

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE
BAJA SALINIDAD (LSW) PARA UN SECTOR DEL CAMPO NUTRIA**

**IVAN ALEXIS SANDOVAL MORALES
OSCAR RICARDO ROA ROMERO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014



**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE
BAJA SALINIDAD (LSW) PARA UN SECTOR DEL CAMPO NUTRIA**

**IVAN ALEXIS SANDOVAL MORALES
OSCAR RICARDO ROA ROMERO**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO
Ingeniera de Petróleos**

**Codirectores:
RUBÉN HERNÁN CASTRO
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

**DAVID RICARDO BENAVIDES MORENO
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

*Todo mi esfuerzo reflejado en este trabajo está dedicado a mis
padres y mi hermano.*

Oscar Ricardo Roa Romero

*El desarrollo de este trabajo está dedicado primero a Dios, por
su incondicional apoyo y porque sin Él no hubiese sido capaz
de alcanzar este logro, y a mi querida madre Azucena que está
en el cielo y es a quien le debo todo lo que soy, y quien fue, ha
sido y seguirá siendo mi mayor motivación en la vida.*

Iván Alexis Sandoval Morales

AGRADECIMIENTOS

Ante todo a Dios, a mi madre CARLINA, mi padre SAÚL y a mi hermano ITO, por ser la fuente incondicional de energía de mi vida.

A la profesora Olga Patricia Ortiz, al Ingeniero Rubén Castro, al Ingeniero David Benavides y a Ecopetrol por la gran ayuda y apoyo en la elaboración de esta investigación.

Y a todas las personas que fueron parte importante en el camino hacia este primer paso en mi vida.

Oscar Ricardo Roa Romero

En primer lugar agradezco a Dios por permitirme alcanzar esta nueva meta y a toda mi familia, quienes son el eje principal de mi vida y que gracias a ellos pude culminar esta etapa.

Igualmente agradezco a la profesora Olga Patricia Ortiz, al Ingeniero Rubén Castro y al Ingeniero David Benavides por su direccionamiento en el buen desarrollo de esta investigación.

Por último y no menos importante, agradezco a todos mis amigos y a todas aquellas personas que de una u otra manera aportaron para darle finalidad a este objetivo, en especial a Juliana quien se convirtió en uno de mis más grandes apoyos 😊

Iván Alexis Sandoval Morales

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	224
1. OBJETIVOS.....	25
2. GENERALIDADES DEL CAMPO NUTRIA	26
2.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO NUTRIA.....	26
2.2 HISTORIA DEL CAMPO NUTRIA.....	27
2.3 MARCO GEOLÓGICO	27
2.3.1 Columna estratigráfica	27
2.3.2 Geología estructural	32
2.3.3 Geología del petróleo	32
2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	33
2.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	38
2.6 AGUAS DE CAPTACIÓN.....	39
2.6.1 Fuentes de agua.....	41
2.6.2 Caracterización Físicoquímica	42
2.6.3 Análisis de compatibilidad.....	44
3. INYECCIÓN DE AGUA	45
3.1 ASPECTOS GENERALES.....	45
3.1.1 Tipos de inyección.....	45

3.1.2	Porosidad	46
3.1.3	Permeabilidad	46
3.1.4	Saturación	47
3.1.5	Mojabilidad.	48
3.1.6	Presión capilar	53
3.1.7	Etapas en el desplazamiento	53
3.2	DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES	54
3.3	TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO	56
3.3.1	Ecuación de flujo fraccional	56
3.3.2	Factores que afectan el flujo fraccional de agua	59
3.3.3	Ecuación de avance frontal.....	61
3.4	RELACIÓN DE MOVILIDAD	62
3.5	PRINCIPALES FACTORES EN UNA INYECCIÓN DE AGUA	63
4.	INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSW).....	65
4.1	CONDICIONES PARA VER EL EFECTO DEL LSW	65
4.2	MECANISMOS PROPUESTOS POR EL LSW	66
4.2.1	Migración de finos	
4.2.2	Cambio en el pH.....	68
4.2.3	Intercambio iónico multicomponente (MIE).....	69
4.2.4	Efecto salting in	72
4.2.5	Efecto de la expansión de la doble capa.	74
4.2.6	Mecanismo químico propuesto por (Austad, Doust, & Puntervold, 2010).....	75

4.3 CAMBIO EN LA MOJABILIDAD DEBIDO AL LSW	77
4.4 MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL LSW	79
4.4.1 Modelo de Omekeh para el LSW.....	79
4.4.2 Modelo de (Jerauld, Webb, & Seccombe, 2008) para el LSW.....	81
4.4.3 Solución de Buckley Leverett según (Jerauld, Webb, & Seccombe, 2008).....	83
4.5 VARIABLES CONSIDERADAS PARA EL DESARROLLO DE UN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD	85
4.5.1 Curvas de permeabilidades relativas	85
4.5.2 Salinidad del agua de inyección.....	85
4.5.3 Factor de peso	86
4.5.4 Tasa de inyección	86
4.5.5 Desplazamiento de un bache de agua de baja salinidad con uno de alta salinidad.....	87
4.5.6 Inyección terciaria	87
4.5.7 Concentracion ionica del agua de formacion.....	88
5. INICIALIZACIÓN NUMÉRICA DEL MODELO DEL CAMPO NUTRIA.....	89
5.1 GRID DE SIMULACIÓN	92
5.2 MODELO PETROFÍSICO	93
5.2.1 Modelo de porosidad.....	93
5.2.2 Modelo NTG.....	94
5.2.3 Modelo de permeabilidad.....	95
5.2.4 Modelo de saturación de agua.....	96

5.3 ESTUDIO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	97
5.4 MODELADO DE FLUIDOS	99
5.5 ARCHIVO NUMÉRICO	102
5.6 SCHEDULE	103
5.7 SELECCIÓN DEL PILOTO.....	104
5.8 MODELO	106
6. AJUSTE HISTÓRICO	107
6.1 PARÁMETROS DE SENSIBILIDAD	107
6.1.1 Sensibilidad de los Contactos	107
6.1.2 Sensibilidad de los End-Point.....	108
6.1.3 Sensibilidad del Volumen Poroso	108
6.1.4 Sensibilidad de factor de conexión y Skin	109
6.2 RESULTADOS DEL AJUSTE AL CAMPO NUTRIA	109
6.2.1 Tasa de producción de líquido	109
6.2.2 Comportamiento del GOR y de la Tasa de Producción de Gas	113
7. ANALISIS DE RESULTADOS SOBRE LA PREDICCIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD	115
7.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE SENSIBILIDAD	118
7.1.1 Curvas De Permeabilidades Relativas	118
7.1.2 Salinidad del Agua de Inyección	122
7.1.3 Factor de peso del efecto de la baja Salinidad.....	125
7.1.4 Tasas de Inyección	129



7.1.5 Desplazamiento de Baches de Agua de Baja Salinidad.	134
7.1.6 Imbibición Terciaria de Agua de Baja Salinidad.	139
7.1.7 Analisis de sensibilidad variando la Composicion Ionica del Agua... ..	143
8. CONCLUSIONES	148
9. RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFÍA	150
ANEXOS.....	154

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Localización del área de estudio.....	26
Figura 2. Columna estratigráfica General para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	30
Figura 3. Comportamiento histórico de producción de petróleo, gas y agua del Campo Nutria.....	36
Figura 4. Estados de mojabilidad de la roca.....	49
Figura 5. Angulo de contacto.....	50
Figura 6. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por agua (imbibición).....	51
Figura 7. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por agua (drenaje).....	51
Figura 8. Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas.....	52
Figura 9. Desplazamiento tipo pistón sin fugas.....	55
Figura 10. Desplazamiento tipo pistón con fugas.....	55
Figura 11. Flujo fraccional de agua.....	58
Figura 12. Flujo fraccional, roca mojada por petróleo.....	60
Figura 13. Flujo fraccional, roca mojada por agua.....	61
Figura 14. Teoría de avance frontal.....	62
Figura 15. Migración de finos.....	68
Figura 16. Mecanismos que más influyen en una LSW.....	71
Figura 17. Sistema compuesto por petróleo, cationes Ca^{2+} en el agua y arcilla...73	73
Figura 18. Formación de la doble capa.....	75
Figura 19. Mecanismo propuesto para el efecto causado por el LSW.....	77
Figura 20. Cambio de mojabilidad en una inyección de agua de baja salinidad...78	78
Figura 21. Cambio de la permeabilidad relativa y saturación con respecto a la salinidad (Dependencia lineal entre los límites establecidos).....	81

Figura 22. Buckley leverett inyección de agua convencional y baja salinidad.	83
Figura 23. Enmallado representativo del campo Nutria.	93
Figura 24. Distribución y comportamiento de la porosidad.	94
Figura 25. Representación del modelo NTG.	95
Figura 26. Distribución de permeabilidad en la dirección “X”.	96
Figura 27. Modelo de saturación de agua.	97
Figura 28. Curvas base de permeabilidad relativa Agua-Aceite, Área Lisama.	98
Figura 29. Curvas base de permeabilidad relativa Gas-Aceite, Área Lisama.	98
Figura 30. Factor volumétrico del aceite.	100
Figura 31. Gas en Solución.	101
Figura 32. Viscosidad del aceite.	101
Figura 33. Volumen Relativo.	102
Figura 34. Mapa representativo del campo Nutria.	105
Figura 35. Patrón y piloto de inyección.	106
Figura 36. Producción de aceite y agua del campo Nutria.	110
Figura 37. Producción de aceite y agua del pozo N-12.	111
Figura 38. Producción de aceite y agua del pozo N-20.	112
Figura 39. Comportamiento del GOR del campo Nutria.	113
Figura 40. Producción de gas del campo Nutria.	114
Figura 41. Factor de recobro modelo caso agua.	116
Figura 42. Producción de aceite del piloto, caso agua.	117
Figura 43. Producción de aceite pozos piloto, caso agua.	117
Figura 44. Corte de agua del campo, caso agua.	118
Figura 45. Curvas de permeabilidades relativas.	119
Figura 46. Sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas, mojabilidad mixta.	120
Figura 47. Factor de recobro, curva de permeabilidad mojada por agua hacia una mojabilidad más fuerte al agua.	121
Figura 48. Factor de recobro, inyección de sal.	122
Figura 49. Recobro obtenido con respecto a la salinidad.	123

Figura 50. Tasa de producción de aceite del piloto.....	124
Figura 51. Corte de agua del piloto a las diferentes concentraciones de sal.	124
Figura 52. Factor de recobro del sector piloto a diferentes factores de peso.....	126
Figura 53. % OOIP del sector piloto con respecto al factor de peso.	127
Figura 54. Tasa de producción de petróleo para el sector piloto, LSALTFNC. ...	127
Figura 55. Corte de agua para el sector piloto, LSALTFNC.....	128
Figura 56. Aproximación de la figura 55, Corte de agua para el sector piloto, LSALTFNC.....	128
Figura 57. Comportamiento del recobro del sector piloto para los diferentes caudales.	130
Figura 58. Comportamiento de la Presión para los diferentes Caudales de inyección.....	131
Figura 59. Aceite incremental del sector piloto para las diferentes tasas de inyección.....	132
Figura 60. Corte de agua del sector piloto del campo Nutria para los diferentes caudales de inyección.....	133
Figura 61. Factores de Recobro a los diferentes caudales de inyección.	133
Figura 62. Factor de recobro inyección discontinua de agua de baja salinidad. .	135
Figura 63. Factor de recobro, desplazamiento de baches.	135
Figura 64. Salinidad cerca a los pozos productores, final de los 5 años.....	136
Figura 65. Producción de la concentración de sal en el campo, 5 años.	137
Figura 66. Tasas de producción de petróleo incremental, desplazamiento de baches.	138
Figura 67. Corte de agua, inyección y desplazamiento de baches de agua.	139
Figura 68. Factor de recobro del piloto vs Baches HSW.....	140
Figura 69. Factor de recobro del piloto, Baches HSW.	141
Figura 70. Tasa de producción de petróleo incremental, baches HSW.	142
Figura 71. Corte de agua, baches HSW.	142
Figura 72. Factor de recobro para el caso 1.	144
Figura 73. Factor de recobro para el caso 2.	145



Figura 74. Factor de recobro para el caso 3.	145
Figura 75. Tendencia del factor de recobro para el caso 1.	146
Figura 76. Tendencia del factor de recobro para el caso 2.	146
Figura 77. Tendencia del factor de recobro para el caso 3.	147

