Inyección de Agua.....	13
2.2.1.2 Tipos de Inyección de Agua.....	14
2.2.1.3 Factores que Controlan la Recuperación en un Proyecto de Inyección de Agua.....	19
2.2.1.4 Problemas Asociados a la Inyección de Agua.....	23
2.2.2 Simulación Numérica de Yacimiento.....	30
2.2.2.1 Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos.....	30
2.2.2.2 Tipos de Simuladores de Yacimientos.....	31
2.2.2.3 Tipos de Mallado de Simulación.....	32
2.3 CONCEPTOS BÁSICOS.....	35
CAPÍTULO III	37
MARCO METODOLÓGICO	37
3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	37
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	37
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	38
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	38
3.4.1 Descripción del Modelo Estático del Yacimiento Nodosaria-15C Perteneiente al Campo Jusepín.....	38

3.4.2 Validación del Modelo Dinámico del Yacimiento Mediante los Históricos de Presión-Producción	40
3.4.3 Analizar la Eficiencia del Proceso de Recuperación Secundaria mediante la Inyección Continua de Agua ó Proyecto Piloto a través de Simulación numérica de Yacimiento	44
3.4.4 Evaluación de Rentabilidad Económica de los Diferentes Planes de Explotación Propuestos.....	47
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS A UTILIZAR PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	48
3.6 RECURSOS	54
CAPÍTULO IV	55
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	55
4.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO NODOSARIA 15C PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN.....	55
4.1.1 Revisión Geológica.....	55
4.1.2 Revisión Petrofísica	64
4.1.2 Registros de Pozos	67
4.1.3. Calidad de la Información Geológica y Petrofísica Proveniente del Yacimiento Nodosaria-15C.....	68
4.2 VALIDACIÓN DEL MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO MEDIANTE LA REVISIÓN DE LOS HISTÓRICOS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN.....	70
4.2.1 Post-Mortem del Yacimiento Nodosaria-15C.....	70
4.2.2 Comportamiento de Producción-Presión del Yacimiento Nodosaria- 15C.....	71
4.2.3 Análisis PVT del Yacimiento Nodosaria 15C	76
4.2.4 Mallado de Simulación	77
4.2.5 Inicialización.....	81
4.2.6 Cotejo Histórico	83
4.3 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE LA INYECCIÓN CONTINUA DE AGUA O PROYECTO PILOTO A TRAVÉS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	88
4.3.1 Estrategias Consideradas para Realizar Inyección Continua de Agua al Yacimiento Nodosaria-15C.....	88
4.3.2 Predicciones	90
4.4 EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LOS DIFERENTES PLANES DE EXPLOTACIÓN	98
CAPITULO V.....	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	100
5.1 CONCLUSIONES	100
5.2 RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFÍA.....	103
APENDICES.....	105



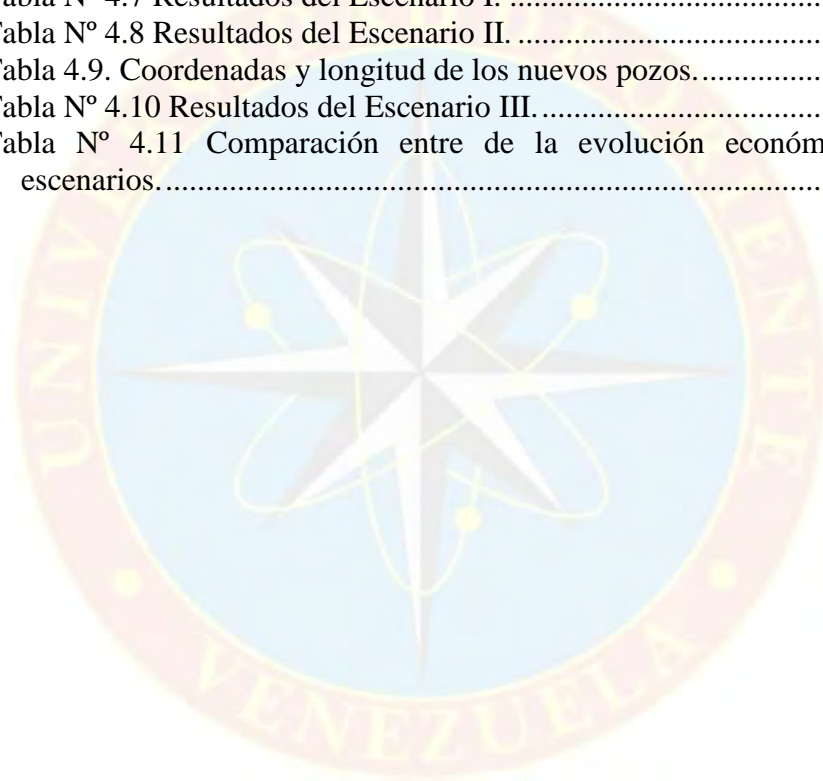
LISTA DE FIGURAS

FIGURA N° 2.1. Ubicación Geográfica del Yacimiento Nodosaria 15. Campo Jusepín.....	8
Figura N° 2.2. Columna Estratigrafica del Campo Jusepín.....	9
Figura N° 2.3. Sección Estructural	11
Figura N° 2.4. Proceso de Inyección de Agua.	12
Figura N° 2.5. Inyección en Yacimiento Anticlinal con Acuífero.	14
Figura N° 2.6 Inyección en Yacimiento Monoclinal con Acuífero.	15
Fig. 2.7. Inyección por Arreglos Geométricos.	16
Fig. 2.8 Inyección Externa de Agua.	17
Figura N° 2.9 Canales Detrás Del Revestidor.	25
Figura N° 2.10 Ruptura De Barrera.	26
Figura N° 2.11 Codificación de la Zona de Agua.....	28
Figura N° 2.12. Canalización de Agua por Alta Permeabilidad	29
FIGURA N° 2.13. Modelo de cero dimensiones (0D).	33
FIGURA N°. 2.14. Modelo de una dimensión (1D).....	33
FIGURA N° 2.15. Modelo de dos dimensiones (2D).....	34
FIGURA N° 2.16. Modelo de Tres Dimensiones (3D).	35
Figura N° 4.1. Localización geográfica del Campo Jusepín.	55
Figura N° 4.2. Esquema estructural representativo del Campo Jusepín.....	56
Figura N° 4.3. Esquema de depositación del Yacimiento Nodosaria 15C.	57
Figura N° 4.4.Estratigrafía de los yacimientos del Campo Jusepín.	60
Figura N° 4.5.Sección Estructural, realizada por Estudios Integrados PDVSA, 2008.....	61
Figura N° 4.6. Esquema de la estratigrafía en Nodosaria 15.....	61
Figura N°4.7. Nueva interpretación estratigráfica de Nodosaria 15.....	62
Figura N° 4.8. Mapa Isópaco del Yacimiento Nodosaria 15.....	63
Figura N° 4.9. Registro del Pozo J-478 (TOTAL-1996).....	64
Figura N° 4.10. Registro del Pozo J-477 (TOTAL-1996).....	65
Figura N° 4.11. Distribución de los registros realizados en el Campo Nodosaria-15C.....	68
Figura N° 4.12. Distribución de los diferentes tipos de problemas operacionales.	71
Figura N° 4.13. Comportamiento de presiones del Yacimiento Nodosaria-15C.	72
Figura N° 4.14 Mapa de la Ubicación del Contacto Agua-Petróleo.....	74
Figura N° 4.15. Comportamiento de producción, Nodosaria 15C.	75
Figura N° 4.16. Estructura del Mallado de Simulación del Yacimiento Nodosaria 15-C.	79
Figura N° 4.17. Mallado de Simulación arena neta petrolífera.	79

Figura N° 4.18. Distribución de la permeabilidad del Yacimiento Nodosaria 15-C.....	80
Figura N° 4.19. Distribución de la porosidad del Yacimiento Nodosaria 15-C.....	80
Figura N° 4.20. Distribución de los diferentes tipos de saturaciones.	81
Figura N° 4.21. Representación del Acuífero. Yacimiento Nodosaria 15-C.....	84
Figura N° 4.22. Estructura del Yacimiento representando los pozos y el acuífero.	84
Figura N° 4.23. Cotejo de presiones de Yacimiento Nodosaria 15C.....	85
Figura N° 4.24. Comportamiento de Producción de Petróleo. Yacimiento Nodosaria-15C.	86
Figura N° 4.25. Comportamiento de Producción de Gas. Yacimiento Nodosaria-15C.	86
Figura N° 4.26. Comportamiento de Producción de Agua. Yacimiento Nodosaria-15C. Fuente: Proyecto de Simulación, 2010.....	87
Figura N° 4.27. Comportamiento del Corte de Agua. Yacimiento Nodosaria-15C.....	87
Figura N° 4.28. Distribución de pozos propuestos para el Escenario I.	91
Figura N° 4.29. Comportamiento de Producción del Yacimiento Nodosaria-15C. Escenario I.....	92
Figura N° 4.30. Distribución de pozos propuestos para el Escenario II.	93
Figura N° 4.31. Comportamiento de Producción del Yacimiento. Escenario II.	94
Figura N° 4.32. Distribución de pozos propuestos para el Escenario III.....	95
Figura N° 4.33. Comportamiento de Producción del Yacimiento. Escenario II.	96
Figura N° 4.34. Comportamiento de Producción del Yacimiento con los diferentes escenarios	97
Figura N° 4.36. Comparación de la presión del yacimiento con los diferentes escenarios.....	97

LISTA DE TABLAS

Tabla N°.4.1. Petrofísica realizada por PDVSA del pozo J-478 (2008).....	66
Tabla N°.4.2. Petrofísica realizada por PDVSA del pozo J-477 (2008).....	66
Tabla N° 4.3. Dimensiones del Acuífero asociado al Yacimiento Nodosaria 15C.....	73
Tabla N° 4.4. Propiedades de fluidos del estudio PVT del yacimiento Nodosaria 15C.....	76
Tabla N° 4.6 Comparación entre las propiedades calculadas volumétricamente y simuladas del Yacimiento Nodosaria-15C.....	82
Tabla N° 4.7 Resultados del Escenario I.	92
Tabla N° 4.8 Resultados del Escenario II.	93
Tabla 4.9. Coordenadas y longitud de los nuevos pozos.....	95
Tabla N° 4.10 Resultados del Escenario III.	96
Tabla N° 4.11 Comparación entre de la evolución económica diferentes escenarios.....	98





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

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA
MEDIANTE INYECCIÓN CONTINUA DE AGUA EMPLEANDO
SIMULACIÓN NUMÉRICA. YACIMIENTO NODOSARIA 15C, CAMPO
JUSEPÍN.**

Autor:
María José García Aguilera
C.I. 15.278.151
Julio, 2011

Asesores:
Ing. Isaac Contreras
Ing. Marielys Salazar

RESUMEN

El objetivo principal de este estudio fue la generación de un esquema de explotación que permitiera optimizar el recobro de las reservas remanentes en el Yacimiento Nodosaria 15C del Campo Jusepín; para esto se inició con el estudio y análisis del yacimiento, permitiendo un entendimiento de su complicado marco geológico, encontrándose que son canales turbidíticos con características de porosidad y permeabilidad distribuidos según al patrón de sedimentación. Luego se procedió a la validación y actualización del histórico de producción, propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Fue analizado en detalle proyecto de simulación realizado por la Empresa TOTAL OIL AND GAS en el año 1994, el cual contaba con la etapa de inicialización del Yacimiento Nodosaria 15C. Seguidamente, se procedió a la ejecución de las corridas de simulación de los diferentes escenarios de explotación, en los cuales fueron analizadas la producción de petróleo, gas y agua, Fr% y reservas recuperadas, todo en función de propiciar el escenario óptimo para abrir el Campo a producción. Dichos escenarios fueron evaluados utilizando el simulador de crudo negro ECLIPSE. De las diferentes estrategias de explotación analizadas, se encontró como la mejor opción técnico-económica el escenario III, que incluye la perforación de 3 pozos verticales de 2000 pies de sección y un pozo inyector de agua, obteniéndose un adicional de 6,9 MMBN de petróleo con respecto a las reservas recuperables oficiales.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos someros del Campo Jusepín (La Pica y Carapita) fueron descubiertos en el año de 1.938, y para los años siguientes resultaron de gran importancia para los intereses mundiales ya que la demanda de petróleo se hacía cada vez más grande a medida que se desarrollaba la segunda guerra mundial. A tan sólo unos pocos meses del desembarco de las tropas Aliadas en Normandía, la compañía Creole hace el descubrimiento del yacimiento Nodosaria en Marzo de 1944 con el pozo J-130, el cual fue explotado a partir de 1.944, principalmente para suplir de petróleo a las tropas aliadas. Se encuentra ubicado a unos 25 Km al oeste de la ciudad de Maturín (Estado Monagas), es un yacimiento alargado de unos cinco millones de metros cuadrados, que junto con otro yacimiento denominado La Pica, constituyen los yacimientos someros del área norte del Campo Jusepín.

En el año 1.978, la compañía CORPOVEN, llevó a cabo un proyecto de inyección de gas en Nodosaria que fue detenido en 1.986 por carencias en el abastecimiento de gas en la zona. Hasta la fecha, se habían perforado 62 pozos. En el año 1.995, bajo el ambiente de la Ronda de Licitaciones de campos marginales por parte del Estado Venezolano, la empresa TOTAL obtiene la licencia para operar en el área, de acuerdo al Convenio de Jusepín. Dicha empresa inició en el año de 1.996 un proyecto piloto de inyección de agua, en el cual se perforaron 2 pozos (un pozo inyector y uno productor). Para el año de 1.998 el proyecto fue detenido a pedido de la empresa LAGOVEN. Hasta la fecha, la producción acumulada de petróleo fue de 26,5MMBNP.

El 01 de Abril del año 2006, Petróleos de Venezuela retoma la explotación del campo con la estrategia de establecer un Proyecto Piloto que permita evaluar la potencialidad del Yacimiento Nodosaria 15C, mediante el método de inyección

continua de agua en función de establecer un plan de explotación y revisar las reservas de estos Yacimientos inactivos desde el año 1998.

En el siguiente trabajo se evaluó el potencial del Yacimiento Nodosaria-15, específicamente su bloque central, mediante el método de inyección continua de agua, en función de establecer el plan de explotación óptimo aplicando simulación numérica a fin de garantizar el máximo recobro de las reservas remanentes.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el sector noreste del Campo Jusepín, se encontró acumulación de hidrocarburos en una sección de la Formación Carapita del período Oligoceno, identificada como Nodosaria-15. La producción de estas arenas fue establecida en Marzo de 1944 con la completación del pozo J-130 y fue objeto de un activo programa de desarrollo hasta Diciembre de 1945, alcanzando su máximo nivel de producción de 81.500 barriles por día, asociadas a 17 pozos activos.

Debido a la declinación de la producción del yacimiento y aunado a la presencia de crudo liviano, fueron implementados en 1974 y 1993 respectivamente, por las empresas Corpoven y Total Oil and Gas un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección continua de agua sin resultados, quedando inactivo el yacimiento desde el año 1998. El Yacimiento Nodosaria 15C no cuenta con una caracterización estática representativa, debido a que la mayoría de sus pozos no poseen muestras de núcleos, análisis PVT y los registros de pozos realizados no proporcionan suficiente información para determinar con exactitud las propiedades de la roca y del fluido del yacimiento.

En Abril del año 2006, Petróleos de Venezuela retoma la explotación del Campo Maduro Jusepín con la estrategia de establecer un Proyecto Piloto basado en la Inyección Continua de Agua que permita evaluar la potencialidad del Yacimiento Nodosaria-15C, considerando el volumen de las reservas remanentes existentes en el yacimiento, el cual se encuentra inactivo desde el año 1998 debido a la baja producción de crudo y al cierre del proyecto de inyección de agua en la zona.

En el siguiente estudio, se plantea la evaluación del proceso de inyección continua de agua en el Yacimiento Nodosarioa-15C aplicando como herramienta el software ECLIPSE 100, el cual es un simulador numérico de alto desempeño que permitirá acelerar el diagnóstico del comportamiento de producción del yacimiento a corto, mediano y largo plazo, de tal manera que se puedan realizar sensibilidades en cuanto a arreglos de pozos productores e inyectores, así como también el tiempo y costos asociados a diferentes estrategias de explotación y proponer el mejor escenario posible a implantar en el yacimiento.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el proceso de recuperación secundaria mediante inyección continua de agua empleando simulación numérica en el Yacimiento Nodosaria 15C, perteneciente al Campo Jusepín.

1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir el modelo estático del Yacimiento Nodosaria 15C perteneciente al Campo Jusepín.
- Validar el modelo dinámico del Yacimiento mediante la revisión de los históricos de presión-producción.
- Analizar la eficiencia del proceso de recuperación secundaria mediante la inyección continua de agua o proyecto piloto a través de simulación numérica de yacimientos.
- Evaluar la rentabilidad económica de los diferentes planes de explotación propuestos.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Considerando las reservas remanentes existentes en el Yacimiento Nodosaria-15C, PDVSA Exploración y Producción Oriente realizó en Febrero del 2008 un Proyecto Piloto con el propósito de reactivar el yacimiento antes mencionado en función de incrementar la producción de crudo en el Distrito Norte. El proyecto en cuestión se basa específicamente en reactivar el yacimiento mediante inyección continua de agua y perforación de pozos. A pesar de que el proyecto involucra un plan de explotación, se consideró necesaria la evaluación del mismo a través de simulación numérica de yacimientos con la premisa de pronosticar la eficiencia de la inyección continua de agua en yacimiento.

Por lo anteriormente mencionado, se hace necesario evaluar diferentes escenarios de explotación utilizando el Software ECLIPSE 100, el cual permitirá comparar los resultados de las corridas de los escenarios de explotación propuestos con el propósito de evaluar cual de ellos puede garantizar una mayor recuperación del crudo en este yacimiento. Aprovechando al máximo todo el potencial que posee esta área, se determinará el comportamiento de producción al aplicar inyección continua de agua y estimar el escenario que permita de manera rentable y optima reactivar el yacimiento.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

- **PDVSA, (2008)**, realizó un estudio en febrero del 2008, para desarrollo los Yacimientos Someros del Campo Jusepín, el cual se encuentra inactivo desde el año 1998 con una cantidad considerable de reservas remanentes. El estudio consistió en evaluar mediante el método de inyección continua de agua y perforación de nuevos pozos direccionales tipo J, el potencial de producción, con miras a establecer un plan de explotación óptimo que permita reactivar el yacimiento. Con respecto a 1 Bloque Central, se concluyó perforar dos inyectores de agua y 3 productores de crudo en sentido este-oeste, lugar donde se encuentran las mayores acumulaciones de hidrocarburos, y en sentido oeste-este perforar 2 pozos de tipo horizontal por ser esta la zona donde se encuentran los menores espesores de arena.
- **Rodríguez, L.(2008)**, realizó un estudio para evaluar la factibilidad de reactivación del Yacimiento somero inactivo Nodosaria-15E del Campo Jusepín, Distrito Norte. Entre los resultados más importantes estuvo el hecho de haber estimado el POES del Yacimiento, el cual es de 60 (MMBN), obtenido mediante la técnica de balance de materiales. Igualmente se estimó que la perforación de 3 pozos en las zonas con mejores propiedades petrofísicas puede aportar aproximadamente 1,1 MMBN por cada uno de los pozos en un período de 20 años. Por otra parte, la declinación de producción del ajuste fue de 13% aproximadamente, obteniendo un recobro de 16,4 % evaluado mediante modelo de simulación numérica de yacimiento.

Salazar, J. (2007), realizó una evaluación metodológica para la escogencia de arreglos de pozos mediante la simulación numérica de inyección de agua y/o gas en yacimientos de petróleo negro. El estudio consistió en describir los parámetros que caracterizan un yacimiento de petróleo negro, así como también los factores y procesos que controlan las etapas en los procesos de inyección de agua y/o gas, las variables y el conjunto de ecuaciones que intervienen en la selección de los arreglos de pozos, y su comportamiento futuro mediante ECLIPSE 100. Finalmente, se determinaron las zonas prospectivas para el yacimiento, permitiendo disponer de forma rápida la mejor ubicación de los pozos en el modelo de simulación. Finalmente, se concluyó que el mejor esquema de explotación para el yacimiento fue el caso 3, el cual consistió en un arreglo de 4 pozos productores y de 3 inyectores, obteniendo una recuperación de 260 MMBN de petróleo con un factor de recobro de 46,07% y una producción de 118 MMBN de agua Y 230 MMPCN de gas producido.

2.2.1 RASGOS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El Area Jusepín está situada al norte del Estado Monagas, 30 Km al oeste de Maturín. Comprende los Campos Jusepín, Muri, Mulata, Santa Bárbara, Travieso, Mata Grande y Tacat.

El área productora puede ser descrita como una sola unidad, aun cuando las empresas concesionarias dieron diferentes nombres a sus campos petrolíferos. Conforman una extensa franja de rumbo N 60° E, con mas de 45 Km de extensión y 7 Km de ancho.

El petróleo fue descubierto por el pozo Jusepín-1 (J-01), perforado por la Standard Oil Company of Venezuela, en octubre de 1938, sobre un alto estructural vagamente señalado por estudios del sismógrafo de reflexión. Jusepín entró a producción en 1939 cuando se construyó el oleoducto hasta Caripito. En la figura N° 2.1 se observa la ubicación del Campo Jusepín.

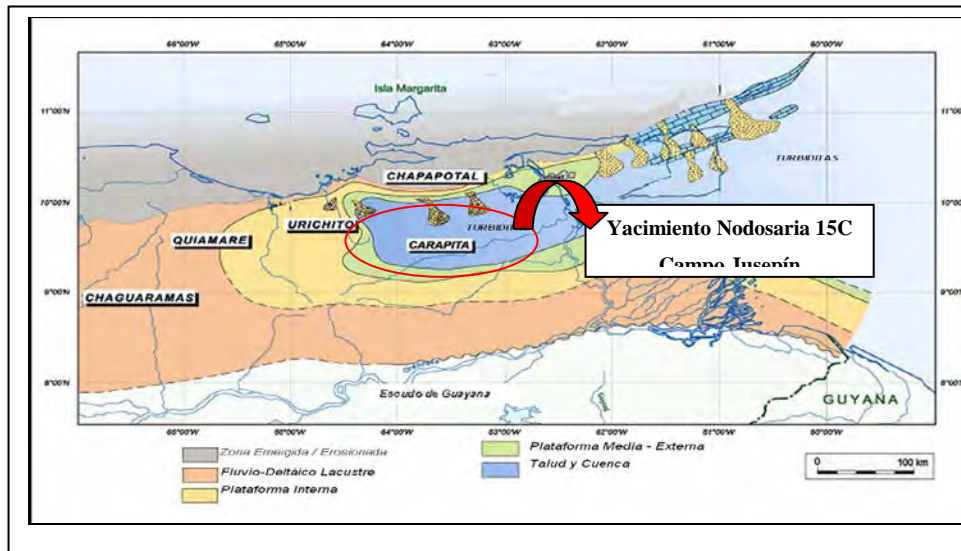


FIGURA N° 2.1. Ubicación Geográfica del Yacimiento Nodosaria 15. Campo Jusepín.

Fuente: Base de datos de PDVSA, 2008

2.2.1.2 Características Geológicas

- **Estratigrafía:**

Durante el Mioceno la trasgresión de la Placa Tectónica del Caribe sobre el continente suramericano ocasionó el movimiento al sur y la deformación del flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, que hizo migrar hacia el sur hasta el Mioceno medio las arenas que llegaban del Escudo de Guayana, al igual que los sedimentos erosionados en la serranía del norte. Las formaciones Carapita y La Pica fueron depositadas en esa cuenca desarrollada a principios del Neógeno.

La Formación Carapita (Mioceno inferior a medio) es la formación productora más antigua del área. Representa una invasión marina iniciada desde el Oligoceno y una regresión del mar hacia el Mioceno superior. En la figura N° 2.2, se puede apreciar la estructura de las formaciones que comprenden el Campo Jusepín, donde se observa claramente la estratigrafía de las Turbiditas del Miembro Chapapotal.

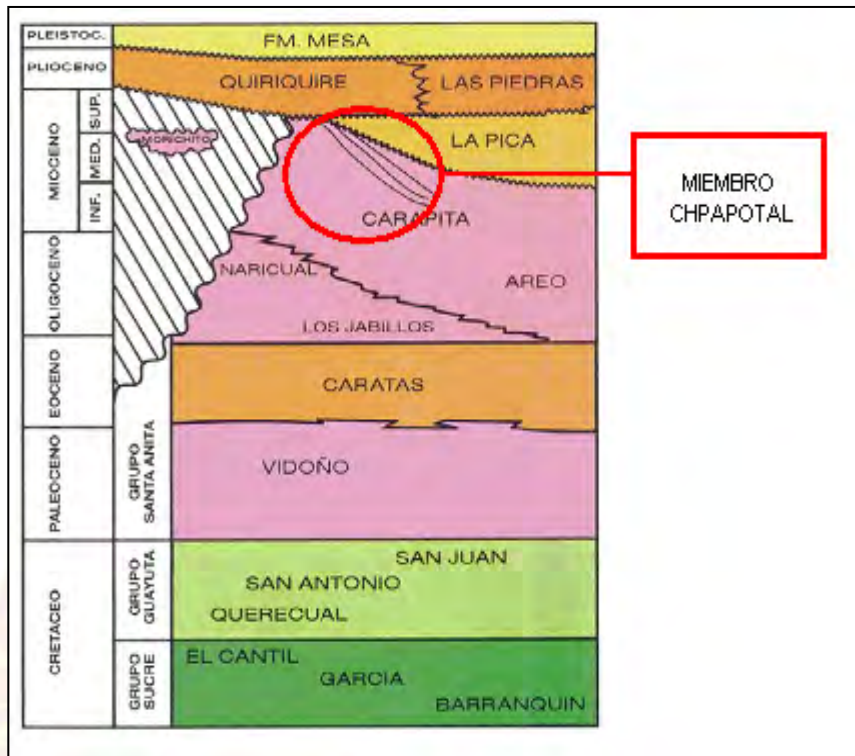


Figura N° 2.2. Columna Estratigrafica del Campo Jusepín.

Fuente: Base de datos PDVSA, 2008

Tiene un espesor promedio de 6.000 pies y se compone en su mayor parte de lutitas marinas ricas en foraminíferos, frecuentemente distorsionadas, ínterestratificada localmente en su parte alta con areniscas turbidíticas muy lenticulares (**arenas Nodosaria del Miembro Chapapotal**) de grano fino a grueso y hasta conglomeráticas, encontradas productoras por el pozo J-56 con 150 pies de espesor. En marzo de 1944, el pozo J-130 obtuvo producción de las arenas Nodosaria-15 en la llamada Extensión Noreste de Jusepín, donde aparecen truncadas debajo de sedimentos del Mioceno superior. En este sector nor-este constituye un grueso desarrollo de sedimentos con limos, arcillas, arenas de grano fino hasta conglomeráticas. Las capas individuales de arena no pasan de 6 metros de espesor con intercalación lenticular de lutitas de 1 a 3 metros.

Posteriormente a la sedimentación de la Formación Carapita se presentó en el área un levantamiento general, producto de esfuerzos originados en el norte y noroeste que den lugar a un fuerte plegamiento de los estratos anteriores. Sigue al levantamiento un período de severa erosión que elimina los niveles superiores de Carapita.

- **Estructura:**

Al sur de la Serranía del interior Oriental se encuentra en el subsuelo un sistema de corrimientos que se conoce por interpretación geofísica y los pozos perforados. Un área está situada desde el campo La Ceiba en Anzoátegui hasta la falla de Urica, otra zona entre Urica y el meridiano de Quiriquire, y una tercera sección al este de Quiriquire hasta el Golfo de Paria. El sector central corresponde al norte de Monagas, desde la Serranía del Interior hasta el eje de la Cuenca Oriental de Venezuela. Entre las numerosas fallas inversas que conforman el sistema resalta el Corrimiento de Pirital, que divide el norte de Monagas en dos áreas: el bloque norte, de índole compresional, muestra una columna estratigráfica desde el Cretáceo hasta el Oligoceno que cabalga sobre sedimentos del Mioceno; y el bloque meridional, entre el corrimiento de Pirital y el Alto de Tonoro-El Lirial, donde aparece la Formación La Pica, cortada por sistema de fallas normales, asociada a tectónica distensiva transcurrente post-Mioceno medio.

En el Área Jusepín se encuentran indicios de renovados empujes con fuerte componentes norte-sur ocurridos durante el período de deformación del Mioceno en la región norte de la Cuenca. Dentro de este estilo tectónico se mencionan el corrimiento y alto de Pirital con la erosión siguiente de Carapita (3.000' pies de sedimentos fueron erosionados en el Alto), la subsidencia e invasión marina de La Pica, la erosión de la zona basal de las arenas de Textularia (Formación La Pica) sobre el levantamiento central de Amana, el levantamiento posterior del Alto Tonoro-

El Lirial durante la sedimentación de La Pica y la erosión de las arenas Textularia y Sigmoidina sobre el Alto. Movimientos tectónicos ocurridos durante la etapa de sedimentación de la Formación la Pica dieron lugar al levantamiento de anticlinales menores, como los de Jusepín, Muri y Amana Central, y de anticlinales mayores, como Tonoro-El Lirial.

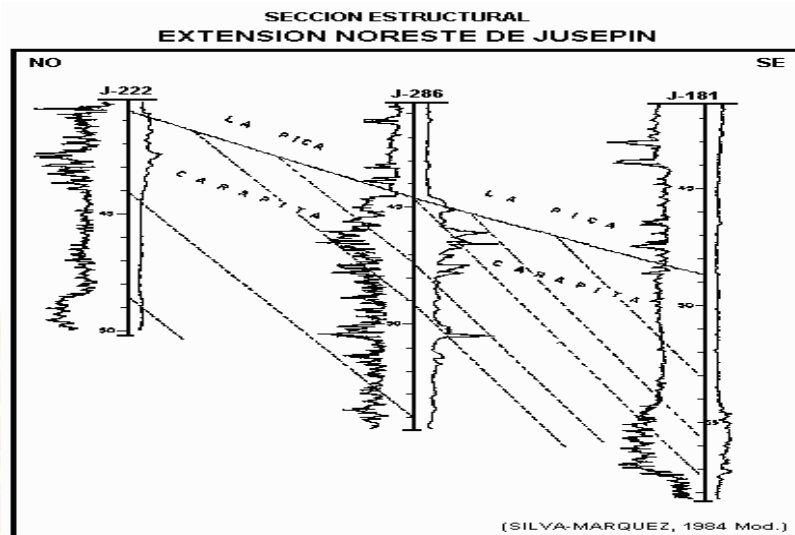


Figura N° 2.3. Sección Estructural
Fuente: Base de datos PDVSA,1980

El corrimiento de Pirital se considera como un sector del corrimiento frontal. Se identifica por una distancia de 200 km entre la falla de Urica en Anzoátegui hasta la falla de Los Bajos en el Golfo de Paria. Se estima que el fallamiento ocurrió entre el Mioceno medio y el Mioceno superior en el tiempo post-Carapita, cuando el área marginal pasiva del Cretáceo y Terciario inferior fue sobrecorrido por bloques alóctonos provenientes del noroeste que ocasionaron extensas líneas de sobrecorrimientos hacia el sur. El área Jusepín constituye, a nivel de La Pica, una depresión suave (Ver Figura N° 2.3), al sur del levantamiento de Pirital y al norte del Alto de Tonoro (donde La Pica fue erosionada). Todos los campos del Área se encuentran alineados en un rumbo suroeste-noreste desde Tacat, en un homoclinal de buzamiento sur.

Al sur del corrimiento de Pirital se destaca la falla de Santa Bárbara, normal con buzamiento sur, acompañada por un ramal que se desprende pocos kilómetros al este de Pirital en el Área Santa Jusepín y se extiende hasta Tacat. Localmente, las fallas de Santa Bárbara y de Amana cortan el Área siguiendo la dirección general de la alineación.

2.2 BASES TEORICAS

2.2.1 Inyección de Agua

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua (fig. 2.4). La primera operación conocida de inyección de agua fue efectuada hace más de 100 años en el área Oeste de Pennsylvania. Sin embargo, el uso de esta técnica no fue muy usada hasta la década de los cuarenta.

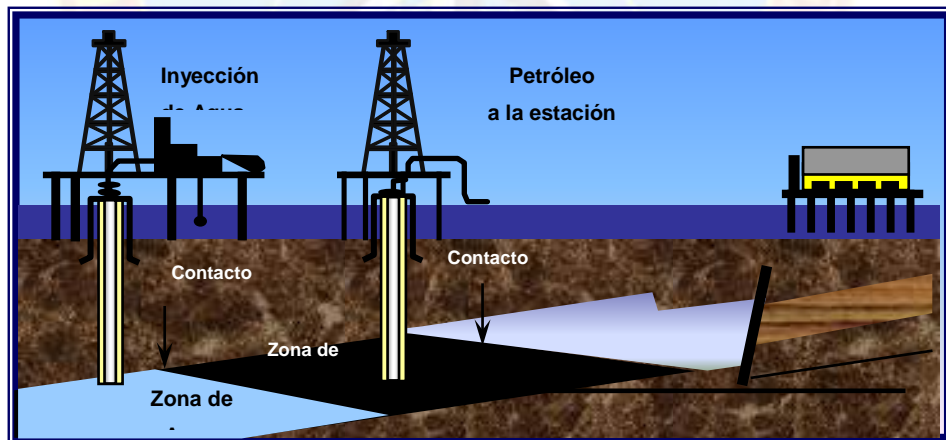


Figura N° 2.4. Proceso de Inyección de Agua.

Fuente: PDVSA Occidente, 2008

Bajo condiciones favorables (razón de movilidad favorable, yacimiento hidrófilo, entre otros) la inyección de agua es un método efectivo para recuperar

petróleo adicional de un reservorio. Algunos de los factores que favorecen una alta recuperación por inyección de agua incluye: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del reservorio, entre otros. Muchos proyectos de inyección de agua son "patrones de inyección" donde los pozos de inyección y producción son alternados en un patrón regular.

2.2.1.1 Consideraciones para Proyectos de Inyección de Agua

Una de las primeras consideraciones en la planificación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección. El agua salada es usualmente preferida al agua fresca, y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección.

La geometría y continuidad del yacimiento son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el reservorio tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. La eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que esta en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y reservorios muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.

La profundidad del reservorio es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción. La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección. Si todos los otros factores son los mismos, la recuperación de petróleo para un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado.

La cantidad de petróleo en sitio es directamente proporcional a la porosidad, saturación de petróleo y espesor del reservorio. La magnitud y la variabilidad de la permeabilidad son consideraciones importantes. Si la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar agua a altas tasas. Las capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y productor causarán irrupción temprana del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad.

2.2.1.2 Tipos de Inyección de Agua

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de tres maneras diferentes:

1) **Inyección Periférica o Central:** es aquella inyección en la cual los pozos inyectores están agrupados en la parte central del yacimiento, y los productores en la periferia del yacimiento. Este tipo de inyección ocurre en los siguientes casos:

a) **Yacimiento Anticlinal con un Acuífero en el cual se Inyecta Agua:** en este caso los pozos inyectores forman un anillo alrededor del yacimiento.



Figura N° 2.5. Inyección en Yacimiento Anticlinal con Acuífero.

Fuente: PDVSA Occidente, 2008

b) **Yacimiento Monoclinal con una Capa de Gas o Acuífero donde se Inyecta Agua y/o Gas:** como se observa en la figura 2.6, los pozos inyectoros están agrupados en una o más líneas localizados hacia la base del yacimiento (flancos) en el caso de inyección de agua, o hacia el tope en el caso de inyección de gas.

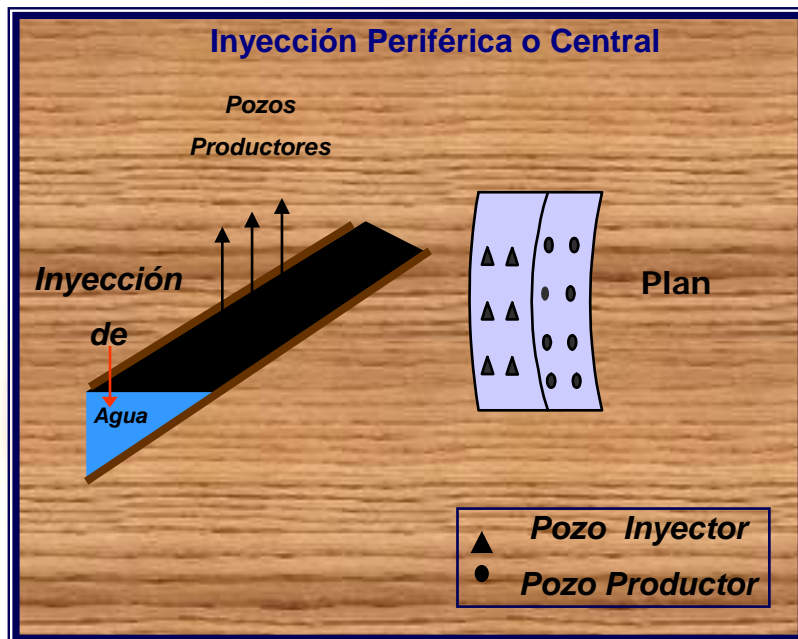


Figura N° 2.6 Inyección en Yacimiento Monoclinal con Acuífero.

Fuente: PDVSA Occidente, 2008

2) **Inyección por Arreglos:** este tipo de inyección se emplea particularmente en yacimientos con bajo buzamiento y una gran extensión areal. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectoros se distribuyen entre pozos productores. Esto se lleva a cabo convirtiendo los pozos productores existentes a inyectoros o perforando pozos inyectoros interespaciados. Los arreglos de pozos se clasifican en irregulares y geométricos.

- a) **Irregulares:** los pozos de producción e inyección están colocados en forma desordenada y cada caso particular requiere de un estudio especial.
- b) **Geométricos:** los pozos de producción e inyección están distribuidos arealmente formando ciertas formas geométricas conocidas. En si, este arreglo consiste en inyectar agua a la capa de crudo, formando un cerco de pozos inyectoros alrededor de los pozos productores, con el objetivo de empujar los volúmenes de crudo remanentes en el yacimiento hacia dichos pozos productores (fig. 2.7). El arreglo geométrico utilizado en el yacimiento B-6-X.10 es el de línea directa y alterna.

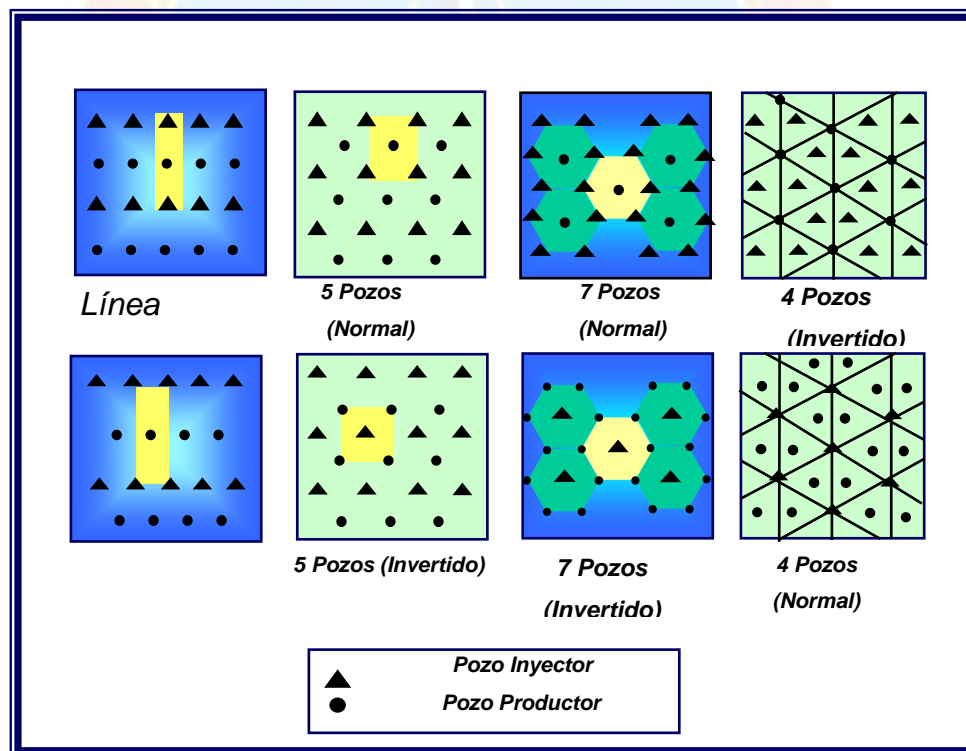


Fig. 2.7. Inyección por Arreglos Geométricos.

Fuente: PDVSA Occidente, 2008

c) **Arreglos en Línea:** se dividen en línea directa y línea alterna diagonal.

- **Línea Directa:** en este tipo de arreglo, los pozos productores e inyectores se balancean directamente unos con otros. En este arreglo, la eficiencia de barrido se mejora a medida que la relación d/a aumenta.

Donde:

d : distancia entre un pozo inyector y un pozo productor en la misma columna.

a : distancia entre los pozos de una misma fila.

- **Línea Alterna o Diagonal:** este tipo de arreglo es una modificación del arreglo en línea directa. Se origina al desplazar los pozos inyectores a lo largo de su línea, a una distancia igual a $a/2$.

3) **Inyección Externa de Agua o en la Periferia:** se inyecta agua fuera de la zona de petróleo en los flancos del yacimiento (ver fig. 2.8). Se conoce también como inyección tradicional o de mantenimiento de presión. En este caso, el agua se inyecta en el acuífero. Se utiliza cuando no posee buena descripción del yacimiento.

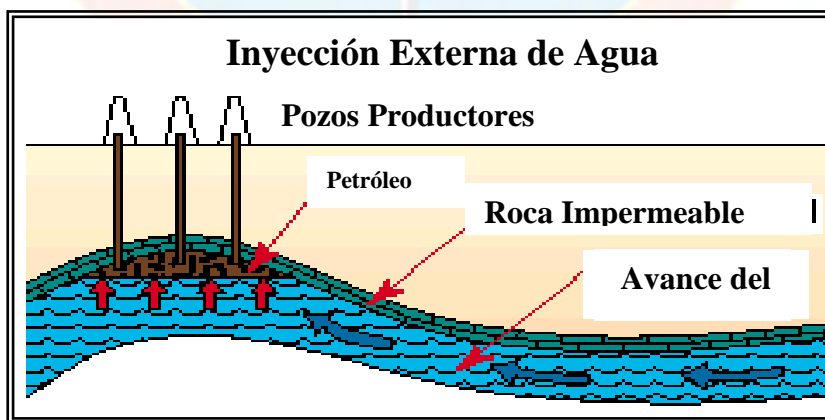


Fig. 2.8 Inyección Externa de Agua.

Fuente: PDVSA Occidente, 2008

✓ **Ventajas:**

- Se utilizan pocos pozos.
- No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que este puede usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en área donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
- No se requiere buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de inyección de agua.
- Es posible obtener recobro de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyectos, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue hasta la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de facilidades de producción para la separación agua-petróleo.

✓ **Desventajas:**

- Generalmente se sustituye por una inyección de agua en arreglos a medida que se conoce mejor el yacimiento.
- Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
- No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
- En algunos yacimientos, la inyección periférica de agua no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo, y es necesario efectuar una inyección en arreglos en esa zona del yacimiento.

- La inyección periférica puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento y, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

2.2.1.3 Factores que Controlan la Recuperación en un Proyecto de Inyección de Agua

Es necesario, el conocimiento de la influencia de varios factores que afectan la recuperación de petróleo, para determinar si el proceso de inyección de agua es aplicable o no. Entre los factores más importantes se encuentran:

- a) Modelo Geológico:** para la implementación de un proyecto de inyección de agua, es vital tener bien definido el modelo geológico del área, a fin de planificar el patrón de inyección, así como predecir con mayor exactitud el comportamiento futuro del yacimiento.

Las variaciones en la permeabilidad para un campo dado, juegan un papel importante al determinar las cantidades de agua necesarias en las operaciones de inyección de agua. Si hay amplias diferencias de la permeabilidad entre los estratos individuales de un horizonte productor, el agua aparecerá primero en los pozos productores, a través del estrato de mayor permeabilidad, y luego aparecerá en orden de permeabilidad decreciente. Estas variaciones de permeabilidad de la formación interfieren con el control de desplazamiento efectivo.

- b) Estructura del Yacimiento:** las condiciones estructurales tienen una importante relación con los resultados obtenidos por una inyección de agua. Parece probable que este método de recuperación de petróleo sea más efectivo al desalojar el petróleo residual de estratos inclinados que de estratos relativamente horizontales.
- c) Humectabilidad:** en aquellos sistemas que son humectados por agua, la recuperación por inyección de agua es más eficiente que aquellos humectados por petróleo; esto se debe a que el agua ocupa los poros más pequeños de la roca y el petróleo los más grandes, generando una mayor facilidad de empuje por agua.
- d) Saturación de Fluidos:** la proporción de agua inyectada para producir ciertas cantidades de petróleo es muy importante para el éxito económico de una operación de recuperación por inyección de agua. Esta proporción está gobernada por las saturaciones de fluido al comienzo del proyecto y cambia con el avance del mismo.
- e) Movilidad de los Fluidos:** los ensayos de laboratorio y los trabajos de campo han demostrado que la máxima eficiencia se obtiene cuando la movilidad del fluido desplazado es mayor que la del fluido desplazante; en otras palabras, que la razón de movilidad entre el agua inyectada y el petróleo sea menor que 1.

Cuando se inyecta un fluido de alta movilidad, este se mueve por canales de mayor permeabilidad hacia los pozos productores. Como resultado de ello, queda en el yacimiento gran volumen de petróleo que no ha recibido empuje alguno.

- f) Efecto de la Viscosidad del Petróleo:** se observa, que cuando aumenta la viscosidad del petróleo, se obtiene una saturación de agua inferior durante la

fase de la acumulación, así como también una aproximación gradual a la saturación residual durante la fase subordinada.

- g) Presión Capilar:** la presión puede cualitativamente ser expresada como la diferencia entre presión existente a lo largo de la interferencia que separa dos fluidos inmiscibles. Conceptualmente, es más fácil de ver como la capacidad de succión de una roca por un fluido que humecta la roca, o la capacidad de la roca de repeler un fluido no humectante. Cuantitativamente puede ser definida como la diferencia entre la presión de la fase de petróleo y la presión de la fase de agua.
- h) Localización de Arreglos de los Pozos:** en operaciones de recuperación secundaria, en algunos casos los pozos de producción pueden ser reacondicionados para la inyección, mientras que en otros, es necesario perforar nuevos pozos de inyección. Lógicamente en una inyección de agua se desea que una gran parte del espacio poroso del yacimiento entre en contacto con el fluido desplazante. Para lograr este objetivo, se han propuesto dos tipos de arreglos periféricos en los cuales los pozos de inyección están situados en los límites exteriores del yacimiento; y los arreglos convencionales o geométricos, en los cuales los pozos de inyección y de producción están ordenados siguiendo una ley geométrica.
- i) Control de la Tasa de Inyección:** varios investigadores han estudiado el efecto de las variaciones de la tasa de inyección y su correspondiente tasa de avance a través de la formación sobre el comportamiento del proyecto y la recuperación final.

Estudios de investigación, incluyendo pruebas de laboratorio y de campo permiten establecer que:

- Para cualquier saturación de petróleo dada, hay una velocidad máxima crítica. La eficiencia de la recuperación disminuye notablemente cuando esta velocidad es superada, la relación agua – petróleo aumenta muy rápidamente y reduce la vida económica del proyecto e igualmente la recuperación final de petróleo.
- En cualquier caso, el agua se inyecta utilizando pozos inyectoros, y la eficiencia del proceso depende en gran escala de la capacidad de inyección presentada por estos pozos. Por tal razón, es muy conveniente estudiar el comportamiento de los mismos, en lo concerniente a la capacidad de inyección y sus variaciones a lo largo del tiempo.

j) Efecto de Variación de la Tasa de Producción: después que en un proyecto de inyección de agua se ha producido el llene, en el cual la mayor parte del gas presente inicialmente ha sido producido o disuelto en el petróleo, la tasa total de fluidos producidos resulta directamente proporcional a la tasa de inyección. Bajo estas condiciones, la producción de fluidos puede ser controlada de dos maneras:

- Limitando el volumen de agua a inyectarse.
- Estableciendo una contrapresión en los pozos productores, lo que equivaldría a limitar el volumen de fluidos producidos.

k) Compatibilidad del Agua de Inyección: cuando agua de diferentes fuentes se mezclan y no se forma ningún precipitado, las aguas se consideran compatibles. La compatibilidad del agua para la inyección es muy importante en el diseño y operación de estos sistemas. En ciertos casos se usan aguas de diferentes formaciones, las mismas son mezcladas antes de ser inyectadas. Si esta agua son

incompatibles, pueden generar la precipitación de sólidos que obstruyen los poros de la formación inyectada. En caso de que fuesen incompatibles, pueden usarse tanques de decantación y filtración como tratamientos químicos.

l) Aspectos Económicos: el costo del manejo y tratamiento del agua dependerá de muchos factores. El diseño para obtención y tratamiento del agua no se hace únicamente para ahorrar dinero, sino para obtener un abastecimiento de agua adecuado que produzca la máxima cantidad de petróleo a un mínimo costo.

m) Tiempo de Respuesta: se denomina tiempo de respuesta, al que transcurre desde el inicio de la inyección hasta que se produzca un incremento en la producción de petróleo. Este tiempo de respuesta depende en gran parte, tanto de las características de la roca, como del fluido entrampado y de las tasas de inyección. En algunos casos puede ocurrir que este tiempo sea mayor que el estimado, debido a que el agua pudo haberse canalizado hacia otra arena más permeable.

2.2.1.4 Problemas Asociados a la Inyección de Agua

Los problemas más comunes que se pueden presentar en proyectos de inyección de agua o gas son los siguientes:

- **Problemas Asociados al Pozo:**

- **Arenamiento:** el problema de arenamiento en pozos también se presenta en algunos proyectos de inyección de fluidos. El mismo, se genera en aquellos pozos donde existen arenas poco consolidadas o arenas completadas que estén muy cerca de una superficie de erosión.

- **Levantamiento Artificial:** el levantamiento artificial en pozos productores es otro factor que puede crear problemas cuando se esta inyectando agua en

el yacimiento, los porcentajes de agua en los pozos se incrementan y estas generan problemas en el levantamiento artificial.

- **Corrosión:** la solución que se ha buscado para eliminar la corrosividad del agua es a través del análisis químico para tratar de disminuir el contenido del oxígeno presente en el agua a 0,06%. Para lograr esto, el agua es tratada con sulfato de sodio (Na_2SO_3) o cloro (Cl) el cual reduce el contenido de oxígeno en el agua a tal punto que no causa corrosión.
- **Taponamiento:** un problema diferente que se puede presentar en un proyecto de inyección de agua es el taponamiento de los pozos inyectoros, o sea, una pérdida de la inyectividad del fluido debido a diferentes factores. Generalmente estos factores están asociados a la corrosión. El agente corrosivo hace que las paredes de las tuberías produzcan óxido de hierro que se deposita dentro de los granos de la formación creando una especie de puente que origina una baja en la inyectividad. Esto a su vez puede entrar en combinación con una cantidad de sólidos que se encuentran en suspensión o disueltos en el agua de inyección, estos sólidos pueden reaccionar con material de la formación y dar lugar a una pérdida de la inyectividad. Es muy frecuente controlar la inyectividad de los pozos inyectoros mediante fracturamiento hidráulico.
- **Fugas del Revestidor:** Las fugas en el revestidor son normalmente detectadas por un inesperado incremento en la producción de agua. Registros de temperatura o comparación del análisis del agua con las formaciones cercanas permiten inferir la fuente de la fuga.
- **Producción Indeseada de un Canal detrás del Revestidor:** Este tipo de problema puede ocurrir en cualquier momento de la vida del pozo, pero es

asociable después de la completación o estimulación del mismo, entre las causas pueden estar:

- **Adherencia deficiente del cemento:** Existen diversas razones que provocan el deterioro de adherencia del cemento; por ejemplo, la exposición a condiciones adversas de temperaturas, presión y eventualmente aguas sulfatadas. Esto ocurre con mayor frecuencia si se han producido problemas durante la cementación primaria, como zonas de baja presión, migración de gas.
- **Cavernas por producción de arenas:** Las arenas poco consolidadas pueden derrumbarse, producir arenamiento en el pozo y crear cavernas por detrás del revestidor. Dichas cavernas pueden establecer comunicación hidráulica con zonas de agua.

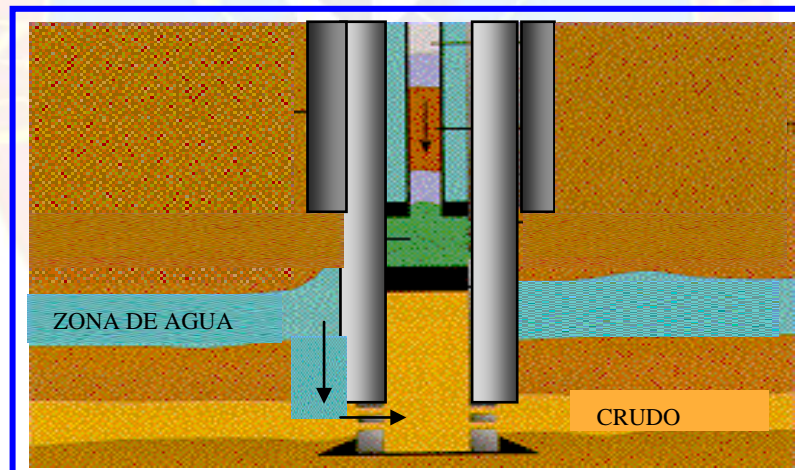


Figura N° 2.9 Canales Detrás Del Revestidor.

Fuente: PDVSA Occidente,2008

La inesperada producción de agua es un fuerte indicativo de que existe un canal detrás del revestidor (fig 2.9). Los registros de temperatura, ruido y cementación pudieran validar este problema.

- **Ruptura de Barreras:** Aún cuando las barreras naturales, tales como cuerpos de lutitas, separan las diferentes zonas de fluidos y exista un buen trabajo de cementación, las lutitas pueden fracturarse cerca del hoyo. Como resultado, la diferencia de presión a través de dichas formaciones permite que el fluido emigre entre las perforaciones del pozo (fig. 2.10). Este tipo de fallas esta asociada con trabajos de estimulación, por ejemplo fracturamiento hidráulico y acidificación matricial, en donde los ácidos disuelven los canales atravesando las barreras lutíticas. Registros de temperatura, neutrón y decaimiento termal de neutrones, pueden ser usados para detectar la migración del fluido.

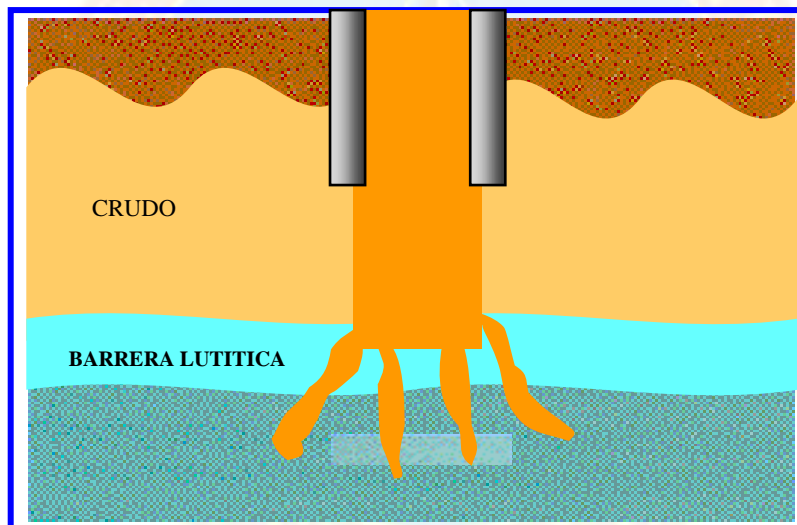


Figura N° 2.10 Ruptura De Barrera.
Fuente: PDVSA Occidente, 2008

- **Cañoneo muy Cerca de la Zona de Agua:** Los registros, información de núcleos y reporte diario de perforación deben examinarse para determinar el punto donde está situada la zona de agua.
- **Estimulaciones en la Cercanías del Pozo:** La estimulación frecuente puede provocar la formación de cavernas en la roca y establecer una comunicación

con zonas de agua. La estimulación frecuente de arenisca o carbonatos puede también disolver el relleno en las fracturas cementadas o afectar la adherencia del cemento, y del mismo modo establecer una comunicación con el agua.

- **Daño de la Formación:** La caída de presión abrupta causada por un daño en la formación hace que el agua invada el intervalo productor de otra zona. Si así fuera, la producción de agua se puede reducir estimulando el intervalo productor y reduciendo el diferencial de presión en las perforaciones.

- **Problemas Asociados al Yacimiento:**

- **Presencia de Arenas Poco Permeables:** en otro aspecto, quizás opuesto al avance prematuro del agua, está el problema de presencia de arenas poco permeables, lo cual hace difícil el flujo de fluidos a través del medio poroso.

- **Razón de Movilidad Adversa:** otro problema que se puede presentar en los yacimientos sometidos a inyección de agua es la presencia de una razón de movilidad adversa, es decir, el petróleo viscoso cerca del límite del yacimiento el cual se hace menos viscoso buzamiento arriba; en estas condiciones el agua avanza rápidamente hacia los pozos de primera línea dejando gran cantidad de petróleo atrás debido a la ineficiencia del desplazamiento. En este caso, en los yacimientos donde se lleva a cabo inyección de agua y presentan este tipo de problema, es posible controlarlo con la adición de sustancias al agua de inyección, como por ejemplo polímeros.

- **Inyección de Agua Inadecuada:** cuando se inyecta agua en una formación que contiene cierta cantidad de arcilla, esta se hincha o expande causando un posible taponamiento de los poros y como consecuencia una pérdida de inyectividad.

- **Conificación de un Acuífero de Fondo:** es el caso del movimiento vertical del agua a través de la fase de hidrocarburos en las cercanías del pozo (fig. 2.11).

La conificación es siempre una posibilidad cuando la formación productora está localizada por encima de la zona de agua. Cambios de densidad del fluido, registros neutrón y decaimiento termal de neutrones, pruebas de pozos y monitoreo del comportamiento en el campo, pueden ser utilizados para detectar la invasión del agua de fondo.

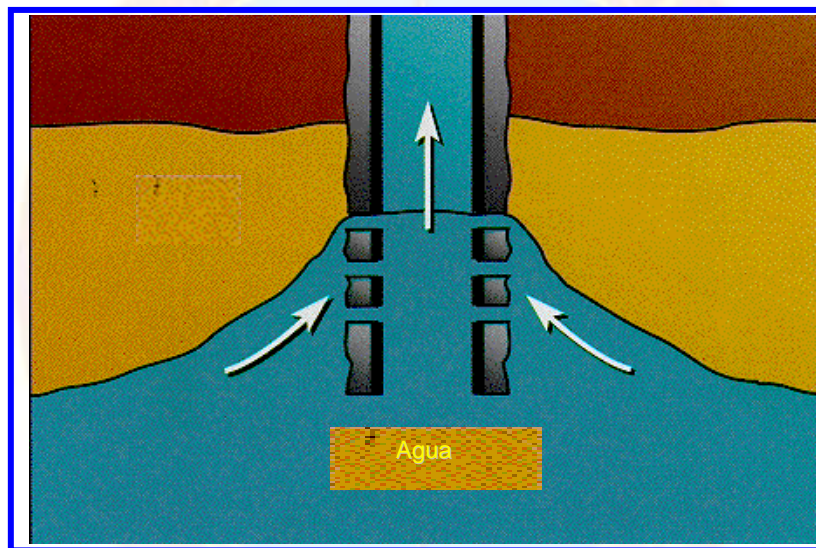


Figura N° 2.11 Conificación de la Zona de Agua.

Fuente: PDVSA Occidente, 2008

- **Canalización a través de Zonas de Alta Permeabilidad:** canales de alta permeabilidad pueden permitir que el agua (fluido que empuja al hidrocarburo) irrumpa en el pozo productor prematuramente (fig. 2.12). De esta forma disminuye notablemente el potencial de producción y puede hacerse necesario el abandono del pozo. Este tipo de comportamiento puede ser estimado mediante una adecuada simulación de yacimiento;

para esto es necesario caracterizar adecuadamente la zona y hacer un buen análisis de núcleo para determinar las variaciones de permeabilidad.

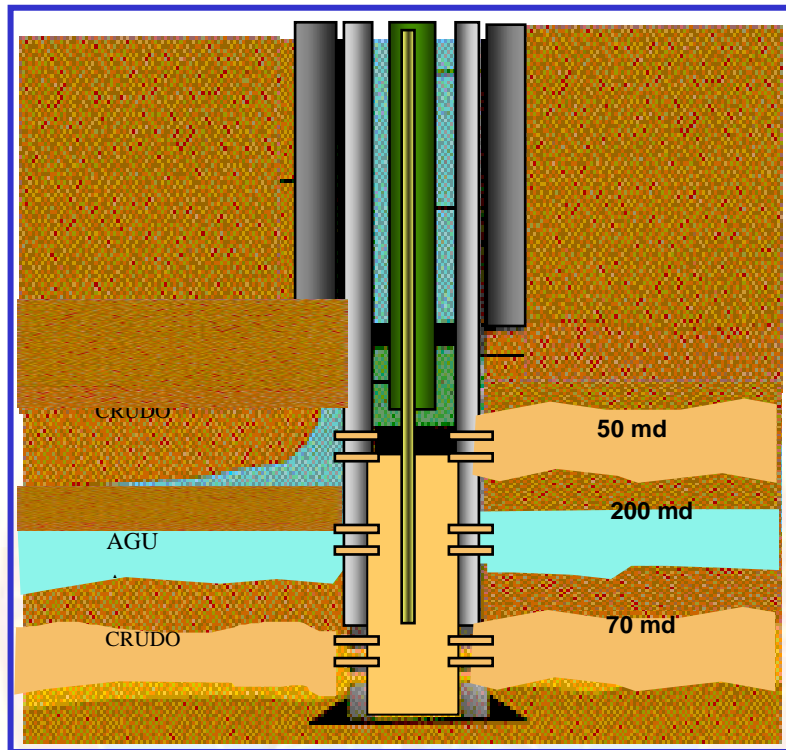


Figura N° 2.12. Canalización de Agua por Alta Permeabilidad
Fuente: PDVSA Occidente, 2008

- **Adedamiento:** En casos de existencia de recuperación por inyección de agua, radios de movilidad muy elevados pueden hacer que el fluido desplazante (agua) tienda a ramificarse dejando de barrer (empujar) grandes cantidades de crudo.