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Historial de presiones del yacimiento Campo Nutria.	35
Tabla 2. Rangos gravedad API para los crudo del Campo Nutria.	37
Tabla 3. Resultado PVT y propiedades físicas de los fluidos de la zona del piloto.	37
Tabla 4. Screening técnico de un LSW.	38
Tabla 5. Análisis Fisicoquímico aguas Formación Real, Río Sogamoso y Campo Lisama Muestreo realizado en 2008-01-31.....	42
Tabla 6. Análisis Fisicoquímico aguas Formación Real, Río Sogamoso y Campo Lisama Muestreo realizado en 2008-01-31.....	43
Tabla 7. Mecanismos de adsorción de componentes orgánicos.	70
Tabla 8. Archivos ASCII usado.....	90
Tabla 9. KEYWORDS usadas para un proceso LSW.....	90
Tabla 10. Componentes disponibles en el simulador eclipse 2012.2.	91
Tabla 11. Inventario PVTs del Área Lisama.	99
Tabla 12. Extensiones y significados de los archivos del Schedule.	103
Tabla 13. Parámetros considerados en el análisis de sensibilidad.....	115
Tabla 14. Caso agua.	116
Tabla 15. Cambios de las curvas de permeabilidades relativas.....	119
Tabla 16. Recobro, alteración de las curvas de permeabilidades relativas.	121
Tabla 17. Salinidad del agua de inyección.	122
Tabla 18. Rango de sensibilidades, factor de peso.....	125
Tabla 19. Caudales de inyección.....	129
Tabla 20. Inyección de baches de baja salinidad.	134
Tabla 21. Tiempos sensibilizados, inyección HSW.	140
Tabla 22. Variación de los parámetros.	143

LISTA DE ECUACIONES

	Pag.
Ecuación 1. Porosidad	46
Ecuación 2. Permeabilidad Relativa de la fase	47
Ecuación 3. Saturación de la fase	47
Ecuación 4. Presión Capilar.....	53
Ecuación 5. Flujo Fraccional.....	56
Ecuación 6. Gradiente de Presión Capilar	57
Ecuación 7. Flujo Fraccional del Agua.....	57
Ecuación 8. Flujo Fraccional del Agua.....	59
Ecuación 9. Avance Frontal	61
Ecuación 10. Relación de Movilidad	63
Ecuación 11. Cantidad de Iones de Desorción	80
Ecuación 12. Factor de Peso.....	80
Ecuación 13. Interpolación de las curvas de Permeabilidad para alta y baja Salinidad	80
Ecuación 14. Permeabilidad Relativa del Agua	82
Ecuación 15. Permeabilidad Relativa del Aceite.....	82
Ecuación 16. Medida adimensional para la alta Vs baja Salinidad	82
Ecuación 17. Saturación Normalizada.....	82

LISTA DE REACCIONES

	Pag.
Reacción 1. Disolución de Carbonatos	69
Reacción 2. Aumento en el pH	69
Reacción 3. Desorción de Cationes, Ca^{2+}	76
Reacción 4. Reacción entre material ácido y básico adsorbido	76
Reacción 5. Reacción entre material ácido y básico adsorbido	76

LISTA DE ANEXOS

	Pag.
ANEXO A. Concentración para fracción menor 2 micras POZO LISA0146, unidades % en peso.	154
ANEXO B. Producción histórica del campo nutria por pozo.	155
ANEXO C. Figuras del factor de recobro del análisis de sensibilidad para el parámetro de la salinidad de inyección.	205
ANEXO D. Figura del factor de recobro para el campo nutria del análisis de sensibilidad para el parámetro del factor de peso.	208
ANEXO E. Figura del factor de recobro para el campo nutria del análisis de sensibilidad para el parámetro de caudales de inyección.	209

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSW) PARA UN SECTOR DEL CAMPO NUTRIA. *

AUTORES: Oscar Ricardo Roa Romero, Iván Alexis Sandoval Morales. **

PALABRAS CLAVE: Inyección de agua, baja salinidad, EOR, Nutria, análisis de sensibilidad, simulación numérica.

DESCRIPCIÓN:

El proceso de inyección de agua de baja salinidad es un método emergente EOR (Enhanced Oil Recovery) en el cual la salinidad del agua inyectada es controlada para mejorar el recobro de petróleo en comparación con una inyección de agua convencional (alta salinidad) (Counq et al 2013) además muestra algunas ventajas a comparación de métodos de recobro químicos en términos de costos, impacto ambiental e implementación en el campo.

En el desarrollo de este proyecto se pretende realizar un estudio que permita identificar cuáles son los parámetros más sensibles o que generan un mayor impacto en el recobro de un proceso de inyección de agua de baja salinidad (LSW) aplicado a un sector modelo de un campo Colombiano, a través de una simulación numérica desarrollada con el software Eclipse 100 versión 2012.2 de la compañía Schlumberger.

Basados en la literatura y en lo que algunos autores recomiendan, los parámetros sensibilizados fueron las curvas de permeabilidad, la concentración de sal en el agua de inyección, los caudales utilizados para la inyección, el factor de peso, el desplazamiento de baches y una inyección terciaria de agua de baja salinidad. De este estudio se pudo observar que los parámetros que mayor influencia tienen al momento de desarrollar un proceso LSW son las curvas de permeabilidad relativa, las tasas de inyección y la salinidad del agua de inyección, dando como resultados en todos los escenarios un factor de recobro más alto en comparación con una inyección de agua convencional.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: Rubén Castro García.

ABSTRACT

TITLE: SENSITIVITY ANALYSIS OF A LOW SALINITY WATERFLOODING PROCESS FOR A MODEL SECTOR AT NUTRIA'S FIELD.*

AUTHORS: Oscar Ricardo Roa Romero, Iván Alexis Sandoval Morales.**

KEYWORDS: waterflooding, low salinity, EOR, Nutria, sensitivity analysis, numerical simulation.

DESCRIPTION:

Low salinity waterflooding (LSW) is an emerging enhanced oil recovery (EOR) technique in which the salinity of the injected water is controlled to improve oil recovery compared to conventional waterflooding (higher salinity). Besides, LSW shows additional advantages than conventional chemical EOR methods in terms of chemical costs, environmental impact and field process implementation.

The aim of this research was to identify which are the main sensitivity parameters or the ones that influence the most over the recovery factor in a low salinity waterflooding process at a Colombian field. The above was achieved by numerical simulation using Eclipse 100 software version 2012.2.

According to the literature and authors reviews about this technique, the main sensitivity parameters studied were: relative permeability curves, salt concentration in the injection water, rate of water injection, weighting factor, secondary injection of LSW and conventional waterflooding, tertiary low salinity waterflooding. Finally, this project results show that the principal parameter affecting the recovery factor are relative permeability curves, since a little change in their endpoints affect the behavior of the process. Salt concentration and water injection rates also affect the process but in a lower proportion. In all scenarios, the recovery factor was higher than in a conventional waterflooding.

* Bachelor thesis.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: Rubén Castro García.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua de baja salinidad (LSW) es un método EOR relativamente nuevo en el cual la salinidad del agua inyectada es controlada de manera que se logre un aumento en la recuperación de petróleo en comparación con una inyección de agua convencional (HSW) evitando el daño a la formación debido al hinchamiento de arcillas. Numerosos estudios han reportado un aumento del recobro cuando se ha implementado el LSW (Morrow and Buckley, 2011; Eric P. Robertson, 2007, 2010), sin embargo; el mecanismo detrás de esta mejora aun es debatido y varias propuestas han sido publicadas para dar explicación a lo que sucede en la interacción entre la roca y los fluidos; la mayoría de estos mecanismos están de acuerdo en que una consecuencia es una alteración en la mojabilidad de la roca hacia el agua (Morrow and buckley, 2011) cuando la salinidad del agua de inyección es disminuida.

Sin contar con un mecanismo totalmente convincente que explique el efecto causado por una inyección de agua de baja salinidad se hace limitado contar con un modelo matemático lo bastante amplio para modelar el proceso por medio de un software, sin embargo la investigación realizada por Jerauld et al. (2008) planteó un modelo en el cual la salinidad del agua de inyección tiene una relación directa con el estado de mojabilidad de la roca representado por las curvas de permeabilidades relativas, contando con este modelo es posible hacer un análisis sobre que parámetros son los que más influyen tienen sobre el recobro de petróleo cuando se desarrolla un proceso de inyección de agua de baja salinidad de manera que se pueda dar prioridad a las variables más importantes de este método emergente, esto se aplicó a un sector modelo del campo Nutria (Valle medio del Magdalena, Colombia) usando la herramienta ECLIPSE de la compañía Schlumberger.

1. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis de sensibilidad con el fin de determinar las variables que generan mayor impacto en un proceso de Inyección de agua de baja salinidad (LSW), aplicado en un sector modelo del campo Nutria para determinar su comportamiento.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

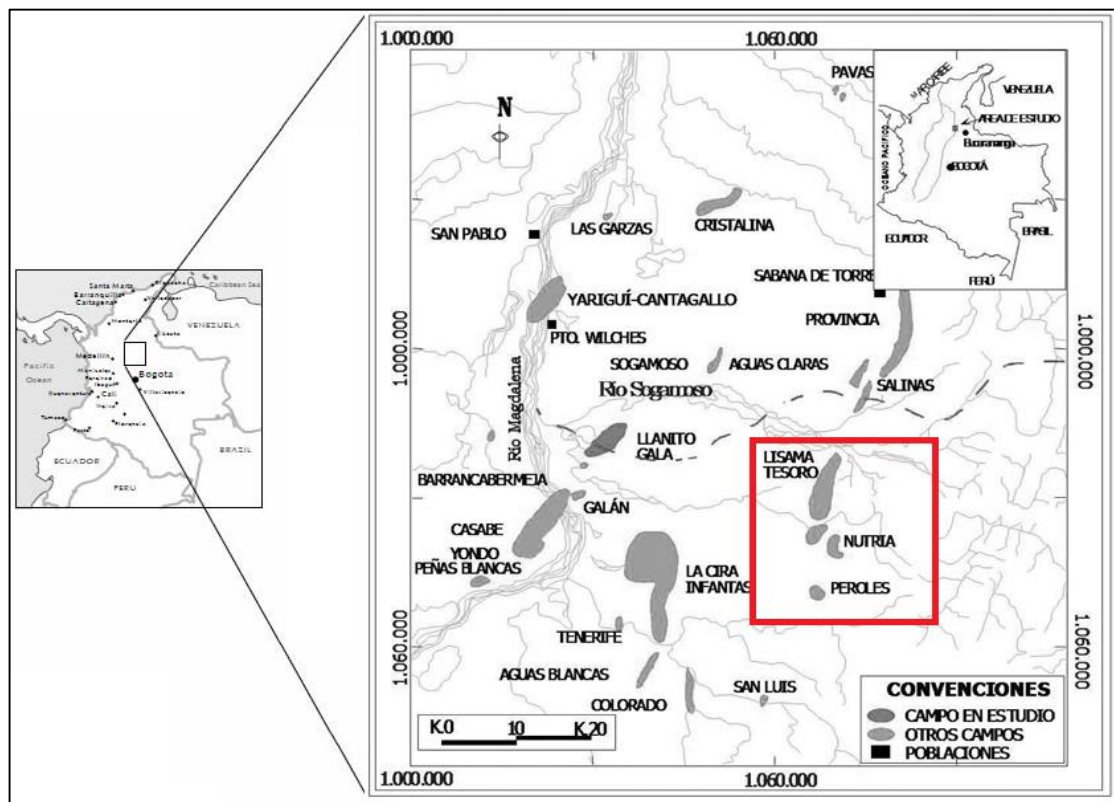
- Con base en el modelo existente del campo Nutria realizar el ajuste de las principales variables consideradas en el simulador y en el yacimiento con respecto a los datos actuales del sector del campo.
- Analizar en detalle cada parámetro crítico que influye en el factor de recobro de un proceso de inyección de agua de baja salinidad (LSW), mediante un análisis de sensibilidad.
- Predecir el comportamiento de producción de petróleo incremental mediante la simulación numérica de yacimientos, de un proceso de inyección de agua de baja salinidad (LSW) para un piloto del campo Nutria, teniendo en cuenta el análisis de sensibilidad realizado.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO NUTRIA

2.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO NUTRIA

El Campo Nutria se encuentra situado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en Colombia, al este de la Ciudad de Barrancabermeja y al oeste de Bucaramanga como se muestra en la Figura 1. Para llegar al Campo Nutria desde la Ciudad de Barrancabermeja se debe tomar la ruta I66 hasta el sitio la Lizama (50.9 kms), de este punto se debe girar hacia el sur para continuar por la ruta I45 hasta la intersección donde está ubicado el Municipio de San Vicente de Chucurí (6 Kms), se toma dirección este y a cinco kilómetros está ubicado el Campo Nutria.

Figura 1. Localización del área de estudio.



Fuente: http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0120-02832010000100002&script=sci_arttext (Modificada).

2.2 HISTORIA DEL CAMPO NUTRIA

“El Campo Nutria fue descubierto por la Empresa Colombiana de Petróleos S.A. denominada actualmente Ecopetrol S.A. el 20 de Octubre de 1967 con el Pozo Nutria 2, el cual fue terminado el 12 de Febrero de 1968 a una profundidad de 11041 pies en la Formación Lisama”¹.

Ecopetrol S.A. inició la primera campaña de perforación del Campo Nutria en el año 1983. A mediados del año 2007 Ecopetrol S.A. decidió ejecutar una nueva campaña de perforación debido a la gran cantidad de crudo remanente con el que aun cuenta en el campo en sus yacimientos.