Una vez que el adedamiento ha ocurrido solo podrá ser recuperado una pequeña cantidad de petróleo; el agua fluirá directamente, con muy poca eficiencia de barrido, hasta el pozo productor.

- **Fractura Fuera de la Zona:** los tratamientos de estimulación pueden haber alcanzado la zona de agua, alguna distancia fuera de los alrededores del pozo. Para detectar este problema se pueden utilizar los registros de fluido (Spinner), inspección con trazadores, revisión del tratamiento de fracturas, y también por pruebas de pozos, tales como restauración de presión, prueba de interferencia o de pulso.

2.2.2 Simulación Numérica de Yacimiento

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

2.2.2.1 Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos

- Determinación del comportamiento del modelo del yacimiento.
- Efectos del espaciamiento y de la localización de los pozos.
- Perforación de nuevos pozos.
- Efecto de la tasa de producción sobre la recuperación final.
- Cálculo de la producción de gas, agua y petróleo total y por zonas.
- Estimación del agotamiento.

2.2.2.2 Tipos de Simuladores de Yacimientos

Los diferentes tipos de simuladores se pueden dividir en dos grupos, según el tipo de fluidos que contiene el yacimiento y según el proceso de recuperación mejorada:

2.2.2.2.1 Según el tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento

- Simuladores de gas: Se utiliza para realizar la predicción del comportamiento de un yacimiento de gas. Se considera la presencia de una sola fase (gas).
- Simuladores de petróleo negro: Se basa en que los fluidos del yacimiento pueden representarse por medio de sólo tres pseudocomponentes (petróleo, gas y agua).
- Simuladores de petróleo volátil y simuladores de gas condensado: En estos simuladores se utilizan los modelos composicionales al simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones hechas en el modelo de petróleo negro.

De acuerdo a los procesos de recuperación mejorada.

- Simulador de recuperación química: Dentro de este tipo de método de recuperación mejorada, se pueden citar los que se utilizan en los siguientes casos:
 - Desplazamiento de petróleo con soluciones miscibles y microemulsiones.
 - Desplazamiento de petróleo con polímeros.

- Desplazamiento de petróleo con surfactantes.
- Desplazamiento de petróleo por combinación de los tres anteriores.
- Simulador de recuperación con miscibles: Se utiliza para simular el comportamiento del yacimiento cuando se inyectan fluidos que forman una mezcla de dos fluidos en todas proporciones, sin que se formen entre ellos una interface.
- Simulador de recuperación térmica: Se utiliza para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación térmica cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica, con el fin de disminuir su viscosidad y aumentar su densidad para facilitar el flujo hacia los pozos productores.

2.2.2.3 Tipos de Mallado de Simulación

- Modelos de cero dimensiones (0D): A este modelo se le conoce como modelo de tanque o balance de materia (Ver Fig. N° 2.13). Las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de punto a punto, sino que se consideran valores promedios de estos parámetros a lo largo de todo el yacimiento.

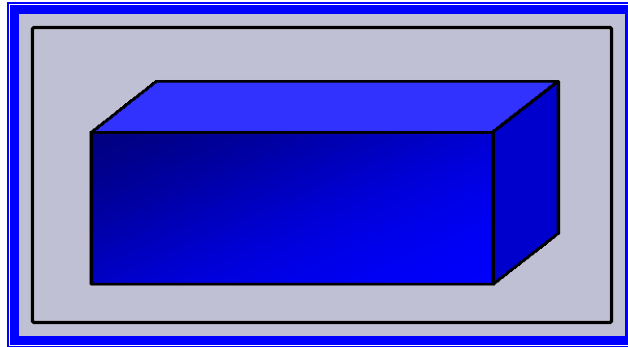


FIGURA N° 2.13. Modelo de cero dimensiones (0D).

FUENTE: Base de Datos de PDVSA.

- Modelo de una dimensión (1D): Se considera un yacimiento que varía en litología y el modelo consiste en dos o más bloques o celdas divididos debido a esta variación. Se toma en cuenta la transferencia de fluidos entre ambas celdas (transmisibilidad), se evalúa con la ecuación de Darcy. El modelo en una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial (Ver Fig. N° 2.14). Este tipo de modelo fue generado por Buckley-Leverett para dar una solución analítica al comportamiento de los yacimientos sujetos a recuperación secundaria.

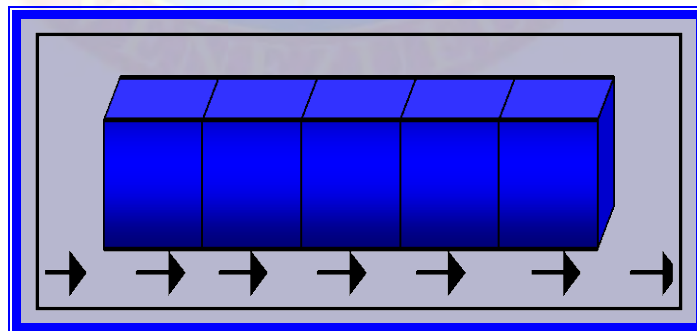


FIGURA N°. 2.14. Modelo de una dimensión (1D).

FUENTE: Base de Datos de PDVSA.

- Modelo de dos dimensiones (2D): Como se Observa en la Figura N° 2.15, el modelo de dos dimensiones se analiza de igual forma que el modelo 1D. La ecuación de balance de materiales describe el comportamiento de cada celda y la ecuación de Darcy el flujo entre los bloques, con la única diferencia de que la interacción de flujo en las celdas será en dos dimensiones. El simulador de dos dimensiones puede ser areal, de sección transversal o de forma radial.

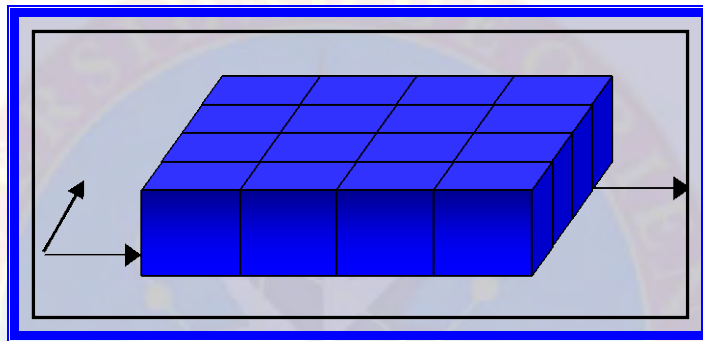


FIGURA N° 2.15. Modelo de dos dimensiones (2D).

FUENTE: Base de Datos de PDVSA.

- Modelo de tres dimensiones (3D): Son usados para estudiar numerosos yacimientos de pozos múltiples con secciones rentables de yacimiento de capas gruesas, variación vertical significativas en las propiedades de las rocas y los fluidos, fallas y comunicación parcial entre las capas (Ver figura 2.16). Los modelos 3D son también usados para estudiar grandes yacimientos con varios horizontes de producción no registrada, completaciones múltiples con o sin producción mezclada, influjo de acuíferos y desarrollo de pozos horizontales (Vr fig N° 2.15).

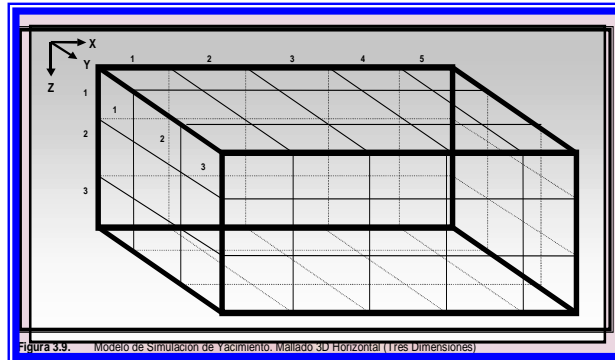


FIGURA N° 2.16. Modelo de Tres Dimensiones (3D).

FUENTE: Base de Datos de PDVSA.

Un eficiente modelo de yacimientos es uno que satisface los objetivos del estudio al más bajo costo. El modelo sin embargo, debe ser capaz de representar la geometría del yacimiento, las posiciones de las fallas y pozos, y capaz de mostrar los patrones de migración de los fluidos.

2.3 CONCEPTOS BÁSICOS

- **Ambiente Sedimentario:** es una parte del subsuelo caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo las cuales se acumula un sedimento.
- **Cotejo:** consiste en reproducir la historia de producción y presión del yacimiento mediante corridas de simulación, para de esta forma garantizar que el modelo reproduce el modelo del comportamiento adecuado.
- **Eficiencia de Barrido:** es la fracción del volumen total en le patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo.

- **Modelo Dinámico:** define los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven, permitiendo determinar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio (POES/GOES).
- **Predicción:** representa el punto de partida para las diferentes corridas que permitan evaluar distintos esquemas de explotación para el proyecto en estudio.
- **Simulación:** es el proceso que permite inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos.



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

Para alcanzar los objetivos propuestos se uso una investigación de tipo Evaluativa, puesto que pretende evaluar las características y resultados mediante la prueba de una suposición, que para esta investigación es la factibilidad del proceso de inyección continua de agua a un yacimiento con miras a reactivarlo. En tal sentido, esta investigación estuvo enfocada en evaluar el proceso de inyección continua de agua mediante simulación numérica, con el propósito de tener conocimiento preciso y detallado de la eficiencia de la recuperación de las reservas remanentes que se encuentran contenidos en el Yacimiento Nodosaria- 15C.

Fidias Arias, (2004, p.25), “Define la investigación de tipo Evaluativa como la valoración de un proceso o hecho, con el fin de establecer sus características y describir sus beneficios”.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Remitiéndose a la clasificación propuesta por Fidias Arias.(op.cit), el tipo de diseño que corresponde a la presente investigación es de Campo, debido a que los datos de interés (historiales de presión-producción-inyección, propiedades de la roca y fluidos, geología del área, petrofísica, etc.) son recogidos en forma directa de la realidad con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes para alcanzar los objetivos de esta investigación.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

“La población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación” (Arias, 2004, op.cit.) y la muestra “Es el conjunto de unidades, una porción total, que nos representa la conducta de la población total (Sabino, 2002, pag.60)”.

Para el desarrollo de esta investigación se tomará como población o universo los 40 pozos pertenecientes al Yacimiento Nodosaria-15C, El mencionado yacimiento cuenta con 38 pozos productores de crudo y 2 pozos inyectoros de agua. En el mismo orden de ideas, se tomará a la población como la muestra, permitiendo mediante la información proveniente de cada pozo generar en la etapa de Cotejo resultados similares al comportamiento original del yacimiento, garantizando en la etapa de predicciones resultados confiables.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Descripción del Modelo Estático del Yacimiento Nodosaria-15C Perteneciente al Campo Jusepín

En esta etapa, se realizó la revisión de los estudios correspondientes a los modelos geológicos y petrofísicos que se han realizado para el yacimiento, con el objeto de establecer las características más resaltantes, que definen un buen entendimiento de este. Los razonamientos estuvieron direccionados a previsualizar cuales de las características del mismo serán influyentes en la construcción de los esquemas de explotación.

Desde el punto de vista metodológico, la descripción geológica y petrofísica en estudio, se realizó sobre la base de los pasos que se describen a continuación:

▪ **Revisión Geológica**

En primer lugar, se revisó el mapa isópaco-estructural del Yacimiento Nodosaria-15C, con el objeto de identificar, según las complejidades geológicas, el patrón de flujo, debido a que, factores como la presencia de fallas, la severidad del buzamiento y de los estratos, y la ubicación del contacto agua-petróleo, son influyentes en el comportamiento de los fluidos en su trayectoria por el medio poroso.

Luego de haber revisado los aspectos estructurales del área de estudio, se revisó una serie de secciones estratigráficas realizadas, correlaciones de los pozos en estudio, para evaluar la continuidad lateral de la arena y de las lutitas existentes y sus adyacentes, así como también identificar cambios bruscos de estratigrafía en la zona que pudieran incidir sobre el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.

El tercer paso fue la revisión de estudios previos referentes a sedimentología, con el propósito de determinar el tipo de ambiente en que fue depositado el yacimiento, la preferencia de los canales de flujo y el tipo de sedimentación característica del Yacimiento Nodosaria-15C.

▪ **Revisión Petrofísica**

Para la evaluación de los aspectos petrofísico, se revisaron los registros de los pozos disponibles, identificando con ellos los intervalos con valores de cada propiedad petrofísica, favorables a unidades de flujo.

Se hizo una revisión detallada a fin de ir en consonancia con las propiedades geológicas ya revisadas.

3.4.2 Validación del Modelo Dinámico del Yacimiento Mediante los Históricos de Presión-Producción

- **Comportamiento de Presión-Producción**

Consistió en la descripción y el análisis del comportamiento de producción-presión del yacimiento, es decir, a través de la descripción de las historias de producción de petróleo, gas y agua; de los eventos ocurridos en cada uno de los pozos (servicios, reacondicionamiento, entre otros) y del comportamiento de presión durante su vida productiva. Se infirió en los parámetros que han afectado a la productividad en los puntos de drenaje para tomarlos en cuenta en la etapa de cotejo del modelo.

Se inició el cumplimiento de este objetivo con un estudio del post-mortem del Yacimiento Nodosaria 15C, el cual permitió conocer bajo que condiciones se generó la producción del mismo y los problemas operacionales, número de pozos, criterios que involucraron las operaciones de recuperación de crudo a lo largo del tiempo y lo correspondiente a la historia de producción de cada pozo. En el mismo orden de ideas, se realizó el sondeo de los historiales y las fichas de los pozos, de donde se extrajo, para su análisis, los resúmenes operacionales, eventos ocurridos en la vida productiva de los pozos, métodos de levantamiento, arenas completadas, producción acumulada, regularidad de las producciones e historial de perforación. Todo esto para identificar la forma de representar en el simulador el efecto que causa cada uno de los problemas operacionales y de producción en el modelo del yacimiento.

Seguidamente con la historia de producción del yacimiento se procedió a validar la información proveniente del software utilizado con la proveniente de carpeta de pozo.

En cuanto a la historia de presión, se procedió a realizar una evaluación del comportamiento de la historia de presiones que existía en la base de datos de la empresa. Se comenzó por una revisión de los datos de toma de presión en el yacimiento Nodosaria-15C, existentes en carpetas de pozos, desde el inicio de su explotación, para verificar la variación del comportamiento que esta pudiera tener con respecto a las encontradas en la base de datos de la empresa y que todas estuviesen al datum del yacimiento.

Luego de verificar la información antes mencionada, se analizaron las posibles causas del comportamiento de presión en función de estimar problemas operacionales que se pudieran generar al implementar inyección continua de agua al yacimiento.

- **Fluidos**

Se inició con este punto con la recolección de las características de los fluidos que componen al yacimiento, haciendo inferencia en los mecanismos de producción existentes, el tamaño y dimensión del acuífero y la recopilación de los análisis PVT que se hayan realizado para el yacimiento, los cuales serán validados mediante correlaciones que correspondan a las características del campo y yacimiento.

- **Modelo de Simulación Nodosaria-15C**

En el convenio operativo realizado en el 2007, Petróleos de Venezuela (PDVSA), Distrito Norte retoma la administración del Campo Jusepín, la cual era anteriormente operada por la Empresa Total Oil And Gas, la cual hizo entrega de un estudio de simulación realizado por el Ingeniero de Petróleo Luís Lara en el año 1998. El presente estudio se realizó en dos etapas, la primera usando la herramienta

Petrel para realizar el mallado de simulación y el segundo utilizando ECLIPSE-100, versión 2001-a, para realizar estudio de simulación al yacimiento.

Con relación al estudio de simulación, este comprende carga de los archivos, inicialización y cotejo, los cuales se discretizan a continuación.

- **Mallado**

Durante la toma de control de PDVSA del Campo Jusepín, la empresa TOTAL entregó entre sus muchos documentos referentes a el Yacimiento Nodosaria-15C un estudio geoestadísticos de las isopropiedades del yacimiento realizado con la herramienta PETREL, la cual es capaz de exportar los archivos generados por esta a ECLIPSE OFFICE. Dicho estudio contenía mallados de las isopropiedades del yacimiento con los pozos perforados.

Estos mallados fueron integrados en función proporcionar la estructura y características propias del yacimiento NODOSARIA-15C, para así ser exportado a la sección GRID de el software ECLIPSE como fase inicial del proyecto de simulación que llevo a cabo la Empresa TOTAL en el año 1998.

Con la ayuda del equipo de estudios integrados de la Gerencia de Yacimientos, Distrito Norte, se reviso cada mallado del estudio anteriormente descrito mediante el software Petrel en función de conocer bajo que condiciones se generaron dichos modelos, las condiciones de la roca, número de fallas, geología, petrofísica, entre otros. Igualmente, se analizaron los parámetros que se tomaron para cada pozo, incertidumbres con las que se construyó el modelo y los resultados finales generados por el mismo.

Luego se hizo una revisión de las características que el mallado realizado en Petrel, al ser importadas en la sección Grid del Software Eclipse fueran las mismas. Luego fueron evaluadas sus características como por ejemplo las regiones que lo constituyen, los fluidos presentes, dimensiones y dirección del mallado, al igual que el número de celdas y pozos.

▪ **Inicialización**

La Inicialización fue llevada a cabo mediante el ECLIPSE Office. En éste paso, una vez cargados todos los datos del modelo, se realizó una corrida de cinco años sin realizarse ningún tipo de cambios, esto con la finalidad de probar su consistencia, es decir, que el modelo no posea errores, se encontrara en perfecto equilibrio y que no existiese movimiento de fluidos en ninguna dirección. Una vez encontrado el equilibrio en el modelo, el simulador realizó un cálculo del POES, GOES, volumen poroso y distribución inicial de los fluidos a las condiciones iniciales de equilibrio (presiones y saturaciones para la fecha de inicio) arrojado por el simulador y comparar dichos valores con los obtenidos en el modelo estático.

Se realizó la corrida de la inicialización en la sección **Initialization Section** para conocer cuales eran los valores de POES, GOES y Rs para el yacimiento en estudio. De igual forma, fue revisada en esta sección las sensibilidades realizadas por el equipo de la empresa TOTAL para ajustar los valores de POES y GOES.

▪ **Cotejo Histórico**

El cotejo histórico se inicia buscando la similitud entre la información histórica y la calculada por el simulador, para esto se reprodujo el comportamiento de

producción de los pozos realizando ajustes de algunos parámetros dentro del modelo de simulación.

En el estudio de simulación del yacimiento Nodosaria-15C, el tiempo que abarcó el cotejo está comprendido desde el 01 Enero de 1944 hasta el 01 de Diciembre de 1980, siendo las variables de producción cotejadas la tasa de producción de petróleo, el corte de agua y la relación gas-petróleo, estas últimas representaron gran incertidumbre debido a que las mediciones realizadas en el campo no fueron confiables, según conversaciones con el personal que realizó el estudio, el cual forma ahora parte del Equipo de Estudios Integrados de PDVSA.

Se analizaron el comportamiento de producción a nivel Global y por pozo para conocer la similitud de estas graficas y las provenientes de OFM, las sensibilidades realizadas para lograr el cotejo de la producción, cual fue la variable de mayor incertidumbre, numero de pozos que alcanzo un cotejo aceptable y el porcentaje de error a nivel global para las variables consideradas en estudio.

3.4.3 Analizar la Eficiencia del Proceso de Recuperación Secundaria mediante la Inyección Continua de Agua ó Proyecto Piloto a través de Simulación numérica de Yacimiento

Como estrategia para reactivar el Yacimiento en estudio, PDVSA Distrito Norte realizó un proyecto Piloto con el propósito de recuperar las reservas remanentes y aumentar la producción del distrito. Las premisas para dar apertura al yacimiento son la perforación de 5 nuevos pozos y abrir a producción los pozos que fueron abandonados por baja tasa de producción.

En el presente estudio se registró por las pautas del Proyecto piloto realizado en Febrero del año 2008 por PDVSA, en función de analizar las estrategias que logren

mantener la propuesta de inyección continua de agua, dar una proyección de la factibilidad del proyecto y aportar nuevos escenarios de explotación que ayuden a mantener o aumentar las reservas.

▪ **Estrategias para la Propuesta de Inyección**

En esta fase primeramente se realizó un análisis de las estrategias del tipo de proceso de recuperación a implementar de acuerdo a las características del yacimiento, la ubicación del contacto agua-petróleo, número de pozos productores e inyectores, arreglo mas favorable, ubicación de los pozos y los parámetros de producción e inyección bajo las cuales se puede reactivar el yacimiento. El análisis de las estrategias estuvo enfocado en función de generar un proyecto de inyección donde se reconozcan las mejores características del yacimiento en estudio, con miras a proporcionar una respuesta positiva del yacimiento al implementar el proyecto de inyección.

▪ **Predicciones**

En esta sección se estimó el comportamiento a futuro del yacimiento Nodosaria 15C bajo distintos esquemas de explotación realizando sensibilidades con la sección horizontal de los pozos, las cuales estarán comprendidas entre los 4000 a 5500 pies respectivamente y adicionalmente se efectuarán corridas con pozos. Siendo las corridas de predicción una de las partes más importantes de un estudio de simulación de yacimientos.

Las predicciones se realizaron para un período de 20 años, por considerarse este período suficiente para los análisis comparativos y económicos. Las predicciones

efectuadas tuvieron como inicio junio de 2009 hasta junio de 2029. Se mantuvo la las restricciones de presión de abandono de 200 lpca, en el proceso de predicción se establecieron condiciones de abandono o límites económicos para ciertas variables como el corte de agua, el cual no debe exceder el 90% y una relación gas petróleo máxima de 2500 PCN/BN, de tal forma que permitan obtener la mayor producción y/o recobro en función de su rentabilidad.

A continuación se describen los escenarios de producción evaluados en las predicciones para el yacimiento Nodosaria 15C.

- **Escenario I Reapertura del Yacimiento**

Para esta etapa se continuó con el esquema de explotación llevado a cabo en el año 1996 por la Empresa Total con lo cual se dio apertura nuevamente a el yacimiento, el cual consistió en un pozo productor de crudo (J-478) y un inyector de agua (J-477), los cuales están en el Proyecto Piloto de PDVSA como candidatos a reactivar. Se realizará la predicción de este escenario para un período de 10 años continuando con los parámetros de producción que tuvieron los pozos al momento que fueron cerrados.

- **Escenario II. Reapertura de Pozos sin Problemas Operacionales**

En este ejercicio, se realizará una corrida de simulación donde se reactivarán los pozos que no tuvieron problemas operacionales, como producción de arena, barro, parafina, entre otros. Igualmente, se evaluarán para un escenario de 20 años con el propósito de observar que tan prospectivos pueden ser la producción de estos pozos,

de ser así se evaluaría la posibilidad de apertura, ya que se encuentran abandonados, a excepción de los pozos J-477 y J-478.

- **Escenario III. Perforación de 3 Pozos Productores + 1 Inyector**

Para este escenario se consideró la producción de nuevos pozos, los cuales corresponden a las estrategias para reactivar el yacimiento según el Proyecto Piloto desarrollado por la Gerencia de Yacimientos de PDVSA, el cual consta de 3 productores de crudo y 1 inyector de agua. Se usaron las coordenadas exactas propuestas de estos pozos para cargarlas al modelo de simulación.

Cabe destacar, que fue necesario realizar sensibilidades al modelo numérico del yacimiento en vista de que algunos de los escenarios evaluados no brindaron los resultados esperados tomando como referencia la última data al momento de ser cerrados los pozos candidatos a reactivar.

3.4.4 Evaluación de Rentabilidad Económica de los Diferentes Planes de Explotación Propuestos

Una vez desarrollados todos los esquemas de explotación planteados se realizó un análisis económico para poder seleccionar el plan de explotación óptimo a aplicar en el Yacimiento Nodosaria -15C. Se hará el cálculo de los indicadores económicos para todos los esquemas.

Posteriormente, se realizó una jerarquización de cada uno de los casos según el valor presente neto. Luego se seleccionaron los escenarios con mejor valor presente neto (VPN) tomando en cuenta los diferentes esquemas estudiados.

Seguidamente se descontó la producción del caso base para determinar la ganancia de cada caso con respecto al caso base, Tomando en cuenta los gastos e inversiones asociados a cada escenario.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS A UTILIZAR PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

- **Material Bibliográfico:** Se utilizaron libros de autores variados, Internet, informes técnicos, trabajos de grado, trabajos previos relacionados con el tema en estudio y mapas estructurales e isópacos.
- **Carpeta de Historia de Pozos:** Estas contienen el resumen de toda la información documentada de los trabajos de perforación, rehabilitación y reacondicionamiento, informes y operaciones realizadas al pozo a lo largo de su vida productiva, la cual servirá de apoyo para entender el comportamiento de los mismos a través de la historia.
- **Entrevistas:** Consulta con Ingenieros del área de estudio, tales como: Geólogos, Ingenieros de Yacimientos y especialistas en el área de estudio del Campo Jusepín.
- **Herramientas:** Se usaran los siguientes software:
 - ◆ **Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos (SIMDE):**

Es el Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos que tiene como objetivo administrar y visualizar los documentos de la Corporación (PDVSA), brinda la facilidad de organizar la información en: carpetas así como también crear, registrar,

modificar, y publicar documentos, así mismo permite el acceso a buscar y visualizar documentos, a través del ambiente de oficina.

◆ **CENTINELA:**

Es un sistema corporativo conformado por 11 aplicaciones, para el desarrollo del proyecto se utilizará el módulo POZO, el cual es una herramienta automatizada que soporta diversos parámetros del proceso Comportamiento de Producción de Pozos. Esta aplicación facilita información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea.

◆ **Oil Fiel Manager (OFM):**

Oil Field Manager (OFM) es una poderosa aplicación de la compañía Schlumberger que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y yacimiento. OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. OFM puede ser usada para el análisis de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración del flujo de caja, Balance de Materiales entre otras aplicaciones.

◆ **ECLIPSE 100.**

Es la principal herramienta a utilizar en el desarrollo de este proyecto. El Eclipse 100 es un poderoso simulador numérico de yacimientos de petróleo de baja volatilidad (petróleo negro), desarrollado por Schlumberger Geoquest. Posee las

ecuaciones de flujo, de estado y de continuidad necesarias para la realización de un modelo dinámico de yacimientos de petróleo, se puede utilizar en yacimientos de gas y condensados pero esto no es recomendable.

Este simulador necesita como datos de entrada las propiedades de los fluidos o análisis PVT, condiciones de equilibrio (profundidad del Datum, CAPO, presión inicial y presión en el CAPO), historia de producción y presión, permeabilidades relativas, presiones capilares y una malla de simulación la cual a su vez involucra todas las características del modelo estático del yacimiento. Este archivo es llamado archivo Data. En él, toda la información está organizada en archivos incluye o archivos incluidos donde se desglosan los datos dependiendo del renglón, es decir, que las tablas de presión capilar y permeabilidad relativa se almacenan en un archivo incluye diferente al de las propiedades PVT del petróleo.

Para manejar el simulador es necesario poseer el conocimiento de los llamados Keywords o palabras claves; estos son comandos mediante los cuales se realizan todas las operaciones dentro del simulador, la importancia y manejo de la data, ediciones y/o modificaciones en los modelos y la presentación de resultados y reportes de las corridas, entre otras.

Con el eclipse 100 se pueden realizar tareas de predicción de esquemas de explotación, así como el monitoreo de ciertos procesos. Además se pueden realizar simulaciones conceptuales para ver el efecto de uno u otro parámetro físico en la respuesta del yacimiento.

ECLIPSE OFFICE 2003-A

Es una plataforma donde se pueden generar por completo los modelos de simulación, desde su fase de montaje hasta la obtención de los resultados. En un

estudio de simulación, es donde se realiza la inicialización del modelo, esto es, que se busca calibrar el modelo para que este sea convergente en la solución de las ecuaciones diferenciales en el simulador. Dentro del programa se desarrolla un proceso de verificación de los datos existentes, mediante el cálculo de equilibrio, distribución de presiones iniciales y distribución de la saturación inicial entre otros. Esta herramienta presenta la plataforma de trabajo de Eclipse 100, de donde es posible acceder a todos los pre y post procesadores necesarios para la construcción de los modelos de simulación.

Data Manager (organizador de la malla)

Esta sección es uno de los Pre-Procesadores de Eclipse Office, que permite la creación, inserción, eliminación y visualización de toda la data correspondiente al caso o modelo seleccionado. Este a su vez está dividido en módulos que facilitan las operaciones, estos se describen a continuación:

- ❖ **Case Definition:** Conocida como RUNSPEC en otros simuladores, esta sección es utilizada para realizar importantes modificaciones en el caso seleccionado, es posible especificar si esta en presencia de petróleo negro, con variación composicional o térmico; se pueden especificar el tipo de dimensiones del modelo (de campo, métricas o de laboratorio) y es factible definir la geometría de la malla de simulación entre muchas otras opciones.
- ❖ **Grid Section:** En esta sección es ingresado el modelo estático del yacimiento al simulador mediante la importación de la malla de simulación construida en el GRID o FloGrid. Además, se tiene acceso a todos los Keywords de edición mediante los cuales se puede hacer las modificaciones en las propiedades de cada celda de la malla.

- ❖ **PVT Section:** En esta sección la data Pvt del petróleo y del agua es ingresada al simulador, además de la compresibilidad de la información. Una vez dentro es posible realizar cualquier modificación de la información. En este caso de no contar con una data adecuada, PVT Section brinda un gran número de correlaciones según el caso.
- ❖ **SCAL Section:** En esta sección es ingresada al simulador a editada toda la información referente a las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa.
- ❖ **Initialization Section:** utilizada para llevar a cabo la fase de inicialización en un estudio de simulación. Mediante ésta, es establecido el equilibrio hidrostático en el modelo, por lo cual se requiere ingresar un valor de presión inicial, la profundidad del Datum de referencia y del CAPO, entre otros valores.
- ❖ **Regions Section:** Permite definir regiones en el modelo con el fin de realizar en ellas las modificaciones por separado, esta sección es usada cuando, por ejemplo, se necesita crear más de una sección de saturación y de equilibrio.
- ❖ **Shedule Section:** En ella es importada y modificada toda la data de producción y completación de los pozos. Contiene toda la historia de producción del yacimiento dentro del modelo.
- ❖ **Summary Section:** En esta sección se relacionan los resultados que se requiere que el simulador arroje como producto de la simulación.