El Campo Nutria es operado por Ecopetrol S.A. y actualmente se evalúa la implementación de un piloto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua en sus yacimientos.

2.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se presenta la columna estratigráfica, descripción de formaciones geológicas, geología estructural y del Petróleo.

2.3.1 Columna estratigráfica. En la Figura 2 se presenta la columna estratigráfica que describe gráficamente las formaciones presentes en el Campo Nutria, las cuales se explican a continuación:

- **Formación La Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano):** Esta formación comprende tres miembros que de base a techo corresponden: en primer lugar el

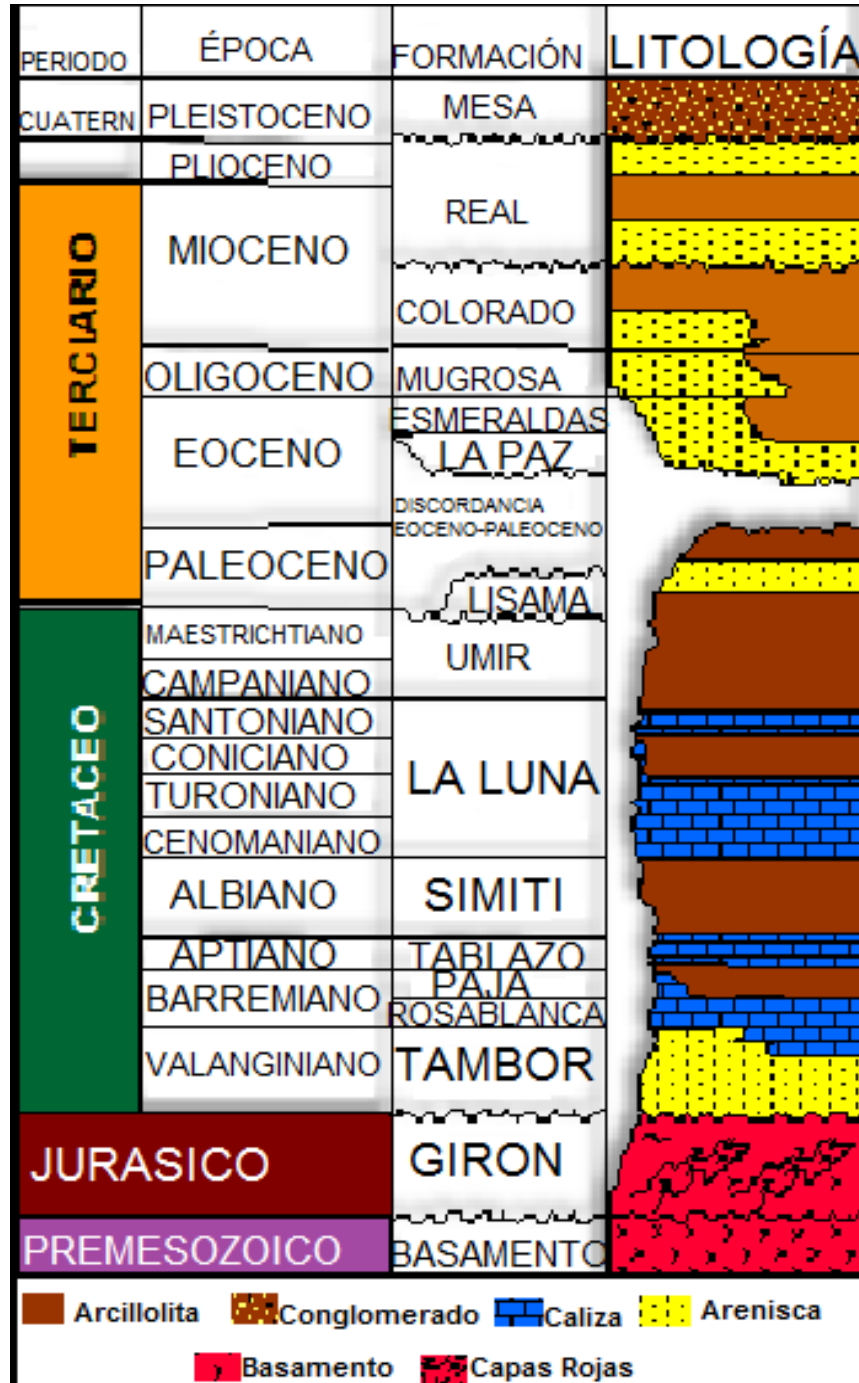
¹ VELANDIA, Tania. Predicción de un proceso de inyección de CO2 miscible en yacimientos complejos para un sector del área de Lisama. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingeniería Físico Químicas. 2010., p 21.

miembro Salada que consiste en lutitas oscuras a margosas y concreciones calcáreas con hidrocarburos; en segundo lugar el miembro Pujamana en el que se encuentran estratos de lutitas con estratificación fina, por último el miembro Galembo que consiste en una Secuencia de Chert grabando a lidita, calizas y chert calcáreo. El ambiente de depositación es definido como un ambiente Deltáico que refleja condiciones oxidantes y alcalinas, así como luz, temperatura y abundancia de nutrientes con tasas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora. El contacto inferior con la Formación Simití es concordante, el contacto superior con la Formación Umir es discordante.

- **Formación Umir (Campaniano-Maestrichtiano):** Está compuesta por un conjunto de Shales silíceos oscuros, con laminaciones carbonáceas y micáceas hacia el tope, observándose intercalaciones de areniscas duras con concreciones ferruginosas y capas delgadas de carbón. Esta formación tiene un espesor que alcanza los 1500 pies, su ambiente deposicional es de origen fluvial. El contacto inferior es discordante con la Formación Luna mientras el contacto superior con la Formación Lisama es transicional.
- **Formación Lisama (Paleoceno):** La edad de la formación se considera del Paleoceno, está constituida hacia la parte inferior por una sección compacta de areniscas arcillosas de color parda rojiza y verdosa, fina y micácea. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de arenisca arcillosa de presentación gris y marrón, fina y micácea. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, más exactamente un ambiente de depositación lagunar a deltaico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. El contacto inferior es transicional con la Formación Umir.

- **Formación La Paz (Eoceno medio):** La edad de la formación se considera del Eoceno medio, y está constituida por tres niveles, el inferior de arenas grises masivas conglomeráticas, el nivel medio de Shales grises en grandes paquetes y el nivel superior de areniscas gruesas. Su espesor es de 1000 pies pero presenta variaciones locales, el ambiente de depositación es más del tipo fluvial en presencia de condiciones oxidantes, confiriéndole una coloración rojiza. Su contacto inferior es discordante con la Formación Lisama, mientras que el contacto superior con la Formación Esmeralda es concordante.
- **Formación Esmeralda (Eoceno medio-superior):** Está constituida principalmente por arenisca de grado fino de color gris claro a verdoso con estratificación fina a laminada intercalada con Shales gris oscuro. El ambiente de depositación se interpreta como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, más exactamente un ambiente Deltáico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia grano decreciente en los periodos de tranquilidad. Su contacto inferior es concordante con la Formación La Paz, su contacto superior es discordante con la Formación Mugrosa.
- **Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno):** La formación se divide en una sección inferior denominada Zona C compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B, y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas de color pardo amarillo con espesores que varían entre 1600 y 2700 pies. El contacto inferior de la Formación Mugrosa es discordante con la Formación Esmeralda, el contacto superior con la Formación Colorado es concordante.

Figura 2. Columna estratigráfica General para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Evaluación Integrada del campo La Cira-Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe Técnico. ECOPETROL 2005.

- **Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior):** Esta formación está compuesta en su parte inferior por una gran cantidad de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, presentando intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeradas con matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. El espesor de esta unidad varía entre 1200 y 2500 pies, el ambiente de deposición es de origen fluvial. El contacto inferior con la Formación Mugrosa es concordante, el contacto superior con la Formación Real es discordante.
- **Grupo Real (Mioceno-Polioceno):** La edad de la formación ha sido datada como Mioceno-Polioceno, está compuesta de lodolitas levemente arenosas, abigarradas, con intercalaciones de cuarzo y areniscas arcillosas de grano fino-medio, friables, con intercalaciones lodosas, estratificación cruzada. Esta Formación tiene un espesor que alcanza los 4054 pies, su ambiente de deposición es de origen continental de tipo fluvial. El grupo real comprende las formaciones Real inferior, Real medio y Real superior; la Formación Real Inferior muestra un contacto discordante con la Formación Colorado y los contactos entre las Formaciones Real Medio y Superior son inconformidades.
- **Formación La Mesa (Plioceno-Pleistoceno):** La edad de la formación ha sido datada como Plioceno-Pleistoceno, compuesta de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. El espesor de la Formación La Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de norte a sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de oeste a este, por el avance de los sedimentos deltáicos. La Formación La Mesa tiene un espesor máximo de 820

pies. El contacto inferior con la Formación Real corresponde a inconformidades con el Grupo Mesa.

2.3.2 Geología estructural. El Campo Nutria tiene buzamientos de sus capas hacia el oeste, su estructura es un monoclinal, su límite oriental lo forma la Falla de La Salina, falla con dirección Norte-Sur que presenta un carácter inverso y una vergencia hacia el oeste y que corta los estratos desde la superficie hasta más de 20,000 pies de profundidad en el subsuelo. Se extiende a lo largo del flanco oriental del Valle Medio del Magdalena, con una longitud aproximada de 160 Km, desde el sur del río Honda hasta el norte del campo Provincia. Esta falla es el límite entre el Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental.

2.3.3 Geología del petróleo. A continuación se presenta el sistema petrolífero que hace referencia al campo Nutria:

- **Roca generadora:** Gracias a su gran Contenido Orgánico Total (TOC por sus siglas en inglés) el cual oscila entre 1-6%, la Formación La Luna es la que más provee aceite, ya que se encuentra en la cocina de gas que facilita la obtención de crudo.
- **Almacén:** El potencial de hidrocarburos proviene del Terciario, principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C), con porosidades promedio de 15-20% y permeabilidades promedio de 20-600 md.
- **Trampa:** La acumulación de hidrocarburos es de tipo estructural y estratigráfica.
- **Migración:** La discordancia del Eoceno separa el yacimiento principal, formando un sistema ideal de tuberías para la migración del petróleo. La migración es

vertical directa por la inconformidad del Eoceno a través de fallas y desplazamiento lateral a lo largo de arenas del mismo.

- **Sello:** Hace referencia a la Formación Colorado está compuesta en su parte inferior por una gran cantidad de arcillolitas poco permeables lo que facilita el sello en el campo.

2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

A continuación se describe el comportamiento histórico de la producción del Campo Nutria (Formaciones Mugrosa y Colorado) desde el descubrimiento en 1967:

- **Mecanismo de producción.** El mecanismo de producción de los yacimientos de las Formaciones Colorado y Mugrosa es gas en solución, no hay evidencia de empuje por agua o capa de gas dadas las características lenticulares y estratigráficas de las arenas que conforman las unidades productoras.
- **Métodos de Producción del Campo Nutria.** Debido a los mecanismos de producción, los pozos del Campo Nutria contaban al principio de su explotación con una alta energía lo que permitía la producción por flujo natural, actualmente el sistema de levantamiento artificial utilizado es el bombeo mecánico.
- **Tiempo de producción.** “El aceite original en sitio calculado para la Zona B del Campo Nutria es de 45.32 MMBLS de petróleo”².

El desarrollo de la producción del Campo Nutria da inicio el 10 de Marzo de 1969 con el Pozo Nutria 2 con 240 BOPD con una gravedad °API de 37 en flujo natural. Después en 1983 se perfora el Pozo Nutria 3 el cual brinda 360 BOPD con 1.0

² BENAVIDES, David. ESPINOSA, Cesar. Simulación numérica de un proceso de inyección de agua convencional y de baja salinidad (LSW) en un sector del campo Nutria. Bogotá. Facultad de Ingeniería de Petróleos. 2014. P 128.

de BS&W y 590 pies cúbicos por barril fluyendo. En Diciembre de 2009 la producción del Campo alcanza los 2200 BOPD y 110 BWPD correspondiente a un corte de agua promedio del 5%, la producción acumulada de petróleo es de 5.8 MMBLS.

- **Número de pozos.** En 1983 se perforaron cuatro pozos, Nutria 3, Nutria 5 y Nutria 6, los cuales fueron terminados en la Zona B (Formación Mugrosa) y el Pozo Nutria 4 en las zonas A y B (Formaciones Mugrosa y Colorado) siendo estos productores. En 1985 se perforaron nueve pozos, Nutria 9, Nutria 10, Nutria 13, Nutria 14 y Nutria 15 resultaron productores de las zonas A y B. Los pozos Nutria 11 y Nutria 8 presentaron producción de la Zona A y en la Zona B solo se encuentra ubicado el Pozo Nutria 12. Como pozo no productor se presenta el Nutria 7 ubicado en las zonas A y B.

En 1986 fueron perforados nueve pozos, iniciando operaciones con la perforación del Pozo Nutria 16, el cual tuvo problemas de desviación siendo abandonado. Luego se inició la perforación de los pozos Nutria 16A, Nutria 17, Nutria 18, Nutria 19, Nutria 20, Nutria 21, Nutria 22 y Nutria 24 resultando productores de las zonas A y B.

En 1987 se perforaron cuatro pozos, Nutria 27 y Nutria 28 productores de las zonas A y B, Nutria 23 productor de la Zona B y Nutria 29 comenzando la perforación a final de 1987 y terminando como productor de las zonas A y B en Mayo de 1988. Entre 1982 a 1987 se perforaron 23 Pozos alcanzando un pico en la producción de 1,453 BOPD. En 2007 se emprende una campaña fuerte de perforaciones Infill y avanzadas que incrementaron considerablemente la producción del campo.

- **Historia de Presiones.** La información se encuentra actualizada en base a pozos nuevos y existentes. La Tabla 1 presenta las condiciones de presión inicial y actual de los yacimientos a 7,200 TVDSS.

Tabla 1. Historial de presiones del yacimiento Campo Nutria.

PROPIEDAD	VALOR [PSI]
Presión inicial del yacimiento	3000
Presión actual del yacimiento	900 - 2700

Fuente: BENAVIDES, David. ESPINOSA, Cesar. Simulación numérica de un proceso de inyección de agua convencional y de baja salinidad (LSW) en un sector del campo Nutria. Bogotá. Facultad de Ingeniería de Petróleos. 2014.

“El Campo Nutria se distribuye en tres periodos de desarrollo. En el primero y segundo desarrollo se observan presiones iniciales de 3000 psi, posteriormente en el tercer periodo la presión actual del yacimiento y valores originales del mismo se encuentra en pozos de avanzada perforados en el área. El carácter estratigráfico del área se refleja en mediciones de presiones donde se tiene arenas depletadas por pozos existentes”³.

- **Gas.** Originalmente los yacimientos se encontraban sub saturados y no existía gas libre, por ende, el gas producido es el asociado al petróleo (gas en solución). Actualmente debido al agotamiento de la presión del yacimiento la relación gas-aceite se ha ido incrementando. “El gas producido es esencialmente un “gas rico” es decir de alto contenido de hidrocarburos condensables lo que facilita la obtención de hidrocarburos líquidos (propano, butano y gasolina). Su alto contenido de metano lo hace apropiado para ser utilizado como combustible industrial o doméstico”⁴.

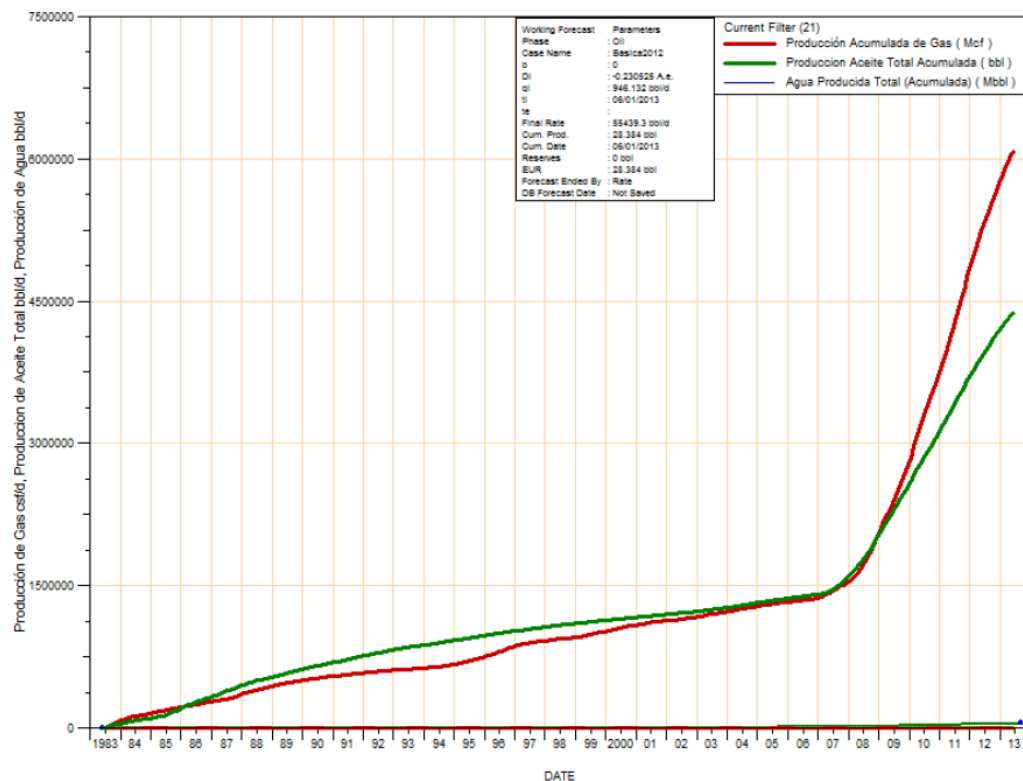
³ Ibid. p 39.

⁴ QUINTERO, Lilian. Determinación de reservas a producir mediante un método analítico de producción de agua en la Zona B de la Formación Mugrosa en el Campo Nutria de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Ingeniería de Petróleos. 2011. p 29.



- **Agua.** Según el Instituto Colombiano del Petróleo, el agua producida en el Campo Nutria se comporta como un fluido corrosivo e incrustante, su salinidad oscila entre 7000 a 13000 ppm de NaCl y su resistividad entre 0.44 y 0.86 ohm-m, dependiendo de la zona productora.
- **Producción Campo Nutria.** En la figura 3 se muestra el comportamiento histórico de producción de petróleo, gas y agua. Debido a que el gas producido es asociado a la producción de aceite, es decir, se tiene gas en solución, la producción de gas es notablemente baja en los primeros años. Gracias a las campañas de perforación se observan dos grandes aumentos en la producción de aceite y gas entre 1983-2007 y 2007-2012.

Figura 3. Comportamiento histórico de producción de petróleo, gas y agua del Campo Nutria.



Fuente: BENAVIDES, David. ESPINOSA, Cesar. Simulación numérica de un proceso de inyección de agua convencional y de baja salinidad (LSW) en un sector del campo Nutria. Bogotá. Facultad de Ingeniería de Petróleos. 2014.

- **Características del petróleo.** Las propiedades de los fluidos según estudios y pruebas PVT se resumen en la Tabla 3, allí se pueden observar las principales características del fluido y la roca del Campo Nutria.
- **Gravedad API.** “En el Campo Nutria la gravedad API varía dependiendo de la zona productora. Con la información existente no se logra determinar la variación de la gravedad API en el tiempo, pero se cree que ha cambiado debido a la desgasificación del petróleo”⁵. En las Tablas 2 y 3 se muestra los rangos y promedios de la gravedad API de la Formación Mugrosa y las propiedades de los fluidos del Campo Nutria respectivamente.

Tabla 2. Rangos gravedad API para los crudo del Campo Nutria.

FORMACIÓN	GRAVEDAD °API	
	RANGO	PROMEDIO
Mugrosa	30 – 34	32

Fuente: ECOPETROL S.A. Prognosis Nutria. Archivo Word. 2009. p 36.

Tabla 3. Resultado PVT y propiedades físicas del Yacimiento y los fluidos

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad [TVDSS]	7200
Presión del Yacimiento [Psi]	2700
Temperatura del Yacimiento [°F]	153
°API	32
Pb [Psi]	2474
Viscosidad del Aceite [Cp]	1,6722
Factor Volumétrico [resBbl/STB]	1,2592

⁵ ECOPETROL S.A, Análisis de oportunidades. Departamento de Yacimientos y Producción. Bogotá. 2004. p 10.

Densidad @ Pyto [gr/cc] Test Pressure	0,6926
Densidad @ Pyto [gr/cc] PVT	0,7647
GOR inicial de producción [scf/STB]	556,05
Rs [cf/Bbl]	500,01

Fuente: CASTRO, Rubén, CAÑAS, Marin., et al., "DefinitionOfReservoir Compartmentalization Applying Compositional Gradients: Mugrosa B Formation in Middle Magdalena Valley Basin, Lisama Field, Colombia". SPE - 123068-MS, 2009.

2.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN

En la tabla 4 se presentan los criterios de selección recomendados por la literatura para la implementación de un proceso de inyección de agua de baja salinidad para el campo en estudio.

Tabla 4. Criterios de selección técnico de un LSW.

PARÁMETRO	ARGUMENTO
Presencia de arcillas en el yacimiento.	Las formaciones productoras del campo Nutria son la Formación Mugrosa y la Formación Colorado, en las cuales se evidencia la presencia de arcillolitas con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. El área Lisama cuenta con mínimas trazas de esmectitas (Carlos Naranjo Suárez, Vol. 8 N° 1 de 2010), ver anexo A.
Componentes polares en el petróleo.	No se tienen estudios del campo que proporcionen esta información.



<p>Agua connata con cationes divalentes.</p>	<p>Según la tabla 5 se cuenta con una cantidad apreciable cationes divalentes como Ca, Mg, Ba, entre otros, los cuales para Austad (et al 2010) son necesarios para que exista un efecto debido a la inyección de agua de baja salinidad.</p>
<p>Salinidad baja del agua a inyectar.</p>	<p>Para este proceso de inyección se cuenta con la disponibilidad del agua proveniente de la Formación Real o del Río Sogamoso con una salinidad aproximada de “358 y 118 (mg NaCl/l)” (Carlos Naranjo Suárez, Vol. 8 N° 1 de 2010) respectivamente.</p>
<p>Mojabilidad mixta en el yacimiento.</p>	<p>Una de las condiciones para que un proceso de LSW sea efectivo se basa en que el yacimiento presente una mojabilidad mixta (Morrow & Buckley, 2011). Sin embargo; la curva de permeabilidad relativa representativa del campo Nutria fue rediseñada a partir del modelo de Corey con el objetivo de cumplir con este criterio.</p>

2.6 AGUAS DE CAPTACIÓN

En los procesos de recobro secundario de petróleo es muy importante tener en cuenta la calidad del agua a inyectar, la cual debe cumplir unos requerimientos mínimos en cuanto a parámetros tales como pH, turbidez, sólidos suspendidos, gases disueltos, contenido de grasas y aceites, presencia de bacterias, distribución

de tamaño de partícula, entre otros. Además, para realizar un control efectivo de dicha calidad se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Una adecuada tasa de inyección.
- Baja tendencia corrosiva e incrustante.
- Compatibilidad con los minerales arcillosos presentes en la formación.
- Compatibilidad con los fluidos presentes en la formación.
- Compatibilidad con el ambiente.

Los análisis para la evaluación de los parámetros del agua de inyección permiten conocer su calidad, la influencia de la inyección en los pozos productores analizados, la definición de estrategias que permiten optimizar la producción y el establecimiento de acciones correctivas en el sistema de inyección.

Durante los procesos de inyección existen mecanismos de daño potencial que se pueden presentar y los cuales comprenden:

- Daño mecánico inducido por inyección de sólidos, migración y posterior depositación de minerales de tamaño fino.
- Interacciones roca-fluido: Hinchamiento de arcillas, defloculación de arcillas, disolución de la formación y adsorción química/alteración de mojabilidad.
- Efecto sobre las permeabilidades relativas: Entrampamiento del crudo espumoso y entrampamiento del gas libre.
- Daño biológico: Entrampamiento de bacterias y su posterior crecimiento.
- Interacciones agua inyectada/fluidos *in-situ*: Formación de *scales* insolubles, formación de emulsiones, precipitación y posterior depositación de ceras y asfaltenos.

2.6.1 Fuentes de agua. En un estudio realizado para el área Lisama se evaluaron tres posibles fuentes de fluido para un proceso de inyección de agua; agua proveniente del Río Sogamoso, agua de los acuíferos de la Formación Real y agua de producción del Campo Lisama. Se seleccionó este río debido a que es la fuente superficial más abundante y cercana ya que durante su recorrido bordea el límite norte del campo.

- **Cuenca Río Sogamoso:** El Río Sogamoso pertenece a la Cuenca Mayor del Río Magdalena, se forma a partir de la confluencia de los ríos Chicamocha y Suárez, tiene un caudal promedio anual de 540 m³/s lo cual equivale a un poco más 200 millones BWPD. Esta corriente posee una alta carga contaminante (INDERENA, 1992) debido a la descarga de todas las aguas negras de los municipios ubicados en su área de influencia, también se ve contaminado por escombros, basuras, desechos, material biológico y la gran cantidad de sedimentos originados en las zonas deforestadas a lo largo de sus riveras, esta última fuente de contaminación se torna aún más crítica en temporada de lluvias ya que se incrementa el volumen de material fino que transporta el río.
- **Acuíferos de la Formación Real:** El acuífero de mayor potencial en el área de estudio corresponde a las capas denominadas F (SIAM S.A., 2008), cuyo tope yace por lo general a profundidades promedias de 300 pies. Pero, el mismo yace más somero hacia el oriente del área de estudio y se podría explorar esta zona para abastecer de agua a la infraestructura petrolera en el sector central del campo mientras que, el acuífero superficial se puede explorar para abastecer el sector norte debido a que cubre la totalidad de dicha área.
- **Agua de producción Campo Lisama:** Alrededor del 75% de la producción de agua proviene de 23 pozos, con un acumulado total de 7.5 millones de STBW; la tasa de producción no supera en promedio los 500 STBW/D para todo el campo.