Run Manager.

En esta sección se realizan todas las especificaciones necesarias de las corridas de simulación. Representa la interfase entre Eclipse 100 y el ECLIPSE Office. En

ésta se inician, monitorean, controlan y detienen las simulaciones cuando el archivo data completo.

Result Viewer.

Este es un post-procesador utilizado como vizualizador de resultados de ECLIPSE. A través de él son desplegada gráfica o tubularmente los resultados al final o durante las simulaciones. Los resultados que en esta sección se pueden vizualizar dependen de los keywords seleccionados en el Summary Section del Data Manager.

Report Generador.

En este post-procesador de ECLIPSE Office es donde pueden ser generados cualquier tipo de reportes, entre los cuales: Reportes de errores, mensajes, avisos, problemas, etc. Mediante éste modulo o procesador pueden ser leídos los archivos PRT, los cuales almacenan resultados de las corridas de simulación.

◆ SEE PLUS:

Sistema de Evaluación Económica, es una de las herramientas de la Unidad de Negocios de Producción de PDVSA utilizada para la elaboración y presentación de las propuestas de Inversión. La Evaluación Económica de Proyectos consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad donde la decisión de inversión se tomará para aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor en términos monetarios de la corporación.

El programa SEE plus le permite al usuario conocer en cuanto tiempo se obtiene el retorno de la inversión que se realice para la aplicación de cualquier metodología o tecnología. Las variables consideradas por este programa para el análisis de factibilidad del proyecto, son: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tiempo de Pago Descontado (TPd).

3.6 RECURSOS

- **Recursos Humanos:** Se contó con el apoyo de personal capacitado en diversas áreas, como: geología, yacimientos, simulación y desarrollo metodológico de Petróleos de Venezuela, S.A y de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- **Recursos Técnicos y Materiales:** Entre los recursos materiales para la realización de la investigación tenemos: los equipos computarizados, además de material bibliográfico, mapas del área de estudio y archivos corporativos de la empresa, además de los softwares: Microsoft, SEE Plus, Eclipse 100.
- **Recursos Financieros:** PDVSA Exploración y Producción División Oriente, Distrito Norte, estuvo a cargo del financiamiento económico de este proyecto.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO NODOSARIA 15C PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN

4.1.1 Revisión Geológica

- Ubicación Geográfica del Campo Jusepín

El Yacimiento Nodosaria se ubica dentro del Campo Jusepín, el cual está localizado a unos 25 kilómetros al oeste de la ciudad de Maturín (Estado Monagas). Lo anteriormente señalado se muestra en la Figura N° 4.1.

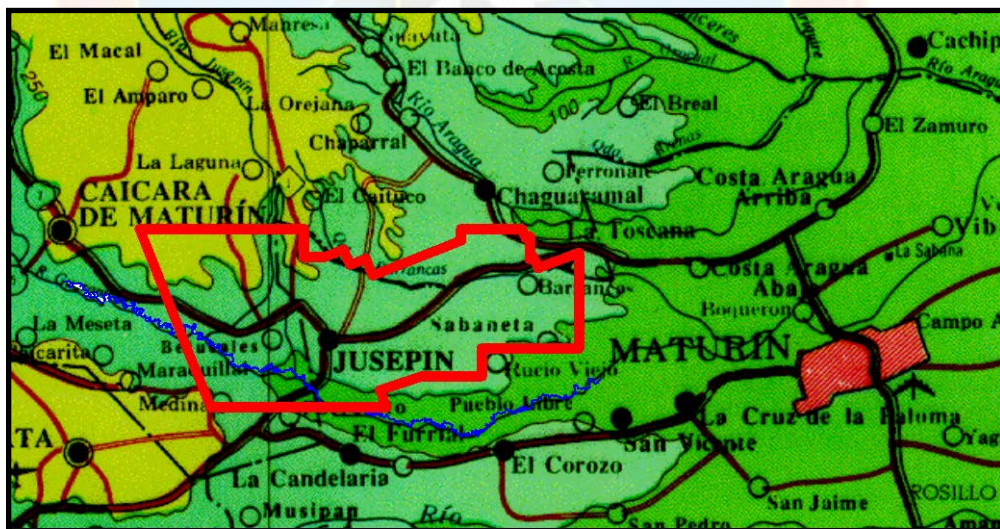


Figura N° 4.1. Localización geográfica del Campo Jusepín.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Este Campo involucra tres yacimientos, dos someros: La Pica del Plioceno y Nodosaria del Mioceno Medio, y uno profundo: Jusepín profundo (Deep Jusepín) del Oligoceno (ver figura 4.2).

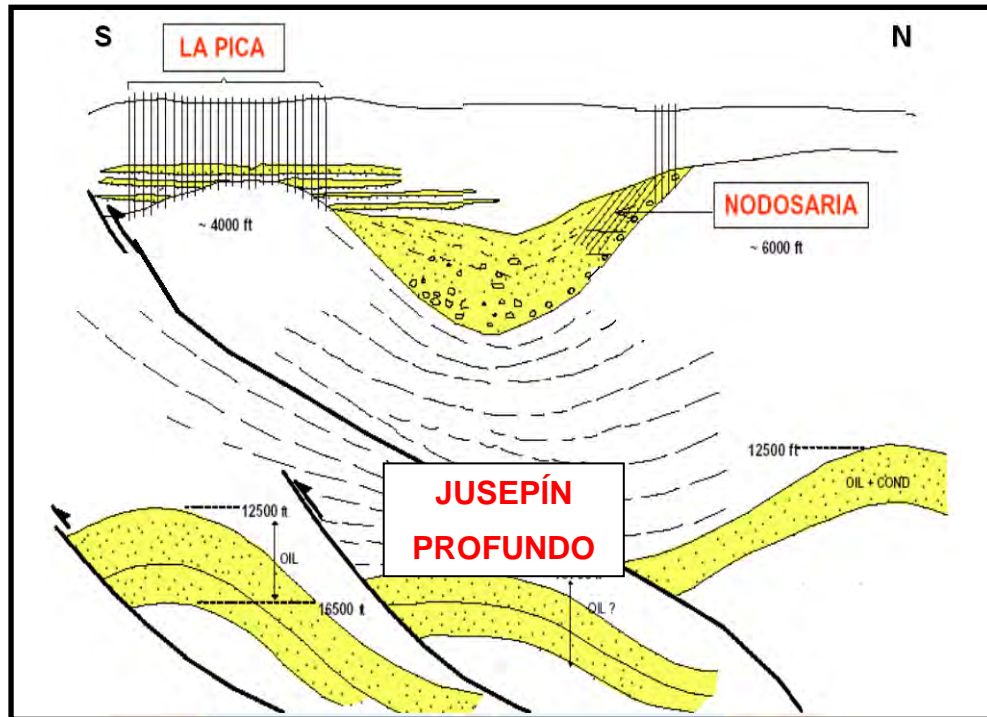


Figura N° 4.2. Esquema estructural representativo del Campo Jusepín.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

La estructura corresponde a un monoclinio con buzamientos elevados de 45° a 60° en sentido Sureste. En las zonas donde existen altos estructurales o buzamiento arriba de la estructura, la discordancia Pre La Pica (de edad 10.5 millones de años) erosiona y trunca los intervalos o unidades estratigráficas superiores tanto de la Unidad Superior y Media del Miembro Chapapotal de la Formación Carapita, teniendo como resultado la pérdida total o parcial de las arenas de mayor producción las cuales corresponden a las unidades sedimentarias: B, C, D y E. (Figura N° 4.2).

- Aspectos Sedimentarios

Las secciones productoras del yacimiento Nodosaria-15C, corresponden a areniscas del Miembro Chapapotal Medio de la Formación Carapita. En el área del campo, estas areniscas se han interpretado como la parte proximal de un sistema turbidítico, con abundantes derrumbes y facies lenticulares.

La fuente sedimentaria ha sido ubicada entre la serie del Cretáceo al Oligoceno de la “Serranía del Interior”, la cual era un área positiva al final del Mioceno Medio en la parte norte de la cuenca oriental. El esquema deposicional del sistema turbidítico de Nodosaria se muestra en la Figura N° 4.3.

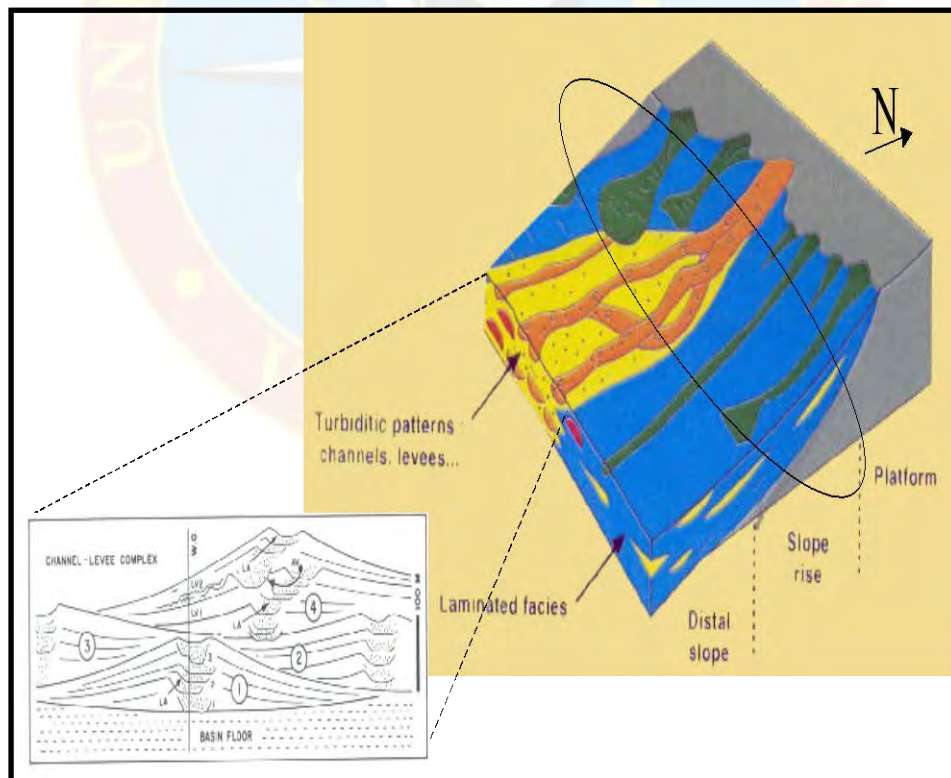


Figura N° 4.3. Esquema de deposición del Yacimiento Nodosaria 15C.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

- **Descripción Litológica**

De núcleos extraídos del Miembro Chapapotal en la Extensión Noreste del Campo Jusepín, se puede observar claramente una gradación desde abajo hacia arriba, que va desde arenas de grano muy grueso, hasta llegar a limo y terminar en lutitas.

Aquí el término arena de grano grueso no se utiliza en el sentido riguroso, ya que la base de cada gradación puede comenzar con conglomerado de arena de grano grueso, de guijarro, o de peña o incluso de peñón.

- **Evidencias del carácter Turbidítico del Miembro Chapapotal**

En Nodosaria se han penetrado secuencias de areniscas turbidíticas (turbiditas), que alternan con lutitas de la formación Carapita. En el año de 1965, Lamb y Sulek presentaron un informe detallado de un estudio de estas turbiditas y le dieron el nombre de Miembro Chapapotal de la Formación Carapita. De este estudio se extrae lo siguiente: “La secuencia usual en la parte superior de los núcleos varía desde arenas hasta conglomerados, alternando gradacionalmente hacia arriba con pequeñas láminas de lutitas. Abruptamente las lutitas dan lugar a areniscas y esta secuencia se repite varias veces incluso en un mismo núcleo. El espesor de los paquetes individuales de arena-limo-arcilla puede variar desde 15.24 centímetros hasta 5 metros”.

Las arenas analizadas en núcleos extraídos en pozos de Nodosaria, presentan un mal escogimiento, con un espesor individual de pocos metros. Contienen numerosos fragmentos megascópicos de rocas correspondientes a formaciones del Cretáceo al Eoceno, presentes en la actualidad en la Serranía del Interior en el norte. La presencia de laminaciones paralelas además de la base erosiva de las capas, sugiere una depositación controlada por procesos gravitacionales. La presencia de foraminíferos plantónicos en las lutitas indica una depositación a aguas profundas.

- **Aspecto Estructural**

Durante la época del Oligoceno-Mioceno, tiempo en el cual fue depositada la Formación Carapita, las condiciones del área eran de marcada inestabilidad. En general, se trata de una cuenca inclinada hacia el sureste con su borde interno inestable, producto de eventos tectónicos de carácter regional.

Esta inestabilidad en el área generó las condiciones propicias para que se produjeran derrumbes y deslizamientos que aportaron sedimentos clásticos, mal escogidos, de tamaño y angularidad variables; los cuales a su vez contribuyeron a la formación de corrientes de turbidez, las cuales arrastraron estos sedimentos hacia los depocentros.

Estas avalanchas de sedimentos arrastrados en forma violenta, fueron a su vez retrabajados y distribuidos por corrientes provenientes del noroeste y norte, y muy posiblemente durante el Mioceno Medio-Superior, desde el noreste, donde existía un área positiva (actual serranía).

Hacia el final del Mioceno y comienzos del Plioceno, se produce en el área un levantamiento general, producto de esfuerzos provenientes de norte y noroeste, los cuales producen fuertes plegamientos de las formaciones ya depositadas, este fenómeno es conocido como “Corrimiento del Pirital”, sigue este levantamiento, en el cual se producen fallas y ajustes estructurales, un fuerte período de erosión, favorecido por dos factores importantes:

- 1.- Por su posición estructural, buzamiento alto de 65° (promedio al sureste).
- 2.- Por la naturaleza de sus sedimentos, poco consolidados.

La Formación Carapita fue erosionada en sus niveles superiores, quedando expuesta el Miembro Chapapotal o arenas Nodosaria-15 (figura 4.5).

Sobre esta superficie erosionada y con discordancia angular de 15° a 20° al sur, se depositaron los sedimentos de la Formación La Pica, durante un ciclo transgresivo del Mioceno Superior, los cuales responden a otros eventos tectónicos y sedimentarios, produciendo alternancia de los sedimentos finos y gruesos más continuos lateralmente. A continuación se muestra en la figura 4.4 la estratigrafía de los yacimientos del Campo Jusepín, de las cuales se dará más detalle en el Apéndice C.

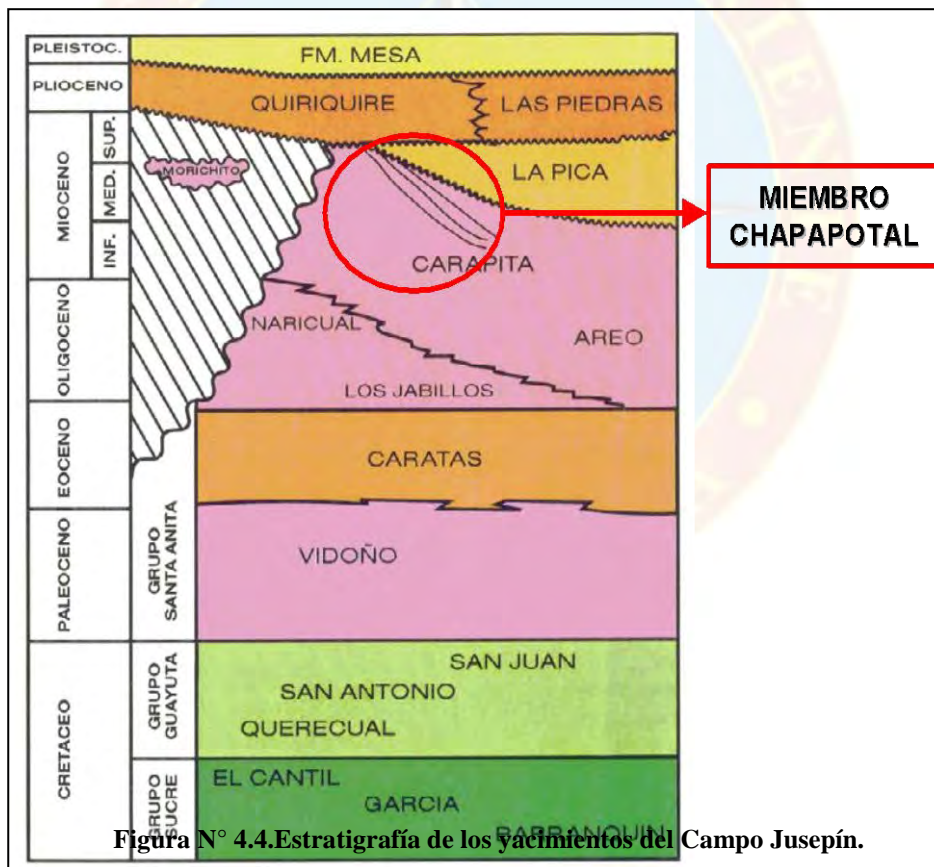


Figura N° 4.4. Estratigrafía de los yacimientos del Campo Jusepín.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

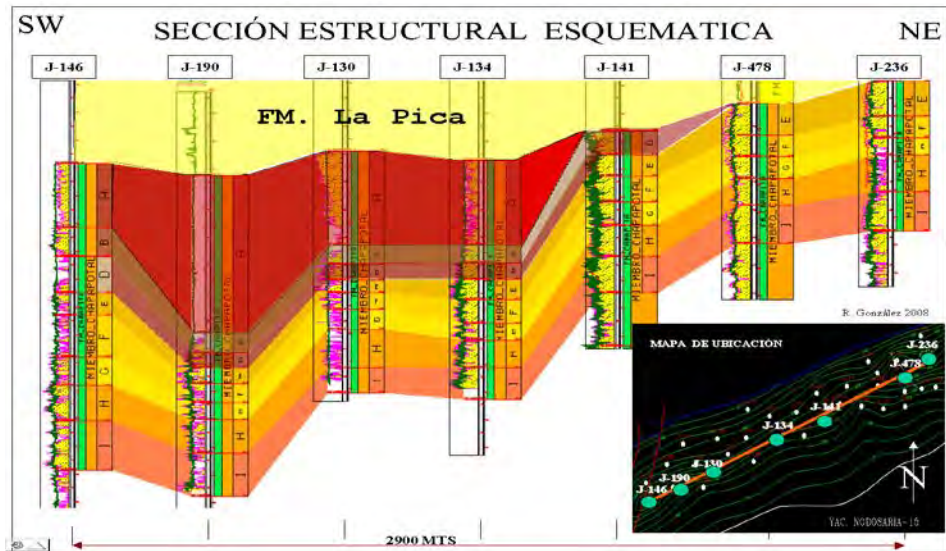


Figura N° 4.5. Sección Estructural, realizada por Estudios Integrados PDVSA, 2008.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

- Descripción Estratigráfica

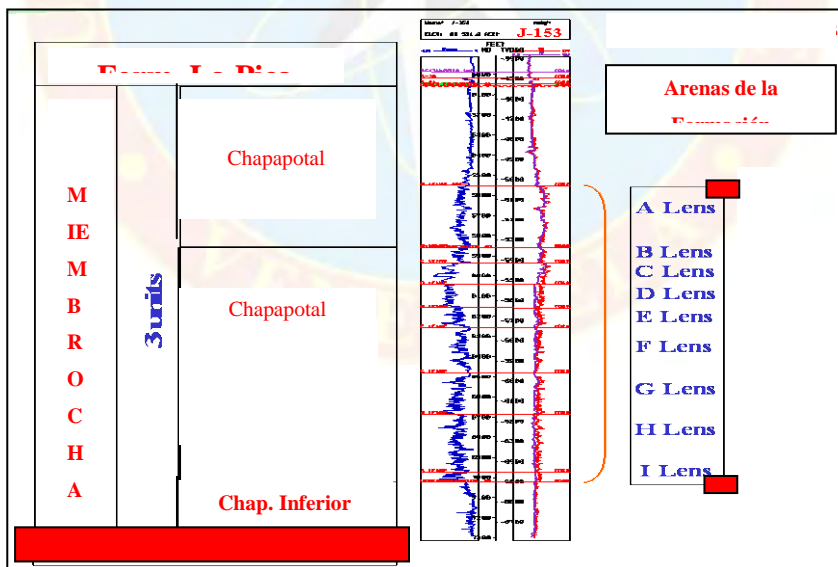


Figura N° 4.6. Esquema de la estratigrafía en Nodosaria 15.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Como se muestra en la Figura N° 4.6, el Miembro Chapapotal ha sido dividido en 3 unidades: Chapapotal Superior, Chapapotal Medio y Chapapotal Inferior. Los niveles de Nodosaria fueron subdivididos en 9 estratos o lentes de los 11 que constituyen al Miembro Chapapotal, y se haya básicamente en el Miembro Chapapotal Medio y en el Superior. Dichos lentes de tope a base son los siguientes: **A, B, C, D, E, F, G, H, I, J**.

En el estudio realizado por la empresa total, mediante el cual fue generado el modelo de simulación existente, fue adicionado un estrato más entre el estrato H y el estrato I, se denominó: H'. En la figura 4.7, se muestra lo anteriormente descrito.

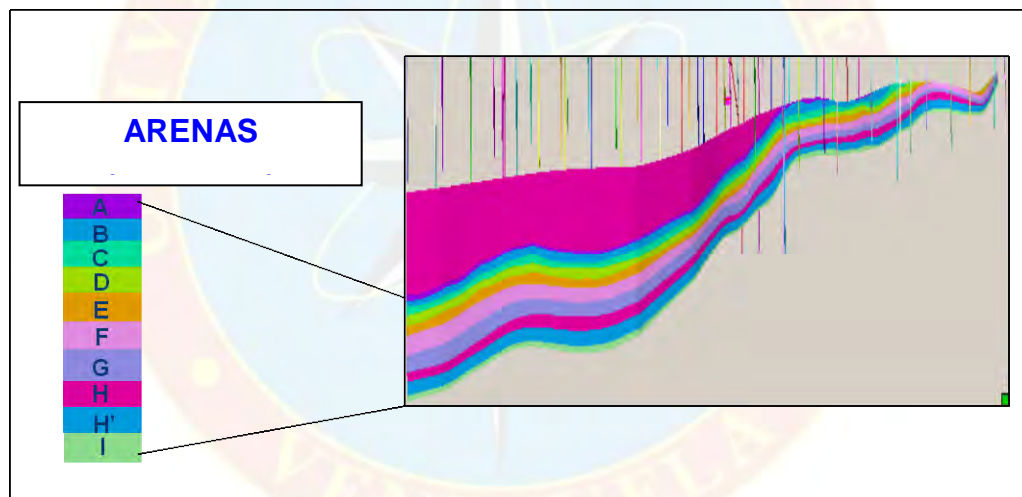


Figura N°4.7. Nueva interpretación estratigráfica de Nodosaria 15.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Después de la sedimentación turbidítica del Miembro Chapapotal, se aprecia otro episodio orogénico Post-Carapita / Pre-La Pica, y actualmente se observa como Miembro Chapapotal se encuentra truncado por una discordancia sobre la cual se depositan las capas de la Formación La Pica.

- **Límites del Yacimiento Nodosaria 15C**

Los límites del yacimiento son:

- ✓ Hacia el Norte y buzamiento arriba, la sección Nodosaria-15 desaparece por truncamiento erosional de la discordancia Pre-La Pica.
- ✓ Al Este y Oeste no han sido determinados con certeza, así que se han asignado límites arbitrarios.
- ✓ Al Sur, buzamiento abajo, se encuentra limitado por un contacto agua petróleo.

Hacia el oeste del yacimiento se ha interpretado una falla transversal con orientación Noreste y con desplazamiento de hasta 1000 pies. Se piensa que esta falla puede ser barrera al movimiento de los fluidos, y por ende separa al yacimiento en lo que se conoce como: Bloque Oeste y Bloque Central. Una situación similar se presenta al este de Nodosaria, donde una falla transversal que ha sido interpretada como barrera ante el flujo de fluidos, ha hecho que el yacimiento sea subdividido nuevamente, dando origen a otra unidad de almacenamiento de hidrocarburos denominada: Bloque Este (ver figura 4.8).

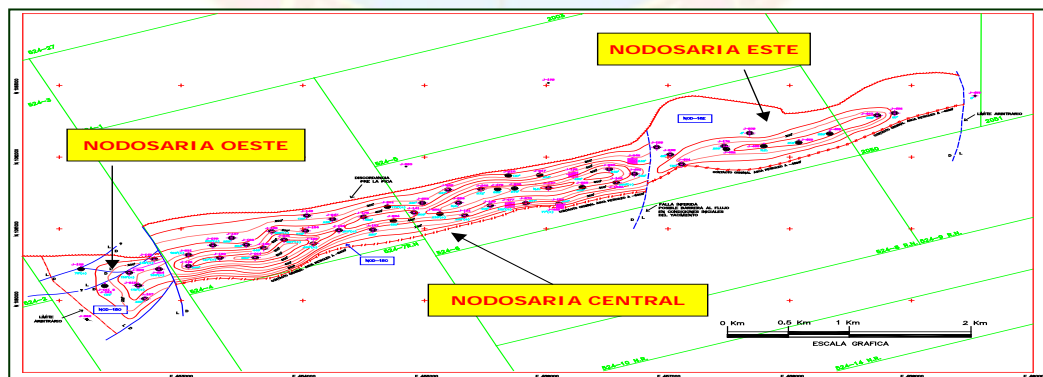


Figura N° 4.8. Mapa Isópaco del Yacimiento Nodosaria 15.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

4.1.2 Revisión Petrofísica

▪ Estudios Petrofísicos

De acuerdo al estudio realizado por la Empresa Lagoven en el año 1984, y libro oficial de reservas, se indican valores promedios de: porosidad: 25%, permeabilidad: 317 mD y una saturación de petróleo: 70%, como parámetros mas relevantes. No se encontraron las tablas de las propiedades petrofísicas para el yacimiento. Existente un estudio realizado por la empresa TOTAL en el año 2004, donde se indican interpretaciones petrofísicas a partir de la perforación del pozo J-477 y J-478, utilizando como herramienta PETREL de la Cía. Schlumberger. Dicho estudio se realizó a partir de la información aportada por los registros realizados a los pozos anteriormente mencionados, los cuales se muestran a continuación.

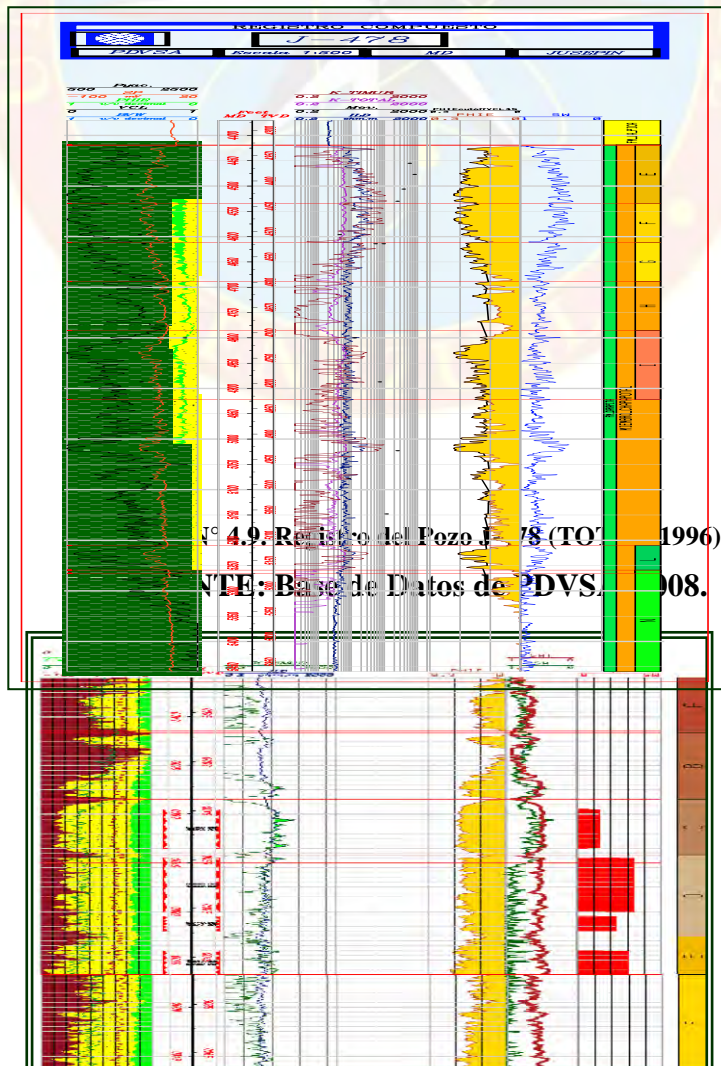


Figura N° 4.10. Registro del Pozo J-477 (TOTAL-1996).

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

A partir del estudio anteriormente señalado, TOTAL realizó una interpolación de las propiedades petrofísicas de cada uno de los pozos que conforman el yacimiento Nodosaria-15, generando el estudio más representativo realizado hasta la fecha.

Al PDVSA retomar las actividades del Campo Jusepín en el año 2007, la Gerencia de Yacimiento Distrito Norte, realizó una revisión del estudio realizado por la empresa TOTAL y decide redefinir las propiedades petrofísicas en vista que estas fueron sobreestimadas. Para dicho análisis, parten de los registros mostrados en la figuras N° 4.9 y N° 4.10, donde se realizó un ajuste de los parámetros de corte como: saturación de agua ($S_w = 60\%$), porosidad ($Q = 12\%$) y volumen de arcilla ($V_{sh} = 35\%$).

La finalidad de dicho estudio estuvo enfocada en conocer las propiedades petrofísicas con mayor precisión de los pozos cercanos a los propuestos por la gerencia para reactivar el yacimiento, todo en función de ajustar o definir el plan de explotación más adecuado, tal que garantice el máximo recobro de reservas. Estas se muestran en el Apéndice D.

Por último, en el Proyecto Piloto realizado por la Gerencia de Yacimientos, en Febrero del 2008, se definen nuevamente los parámetros de corte para realizar una

nueva interpretación petrofísica de los pozos candidatos a reactivar, J-477 y J-478, los cuales se muestran a continuación.

Tabla N°.4.1. Petrofísica realizada por PDVSA del pozo J-478 (2008).

UNIT	TOP	BASE	INTERVAL	PAY	PHI	SW	VSH	K_TIMUR	RESROCK
C	4420	4534	114	62	0,19	0,49	0,12	41,8	84
D	4534	4612	78	42	0,20	0,48	0,09	48,1	73
E	4612	4688	76	15	0,18	0,53	0,17	24,1	47
F	4420	4420	0	0	-----	-----	-----	-----	0
G	4786	4922	136	2	0,15	0,54	0,27	12,6	83
H	4922	5210	288	14	0,21	0,49	0,04	59,2	72
I	5210	5259	49	0	-----	-----	-----	-----	28
J	5259	5652	393	0	-----	-----	-----	-----	2

Tabla N°.4.2. Petrofísica realizada por PDVSA del pozo J-477 (2008).