2.6.2 Caracterización Fisicoquímica. En las tablas 5 y 6 se observan los resultados de los análisis fisicoquímicos de todas las fuentes evaluadas. Allí se puede ver que con respecto a las aguas de formación se determinó una salinidad equivalente a NaCl de 6656 mg/l (LISA0040) y 9329 mg/l (LISA0052); estas aguas presentan un carácter incrustante, es decir tienden a formar precipitados de carbonato de calcio y sulfato de bario.

Tabla 5. Análisis Fisicoquímico aguas Formación Real, Río Sogamoso y Campo Lisama Muestreo realizado en 2008-01-31.

Agua	Na+	K+	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Ba ⁺⁺	Sr ⁺⁺	Fe ⁺⁺	STD	Salinidad	SiO ₂	Turbidez
	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg/l)	(mg NaCl/l)	(mg/l)	(NTU)
Real	147,7	6,6	32	2,7	0,2	0,2	0,1	699	358	34,2	4,03
Río Sogamoso	12,7	2,5	26,1	3,5	< 0,2	< 0,2	0	169	118	10,5	30
LISA0052	3364	15,5	377,7	12,7	< 0,2	6,2	0	9439	9329	36,9	NR
LISA0040	2332	11	270,8	5	1,6	4,5	0	6890	6656	43,9	NR
LISA0120	2273	11,6	442,1	2	< 0,2	5,2	0	6999	6730	46,3	NR

ND: No detectado; **NR:** No Reportado.

Fuente: NARANJO, S, Carlos. MUÑOZ, N, Samuel. ZAPATA, A, José. FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA. Revista Fuentes: El Reventón Energético .Vol. 8 N° 1 de 2010 - Ene/Jun - 5-15

Tabla 6. Análisis Fisicoquímico aguas Formación Real, Río Sogamoso y Campo Lisama Muestreo realizado en 2008-01-31.

Agua	pH/°C	Resistencia (Ωm) 25°C	H2S (mg/l)	O2 disuelto (mg/l)	CO2 (mg/l)	(HCO3)- (mg/l)	(CO3)-2 (mg/l)	(SO4)-2 (mg/l)	Cl- (mg/l)	I.S. 60°C
Real	7,6/19	16,5	ND	80	15	450	0	15,5	9,5	1,1
Río Sogamoso	7,3/22	52,6	ND	7000	< 10	69	0	25,9	18,9	-0,2
LISA0052	7,8/20	0,8	5	ND	< 10	160	0	141,3	5325	1,7
LISA0040	7,6/20	1,1	ND	ND	< 10	336	0	38,1	3847	1,7
LISA0120	7,6/24	1,1	ND	ND	< 10	305	0	221,1	3693	1,8

Fuente: NARANJO, S, Carlos. MUÑOZ, N, Samuel. ZAPATA, A, José. FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA. Revista Fuentes: El Reventón Energético .Vol. 8 N° 1 de 2010 - Ene/Jun - 5-15

En lo que tiene que ver con el agua del Río Sogamoso se halló que es una agua superficial típica, rica en oxígeno disuelto (7000 mg/l) y material sedimentable (sólidos suspendidos), con una salinidad de 118 mg/l de NaCl.

El agua de los acuíferos de Real captada del Pozo LISA005A, es dulce (salinidad 360 mg/l de NaCl), del tipo bicarbonato-sódica (450 mg/l HCO₃⁻ y 147.7 mg/l Na⁺), presenta tendencia incrustante por la presencia de calcio y CO₂, pero adicional a ello el contenido de este gas haría que se presentaran problemas de corrosión en facilidades; no se detectó presencia de hierro en ninguna de las fuentes analizadas, a excepción LISA005A en el cual se midieron concentraciones no significativas (0.1 ppm).

La calidad del agua se determina *in situ* mediante la medición de la cantidad de sólidos suspendidos y la pendiente de la curva de caudal contra volumen (NACE TMO 173-92). Según dicha norma el agua de calidad aceptable debe tener una

pendiente < 1 y un contenido de sólidos suspendidos < 4.99 mg/l, el agua de la Formación Real se clasificó como aceptable ya que los equipos de medición no detectaron la presencia de sólidos suspendidos. No se puede afirmar lo mismo con respecto al Río Sogamoso, por su naturaleza de agua superficial transporta una alta concentración de sólidos suspendidos a lo largo de todo el año.

2.6.3 Análisis de compatibilidad

- **Compatibilidad Fluido-Fluido:** En la compatibilidad realizada entre las aguas de producción con las aguas del Río Sogamoso y con las aguas de los acuíferos de Real, se evidenciaron partículas de precipitados de carbonato las cuales son propias de la naturaleza incrustante tanto de las aguas de formación como del agua de captación de LISA005A. No se evidenció incompatibilidad entre las aguas de producción con el agua del Río Sogamoso debido a su naturaleza de agua dulce, además que no presenta tendencia a precipitar CaCO_3 , $\text{CaMg}(\text{CO}_3)$, FeCO_3 , BaSO_4 entre otros.
- **Compatibilidad Crudo-Agua:** Se realizaron análisis de compatibilidad del crudo con el agua de los acuíferos y también con agua de río. Con el agua de Real se observó una ligera tendencia a formar emulsiones normales estables mientras que con el agua de río casi todas las mezclas presentaron rompimiento del 100 %.

3. INYECCIÓN DE AGUA

3.1 ASPECTOS GENERALES

Esta técnica consiste en inyectar agua en los yacimientos de manera que se logre un sostenimiento de la presión y/o un desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores de manera que se logre un incremento en el factor de recobro; es el método secundario más usado en el mundo debido a la disposición del agua y beneficios que genera como: “relativa facilidad con la que el agua es inyectada y alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite”⁶.

3.1.1 Tipos de inyección.

- **Externa o periférica:** Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en el acuífero cerca al contacto agua petróleo. Se caracteriza por que se utilizan menos pozos de inyección que en un patrón geométrico, además de que no es indispensable una buena descripción del yacimiento para su desarrollo pero al ser su proceso de inundación y desplazamiento lento la recuperación de la inversión tardara más que en una inyección dispersa.
- **Dispersa o en arreglos:** A diferencia de la inyección externa, esta consiste en disponer el agua directamente donde se encuentra el petróleo de manera que lo desplace hacia los pozos productores situados en un patrón geométrico determinado. Su respuesta en la producción es bastante rápida aunque se requiere de una mayor inversión y un mejor conocimiento del yacimiento para ser implementada de la mejor manera.

⁶ MAYORCA, Edgar y MORA, Carlos. Predicción analítica de la inyección de agua en el área Norte del Campo Lisama-Formación Mugrosa usando el Método Craig Geffen Morse. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingeniería Físico Químicas. 2008., p55.

3.1.2 Porosidad. La porosidad indica la capacidad de la roca para almacenar fluidos, esta expresada en el volumen de espacio entre granos sobre el volumen total de la roca.

La porosidad puede ser dividida en absoluta y efectiva, la absoluta revela la totalidad del espacio poroso mientras que la efectiva toma en cuenta solo el espacio poroso interconectado.

Está expresada en fracción o porcentaje reflejada en la siguiente relación matemática:

Ecuación 1. Porosidad

$$\emptyset = \frac{VP}{VT}$$

Donde \emptyset es la porosidad, VP el volumen poroso y VT el volumen total de la roca.

3.1.3 Permeabilidad. Indica la capacidad que posee la roca en permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados (Pirson), si los poros de las rocas no están interconectados no existe permeabilidad, por lo tanto hay una relación entre la porosidad efectiva y la permeabilidad; además parámetros como la presencia de fracturas, forma y tamaño de los poros, presencia de arcillas entre otros influyen esta propiedad.

La permeabilidad está clasificada en:

- **Permeabilidad absoluta:** Cuando la roca esta 100% saturada de un mismo fluido.
- **Permeabilidad efectiva:** Cuando la roca está saturada con dos o más fluidos inmiscibles.

- **Permeabilidad relativa:** La permeabilidad relativa de una fase es la razón entre la permeabilidad efectiva de dicha fase y la absoluta.

Ecuación 2. Permeabilidad Relativa de la fase

$$K_{rf} = \frac{K_f}{K}$$

Donde K_{rf} es la permeabilidad relativa de la fase, K_f es la permeabilidad efectiva de la fase y K la permeabilidad absoluta.

3.1.4 Saturación. La saturación está definida como la fracción de volumen poroso que ocupa un determinado fluido, ya sea agua, gas o petróleo.

Esta expresada como:

Ecuación 3. Saturación de la fase

$$S_f = \frac{V_f}{VP}$$

Donde S_f es la saturación de la fase, V_f es el volumen poroso ocupado por la fase y el VP es el volumen poroso total.

La suma de todas las saturaciones debe ser igual a 1.

Algunas saturaciones relevantes en el estudio del comportamiento de los yacimientos petrolíferos son:

- **Saturación de aceite residual (S_{or}):** La saturación de aceite que permanece en el yacimiento después de haber sido aplicado un método de recuperación, como por ejemplo una inyección de agua.

- **Saturación de agua inicial (S_{wi}):** Es la fracción de agua con la que cuenta el yacimiento o corazón, al momento del descubrimiento del yacimiento o cuando se va a iniciar un método de recuperación.
- **Saturación de agua irreducible (S_{wir}):** Indica la cantidad de agua inmóvil después de una inyección de agua.

3.1.5 Mojabilidad. La comprensión de la mojabilidad de la formación es crucial para optimizar la recuperación de petróleo. El hecho de que una roca sea mojable por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada de petróleo. Suponer que una formación es mojable por agua cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento. (SCHLUMBERGER, 2007).

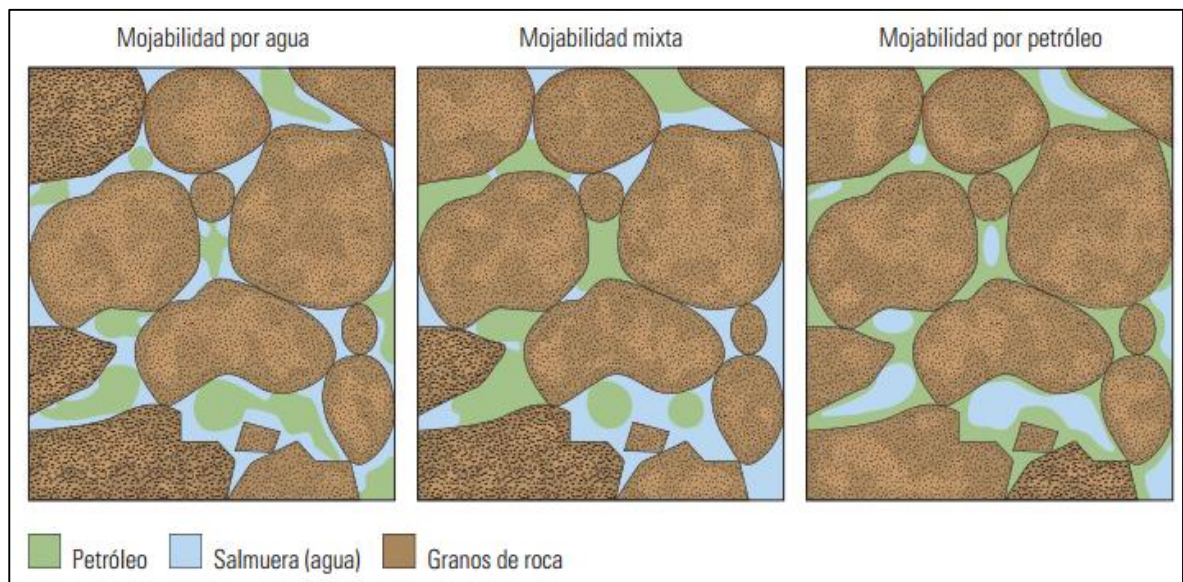
La mojabilidad de la roca es la tendencia de ésta a dejarse mojar por alguno de los fluidos inmiscibles presentes en la formación. Esta preferencia que tiene el yacimiento es debido a las fuerzas que se encuentran en interacción, por lo tanto una roca mojada por agua significa que el agua está adherida mayormente en la formación que el petróleo, lo que a nivel microscópico revela que el agua estaría ubicada en la superficie de los granos y en los poros más pequeños, mientras que el petróleo se encontraría en los poros más grandes y en el centro de ellos.

3.1.5.1 Clasificación. A lo largo de la formación se encontrarán varios grados de mojabilidad desde fuertemente mojada por agua hasta mojada por petróleo pasando por una mojabilidad neutra en donde ninguno de los fluidos está marcando una preferencia fuerte hacia la roca.