Fuente: Base de Datos PDVSA.

UNIT	TOP	BASE	INTERVAL	PAY	PHI	SW	VSH	K_TIMUR	RESROCK
A	5318	5433	115	0	-----	-----	-----	-----	7
B	5433	5569	136	9	0,17	0,53	0,20	18,0	41
C	5569	5685	116	35	0,18	0,52	0,14	28,6	101
D	5685	5851	167	3	0,18	0,53	0,16	21,8	144
E	5851	5933	82	0	-----	-----	-----	-----	69
F	4898	4898	0	0	-----	-----	-----	-----	0
G	6132	6312	180	0	-----	-----	-----	-----	108
H	6312	6560	249	0	-----	-----	-----	-----	125
I	6560	6620	60	0	-----	-----	-----	-----	39

La información que aporta sin duda los registros realizados a los pozos J-477 y J-478, permitió representar las propiedades petrofísicas del yacimiento. No se tiene certeza alguna de que realmente sean estos parámetros los valores reales de los mismos, pero la mala administración del campo no permitió tener un seguimiento efectivo de las operaciones importantes para los proyectos futuros que se quieran implantar. Es a partir de los registros anteriormente mencionados que en el año 2004, se realizó un estudio muy completo, que permitió realizar una petrofísica para cada pozo.

Dicha petrofísica fue comparada con la recientemente realizada en 2008 por PDVSA, y en ella se puede apreciar que la porosidad, permeabilidad no varían considerablemente, solo existe variación en los espesores de la arena neta petrolífera, saturación de agua y el porcentaje de arcilla.

4.1.2 Registros de Pozos

Para el Yacimiento Nodosaria-15C, se cuentan con un total de 39 pozos perforados, 36 de ellos fueron perforados durante los años 1944 y 1945 por la Empresa Creole. Dichos pozos cuentan con registros en su gran mayoría SP, GR, SN, los cuales no muestran muchas características como los registros modernos. Debido a ello, no se cuenta para estos pozos de una petrofísica representativa.

En el año 1984, el Campo Jusepín pasó a ser administrado por la Empresa Corpoven. Corpoven, perfora un pozo en el transcurso del periodo en el cual manejo la producción del yacimiento (pozo inyector de agua J-486). Revisando la carpeta de este pozo, no se encontró información alguna del tipo de registro realizado a este pozo.

En el año 1996, El Campo Jusepín paso a ser administrado por la empresa TOTAL, la cual perfora un pozo productor y un inyector, J-477 y J-478. Para dichos pozo se realizan registros modernos, tales como: Caliper, Potencial espontáneo, Inducción, Resistividad, entre otros, de los cuales se deducen la gran mayoría de los proyectos petrofísicos, geoestadísticos, sedimentológicos, entre otros. En la siguiente figura, se puede apreciar un diagrama de torta de la figura 4.11, en el cual se discretizan los porcentajes de la distribución de los registros de pozos realizados en el Yacimiento Nodosaria-15-C.

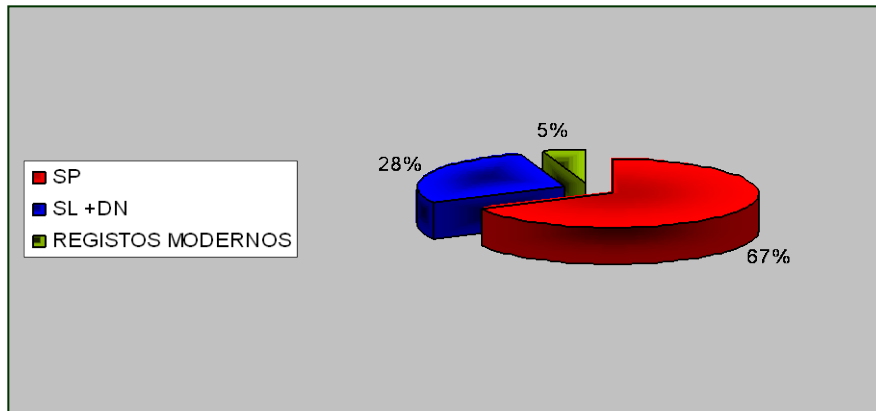


Figura N° 4.11. Distribución de los registros realizados en el Campo Nodosaria-15C.

FUENTE: Propia, 2010.

En relación a la figura 4.11, cabe destacar, que el mayor porcentaje representan registros SP, los cuales corresponden en su mayoría a los pozos perforados al inicio de la producción del yacimiento. Igualmente es importante resaltar que, a pesar que el menor porcentaje lo representan registros modernos, los cuales corresponden a los realizados en los pozos J-477 y J-478, es la información aportada por ellos la considerada para realizar el presente estudio, ya que proporcionan información confiable debido a la resolución y características de los mismos. En el Apéndice E, se describe detalladamente los registros realizados a cada pozo del Yacimiento Nodosario 15C.

4.1.3. Calidad de la Información Geológica y Petrofísica Proveniente del Yacimiento Nodosaria-15C

La información proveniente de este yacimiento, es sin duda, la generada a través de los históricos de carpeta de pozos. Partiendo de ese punto de vista, muchas de las carpetas revisadas en el archivo de la empresa contienen muy poca información, en cuanto a los detalles puntuales realizados en el yacimiento y para cada pozo a lo largo de su vida productiva.

Referente a los datos geológicos, existen muchos estudios realizados por diferentes autores en donde se pudo constatar la consistencia de los resultados obtenidos por estos. El más reciente estudio realizado por la empresa TOTAL realizado en el año 2004, ratificó la validez de los mismos al construir con datos relacionados a estos estudios previos, el modelo de simulación para el yacimiento en estudio. Igualmente se revisaron los estudios paleontológicos, constatando que el ambiente de depositación corresponde a depósitos de Talud según la fauna planctónica encontrada en algunos núcleos estudiados.

Con respecto a la petrofísica, se disponen para la mayoría de los pozos registros SP y SN, Resistividad y Densidad Neutrón a diferencia de los pozos perforados por la Empresa TOTAL en el año 1996, los cuales poseen registros modernos.

Para los pozos perforados en el periodo 1944 y 1945 la petrofísica realizada es muy poco representativa, debido a que los registros que se tomaron en esos pozos generan muy poca información para realizar tal estudio. Con respecto a los dos pozos perforados por la Empresa TOTAL, la petrofísica generada es representativa debido a las características de los registros.

Finalmente, existe muy poca calidad de la información con respecto a los estudios petrofísicos y la información contenida en las carpetas de pozos es muy poca, siendo confiable los estudios más recientes realizados por las Empresas Total y PDVSA recientemente. En relación a los estudios geológicos, la calidad de la información es confiable debido a que existen varios estudios que generaron los mismos resultados en diferentes períodos de tiempo. Sin embargo, para los fines de este proyecto se asumirá que la información tanto petrofísica como geológica es confiable en vista de que no se cuenta con otra base de datos que consultar.

4.2 VALIDACIÓN DEL MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO MEDIANTE LA REVISIÓN DE LOS HISTÓRICOS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN

4.2.1 Post-Mortem del Yacimiento Nodosaria-15C

Los pozos del Yacimiento Nodosaria-15C fueron perforados sin problemas a partir del enero del año 1944, todos perforados de forma vertical y completados de forma sencilla, excepto el pozo J-192 que contó con doble completación, debido a que se perforó las arenas productora de la Formación La Pica, lo cual no brindó la producción esperada y luego fue convertido a inyector de gas. Al cabo de un año fue nuevamente convertido a productor de crudo.

El mecanismo de producción predominante en el Yacimiento Nodosaria 15C es la expansión del gas disuelto en la fase líquida, también existe un aporte de la inyección de agua y la inyección de gas

En cuanto al tipo de completación pocos pozos fueron completados con camisa ranurada y grava gel. La profundidad a la que fueron completados los pozos varía según la ubicación de los pozos en la estructura, entre 4000 a 4900 pies aproximadamente.

Los métodos de producción a la cual fue sometido el yacimiento son: bombeo mecánico, gas lift, inyección de agua, inyección de gas. El yacimiento fue cerrado en los años 1971, 1986 y 1998 debido a que la producción había disminuido. Posteriormente, mediante proyectos para reactivar el yacimiento a través de inyección continua de agua fueron aperturados en 1976 y 1996 respectivamente.

Cabe destacar que la apertura del campo en el año 1976, fue abandonado debido a que no se contaba con la disponibilidad de agua para inyección, abandonando el yacimiento hasta el año 1996, el cual paso a ser administrado por la

Empresa Total . Estas llevaron a cabo el proceso de inyección de agua en el Yacimiento Nodosaria 15C. Dicho proyecto fue abandonado debido a que no brindó los resultados de producción esperados.

El tiempo productivo fue de 40 años y el improductivo de 16 años, los cuales debidos básicamente a eventos operacionales entre los que se destacan: daño de revestidos, alta relación gas-petróleo, alto corte de agua, producción de arena, barro y parafina, discretizados en porcentajes en la figura 4.12.

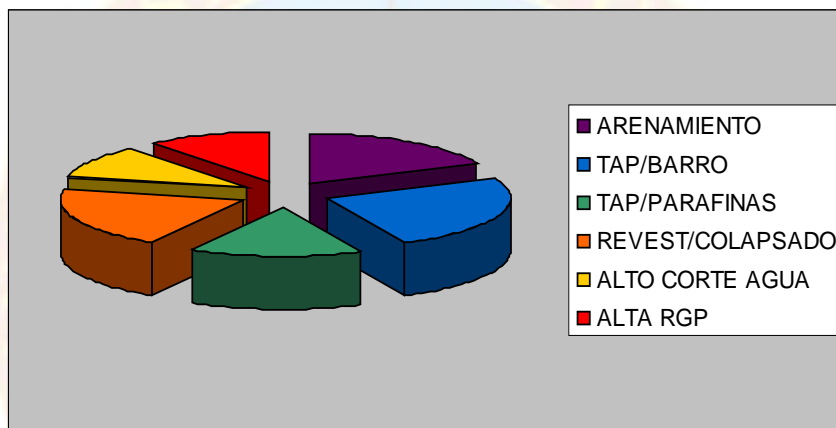


Figura N° 4.12. Distribución de los diferentes tipos de problemas operacionales.

FUENTE: Propia, 2010.

La descripción detallada por pozo de estos problemas se puntualizan descritos en los apéndices F y G.

4.2.2 Comportamiento de Producción-Presión del Yacimiento Nodosaria-15C

- **Comportamiento de Presión del Yacimiento Nodosaria-15C**

El comportamiento de presión del yacimiento Nodosaria-15C, se presenta a continuación.

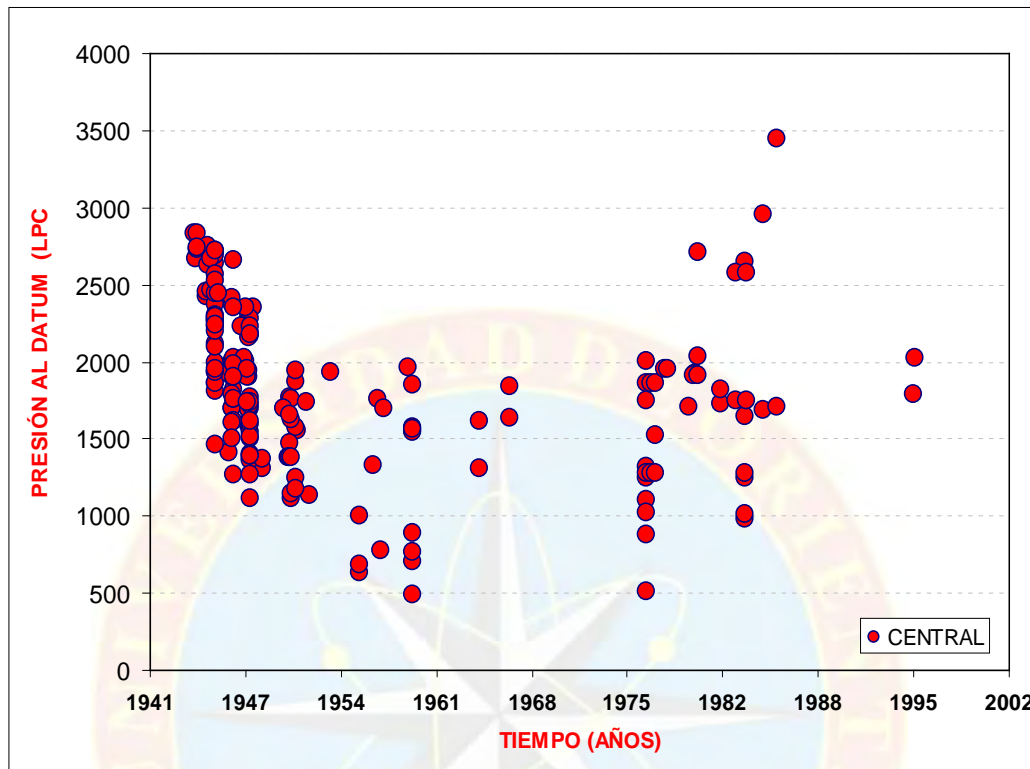


Figura N° 4.13. Comportamiento de presiones del Yacimiento Nodosaria-15C.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

En referencia a la Figura N° 4.13, se tiene para el área Oeste, yacimiento NOD-15O, presiones iniciales de 2900 lpc, año 1944, la cual disminuyó hasta 16 valores de 856 lpc para el año 1960.

Respecto al área Central y Este, NOD-15C y NOD-15E, se observa un comportamiento de presiones muy similares, con presiones originales de 2900 lpc para el año 1944 la cual declinó hasta valores de 1300 lpc para el año 1987.

Durante el periodo 1996-1998, se abrió el yacimiento NOD-15C mediante un proyecto piloto, un pozo productor y un inyector de agua, observándose presiones de yacimiento en el orden de 1900 lpc. Cabe destacar que los máximos puntos de

presión reportados en la figura anterior tienen relación con la inyección de gas que se realizó en el Yacimiento Nodosaria-15E durante el año 1984.

Cabe destacar, que para el Yacimiento Nodosaria-15C, se manifiesta la presencia de un acuífero limitado de dimensiones pequeñas en comparación con las dimensiones del yacimiento, por lo tanto no aporta la energía suficiente para restaurar la caída de presión ocasionada por la producción. A continuación se presentan algunos estimados de los volúmenes asociados a este acuífero en la Tabla 4.3.

Tabla N° 4.3. Dimensiones del Acuífero asociado al Yacimiento Nodosaria 15C.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Fuente: Base de datos PDVSA.

BLOQUE	VOLUMEN DEL ACUIFERO	VOLUMEN DEL ACUIFERO/POES
CENTRAL	< 142	0.78

El acuífero se encuentra a una profundidad de 5362 pies distribuido de manera uniforme a lo largo de todo el yacimiento. A continuación se observa en la figura 4.14, la línea blanca que es el límite del CAPO del Yacimiento Nodosaria-15C.

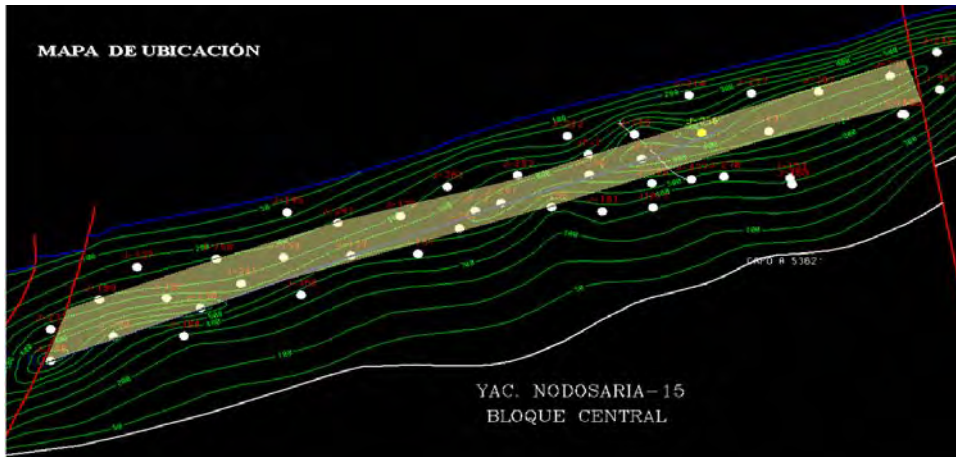


Figura N° 4.14 Mapa de la Ubicación del Contacto Agua-Petróleo.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Comportamiento de Producción

Para el Yacimiento Nodosaria 15-C existe una data de producción cargada en OFM la cual fue estudiada y validada con respecto a la encontrada en carpeta de pozo, resultando consistente los datos de ambos, solo en el caso del pozo J-468, el cual funcionó como inyector de agua, no se encontró ninguna información relevante en ambas fuentes, y para el caso de OFM, no se generó ningún reporte que indique la cantidad de barriles de agua que fueron inyectados.

En la figura 4.15, se muestran los comportamientos de petróleo, agua y gas del Yacimiento Nodosaria 15C.

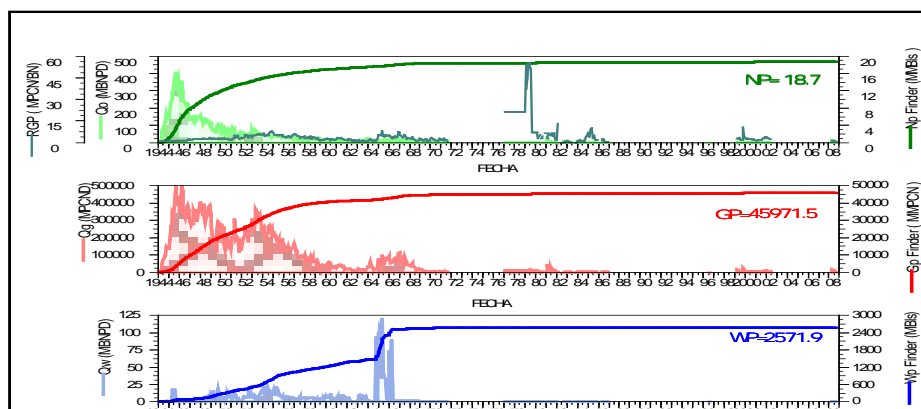


Figura N° 4.15. Comportamiento de producción, Nodosaria 15C.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

En referencia a la figura 4.15, se tiene que el Yacimiento Nodosaria-15C, inició producción en Marzo de 1944 con la perforación del pozo J-130, reportándose valores promedio de: 180 BND de petróleo, 500 MPCND de gas y 0.1 BD de agua.

Con la perforación de nuevos pozos la producción de Nodosaria llegó a alcanzar valores de producción de hasta: 45000 BND de petróleo, 500000 MPCND de gas y 113 BD de agua, para Agosto de 1945. Sin embargo, se observa una continua y acelerada declinación asociada a la capacidad de mantenimiento de energía en los yacimientos con características geológicas turbidíticas.

Para el año 1971 la producción del campo alcanzó valores mínimos de producción: 28 BND de petróleo, 300 MPCND de gas y 20 BD de agua, por tal motivo, la explotación del Campo Jusepín resultó antieconómica, avalando el cierre de estos yacimientos. A partir de 1974, se retomó la evaluación del yacimiento Nodosaria-15C, por lo cual se dio apertura para evaluar nuevas estrategias de explotación. Para el año 1978 la Compañía CORPOVEN, llevó a cabo un proyecto de inyección de gas el cual cerró a finales de 1986, por carencias en el abastecimiento de gas en la zona.

Hasta la fecha, se habían perforado un total de 36 pozos y los valores de producción máximos alcanzados durante este período, 1974-1986, fue de: 1200 BND de petróleo, 3300 MPCND de gas y 140 BD de agua.

En el año 1996, la Cía. TOTAL bajo el Convenio de Jusepín, nuevamente dio apertura a el yacimiento Nodosaria 15C, mediante la evaluación de un proyecto piloto por inyección de agua, con lo cual se perforaron 2 pozos (un pozo inyector J-477 y uno productor J-478).

Durante el periodo 1996-1998, se alcanzó valores promedios de producción (asociada al pozo J-478) en el orden de: 190 BND, 120 MPCND de gas sin producción de agua.

Finalmente, para agosto de 1998, se recibe por parte del MENPET, autorización para discontinuar el proyecto piloto de Inyección de agua en el yacimiento Nodosaria 15 (oficio N°00483) por resultar antieconómico para la fecha, con el entendido de procurar estudios posteriores que determinen una forma más económica y rentable de desarrollar estos yacimientos.

4.2.3 Análisis PVT del Yacimiento Nodosaria 15C

Para el yacimiento Nodosaria 15C se dispone del análisis PVT consistente del pozo J-223 realizados a muestras de fondo, con temperaturas de fondo entre 141°F y 146°F promediando 144°F, y presiones de burbuja muy similares a las presiones de yacimiento cuyas propiedades se muestran en la Tabla N° 4.4.

Tabla N° 4.4. Propiedades de fluidos del estudio PVT del yacimiento Nodosaria 15C.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Pozo	Fecha	Prof. Pies	Temp °F	Psat lpca	P. Estatica	RGP Solución PCN/BN	BY/BNBo	°API
J-223	Mar- 47	4400	141	2098	N/A	436	1,2376	31,1

Con una data sobre los valores de la presión inicial de 2852 Lpc, relación gas-petróleo (Rsi) de 594 a una Temperatura de 144° para un crudo de 30°API, y una presión de burbujeo igual a la presión inicial se pudo deducir que estamos tratando con un Yacimiento subsaturado. En el apéndice H, se muestra el estudio PVT realizado al pozo J-223.

4.2.4 Mallado de Simulación

Para la realización de la Simulación Numérica se contó con un Modelo Estático Estocástico construido mediante la herramienta petrel el cual incluyó toda la información referente a estructura (tope, base, límites y fallas) además de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y NTG) del reservorio.

Una vez importado el modelo, se procedió a realizar una minuciosa revisión de la estructura y de las propiedades petrofísicas, tanto areal como verticalmente, con el fin de verificar que el modelo no haya sufrido ninguna distorsión al momento de ser exportado, esto permitió además un mayor entendimiento del reservorio debido a la capacidad de visualización en tres dimensiones. Para la construcción del Modelo de Simulación se utilizó un Mallado Tridimensional de Geometría de Puntos de Esquina o Corner Point mediante el cual el simulador ECLIPSE 100 realiza los cálculos en cada nodo de la malla.

Debido al tipo de estructura se utilizó un límite de mallado o Boundary rectangular orientándolo en el sentido de la dirección de las fallas principales que presenta el yacimiento la cual lo limita hacia la sección este-oeste del mismo. Además, se tomó en cuenta para la orientación del mallado la dirección en que fueron depositados los sedimentos, la cual fue en sentido NO-SE (noroeste-suroeste), ya que ésta representa la dirección del flujo preferencial dentro del yacimiento.

Seguidamente se procedió a la construcción del mallado areal tomando en cuenta la distancia existente entre pozos de tal manera que existiera un número mínimo de 2 (dos) celdas entre cada pozo, esto con el fin de eliminar los posibles problemas de convergencia que ello pudiese generar. La menor distancia entre pozos observada en el yacimiento, estuvo en un promedio de 600 pies, considerando esto se dividió el rectángulo representado por el límite de la malla en 99 celdas de 301,7 pies cada una en X y 47 celdas de 301,6 pies en Y dando como resultado 4653 celdas en el mallado areal, de las cuales 3963 se encuentran activas.

Para la construcción del mallado vertical se utilizaron 44 capas de tipo proporcional con un espesor máximo de 36 pies cada una. Estas capas, al ser de tipo proporcional, dependen de la variación del espesor del modelo ajustándose proporcionalmente en cada una de sus secciones. La escogencia de éste tipo y número de capas se debe a la moderada variabilidad de las propiedades petrofísicas del reservorio en profundidad, presentándose los mayores cambios al tope del mismo debido a un aumento en las intercalaciones lutíticas.

Una vez definido el mallado areal y vertical se ha construido el mallado de simulación preliminar, del cual se discretizan todos los mallados con sus propiedades, tales como: mallado de saturación de fluidos, profundidad y espesor, entre otros. En las figuras 4.16 y 4.17, se muestran los mallados de profundidad y espesor neto de

arena petrolífera. Las profundidades están en un orden de 3200 a 7800 pies. En la figura 4.18, se muestra la distribución de la saturación de petróleo según la escalara de colores.

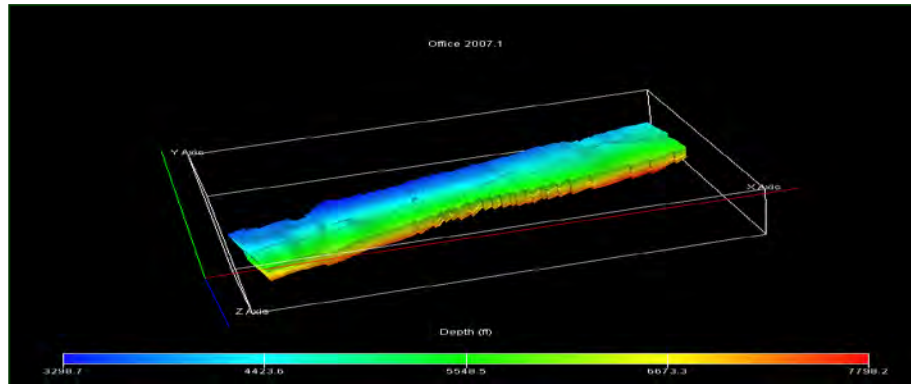


Figura N° 4.16. Estructura del Mallado de Simulación del Yacimiento Nodosaria 15-C.
FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

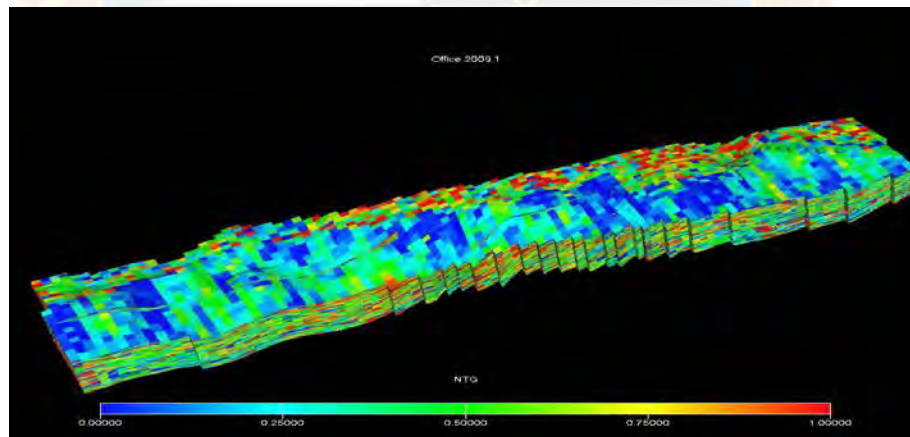


Figura N° 4.17. Mallado de Simulación arena neta petrolífera.
FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

En la figura 4.18, se aprecia la distribución de la permeabilidad, distribuidas en el mallado de simulación del yacimiento según escala de colores.

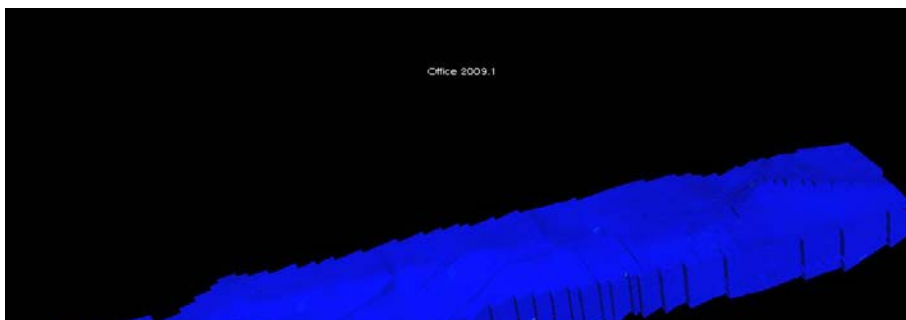


Figura N° 4.18. Distribución de la permeabilidad del Yacimiento Nodosaria 15-C.
FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

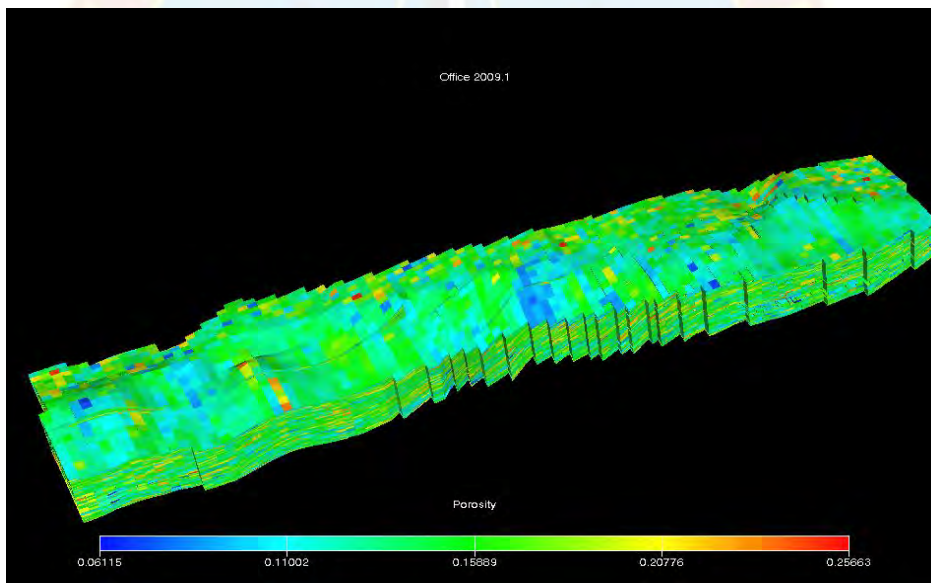


Figura N° 4.19. Distribución de la porosidad del Yacimiento Nodosaria 15-C.
FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

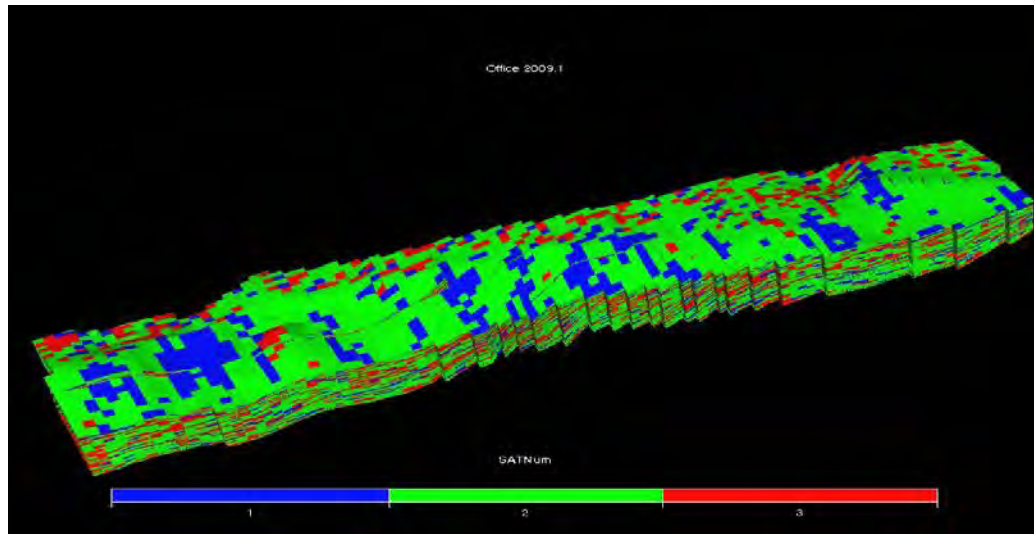


Figura N° 4.20. Distribución de los diferentes tipos de saturaciones.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Como se puede observar en la figura 4.20, para el yacimiento en estudio el mallado esta integrado por tres curvas de saturaciones representadas por los colores, verdes, rojo y azul. En cuanto a la figura N° 4.19, se representa la distribución de las porosidades en el modelo, las cuales están distribuidas en rango de 0,06 a 0,26 mili darcy.