Además la manera en como la roca obtiene su condición de humectabilidad depende de factores como la composición de la roca, del petróleo, la química de la

salmuera, la historia de saturación, la temperatura, la presión (SCHLUMBERGER, 2007). En donde la heterogeneidad del yacimiento hace más compleja la determinación de esta propiedad; estos factores mencionados en conjunto con el entrapamiento del crudo hace que el yacimiento pueda tener zonas humectadas por agua, por petróleo o mixtas, esta última indica que la mojabilidad no es homogénea (figura 4) y es diferente de la mojabilidad neutra en donde no hay preferencia de la roca a ser mojada por algún fluido.

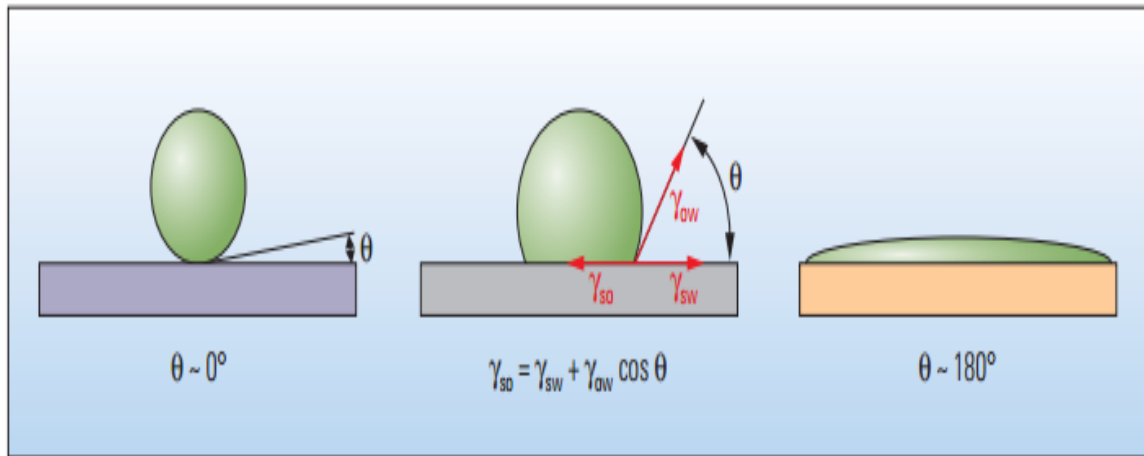
Figura 4. Estados de mojabilidad de la roca.



Fuente: Schlumberger 2007, Los fundamentos de la mojabilidad.

Una manera para determinar el grado de humectabilidad es por medio del ángulo que contacta (figura 5) que forman los fluidos al estar en contacto junto con el medio.

Figura 5. Angulo de contacto.



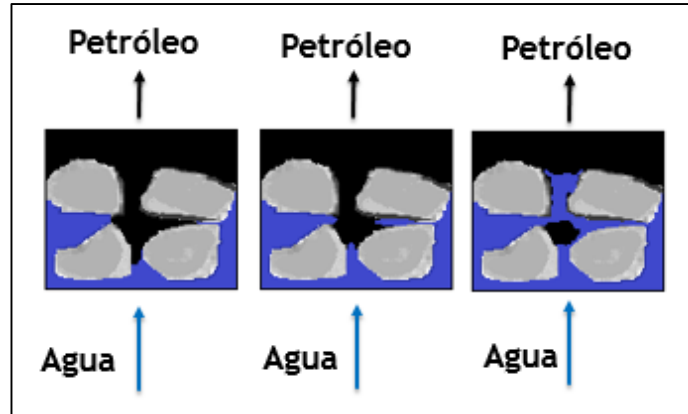
Fuente: Schlumberger 2007, Los fundamentos de la mojabilidad.

3.1.5.2 Conceptos de imbibición y drenaje. Durante una inyección de agua la humectabilidad del yacimiento es determinante ya que al ser un proceso de desplazamiento inmisible la ubicación y la retención del crudo en el yacimiento implican la cantidad de aceite recuperado, por lo tanto, es importante considerar esta propiedad al momento de la planeación del método ya que la mojabilidad influye en las características de producción de la formación.

El desplazamiento de petróleo en un waterflooding está dividido en dos mecanismos de producción que son dependientes de los fluidos, el mojante y el no mojante:

- **Imbibición:** Según (SCHLUMBERGER, 2007) incremento de la saturación de la fase mojante ya sea espontanea o forzada.

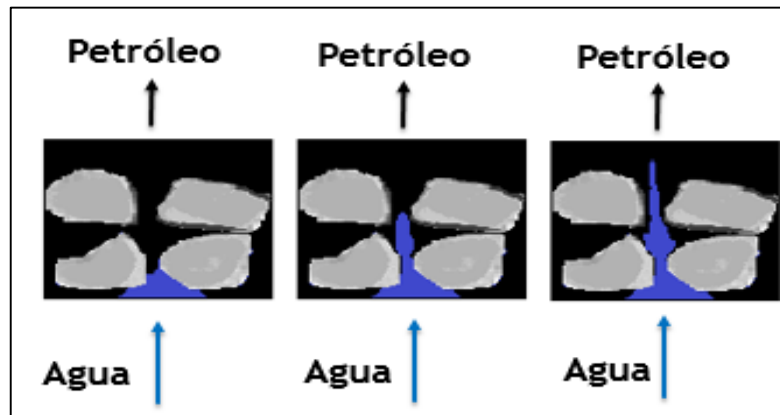
Figura 6. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por agua (imbibición).



Fuente: Basado en Paris de Ferrer, Magdalena; inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, modificado por autores.

- **Drenaje:** Donde (SCHLUMBERGER, 2007) dice que hay un incremento en la saturación de la fase no mojante.

Figura 7. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por petróleo (drenaje).



Fuente: Basado en Paris de Ferrer, Magdalena; inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, modificado por autores.

En la figura 5 se observa que la gota de petróleo en verde, rodeado por agua (zona azul) en una superficie que simula la roca. Mojado por agua cuando el ángulo de

contacto de la gota y la superficie es muy cercano a cero (izquierda); Mojado por petróleo cuando la gota está totalmente esparcida en la superficie (derecha) y mojabilidad intermedia cuando se forma una gota pero el ángulo de contacto es debido al equilibrio de fuerzas (tensiones interfaciales) entre la superficie, la gota de petróleo y el agua; γ_{so} tensión interfacial entre el petróleo y la superficie, γ_{sw} entre el agua y la superficie y γ_{wo} entre el agua y el petróleo.

Como ya se explicó, la distribución de los fluidos en el medio poroso está directamente ligada con la mojabilidad de la roca y por ende la facilidad con que estos fluidos pueden desplazarse, entonces es claro inferir que habrá cambios en el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas, la figura 8 demuestra esta premisa.

Figura 8. Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas.



Fuente: Tomado y modificado de Paris de Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, 2da edición, 2001.

3.1.6 Presión capilar. La presión capilar en el medio poroso es la diferencia de presión que existe entre la interface que separa a dos fluidos inmiscibles uno de los cuales moja preferiblemente la roca. (CRAIG, 1982).

Se definirá la presión capilar agua-aceite de la siguiente manera:

Ecuación 4. Presión Capilar

$$P_c = P_o - P_w$$

Donde P_c es la presión capilar, P_o la presión del petróleo, P_w la presión del agua, por lo tanto esta puede ser tanto positiva como negativa dependiendo de la mojabilidad y para un sistema gas-agua, la definición será la presión de la fase gaseosa menos la presión de la fase agua.

Las curvas de presión capilar son determinantes en la aplicación de los mecanismos de producción mencionados anteriormente, la imbibición y el drenaje ya que la distribución de los fluidos en el yacimiento a una determinada mojabilidad depende del sentido de la saturación, la diferencia en las presiones capilares tanto para el drenaje como para la imbibición se llama histéresis.

3.1.7 Etapas en el desplazamiento. Este tipo de desplazamiento es un proceso de flujo no continuo ya que las saturaciones de los fluidos cambian a lo largo del tiempo, en un yacimiento homogéneo las etapas en una inyección de agua se pueden subdividir en:

- **Condiciones iniciales:** El yacimiento se encuentra en una etapa en la cual la energía natural no es suficiente para mantener un flujo de petróleo y gas rentable, además el yacimiento ya se encuentra por debajo del punto de burbuja lo cual indica presencia de gas en los poros.

- **Invasión del agua:** Al comienzo de la inyección de agua se ve reflejado un aumento en la presión de los pozos inyectoros que decrece hacia los pozos productores, este desplazamiento forma un banco de aceite y un empuje al gas.
- **Tiempo de llenado:** El llene es considerado el tiempo necesario para desplazar todo el gas móvil antes de producir petróleo.
- **Ruptura:** A partir del llene el frente de agua se desplaza hacia los pozos productores con un aumento en la producción de petróleo y mínima de agua, tan pronto la producción de agua se incrementa se dice que el frente de desplazamiento irrumpió en las zonas productoras, esto se le denomina ruptura.
- **Posterior a la ruptura:** La producción de agua se incrementa y la del petróleo cada vez va disminuyendo hasta cuando el proyecto no sea económicamente viable.

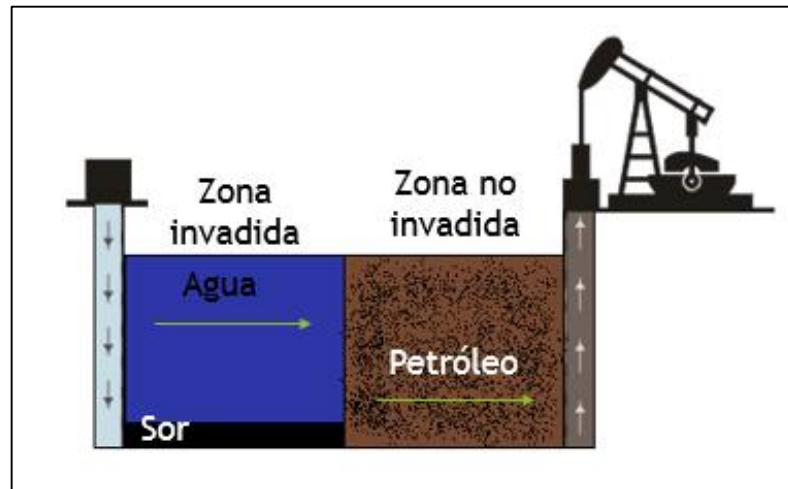
La eficiencia en la inyección de agua se ve reflejada por su desplazamiento microscópico el cual indica que tan eficientemente arrastra el petróleo de los poros de la roca, mientras que el desplazamiento macroscópico dice que tan bien el agua de inyección ocupa el volumen del yacimiento.

3.2 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

El proceso de recobro secundario por agua es un desplazamiento de fluidos inmiscibles el cual puede ser de dos tipos teóricamente hablando:

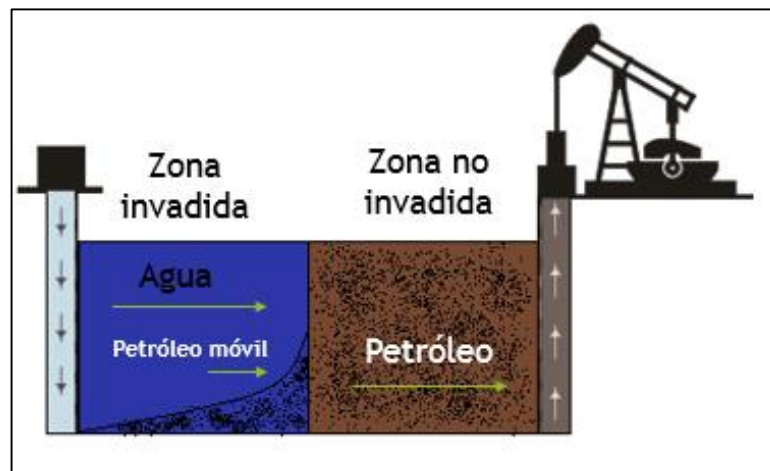
- **Tipo pistón sin fugas:** El petróleo de la zona barrida no tiene movilidad, (figura 9).

Figura 9. Esquema conceptual de un desplazamiento tipo pistón sin fugas.



- **Tipo pistón con fugas:** El petróleo de la zona barrida aún tiene movilidad (figura 10).

Figura 10. Esquema conceptual de un desplazamiento tipo pistón con fugas.



Sin embargo, para una inyección de agua de baja salinidad, según el modelo planteado por Jerauld (2006), la evidencia documentada sugiere que toda el agua del espacio poroso es desplazada por el agua inyectada pero los dos tipos de agua se mezclan en cierto grado, lo que quiere decir que la inyección ya no sería

gobernada por el desplazamiento tipo pistón, además de modelar la dispersión que ocurre a lo largo de la inyección⁷.

3.3 TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO

En esta sección se presentará la manera cómo el petróleo es desplazado por el agua en un proceso de inyección por medio del modelo matemático más simple usado.

3.3.1 Ecuación de flujo fraccional. Es la fracción del fluido desplazante en el fluido total. La investigación precursora de esta teoría fue desarrollada por Leverett en 1941, en donde presentó el concepto de flujo fraccional (ecuación 5).

Ecuación 5. Flujo Fraccional

$$f_w = \frac{1 + 0.001127K \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{A}{q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial L} - 0.433 \Delta \rho s e n \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w K_o}{\mu_o K_w}}$$

Donde:

f_w : Fracción de agua en el flujo que pasa por cualquier punto de la roca.

K: Permeabilidad (md).

K_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite.

K_o : Permeabilidad efectiva al aceite (md).

K_w : Permeabilidad efectiva al agua (md).

μ_o : Viscosidad del aceite (cp).

μ_w : Viscosidad del agua (cp).

⁷ G.R Jerauld, SPE, C.Y. Lin, K.J Webb, SPE, and J.C. Seccombe, SPE, BP, "Modeling Low-Salinity Waterflooding", SPE 102239, page 4, 2006.

Qt: Caudal total (BPD).

A: Área (ft²).

Pc: Presión capilar (psi).

L: distancia medida en el sentido del movimiento (ft).

$\Delta\rho$: Diferencia de densidades entre el agua y el aceite.

α : Angulo de la formación con respecto a la horizontal.

Esta ecuación según (Paris de ferrer, 2001) considera un desplazamiento tipo pistón con fugas y en el cual el fluido desplazado es el petróleo y el desplazante es agua en una formación de longitud L, inclinada en un determinado ángulo y con un área transversal A, es decir, un flujo lineal. El flujo fraccional es función netamente de la saturación de agua a lo largo de la formación y todos los factores pueden ser determinados excepto el gradiente de presión capilar dado por (ecuación 6):

Ecuación 6. Gradiente de Presión Capilar

$$\frac{\partial P_c}{\partial L} = \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial L}$$

Debido a la complejidad para su obtención y para generalizar más la ecuación de flujo fraccional se desprecia el termino de presión capilar y se asume una formación horizontal ($\alpha = 0$) (ecuación 7).

Ecuación 7. Flujo Fraccional del Agua

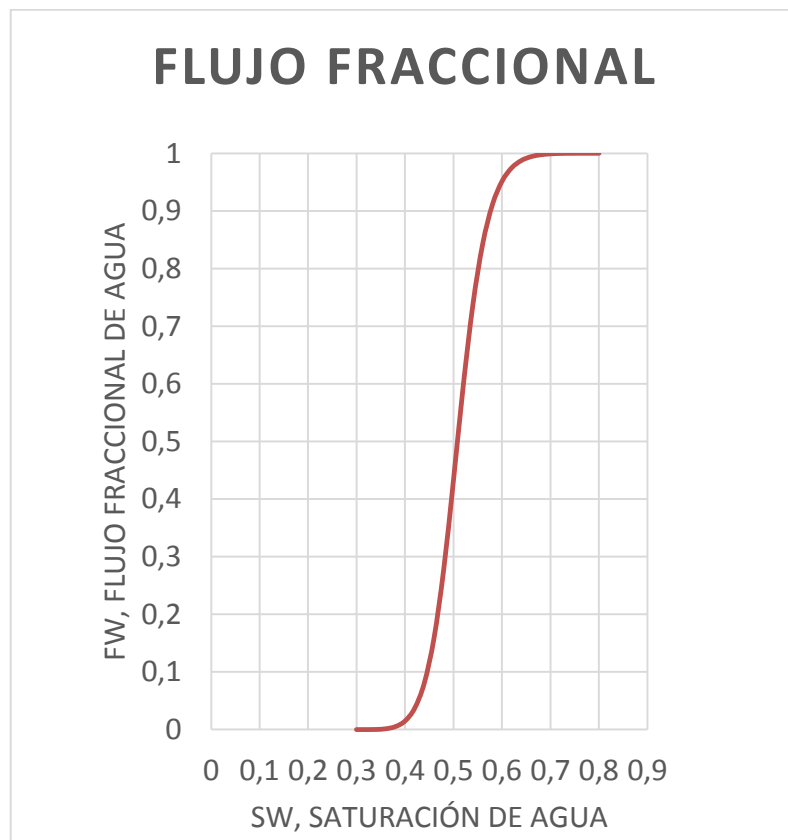
$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}}$$

Se debe tener en cuenta que esta es la ecuación simplificada y también es escrita en función de las permeabilidades relativas, ya que son función de la saturación de agua.

Por medio de esta ecuación es posible entender y asimilar que tan eficientemente el agua está desplazando el petróleo ya que al ser una función de la saturación de agua y esta misma al ser un indicativo de la saturación de petróleo *in situ* permite inferir cuanto petróleo podría ser recuperado.

En la figura 11 se puede observar el comportamiento del flujo fraccional de agua a una saturación de agua determinada y ver cualitativamente que tan eficiente sería la aplicación del método; esta curva es dependiente de varios factores que ya fueron nombrados y serán explicados más adelante.

Figura 11. Flujo fraccional de agua.



Por definición el flujo fraccional de agua en el medio poroso está definida como (ecuación 8):

Ecuación 8. Flujo Fraccional del Agua (ecuación en función de caudales)

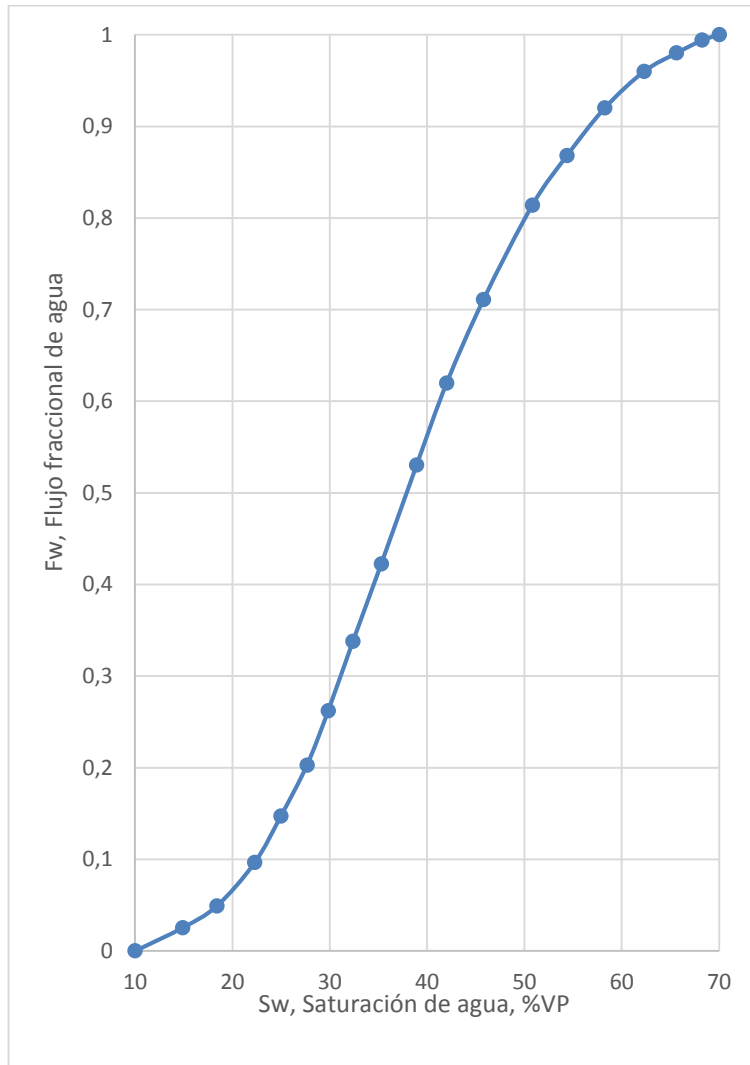
$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

3.3.2 Factores que afectan el flujo fraccional de agua. Según (Paris de ferrer, 2001) los principales factores implicados son:

- **Angulo de buzamiento:** Este es medido desde la horizontal hacia la dirección del flujo en sentido contrario a las agujas del reloj, por lo tanto, en una inyección buzamiento arriba (α entre 0 y π) el flujo fraccional de agua será menor que en caso de buzamiento abajo (α entre π y 2π).
- **Presión capilar:** El efecto de la presión capilar es aumentar el flujo fraccional por eso se hace necesario en ocasiones modificar la mojabilidad, o eliminar las tensiones superficiales de los fluidos.
- **Mojabilidad:** Cuando la roca está mojada por agua la movilidad del petróleo es mayor que cuando está mojada por petróleo de manera que la curva de flujo fraccional en una mojada por agua es menor que en una formación humedecida por petróleo.
- **Tasa de inyección:** Esta depende de si es inyectada buzamiento abajo o buzamiento arriba, el propósito es mantener el flujo fraccional de agua al mínimo, por lo tanto cuando la inyección es buzamiento arriba la tasa debe ser baja y en caso contrario la tasa debe ser la máxima posible.
- **Viscosidad del petróleo:** El flujo fraccional aumentará si la viscosidad del petróleo aumenta ya que puede suceder el fenómeno de digitación viscosa además la movilidad del petróleo será menor.

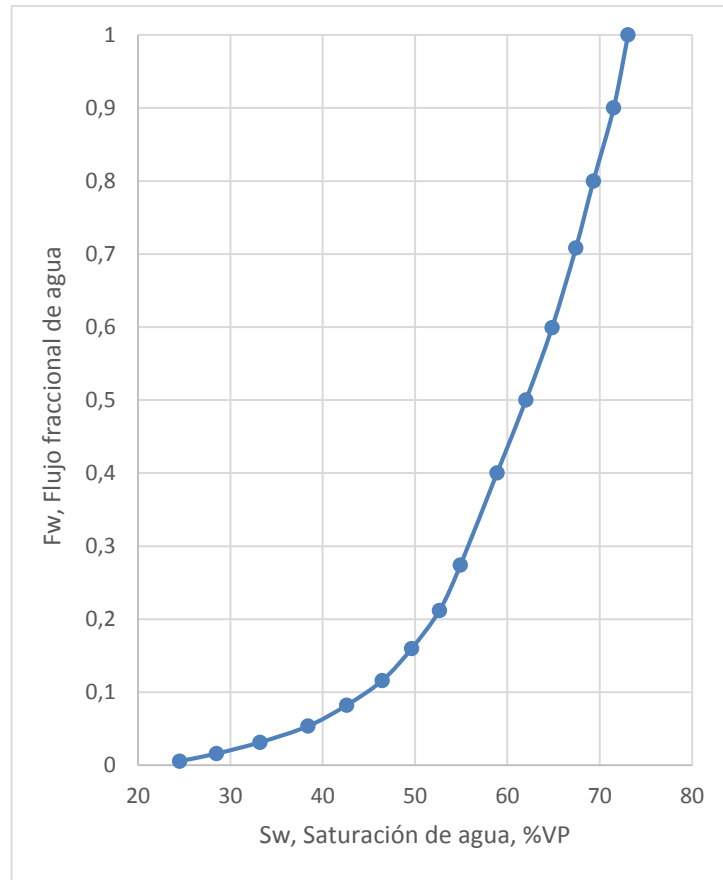
- **Viscosidad del agua:** Si la viscosidad del agua aumenta la movilidad de ésta disminuye por lo tanto el flujo fraccional será menor.

Figura 12. Flujo fraccional, roca mojada por petróleo.



Fuente: Tomado y modificado CRAIG FORREST, Aspectos de la ingeniería de la inyección de agua, 1982, pagina 20.

Figura 13. Flujo fraccional, roca mojada por agua.



Fuente: Tomado y modificado CRAIG FORREST, Aspectos de la ingeniería de la inyección de agua, 1982, pagina 20.

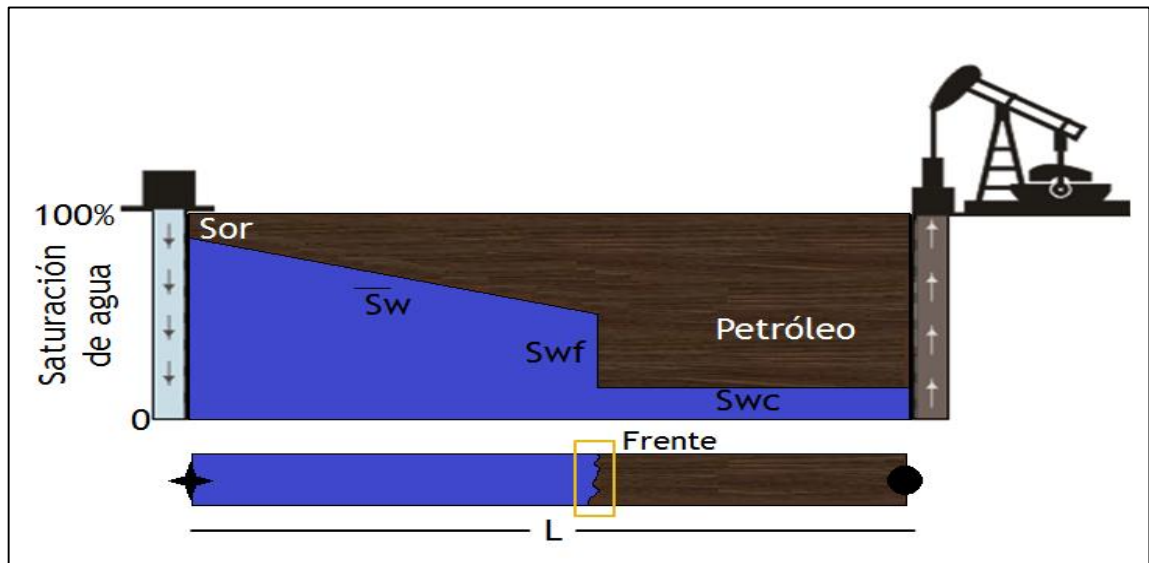
3.3.3 Ecuación de avance frontal. En 1942 Buckley y Leverett consideraron un pequeño elemento de medio poroso continuo con sus respectivas propiedades, en el cual el flujo inyectado menos el flujo de salida era igual al flujo acumulado, de aquí dedujeron la ecuación de avance frontal (ecuación 9).