4.2.5 Inicialización

En esta etapa del estudio se buscó calibrar el modelo para que éste fuese convergente en la solución de las ecuaciones diferenciales dentro del simulador, esto consistió en realizar una corrida de simulación con tasas de producción iguales a 0 (cero) por un periodo de tiempo igual a 5 (cinco) años, donde se observó si existían cambios en la saturación de los fluidos y en la presión que se tenía en el sistema, en la cual no se evidenció cambio alguno en la producción de fluidos.

En el proceso de inicialización, el simulador establece que el modelo se encuentra inicialmente en “Equilibrio Estático”, y realizando balance de masas por celdas determina el petróleo, gas y agua a las condiciones iniciales.

Para calcular el POES por el simulador Eclipse, se le introdujeron los siguientes valores a través del ModelBuilder y de esta forma, se inició el modelo a fin de buscar las posibles inconsistencias en las propiedades establecidas.

Tabla N° 4.5. Datos introducidos al simulador Eclipse.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Fuente: Propia.

DATOS	YACIMIENTO NODOSARIA-15C	UNIDADES
Datum	4600	p.b.n.m
Presión Inicial	2892	Lpca
CAPO	5400	p.b.n.m

En la tabla 4.5, se muestran los valores obtenidos de la inicialización comparados con los valores que fueron calculados en el modelo estático.

Tabla N° 4.6 Comparación entre las propiedades calculadas volumétricamente y simuladas del Yacimiento Nodosaria-15C.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

DATOS	VOLUMETRICO	SIMULADO	% ERROR
POES (BN)	294.845	299.673	5
GOES (PCN)	142.119	143. 414	3,25
PRESION (lpc)	2852	3015,6	4,35

Como se puede observar en la tabla 4.6, existe una buena aproximación y los errores entre el volumétrico y simulado para los yacimientos son menores al 5 %, indicando así que el modelo generado representa satisfactoriamente las condiciones de los yacimientos.

4.2.6 Cotejo Histórico

El Cotejo Histórico consistió en ajustar el comportamiento de producción y de presión simulado con el comportamiento histórico real del yacimiento. Para ello se ajustaron las variables del modelo que presentaran el mayor grado de incertidumbre, entre las cuales: tamaño y propiedades del acuífero, relación de permeabilidad vertical y horizontal del yacimiento, transmisibilidades horizontales y verticales del acuífero y del yacimiento y comunicación a través de fallas, entre otros.

- Cotejo de Presiones

Para el desarrollo del cotejo de presiones se controló la producción de fluidos por RESV (vaciamiento total del reservorio), mediante esto se aseguró que el volumen total de petróleo y agua producida por el yacimiento fuese igual en el modelo, ya que el comportamiento de la presión es directamente proporcional al agotamiento volumétrico del yacimiento.

Para la realización de la primera corrida de simulación se utilizó un modelo de acuífero analítico de tipo Carter Tracy cuyo tamaño y características fueron determinados en la etapa de balance de materiales.

Entre los modelos existentes, el de tipo Carter Tracy es el que mejor representa el comportamiento de un acuífero de acción infinita y debido a ello su utilización. El acuífero fue conectado al modelo desde el fondo y lateralmente en toda la capa 5, o sea, desde la celda 1 a la 99 en el eje X y de la 1 a la 47 en el eje Y.

A continuación se muestran las figuras 4.21 y 4.22, en las cuales las celdas en color azul representan el acuífero del yacimiento en estudio.

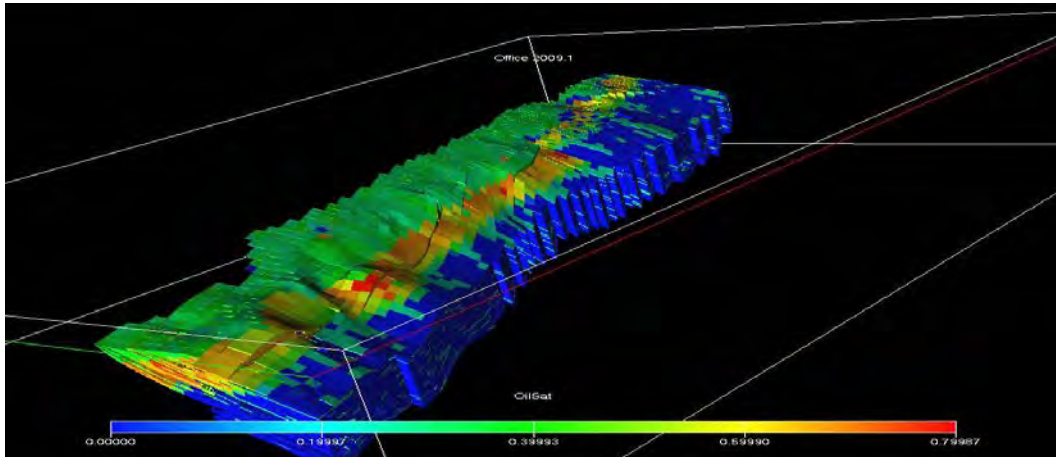


Figura N° 4.21. Representación del Acuífero. Yacimiento Nodosaria 15-C.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

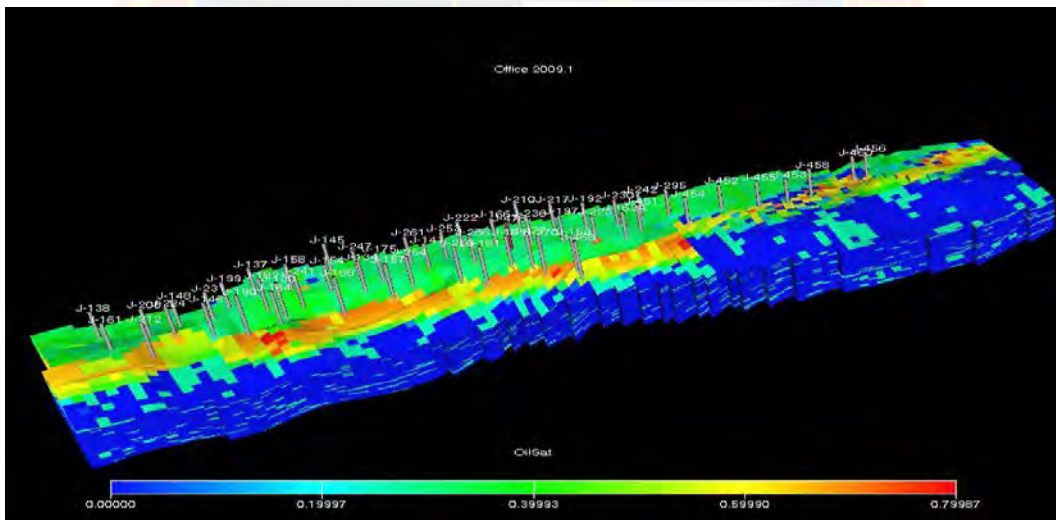


Figura N° 4.22. Estructura del Yacimiento representando los pozos y el acuífero.

FUENTE: Base de Datos de PDVSA, 2008.

Al iniciar la primera corrida de simulación, se presentando algunos problemas de convergencia debido a que el número de iteraciones que se habían seleccionado para que el simulador resolviera las ecuaciones de flujo diferenciales entre cada celda

eran muy pocas, debido a ello se aumentaron el número de iteraciones de 20 a 200 lo que resolvió el problema.

Otro inconveniente que se fue observado durante la primera corrida de simulación fue que las presiones de fondo fluvente simulada de algunos pozos resultaban en valores inferiores a las necesarias para reproducir las tasas históricas de petróleo, esto debido a una subestimación de las transmisibilidades alrededor del pozo o de la conectividad entre estos y la malla de simulación.

Debido a la inexistencia de pruebas de presión en el yacimiento desde el año 1.945 hasta la fecha de culminación del proyecto de simulación (Julio del 1998), contándose solo con presiones determinadas a partir de niveles estáticos de fluido, se realizó un cotejo grueso del comportamiento de presión, tratando de ajustar la tendencia general y no cada punto de presión observado durante la historia de producción en el mencionado periodo de tiempo. A continuación es mostrado el cotejo final del comportamiento de presiones del yacimiento en la figura 4.23.

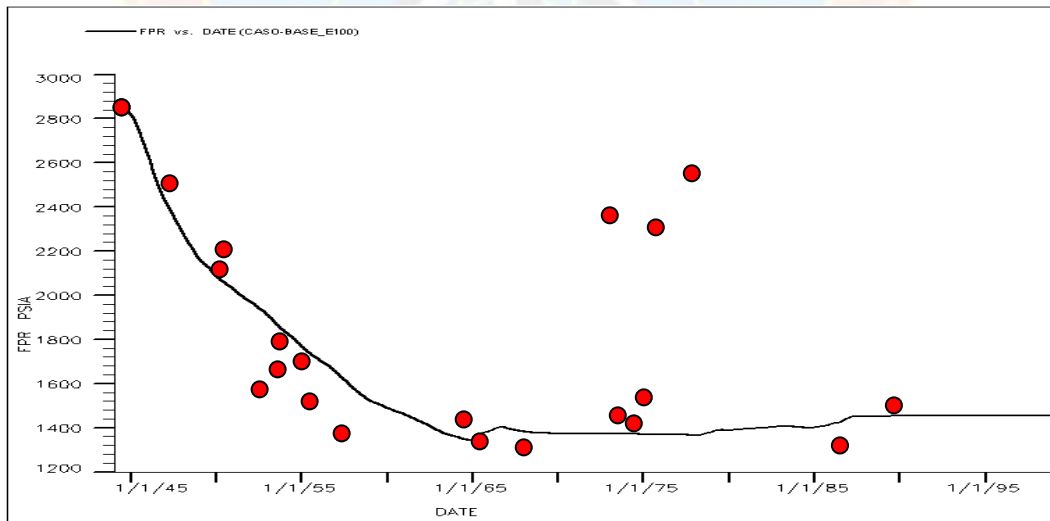


Figura N° 4.23. Cotejo de presiones de Yacimiento Nodosaria 15C.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

- Cotejo de Fluidos

Una vez cotejado el comportamiento histórico de presión del modelo con el comportamiento real, se procedió a iniciar el cotejo de la producción de fluidos cambiando el control de RESV a modo LRAT (tasas de líquido). Mediante éste modo control, se ordena al simulador que trate de reproducir las tasas de líquido, logrando así realizar un cotejo grueso del comportamiento de la producción de petróleo y agua a nivel de yacimiento. Los resultados se muestran a continuación en las siguientes figuras.

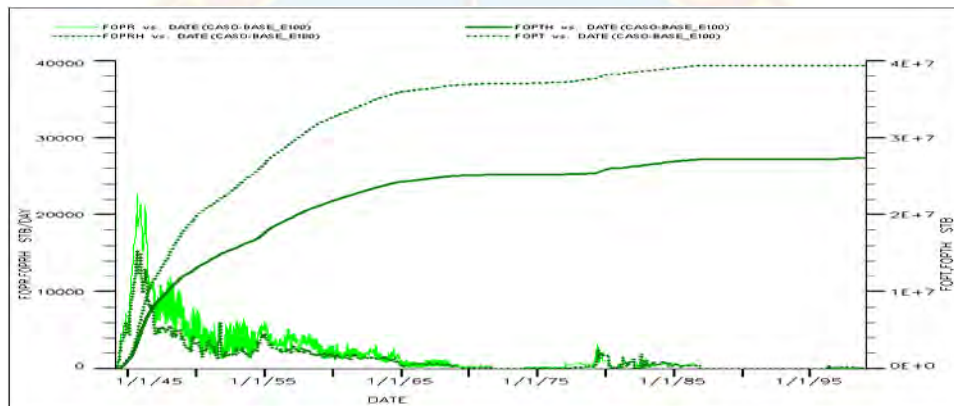


Figura N° 4.24. Comportamiento de Producción de Petróleo. Yacimiento Nodosaria-15C.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

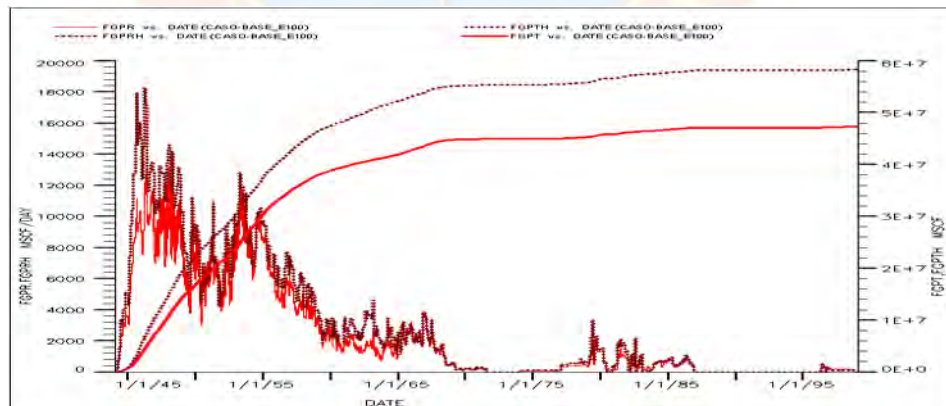


Figura N° 4.25. Comportamiento de Producción de Gas. Yacimiento Nodosaria-15C.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

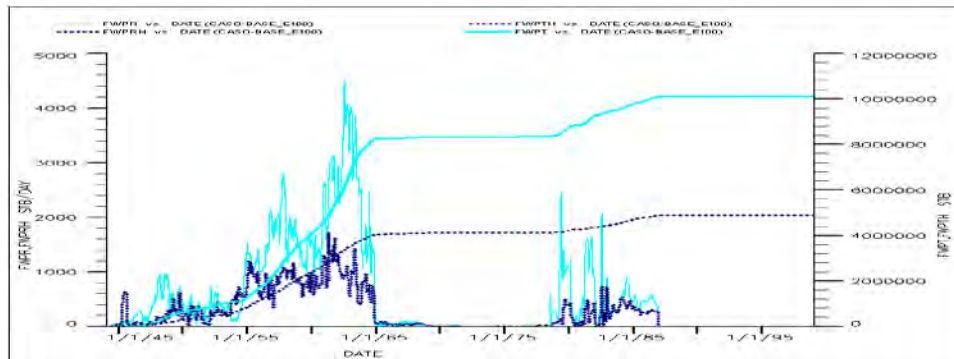


Figura N° 4.26. Comportamiento de Producción de Agua. Yacimiento Nodosaria-15C. Fuente: Proyecto de Simulación, 2010.

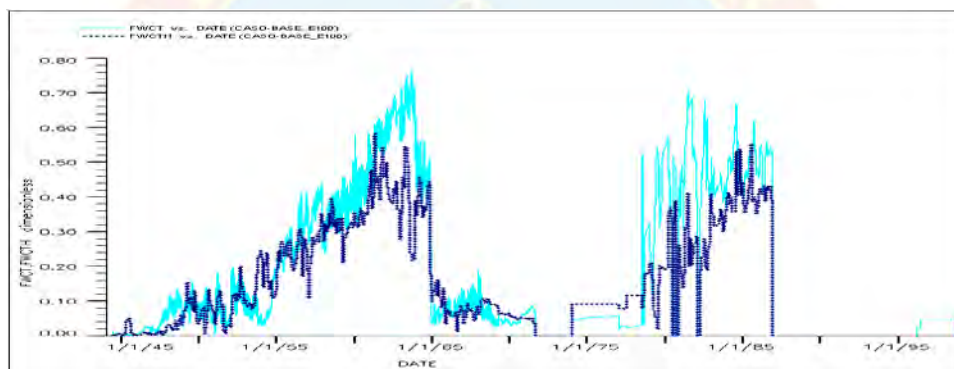


Figura N° 4.27. Comportamiento del Corte de Agua. Yacimiento Nodosaria-15C. FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

Como se puede observar en la figura N°. 4.24, el cotejo parcial de la tasa de petróleo por yacimiento resulta con una producción simulada inferior a la producción histórica, mientras que la producción de agua simulada es considerablemente superior a la real (figura 4.26). Esta diferencia, tanto del petróleo como del agua, se debió a los pozos en los cuales no se obtuvo un buen ajuste en la producción de petróleo y agua en comparación con la producción histórica, los cuales representan el 35% de los pozos del yacimiento.

Tal es el caso del pozo J-478, por lo cual se intentó alcanzar cotejo realizando sensibilidades en variables como transmisibilidad, conectividad y permeabilidad, SATNUM en los pozos que presentaban un cotejo deficiente. Cabe destacar que para alguno de los pozos, fue necesaria ajustar las transmisibilidades horizontales y verticales en un área cercana al pozo, fueron sensibilizadas en función de lograr el ajuste del cotejo de los pozos anteriormente mencionados. El cotejo individual del pozo J-478 se muestra en el Apéndice I.

4.3 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE LA INYECCIÓN CONTINUA DE AGUA O PROYECTO PILOTO A TRAVÉS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

4.3.1 Estrategias Consideradas para Realizar Inyección Continua de Agua al Yacimiento Nodosaria-15C

Para la realización de un proceso de inyección de agua en el yacimiento Nodosaria-15C, se tomó como estrategia principal, la inyección de tipo periférica ó externa en vista de los siguientes factores.

- Por se el Yacimiento Nodosaria 15C, un monoclinal con un ángulo de buzamiento de 45°, es ideal para someterlo a un proceso de inyección periférica.
- El acuífero del yacimiento posee una energía limitada, lo cual favorece la inyección en los flancos.
- Es recomendable los arreglos de pozos en línea, debido a que proporcionará mayor recuperación de crudo debido al ángulo de inclinación del yacimiento.

- No es indispensable una buena descripción del yacimiento para iniciar la invasión de agua por flancos, o cual favorece al estudio en vista a la pobre descripción petrofísica correspondiente en gran parte a los registros Sp, Sn GR.
- No requieren perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores, lo cual es ideal en nuestro estudio ya que el Yacimiento se encuentra inactivo desde el año 1998 con un total de 38 pozos en categoría de abandono. Cabe considerar, que para este estudio se tomarán en cuenta para reapertura solo aquellos pozos que su historia de producción no tuvieron problemas operacionales.
- Los equipos que se requieren para realizar un proceso de inyección de agua son menos costosos que otros equipos, aunque de debe considerar el costo del tratamiento del agua, debido a que el agua de inyección a ser considerada para este estudio debe cumplir con las siguientes características:
 - Para evitar problemas asociados a la inyección como inchamiento de arcillas, corrosión, limpieza, achicamiento, entre otras; lo cual ocurre en los procesos de inyección realizados en el pasado.
 - El agua a inyectar provendría de la Formación Las Pica, la cual suprayace al Yacimiento Nodosaria 15C, la cual favorece la continuidad del proceso de inyección.
 - A pesar de que en el pasado el yacimiento en estudio fue sometido a dos etapas de inyección en diversos periodos, los resultados no fueron los esperados debido a la mala planificación del yacimiento y la falta de conocimiento de las características del mismo. Solo en caso del segundo proceso de inyección se considera que la Empresa custodia del Campo

realizó un estudio detallado de las características del yacimiento a partir de la perforación de los pozos J-477 y J-478.

- No se considera el cálculo del tiempo óptimo para el inicio del proceso de inyección, debido a que el yacimiento es maduro. El análisis estuvo dirigido a cual era el mejor proceso que debe realizarse.
- La tasa de inyección será de 1000 barriles de agua diarios.

4.3.2 Predicciones

Después de haberse realizado el ajuste del cotejo de producción del yacimiento con el modelo de simulación, se procedió a definir diferentes esquemas de explotación que servirán de base en la toma de decisión para la escogencia del escenario que resulte óptimo para cada yacimiento en estudio. Como se explicó en el capítulo III, se evaluaron 3 escenarios en un horizonte de 20 años, a partir de Julio de 2009 hasta julio de 2029.

En la etapa de predicciones, los pozos se controlaron bajo las condiciones de tasa de petróleo y presión de fondo fluyendo. En todas las predicciones se monitoreó el corte de agua y la relación gas petróleo, cerrando los pozos que alcanzaban un corte de agua de 90% y una relación gas petróleo de 2500 PCN/BN respectivamente.

- **Escenario I. Apertura de los Pozos J-477 y J-478**

En este escenario se muestra el comportamiento de producción del yacimiento con la producción de los pozos que fueron perforados por la Empresa Total Oil and

Gas, debido a que estos son los pozos que se encontraban produciendo al momento de cerrar el campo en el año 1998.

Para mejorar la productividad del pozo productor, se completaron adicionalmente 40 pies de profundidad del pozo J-478. En cuanto al pozo inyector de agua, se continuó inyectando a la última tasa a la cual fue cerrado, permitiendo así la producción por un período de 20 años, con una tasa de 100 barriles diarios. La producción fue incorporada a partir Julio del 2009.

A continuación se muestra la distribución de pozos del escenario uno, donde los pozos en color vinotinto, son los correspondientes al escenario uno.

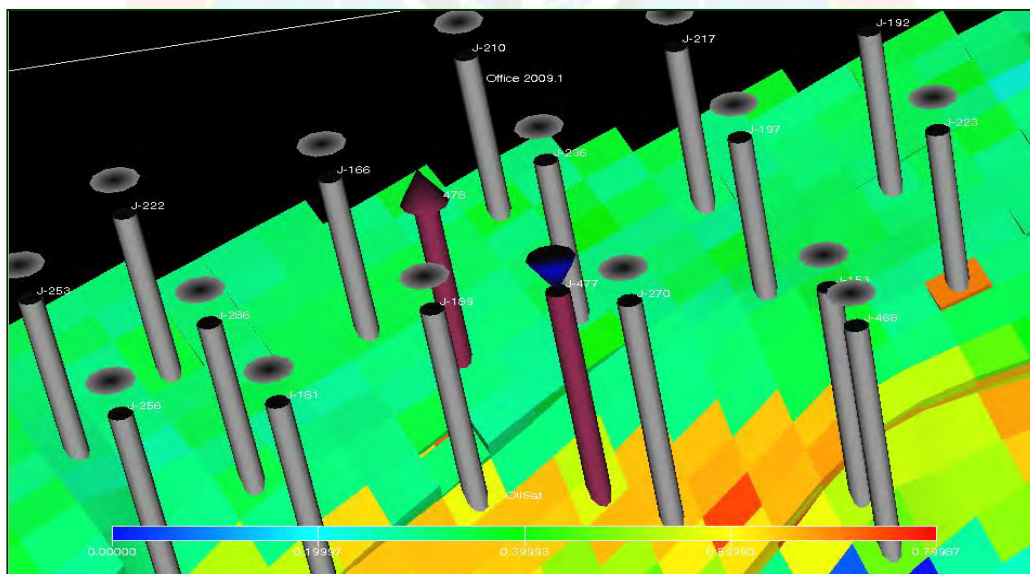


Figura N° 4.28. Distribución de pozos propuestos para el Escenario I.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

En este escenario se obtuvieron las siguientes producciones acumuladas de petróleo, agua y gas, las cuales se pueden apreciar en la tabla 4.7 y figura N° 4.28.

Tabla N° 4.7 Resultados del Escenario I.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

Yacimiento	NP (BN)	GP (MPCN)	WP (BN)	Presión LPC	FR%
	NOD-15C	40033276	70374128	10101381	1094,38

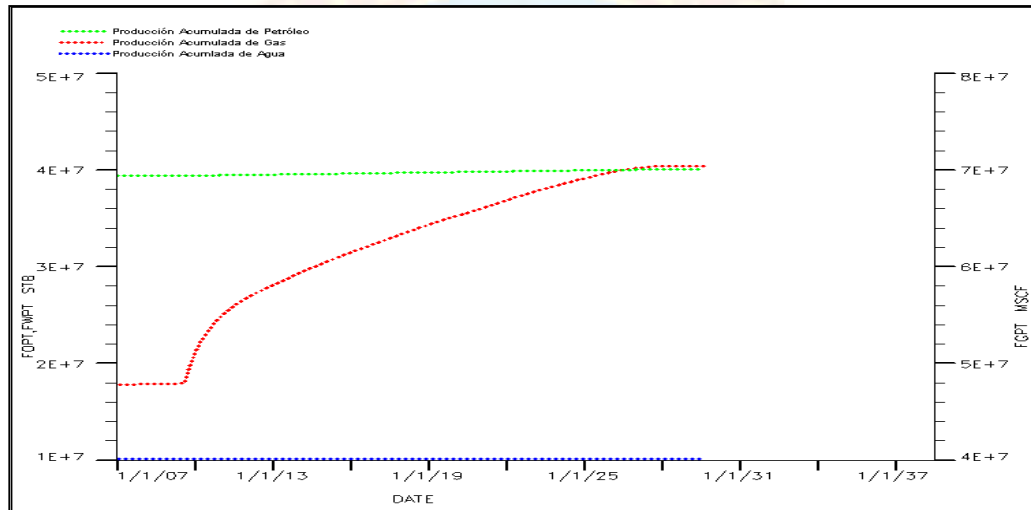


Figura N° 4.29. Comportamiento de Producción del Yacimiento Nodosaria-15C. Escenario I.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

- **Escenario II. Apertura de os pozos sin problemas operacionales**

En este escenario se evaluó el esquema presentado en el Escenario I con la incorporación de los pozos que no presentaron problemas operacionales, tal es el caso de los pozos J-197, 166, 222 y 141. Al igual que en el escenario anterior, se dio inicio a la producción con una de tasa de 100 BND para un periodo de 20 años,

iniciando producción igual al escenario anterior. A continuación mostramos el esquema de explotación en la figura 4.30.

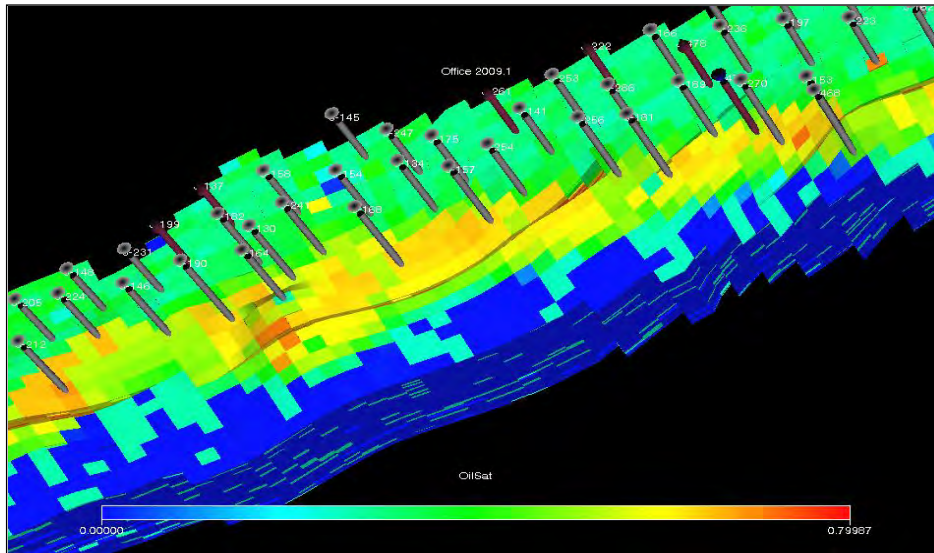


Figura N° 4.30. Distribución de pozos propuestos para el Escenario II.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

Como resultado del pronóstico en este escenario, se observa en la tabla 4.8 el resumen de los volúmenes de petróleo, agua y gas acumulado obtenidos, así como el porcentaje del POES recuperado y la presión promedio final del yacimiento.

Tabla N° 4.8 Resultados del Escenario II.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

Yacimiento	NP (BN)	GP (MPCN)	WP (BN)	Presión LPC	FR%
	NOD-15C	39444332	70210216	10099648	1099,42

En la figura 4.31 se puede observar la producción acumulada del yacimiento.

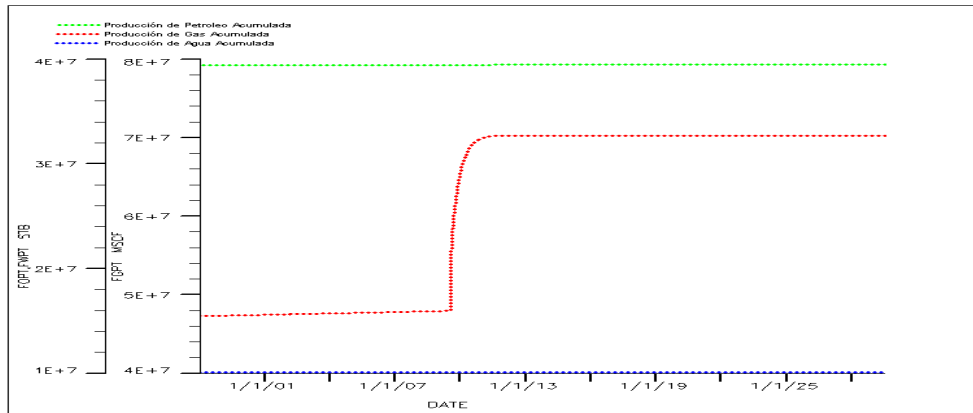


Figura N° 4.31. Comportamiento de Producción del Yacimiento. Escenario II.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

En comparación con el escenario anterior, el yacimiento presentó una disminución del factor de recobro alrededor de 0,32%, esto debido a que los pozos incorporados en este escenario no alcanzo ninguna la tasa de producción esperada, siendo sólo el pozo J-478 el que logro mantener la producción por 20 años.

- **Escenario III. Apertura de 3 pozos productores y un pozo inyector**

En este escenario se evaluó la incorporación de cuatro localizaciones, tres pozos productores y un pozo inyector de agua; con una tasa inicial de producción de 200 BPD y una tasa de inyección de 1000 BND respectivamente. La perforación de los pozos productores fueron ubicadas considerando las mejores zonas de los yacimientos, en cuanto a propiedades y áreas no drenadas, según el estudio realizado en el año 2008 por PDVSA para reactivar el Campo Jusepín.

Las localizaciones fueron incorporadas en la predicción a partir julio del 2008 para un lapso de producción de 20 años. En la figura 4.32 se muestra la malla de simulación con la ubicación de estas nuevas localizaciones propuestas.

Las especificaciones de coordenadas, sección horizontal y longitud de esta nueva localización se muestran en la Tabla 4.9

Tabla 4.9. Coordenadas y longitud de los nuevos pozos.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

POZOS	COORDENADAS				LONGITUD HORIZONTAL(PIES)
	INICIO DE SECCIÓN		FIN DE SECCIÓN		
JP-1-NOD15C	455339,51	1081630,25	455493	1081438	5616
JP-2-NOD15C	455429,51	1081631,29	455774	1081460	5301
JP-3-NOD15C	45783	1081191	456821	1081520	5926
JPI-1-NOD15C	455432	1082889,01	462382	1088862	6230

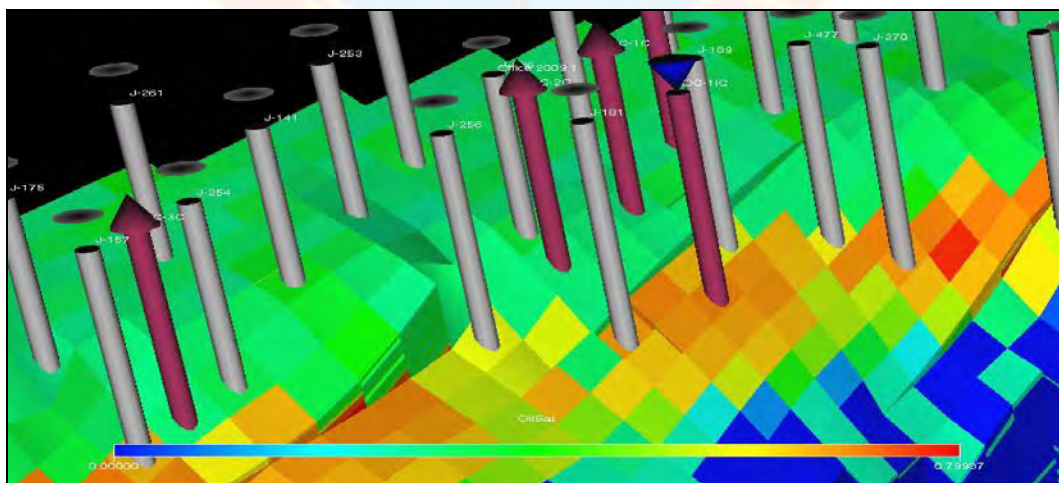


Figura N° 4.32. Distribución de pozos propuestos para el Escenario III.

FUENTE: Proyecto de simulación, 2010.

En este escenario se obtuvieron las siguientes producciones acumuladas de petróleo, agua y gas, las cuales se pueden apreciar en la tabla 4.10 y figura 4.33.

Tabla N° 4.10 Resultados del Escenario III.

FUENTE: Proyecto de Simulación, 2010.

Yacimiento	GP			Presión	
	NP (BN)	(MSCF)	WP (BN)	lpc	FR%
NOD-15C	43030080	70843632	13124073	1042,73	20,04

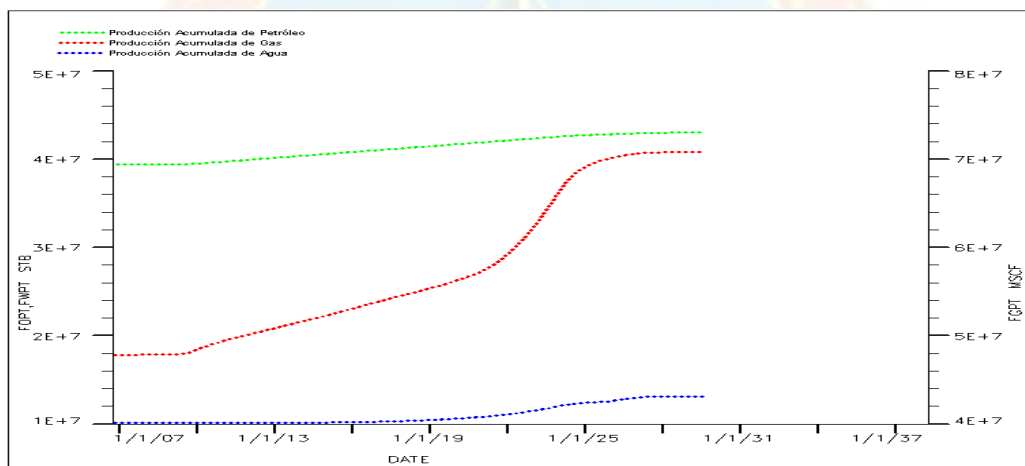


Figura N° 4.33. Comportamiento de Producción del Yacimiento. Escenario II.

FUENTE: Proyecto de Simulación, 2010.

Se puede observar que en este caso al ser comparado con escenario I y escenario II, se tiene un incremento en el recobro alrededor de 2 %, evidenciándose que este yacimiento necesita un mayor número de pozos que permitan recuperar mayor cantidad de reservas remanentes. Cabe destacar, que se respetaron en este escenario, las especificaciones mediante las cuales se quiere reactivar el yacimiento.

Para el yacimiento, se observa en la figura 4.34, que los escenarios I y III resultan buenos prospectos de producción, sin embargo es el escenario III quien

aporta una mayor recuperación de petróleo, en el cual se propone la perforación dos nuevos pozos productores, pero se debe analizar económicamente su rentabilidad, para poder realizar una elección del plan de explotación para este yacimiento.

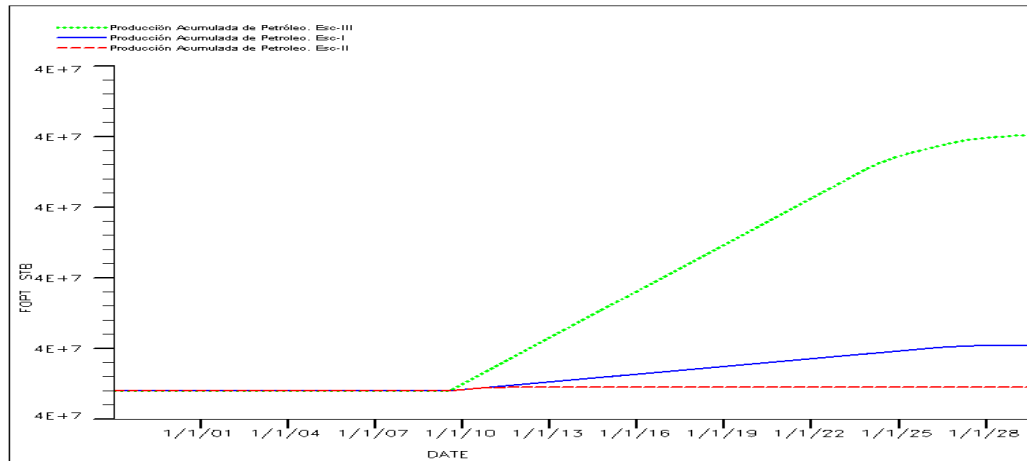


Figura N° 4.34. Comportamiento de Producción del Yacimiento con los diferentes escenarios

FUENTE: Proyecto de Simulación, 2010.

Como se pueden observar en la figura N° 4.35, la presión del yacimiento llega a un valor comprendido entre 1090 y 110 lpc para los escenarios propuestos, hasta el agotamiento de la energía de los yacimientos.

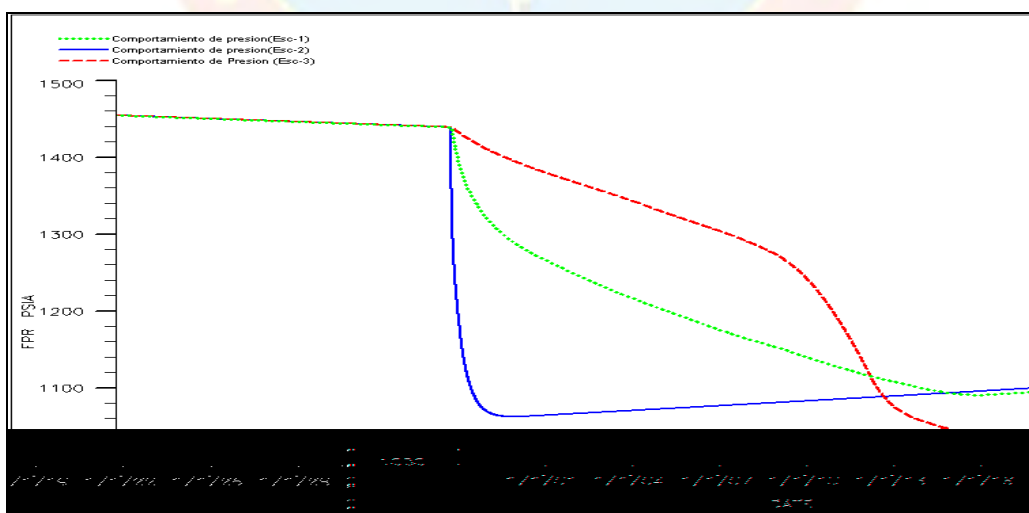


Figura N° 4.36. Comparación de la presión del yacimiento con los diferentes escenarios.

FUENTE: Proyecto de Simulación, 2010.

4.4 EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LOS DIFERENTES PLANES DE EXPLOTACIÓN

Luego de haber planteado los diferentes escenarios, se procedió a realizar el análisis económico de las estrategias de explotación que resultaron óptimas para cada yacimiento, utilizando la aplicación Centinela, aplicación corporativa de PDVSA, para un horizonte económico de 20 años. El análisis de los escenarios permitirá elegir el que genere mayor rentabilidad.

A continuación se presenta en un resumen todas las evaluaciones económicas realizadas a los escenarios de explotación del Yacimiento Nodosaria-15C.

Tabla N° 4.11 Comparación entre de la evolución económica diferentes escenarios.

FUENTE: Propia, 2010.

Escenario	Fr (%)	Inversión (MMBs)	VPN (MMBs)	TIR (%)	EIM (Bs/Bs)	TPd (años)
I	18,64	0,6	10,31	9,61	0,32	0,28
II	18,37	2,43	41,76	38,92	1,13	1,14
III	20,04	3,706	63,67	59,34	1,72	1,77

De la tabla 4.11 se puede observar que los mejores esquemas de explotación para el yacimiento, de acuerdo a los indicadores técnico-económico son los escenarios II y III. Sin embargo, en términos del Valor Presente Neto (VPN) se evidencia que el escenario III es el más atractivo con una inversión de 3.706 MMBs, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 59.34%.

De los escenarios elegidos de acuerdo al análisis técnico-económico, bajo un horizonte económico de 20 años, se espera producir un total de 4,03 MMBN de petróleo para el yacimiento, que al comparar este valor con las reservas recuperables oficiales, se obtiene un adicional de recuperación de reservas de 6,9 MMBN.



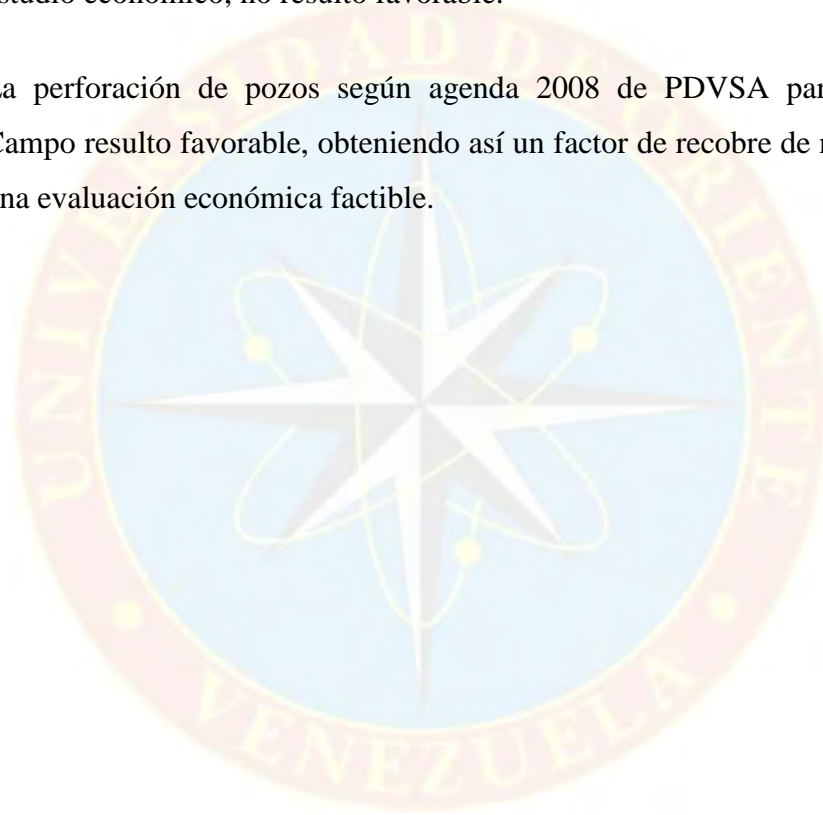
CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El Yacimiento Nodoraria 15C es un monoclinal con un ángulo de buzamiento de 45° a 60°, correspondiente a las arenas turbidíticas del Miembro Chapapotal de la Formación Carapita.
- Las arenas de mayor espesor del Miembro Chapapotal han sido erosionadas en su parte superior, depositándose en su lugar la Formación La Pica.
- Nodosaria 15C, es el nombre de un foraminífero planctónico de ambiente de depositación de talud. Muchas de estas especies fueron encontrados en los núcleos extraídos del yacimiento y por eso su nombre.
- El yacimiento Nodosaria 15C tuvo una producción acelerada, obteniéndose en un año de producción una tasa de petróleo 5.366.345 Bls y una caída de presión de 1000 Lpc.
- Solo se cuenta con el análisis PVT del pozo J-223 para todo el yacimiento.
- La simulación numérica permitió validar el modelo dinámico de los fluidos del yacimiento, ya que reprodujo la producción de los mismos.
- Se evaluaron la reapertura a producción de pozos ya existentes en función de conocer la factibilidad técnico-económica de los mismos.

- Los pozos en el Escenario III fueron ubicados, tomando como referencia las coordenadas propuestas en le Proyecto Piloto de la Gerencia de Yacimiento para dar apertura al yacimiento.
- La reactivación del pozo J-478 y J-477 obtuvo una producción constante de 100 BND para un periodo de producción de 20 años, sin embargo, al realizar el estudio económico, no resultó favorable.
- La perforación de pozos según agenda 2008 de PDVSA para reactivar el Campo resulto favorable, obteniendo así un factor de recobre de mas del 20% y una evaluación económica factible.



5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar por parte de la Gerencia de Yacimientos de PDVSA, un seguimiento constante de las condiciones operacionales y de los estudios que conlleven a tener un mejor conocimiento de los pozos nuevos.
- Realizar pruebas de presión, que permitan evaluar el comportamiento de declinación de presiones con la perforación de pozos nuevos.
- Tomar un núcleo de cada pozo con la finalidad de realizar estudios geológicos (ambientes de sedimentación), petrofísicos (análisis especiales y convencionales) y de yacimiento (interacción roca-fluido).
- Aplicar a los pozos nuevos, registros modernos que permitan obtener respuestas satisfactorias de las propiedades petrofísicas, geológicas y operacionales.
- Estudio de la factibilidad y respuesta de 4 pozos productores cada uno con su inyector asociado en línea, con la finalidad de conocer cual sería la respuesta del yacimiento con una tasa de producción de 500BND.
- Realizar un estudio de simulación numerica que permita evaluar el comportamiento de producción de dos pozos Horizontales, ubicados en la zona de mayor reserva de petróleo.

BIBLIOGRAFÍA

Arias, F, (2004). *“El Proyecto de la Investigación”*. Segunda Edición. Editorial Episteme. Cuarta Edición. Caracas.

Barberi, E, (1994). *“Léxico de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos”*. Editorial Robles. Caracas.

Blank, L. y Tarquin, A, (2004). *“Ingeniería Económica”*. Quinta Edición. Editorial McGraw-Hill México. México.

Craft B.C, (1968). *“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”*. (1ra Ed.), Madrid –España: Editorial Técnos, S.A.

EGEP Consultores, (1981). *“Estudio Técnico de los Yacimientos NODOSARIA – 15”*, Informe Privado, Corpoven S.A.

F. Limongi y A. Lara. TOTAL. *“Shallow Jusepín Nodosaria-15 Field. Geomodel NI”*. Agosto, 2004.

González de Juana, C, (1980). *“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”*. Primera Edición. Tomo I. Ediciones Foninves. Caracas.

González, L. Márquez P, (1985). *“Reevaluación de la Extensión Noreste de Jusepín”*, Lagoven.

L. González y P Marquez. Lagoven, (1984). *“Estudio de Extensión Noreste – Campo Jusepín, Yacimiento Nodosaria-15”*.

Manual Corporativo, (1997). *“Simulación de Yacimientos. Nivel I Módulo 1: Bases teóricas de la Simulación”*. CIED-PDVSA, Universidad Corporativa.

París, M, (2001). ***“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos petrolíferos”***, Segunda Edición. Caracas.

PDVSA, (2008). ***“Memoria Descriptiva del Proyecto Piloto para la reactivación del Yacimiento Nodosaria 15, Miembro Chapapotal, Formación Carapita del Campo Jusepín”***.

Rodríguez, A. (2008). ***“Estudio de la Factibilidad de Reactivación del Yacimiento Somero Inactivo Nodosaria 15E del Área Operativa Campo Jusepín del Distrito Norte”***. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz.

Sabino, C, (2002). ***“El Proceso de la Investigación”***. Nueva Edición Actualizada. Editorial Armes. Caracas.

Salazar, J. (2007). ***“Evaluación Metodológica para la Escogencia de Arreglos Mediante la Simulación Numérica de Inyección de Agua y/o Gas en Yacimientos de Petróleo Negro ”***. Tesis de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo. UDO-Monagas.

Stainforth, R. M. (1969) ***“La Formación Carapita de Venezuela Oriental”***, IV CONGRESO GEOLÓGICO VENEZOLANO, Creole Petroleum Corporation, Caracas –Venezuela.

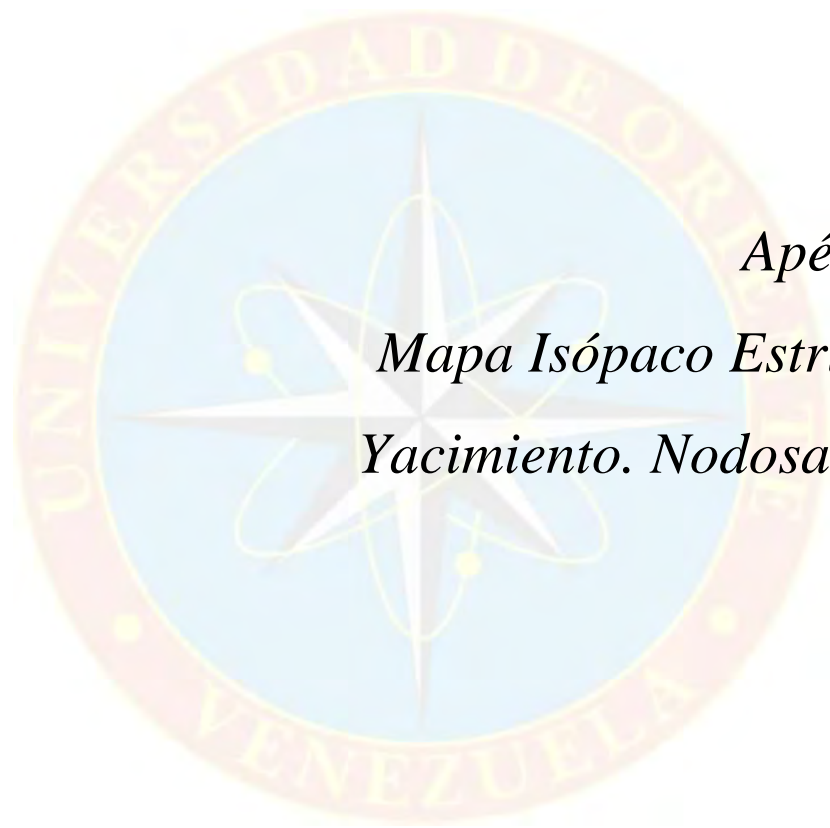
Consultado en:

<http://homepage.mac.com/icycle9/RMSbis/La%20form%20Carapita.htm>.

TOTAL, Oil & Gas Venezuela, Exploration % Reservoir Dpt, (2004). ***“Shallow Jusepín NODOSARIA -15 FIELD, GEOMODEL NI”***. Venezuela.



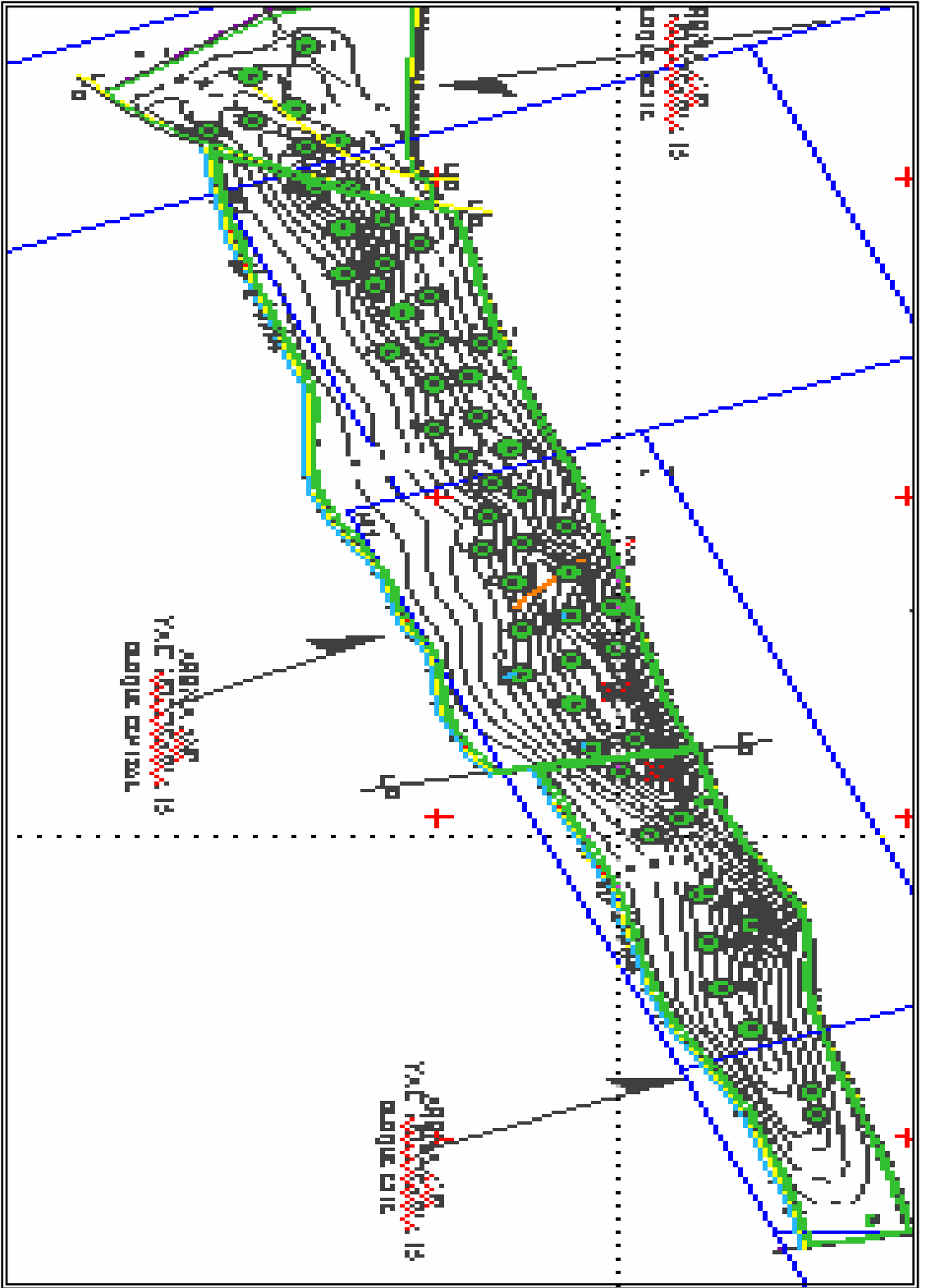
APENDICES



Apéndice A

Mapa Isópaco Estructural.

Yacimiento. Nodosaria 15C





Apéndice B
Datos Básicos del Yacimiento

TOTAL OIL AND GAS VENEZUELA
 CONVENIO OPERATIVO CAMPO JUSEPIN
 RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO Y GAS EN SOLUCION

CAMPO: JUSEPIN
 YACIMIENTO: NOD 15 CENTRAL
 FECHA: SEPTIEMBRE 97
 RESORL. No.:

JURISDICCION: MATURIN
 AREA: JUSEPIN

DESCUBR. O YAC. ORIG.	EXTENSION	REVISION	YACIMIENTO ACTUALIZADO
-----------------------------	-----------	----------	---------------------------

DATOS BASICOS

1 GRAVEDAD		30,4		30,4	API
2 POROSIDAD	(POR)	24,9		24,9	%
3 SATURACION DE PETROLEO	(SO)	70		65	%
4 SATURACION DE GAS	(SG)				%
5 FACTOR DE MERMA DE PET.-I/BoI	(FMI)	0,79		0,79	FRACCION
6 FACTOR VOL.DEL. PETROLEO AL ABANDONO	(BOA)				BY/BN
7 FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	(BGI)				PCS/PC
8 AREA ZONA DE PETROLEO		819		724	ACRES
9 VOLUMEN ZONA DE PETROLEO	(VO)	271572		226942	ACRES-P*
10 RELACION GAS-PETROLEO ORIGINAL	(RSI)	490		490	PCS/BL
11 RELACION GAS-PETROLEO ABANDONO	(RSA)				PCS/BL
12 PRESION ORIGINAL	(PI)	2900		2900	LPC
13 PROFUNDIDAD PLANO DE REFERENCIA	(PNMB)	4600		4600	PIES
14 PRESION DE BURBUJEO	(PB)				LPC
15 PRESION DE ABANDONO	(PO)	500		500	LPC
16 PET. POR UNIDAD DE VOLUMEN	(7758.POR.SO.FMI)	1068		992	BLS/A-P
17 VISCOSIDAD DEL PETROLEO	(MO)				CP
18 VISCOSIDAD DEL GAS	(MG)				CP
19 PERMEABILIDAD ABSOLUTA	(K)	31,70		31,70	MD
20 MECANISMO(S) DE PRODUCCION		1		1	

RESERVAS DE PETROLEO

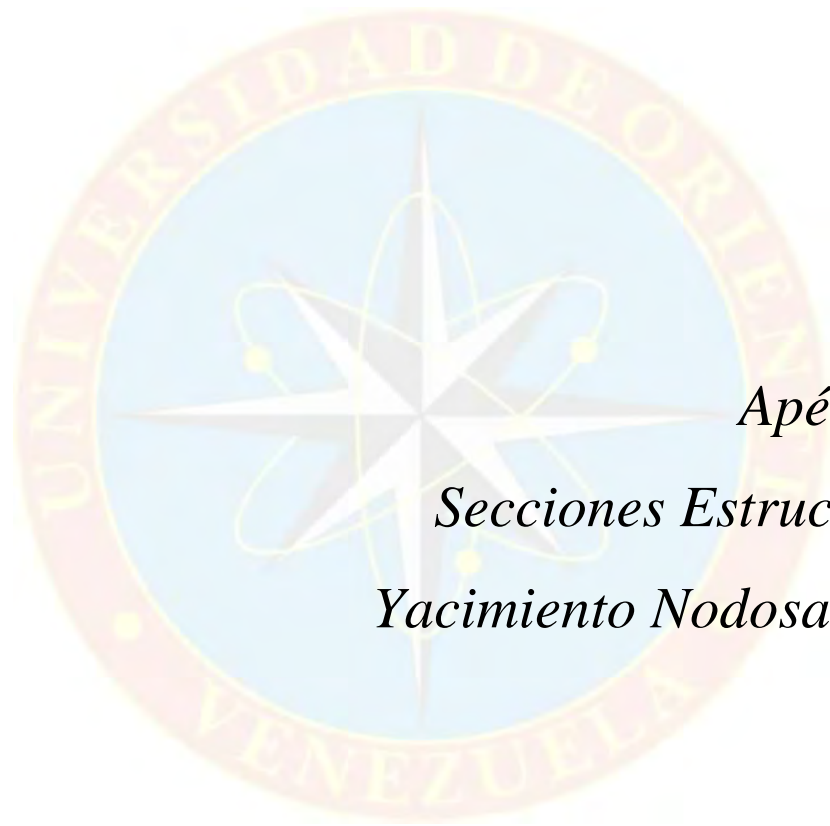
21 PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	(9x16)(N)	290039		225120	MBLS
22 FACTOR DE RECUPERACION PRIMARIO		11,70		11,70	%
23 PETROLEO RECUPERABLE	(16x22)	125		116	BLS/A-P
24 RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIA	(21x22)	33935		26339	MBLS
25 FACTOR DE RECUPERACION SECUNDARIO				3,60	%
26 RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	(21x25)	0,00		8104,32	MBLS
27 RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	(24+26)	33935		34443	MBLS
28 PRODUCCION ACUMULADA	(NP)	19588		19588	MBLS
29 RESERVAS REMANENTES	(27-28)	14346		14855	MBLS

RESERVAS DE GAS EN SOLUCION

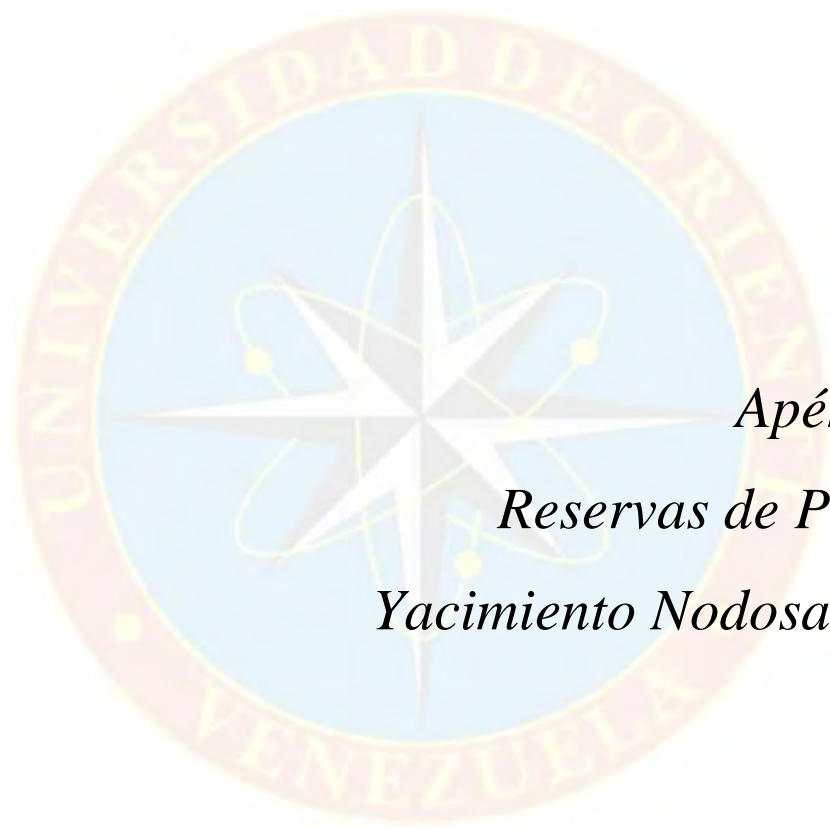
30 GAS ORIGINAL EN SITIO (GOES)	(10x21)(NRSD)	142119		110309	MMPCS
31 FACTOR DE RECOBRO		57,20		57,20	%
32 RESERVAS DE GAS EN SOLUCION	(30x31)	81292		63097	MMPCS
33 GAS INYECTADO	(GI)	0		0	MMPCS
34 PRODUCCION ACUMULADA	(GP)	45643		45643	MMPCS
35 RESERVAS REMANENTES	(32+33-34)	35649		17454	MMPCS

Promedio de ANP=313,5

Actualizado al 30/09/1997



Apéndice C
Secciones Estructurales.
Yacimiento Nodosaria 15C



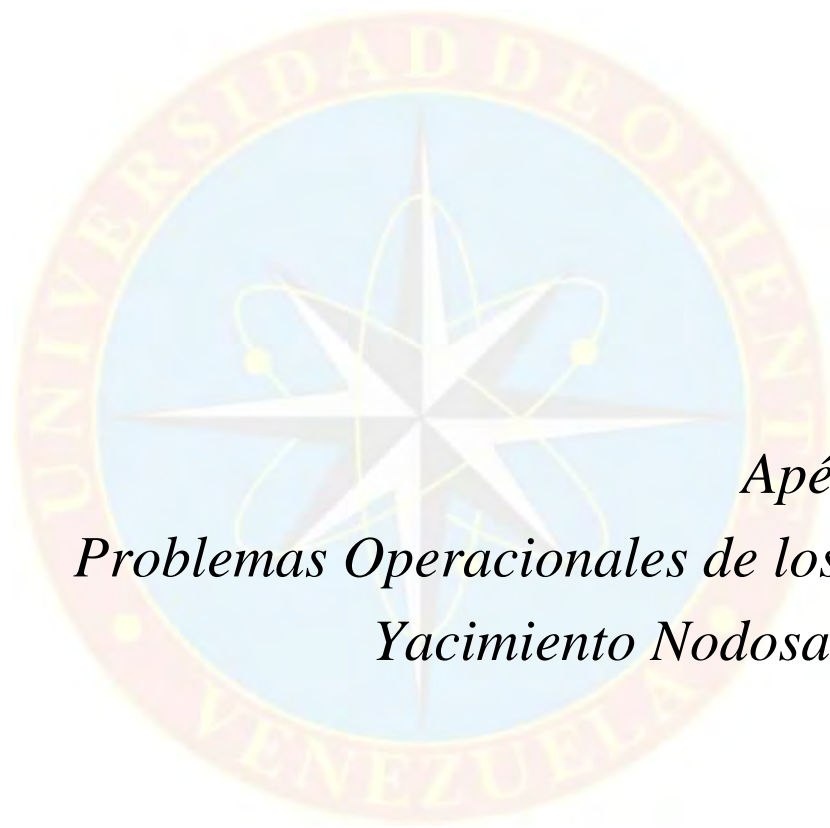
Apéndice D
Reservas de Petróleo.
Yacimiento Nodosaria 15C

YAC	POES (MBN)	FACTOR DE RECOBRO			RES. RECUPERABLES			RESERVAS REMANENTES			Np (MBN)
		PRIM. (%)	SEC. (%)	TOTAL	PRIM. (MBN)	SEC. (MBN)	TOTAL	DES. (MBN)	NO DES. (MBN)	TOTAL	
NOD 15 C	294.845	11,7		11,7	34.497		34.497	190	15.606	15.796	18.701
NOD 15 E	116.657	12,2	3,6	15,8	14.232	4.200	18.432		11.295	11.295	7.137
NOD 15 O	19.015	10,1		10,1	1.921		1.921		338	338	1.583
TOTAL	430.517				50.650	4.200	54.850	190	27.239	27.429	27.421





Apéndice E
Registros de Pozos.
Yacimiento Nodosaria 15C



Apéndice F
Problemas Operacionales de los Pozos.
Yacimiento Nodosaria 15C

PROBLEMAS OPERACIONALES

1.- Taponamiento de la tubería por arenamiento.

De las 38 completaciones que conforman al Yacimiento Nodosaria 15C, 9 presentaron problemas por taponamiento causado por la producción de arena. Dichos pozos se reportan la siguiente Tabla.

Tabla N° 01. Problemas de Arenamiento del Yacimiento Nodosaria 15C.

Fuente: Propia.

WELL NAME	LAYERS COMPLETED	BLOCK
J-157	B,C,D,E,F,G	CENTRAL
J-189	A,B,C,D,E	CENTRAL
J-130	D,E,F,G,H	CENTRAL
J-254	A,B,C,D,E,F	CENTRAL
J-223	A,B,C,D,E,F	CENTRAL
J-175	C,D,E,F,G,H,H',I	CENTRAL
J-197	B,C	CENTRAL
J-236	C,D,E	CENTRAL
J-166	D,E	CENTRAL
J-192		CENTRAL
J-230		CENTRAL
J-162-A		CENTRAL

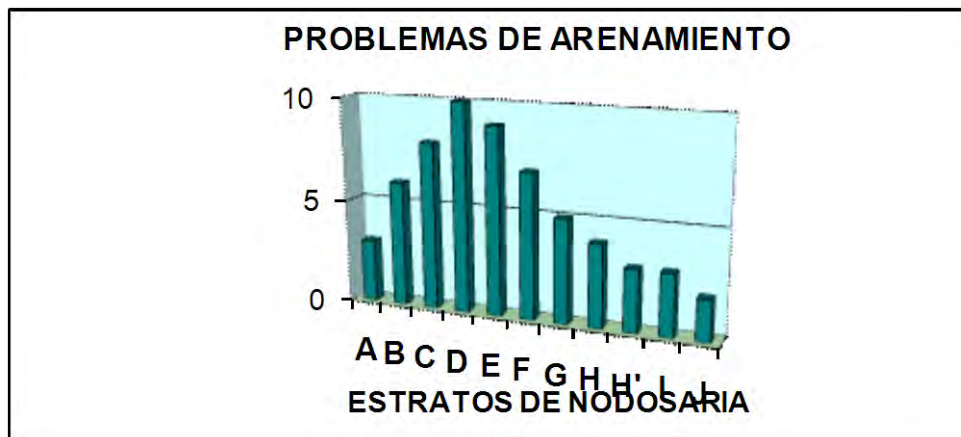
NOTA: los intervalos completados se determinaron a través del Geomodel N1.

Como se puede observar en el cuadro anterior, existen intervalos completados en los 11 estratos que conforman las arenas Nodosaria-15C. Para llevar a cabo una

identificación de los estratos que más pudiesen haber contribuido a la producción de arena, se construyó el siguiente gráfico N°01:

Grafico N° 01. Problemas Operacionales.

Fuente: Propia



Se puede concluir que todos los estratos que conforman las arenas del Yacimiento Nodosaria-15C están presentes en los pozos taponados por arena, lo cual se ajusta a los estudios sedimentológicos existentes, que hacen referencia a la poca compactación de las mismas.

Por otra parte, el gráfico indica que las arenas que conforman a los estratos: C, D, E y F, pudiesen haber sido las más propensas a sufrir arenamiento al ser abiertas a producción. Es importante destacar que, al total, sólo una minoría de pozos sufrió problemas de arenamiento.

2.- Taponamiento por barro.

Los reportes de los eventos sucedidos en algunos pozos de Nodosaria, indican la presencia de “barro” en la tubería de producción obstruyendo el paso de los fluidos, sin embargo, no existe en los mencionados reportes un análisis químico del mismo.

Por lo tanto, se asumió que el término “barro” representa acumulaciones de partículas sólidas que podían ir desde arcilla y limo, hasta arenas e incluso parafinas en algunas zonas.

Se reportó la presencia de este “barro” en 22 pozos ubicados en lo que se conoce como los bloques: Oeste y Central, mientras que los pozos completados en el bloque Este no presentaron este tipo de inconveniente.

Tabla N° 02. Problemas de taponamiento de barro del Yacimiento Nodosaria 15C.

Fuente: Propia.

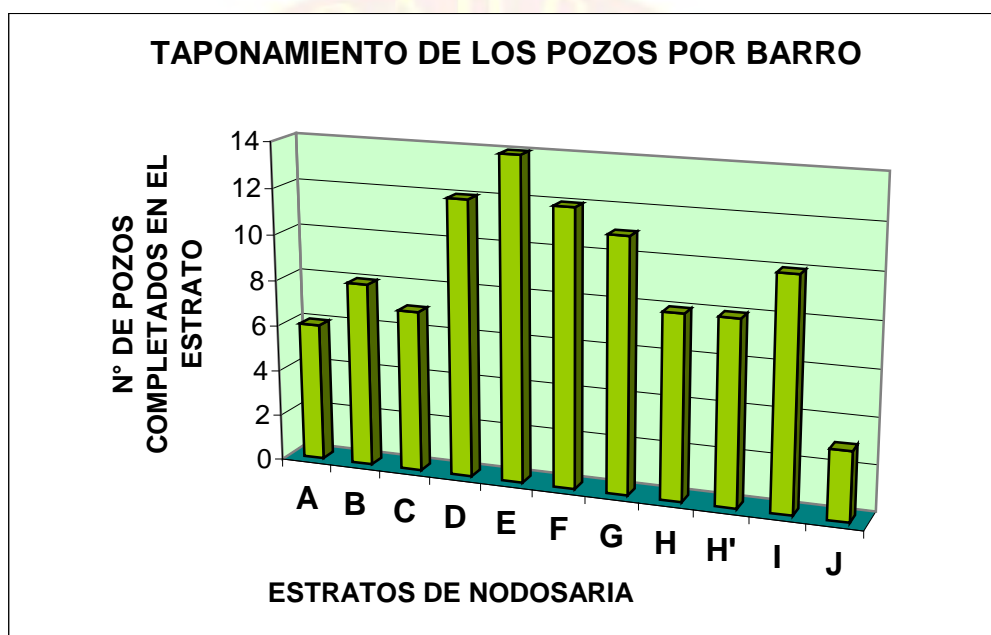
WELL NAME	LAYERS COMPLETED	BLOCK
J-168	C,D,E,F,G	CENTRO
J-190	A,B,C,D,E,F,G	CENTRO
J-189	A,B,C,D,E	CENTRO
J-146	A,B,C,D,E,F,G,H,H',I	CENTRO
J-130	D,E,F,G,H	CENTRO
J-182	A,B,C,D,E,F,G,H,H',I	CENTRO
J-254	A,B,C,D,E,F	CENTRO
J-134	A,B,C,D,E,F,G	CENTRO
J-241	B,C,D,E,F,G	CENTRO
J-231	I,J	CENTRO
J-154	B,C,D,E,F,G,H,H',I,J	CENTRO
J-141	C,D,E,F,G,H,H',I	CENTRO
J-175	C,D,E,F,G,H,H',I	CENTRO
J-247	E,F,G,H,H',I	CENTRO
J-236	C,D,E	CENTRO
J-210	I	CENTRO

(*) No se posee información de los estratos atravesados por este pozo.

Representado de una manera gráfica se obtiene lo siguiente.

Grafico N° 02. Taponamiento de los pozos por barro.

Fuente: Propia



Al igual que en los problemas de arenamiento, el “barro” pareciera estar presente en todos los estratos que conforman a Nodosaria, de igual manera interpretando el gráfico, se podría decir que los estratos: D, E, F, G, I son los que pudiesen haber contribuido en mayor cantidad a la producción de sedimentos sólidos (barro).

3.- PRESENCIA DE PARAFINAS

Los reportes de los eventos post-completación, advierten sobre la presencia de posibles parafinas en algunos pozos de Nodosaria. Los “wells files” revisados no contienen ningún análisis químico llevado a cabo sobre estas parafinas, simplemente se reportaba que el pozo había disminuido su producción, y que al momento de realizar una limpieza en el mismo: “Se recuperó parafinas acumuladas en ciertos intervalos de la sarta de producción”. Por lo antes mencionado no se puede confirmar si los sedimentos recuperados eran realmente parafinas.

Este fenómeno fue reportado en 10 pozos los cuales se presentan a continuación en el siguiente cuadro.

Tabla N° 03. Pozos que presentaron presencias de parafinas.

Fuente: Propia

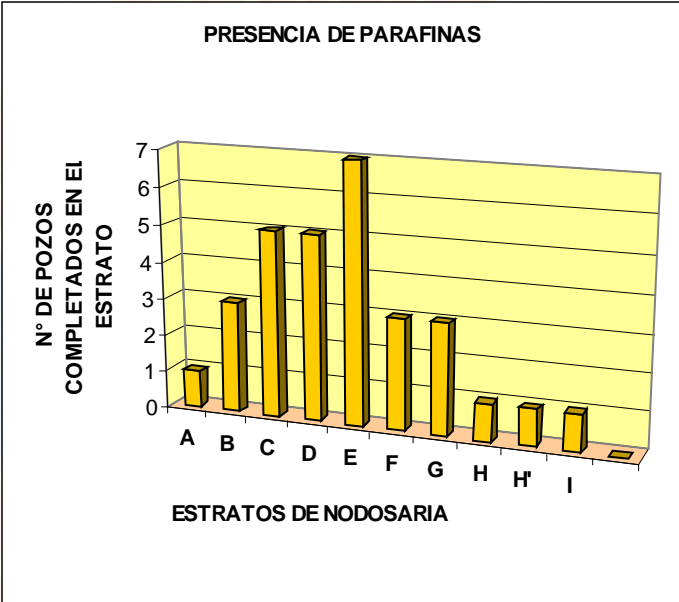
WELL NAME	LAYERS COMPLETED	BLOQUE
J-153	A,B,C	CENTRAL
J-241	B,C,D,E,F,G	CENTRAL
J-286	B,C,D,E,F,G	CENTRAL
J-247	E,F,G,H,H',I	CENTRAL
J-242	C,D,E,F	CENTRAL
J-236	C,D,E	CENTRAL
J-166	D,E	CENTRAL
J-212	*	OESTE
J-205	*	OESTE
J-453	E	ESTE

Es importante destacar a los estratos: C, D y E como los que más están presentes en estas completaciones y de igual manera El estrato “J” no pareciera haber contribuido

a la formación de “parafinas” ya que no está presente en ninguna de estas completaciones.

Grafico N° 03. Distribución de los Pozos con presencia de Parafinas.

Fuente: Propia





Apéndice G

Trabajos de Limpieza y Reacondicionamiento.

Yacimiento Nodosaria 15C.

ACTIVIDADES DE LIMPIEZA Y REHABILITACIÓN DE POZOS.

Todos los problemas que se mencionaron en los puntos anteriores, eran tratados realizando actividades de limpieza y rehabilitación de pozos. En este sentido se reporta una actividad muy común que se llevaba a cabo en la mayoría de los pozos de la zona para limpiarlos cada cierto tiempo, denominada: "Achicamiento" (Swabbing). Se reportan dos trabajos de acidificación en el bloque Este del campo, para corregir problemas de arenamiento en la cara del intervalo cañoneado, para ello se utilizó ácido lavado, lodo ácido y M-38.

1.- Revestidores colapsados.

Se reportaron 14 revestidores "rotos" luego de estar abiertos los pozos a producción durante un tiempo. Se descarta la presencia de algún agente corrosivo en la formación ya que el tiempo en el que los revestidores presentaban las averías no era suficiente para que éstos hayan cedido ante un agente corrosivo. Posiblemente el daño de estos revestidores responda a un mal diseño de la sarta, o a procesos de mala cementación primaria.

Tabla N° 04. Pozos que presentaron revestidores colapsados.

Fuente: Propia

WELL NAME	Fecha de completación	Fecha del daño	Tiempo de producción antes del colapso (años)	Profundidad del colapso (ft)
J-138	1-Dec-53	4-Mar-54	0.3	4,417
				4,448
J-153	1-Jun-44	17-Aug-53	9.2	5,483
J-164	1-Apr-51	22-Apr-51	0.1	5,771
		14-Nov-51	0.6	4,553
J-175	1-Nov-44	22-Feb-54	9.3	4,434
J-181	1-Nov-44	6-Jan-51	6.2	5,514
		1-Apr-54	9.4	5,376
J-190	11-Mar-49	26-Jun-51	2.3	-
J-210	1-Mar-45	15-Feb-54	9.0	-
J-217	1-Apr-45	5-Jan-52	6.8	4,404
J-223	1-Apr-45	12-Jan-62	16.8	3,256
J-231	1-Oct-48	27-Sep-50	2.0	-
J-241	16-Jun-45	19-Mar-55	9.8	4,422
J-253	7-Jan-45	4-Jan-54	0.0	4,892
J-456	1-Oct-54	8-Jan-55	0.3	4,850
J-458	1-Oct-54	4-Jan-64	9.3	3,774

2.- Alto corte de agua.

Otro motivo que llevaba a los operadores a cerrar o realizar trabajos de rehabilitación de pozos, era el alto corte de agua en la producción. Los reportes analizados indican que 7 pozos alcanzaron elevados cortes de agua lo que motivó al cierre de los mismos, o a aislar con cemento los intervalos más profundos de donde provenía el agua. Los pozos que presentaron problemas por alta producción de agua se muestran a continuación:

Tabla N° 05. Pozos que presentaron problemas con alta producción de agua.

Fuente: Propia

WELL NAME	Fecha de rehabilitación	Actividad
J-153	29-Oct-45	Aislaron Intervalos
J-168	25-Jan-46	Aislaron Intervalos
J-270	7-Jan-51	Aislaron Intervalos
J-157	13-Aug-45	Aislaron Intervalos
J-146	19-Sep-45	Aislaron Intervalos
J-197	9-May-45	Aislaron Intervalos
J-460	10-Jan-77	Pozo Cerrado

Se revisó el comportamiento de la producción de agua en estos pozos, y se observó que esos valores no corresponden con los eventos de rehabilitación reportados en las historias de los trabajos de rehabilitación llevados a cabo en los mismos, esto pudiese deberse a operaciones fraudulentas llevadas a cabo por antiguos operadores que realizaban trabajos de reparaciones en los pozos y quienes se beneficiaban de acuerdo a la cantidad de pozos que ellos reparaban, por tal motivo alteraban los datos de producción de agua para de esta manera tener realizar más trabajos.

3.- Alta relación gas-petróleo de producción (GOR).

Se registran en Nodosaria 7 pozos que fueron tratados por producir con una alto GOR. En estas operaciones, se cementaba el intervalo más somero y posteriormente se producía desde los intervalos más profundos. Los resultados de estas operaciones se muestran a continuación:

Tabla N° 06. Pozos que presentaron alta relación gas petróleo.

Fuente: Propia.

WELL NAME	Fecha de la Reparación	RGP antes de la reparación (scf/bbls)	Qo antes de la reparación (bbls/month)	RGP después de la reparación (scf/bbls)	Qo después de la reparación (bbls/month)
J-158	No pudieron solucionar el problema (RGP=79,800 scf/bbls)	79,800	-	-	-
J-166	5-May-51	19,466	1,040	3,683	4,023
J-175	7-Sep-44	3,000	No se cuenta con datos de producción para esta fecha	700	12,488
J-189	14-Nov-54	17,224	1,318	2,613	3,777
J-217	8-Aug-54	*	*	*	*
J-236	28-May-54	19,786	318	3,862	1,250
J-256	1-Oct-58	45,931	125	2,848	574

(*) Sólo se poseen datos de producción de este pozo hasta Septiembre de 1953.

NOTA: Tanto los GOR como las Qo fueron tomadas de un promedio de producción de tres meses antes y después de llevarse a cabo los trabajos de reparación.

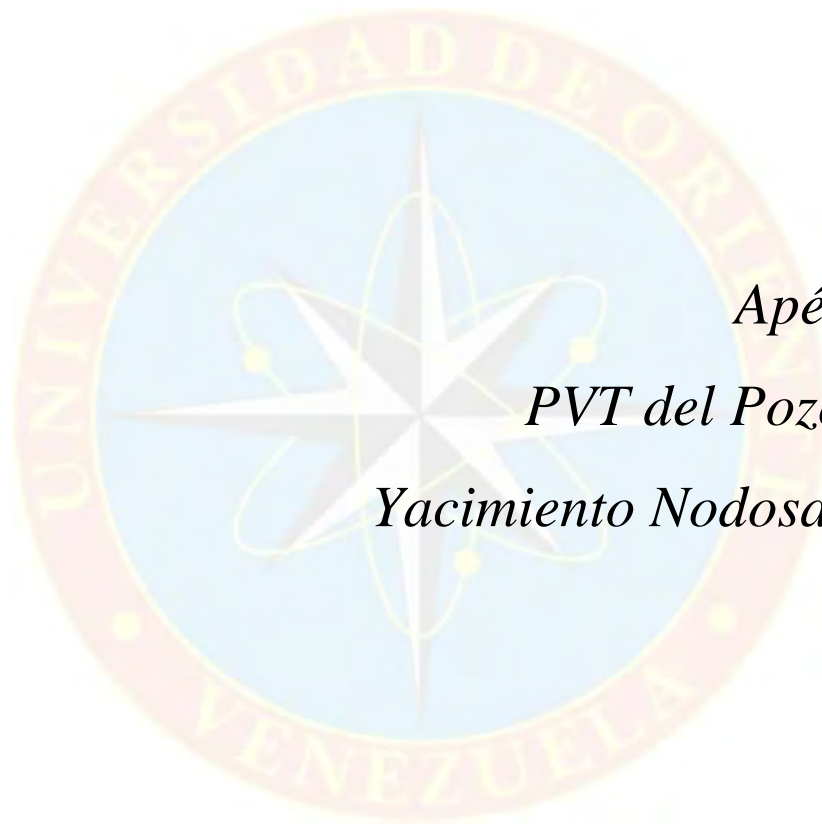
Como se puede ver en la tabla anterior, los trabajos realizados sobre estos pozos fueron efectivos, ya que se logró disminuir el GOR y aumentar la Qo. Estos pozos fueron completados en los siguientes estratos:

Tabla N° 07. Completaciones de los intervalos.

Fuente: Propia

WELL NAME	LAYERS COMPLETED
J-158	C,D,E,F,G,H,I
J-166	C,D,E,F,G,H,I
J-175	C,D,E,F,G,H,I
J-189	A,B,C,D,E
J-217	LA PICA,G,H,H',I,J
J-236	D,E,F,H,G,I
J-256	B,C,D,E

En la tabla anterior se indica que todos los pozos (a excepción del J-217) fueron completados en el estrato “D”, y cinco de ellos en el estrato “C”, lo cual podría dar una idea del origen del gas libre que se produce. Como soporte de esta hipótesis se tiene la efectividad de las reparaciones. En cuanto al pozo J-217, el exceso de gas pudiese provenir también de la Formación La Pica.



Apéndice H

PVT del Pozo J-223.

Yacimiento Nodosaria 15C

III Thermol Expansion of Saturated Oil

<u>Temperature OF</u>	<u>Vol at 5012 lb.T/vol at 5012 lb. 85DF</u>
85	1.0000
110	1.0130
141	1.0278

IV Flash Gas Liberation

<u>Stage</u>	<u>Temp. OF</u>	<u>Press. psig</u>	<u>Liberated GOR Std. Ft/Bbl.S.T.Oil at 60DF</u>	<u>Rel.Oil Vol. V/V S.T.Oil at 60DF</u>	<u>Gas Sp.Gr. Air = 1</u>
0	141	2098		1.2142	
1	100	160	328	1.0854	.6267
2	100	30	35	1.0675	.9128
3	85	0	37	1.0018	1.500
0	60	0	400	1.0000	

Residual Oil Gravity: 31.8 BAPI at 60/60F

V. Pressure-Volume Relationships

<u>Pressure. psig</u>	<u>Vol. of Oil at F. & 141DF</u>	<u>Vol.of Sand.Oil at 2098. 141DF</u>
5012		.9740
4062		.9811
3520		.9859
3004		.9906
2520		.9955
2347		.9971
2271		.9979
2208		.9987
2165		.9992
2120		.9996
2098		1.0000
2096		1.0001
2088		1.0005
2083		1.0011
2075		1.0017
2063		1.0029
2053		1.0051
2033		1.0087
1993		1.0156
1935		1.0214
1869		1.0341
1805		1.0457
1715		1.0633
1648		1.0809
1564		1.1043
1407		1.1572
1208		1.2459
997		1.3883
779		1.6264
592		1.9659
410		2.6394
304		3.5334

009851

ML-1284
 Re: Jusepin Letter JUS-281
 "Bottom Hole Sample-Well J-223"
 August 29, 1947

Petroleum Engineering Laboratory
 Caripito September 23, 1947

SUBSURFACE SAMPLE ANALYSIS
JUSEPIN WELL J-223
 Lab BHS-112

At the request of the District Reservoir Engineer a subsurface sample was obtained from the Nodosaria Reservoir of Jusepin Well J-223 on August 26, 1947.

The saturation pressure of the sample was determined to be 2098 psig.

Pertinent pressure and production data are as follows:

SAMPLING AND PRESSURE DATA

Date	Status	Choke	Run Depth	Pressure At Run Depth	Pressure At Sand Midpoint	Remarks
8-20-47	CI(5days)	-	4380'	2089 psi	2510 psi	Tubing obstructed by mud
3-26-47	Flg	3/16	4400'	2017 psi	2211 psi	Sample Taken

Bottom hole temperature at 5100' was 1419F. Sample was obtained while well was flowing on 3/16" choke because it was believed the well would mud up if flowed on a smaller size. Sample was obtained at 4400' instead of sand midpoint in an attempt to secure a sample free from mud. The Perco Sub-surface Sampler was used to obtain the sample.

PRODUCTION TEST DATA

Date	Choke	BFD	GOR	THP	Grav.	FS&W Tr.
5-15-45 (IF)	1/4"	863	514	1180	30.9	
7-10-47	3/16"	334	449	800	31.5	0.2

WELL COMPLETION DATA

Date of Completion: May 15, 1945
 Rotary table elevation: 4091'
 Sand: Carapita (Nodosaria-15 zone)
 Completion intervals: 4700-5230' (sand midpoint-4965')
 Net perforated sand: 391' (531-8.5 mm shots)

SUMMARY OF SUBSURFACE SAMPLE EXAMINATION

I. Saturation Pressures

859F - 1862
 1109F - 1991
 1419F - 2098

II Compressibility of Saturated Oil

Pressure Range, psig	Compressibility, Vol/Vol at Ps/psig x 10 ⁵
5012-2347	.8644
2347-2098	1.1784

099850

HOJAS METADATOS

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

Título	EVALUACION DEL PROCESO DE RECUPERACION SECUNDARIA MEDIANTE INYECCION CONTINUA DE AGUA EMPLEANDO SIMULACION NUMERICA. YACIMIENTO NODOSARIA 15C, CAMPO JUSEPIN
Subtítulo	

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
GARCIA AGUILERA MARIA JOSE	CVLAC	C.I. 15.278.151
	e-mail	m.j.g.a.2424@gmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Cotejo
Data
Predicciones
Escenario

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 (Ciencias Aplicadas)	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):

El objetivo principal de este estudio fue la generación de un esquema de explotación que permitiera optimizar el recobro de las reservas remanentes en el Yacimiento Nodosaria 15C del Campo Jusepín; para esto se inició con el estudio y análisis del yacimiento, permitiendo un entendimiento de su complicado marco geológico, encontrándose que son canales turbidíticos con características de porosidad y permeabilidad distribuidos según al patrón de sedimentación. Luego se procedió a la validación y actualización del histórico de producción, propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Fue analizado en detalle proyecto de simulación realizado por la Empresa TOTAL OIL AND GAS en el año 1994, el cual contaba con la etapa de inicialización del Yacimiento Nodosaria 15C. Seguidamente, se procedió a la ejecución de las corridas de simulación de los diferentes escenarios de explotación, en los cuales fueron analizadas la producción de petróleo, gas y agua, Fr% y reservas recuperadas, todo en función de propiciar el escenario óptimo para abrir el Campo a producción. Dichos escenarios fueron evaluados utilizando el simulador de crudo negro ECLIPSE. De las diferentes estrategias de explotación analizadas, se encontró como la mejor opción técnico-económica el escenario III, que incluye la perforación de 3 pozos verticales de 2000 pies de sección y un pozo inyector de agua, obteniéndose un adicional de 6,9 MMBN de petróleo con respecto a las reservas recuperables oficiales.

**Mmm g b b b Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6
Contribuidores:**

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Salazar H. Marielys del V	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 13.056.378
	e-mail	Salazarmfh@pdvsa.com
	e-mail	
Contrera . Issac P	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 11.762.469
	e-mail	pavel469-11@ hotmail.com
	e-mail	
Mottolla .Fabiola	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 13.962.001
	e-mail	Mottola78@ hotmail.com
	e-mail	
Guevara L. Jorge	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 12.987.456
	e-mail	Guevaral.56@gmail.com
	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
2011	07	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
García Aguilera María José

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 Contaduría, Ingeniero de Petróleo Magister Scientiarum 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)

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEO

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

UNIVERSIDAD DE ORIENTE 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

CU N° 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.



Cordialmente,

Juan A. Bolanos Cunele
JUAN A. BOLANOS CUNELE
Secretario



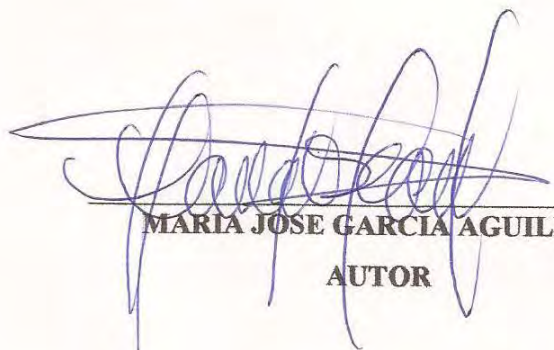
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YGC/manuja

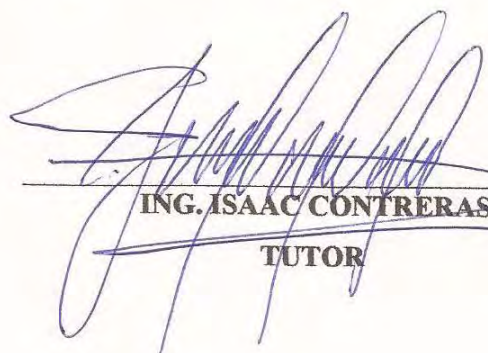
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

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.”



MARIA JOSE GARCIA AGUILERA
AUTOR



ING. ISAAC CONTRERAS
TUTOR