Ecuación 9. Avance Frontal

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{Sw} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw}\right)_t$$

Esta expresión relaciona la fracción de aceite y la fracción de agua que fluyen en cualquier punto del yacimiento con la saturación del fluido en ese punto, de manera que se puede saber la saturación del agua y del aceite con respecto a la distancia y como ésta está distribuida y sus cambios en el tiempo.

Figura 14. Teoría de avance frontal.



La figura anterior es una representación de la teoría de avance frontal en la cual un frente de saturación se desplaza a través de la formación a una velocidad constante y con una tendencia en la cual se puede determinar en cualquier punto la saturación de las fases.

3.4 RELACIÓN DE MOVILIDAD

Como dijo (CRAIG, 1982) “la relación de movilidad del barrido es la característica individual más importante de ese proceso”, entonces entender el concepto es fundamental para el momento del estudio de una inyección de agua y por lo tanto su viabilidad.

En la ecuación de Darcy el término de la división entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase es conocido como la movilidad y describe la relación entre estas dos variables al flujo en el medio poroso.

La relación de movilidad viene dada por la división entre la movilidad del fluido desplazante sobre la movilidad del fluido desplazado (CRAIG, 1982).

Ecuación 10. Relación de Movilidad

$$M = \frac{M_w}{M_o} = \frac{Krw\mu_o}{Kro\mu_w}$$

M: Relación de movilidad.

Krw: Permeabilidad relativa del agua antes del frente de invasión.

Kro: Permeabilidad relativa del petróleo después de frente de invasión.

Uo: Viscosidad del petróleo.

Uw: Viscosidad del agua.

La ecuación 10 está descrita para un proceso de inyección de agua en la cual se desplaza petróleo, entonces es correcto afirmar que entre menor sea la relación de movilidad mucho mejor será el desplazamiento y el barrido, según (CRAIG, 1982) una *M* por debajo de la unidad es favorable y mayor a ésta es desfavorable.

Es importante señalar que la relación de movilidad cambia cuando ocurre la ruptura del agua.

3.5 PRINCIPALES FACTORES EN UNA INYECCIÓN DE AGUA

Tanto para una inyección de agua convencional como la de baja salinidad (LSW) es indispensable conocer los diferentes factores que están involucrados en el proceso:

- Geometría del yacimiento.
- Litología.
- Profundidad.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Continuidad de las propiedades de la roca.
- Magnitud y distribución de las saturaciones de fluido.
- Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas.
- Geología del Yacimiento.

4. INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSW)

“La inyección de agua de baja salinidad es un método emergente EOR en el cual la salinidad del agua inyectada es controlada para mejorar el recobro de petróleo vs la inyección de agua convencional de alta salinidad”⁸.

El incremento en el recobro por una inyección de agua controlando su contenido iónico fue presentado por Tang y Morrow en 1997, desde ese momento se han adelantado varias investigaciones para analizar y comprender el efecto que hace que la recuperación de petróleo sea mayor, sin embargo el mecanismo por el cual funciona este método aún no ha sido aclarado y se han planteado diversas suposiciones que serán explicadas más adelante en este libro; a pesar de no existir claridad en cómo se genera este efecto en el yacimiento los autores en sus investigaciones han llegado a puntos en común como por ejemplo en la interacción entre la roca-agua-petróleo y todas su propiedades fisicoquímicas.

Este método EOR puede ser aplicado de varias maneras como inyección miscible con CO₂, inyección secundaria y terciaria, inyección con polímero, proceso WAG. (Quoc .P. Nguyen, 2013). Cada método depende exclusivamente del yacimiento a intervenir, sus propiedades geológicas, ingenieriles, logísticas y el factor económico, por lo tanto el desarrollo de procesos screening es fundamental.

4.1 CONDICIONES PARA VER EL EFECTO DEL LSW

Las siguientes condiciones fueron publicadas por (Austad, Doust, & Puntervold, 2010).

- Medio Poroso: Se han desarrollado en areniscas y es imprescindible que el medio contenga una cantidad significativa de arcillas.

⁸ Quoc .P. Nguyen. “State-of-the Art Low Salinity Waterflooding for Enhanced Oil Recovery”, SPE 165903, Asia Pacific Oil Conference and Exhibition held in Jarkara, Indonesia , 22-24 October 2013.

- El petróleo debe contener componentes polares (ácidos y bases).
- Presencia de agua connata con cationes divalentes como: Ca^{2+} , Mg^{2+} ; La eficiencia está relacionada con la saturación inicial de agua.
- La concentración iónica del agua de inyección debe ser menor a 5000 ppm.
- Condición de mojabilidad mixta en el yacimiento. (Morrow & Buckley, 2011).

4.2 MECANISMOS PROPUESTOS POR EL LSW

Este método al tener aproximadamente las mismas especificaciones técnicas que una inyección normal (alta salinidad) lo hace interesante para su aplicabilidad. En este método existir un efecto generado por la interacción roca-salmuera-petróleo, lo cual produce un incremento en el recobro comparado con una inyección de agua convencional.

La inyección de agua de baja salinidad implica la inyección de salmuera con un menor contenido de sal o contenido iónico, por lo general, en el rango de 500 a 5.000 ppm de sólidos totales disueltos (TDS), en comparación con la salinidad del agua de mar o agua de formación, que son alrededor de 30.000 ppm o más.

Desde que tuvieron indicios del aumento en el recobro usando el LSW, muchos laboratorios y organizaciones han trabajado con las oportunidades y problemas asociados con identificar, reproducir y explicar los efectos de la baja salinidad (LSE). Las condiciones necesarias para el LSE son:

- Medio poroso, considerado para este método EOR, son yacimientos de areniscas; en yacimientos de carbonatos no sean reportados estudios.
- Contenido de material arcilloso presente en la formación, el tipo y cantidad juegan un papel importante en el efecto; Los minerales reconocidos como significativos son la caolinita, Illita, esméctica y clorita. Un aumento en el contenido arcilloso puede dar una mayor respuesta al LSW (Lee 2010).

- La interacción del crudo-salmuera-roca es muy compleja, por lo tanto una buena combinación del agua a inyectar es esencial para el éxito del proceso.
- El petróleo debe contener componentes polares, (ácidos y bases) no se ha visto ningún efecto usando crudo refinado, libre de componentes polares.
- Debe existir agua connata y que contenga iones divalentes como Ca^{2+} o Mg^{2+} .
- La salinidad del agua a inyectar esta usualmente entre 1000 a 2000 ppm, aunque se han encontrado efectos desde 150 a 5000 ppm.
- La exposición de la roca en el crudo para crear una mojabilidad mixta.

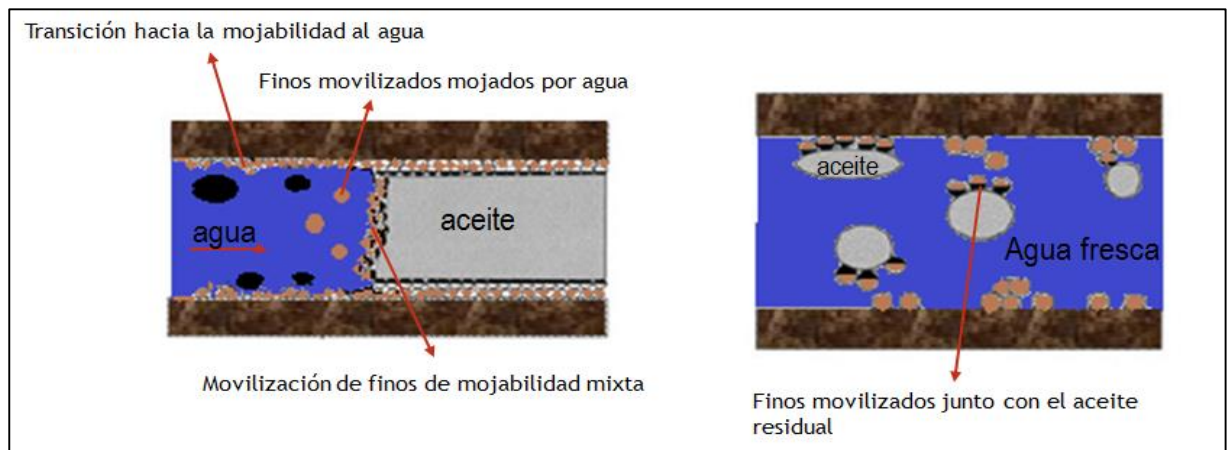
El efecto del LSW es posiblemente el resultado de varios mecanismos actuando juntos cada uno con su propia contribución. Los principales mecanismos propuestos son:

- Migración de finos.
- Aumento en el pH.
- Salting in.
- Intercambio iónico multicomponente.
- Efecto de la doble capa.

4.2.1 Migración de finos. Teóricamente la inyección de agua a baja salinidad genera una dispersión de finos en las arcillas logrando una movilidad de las partículas, las cuales se atascan en los caminos de mayor permeabilidad obligando al agua a recorrer las vías de menor permeabilidad, aumentando así el recobro de petróleo. Tang and Morrow (1999), propuso una liberación de estas partículas de arcilla especialmente caolinita mojadas principalmente por crudo de manera que sean desplazadas hacia los pozos productores y generando un cambio en la mojabilidad de la roca al agua.

Cuando las partículas entran en contacto con el agua de baja salinidad esta son desprendidas de la matriz de la roca y transportadas por el espacio poroso (figura 15). Aunque no es totalmente cierto que este fenómeno genere un aumento en la recuperación del hidrocarburo líquido ya que Zhanga and Morrow (2007) reportaron un aumento en el recobro de petróleo sin la producción de finos, además Boussour (2009) también reporto una gran producción de finos pero sin una mejora en el recobro, por tanto una relación directa entre este mecanismo y la recuperación de crudo esta aun en debate.

Figura 15. Migración de finos.



Fuente: Modificado, Navrátil Kine, An experimental study of Low Salinity EOR effects on a core from the Yme field, 2012. (Tang and Morrow 1999).

4.2.2 Cambio en el pH. Un incremento en el pH es usualmente observado durante una inyección de agua de baja salinidad, McGuire (2005) sugiere que este método actúa como una inyección de alkali lo que genera surfactantes *in-situ*, cambios en la mojabilidad y disminución de la IFT; mientras que Lager (2007) propuso:

- Un intercambio catiónico entre los minerales de la arcilla y el agua de inyección, lo cual consiste en una reacción rápida en la cual los cationes previamente

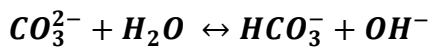
absorbidos en la arcillas son intercambiados por H^+ concibiendo así un aumento en el pH.

- Y una disolución de carbonatos.

Reacción 1. Disolución de Carbonatos



Reacción 2. Aumento en el pH



El exceso de OH^- hace que el pH aumente.

Sin embargo el número ácido de petróleo debería ser mayor a 0.2 mg KOH/g para generar surfactante en yacimiento, pero la mayoría de las muestras usadas en los experimentos tenían un número menor a 0.05 mg KOH/g, adicionalmente el incremento en el pH después de la inyección de agua de baja salinidad es relativamente pequeña por lo tanto decir que el aumento en el recobro es debido a la formación de surfactante en el yacimiento es apresurado, aunque el pH puede afectar la absorción y desorción del material carboxílico en la arcilla.(Rezaei Doust 2009).

4.2.3 Intercambio iónico multicomponente (MIE). Este mecanismo propuesto por Lager envuelve toda la competencia de iones y sus intercambios en el espacio poroso, el fluido de inyección y la matriz de la roca, especialmente en las arcillas, esto es debido a que los intercambios naturales muestran diferentes selectividades para diferentes cationes, la relación de adsorción sobre la concentración del soluto es variable para cationes individuales.

La aplicación de esta teoría fue desarrollada en el estudio de la invasión de agua en acuíferos salinos en donde se observó que las concentraciones de Ca^{2+} y Mg^{2+} en los pozos de control eran menores a las del agua de invasión, este mecanismo también fue evidenciado en experimentos en corazones tomados en Alaska, Estados Unidos, en donde las concentraciones de cationes especialmente Ca^{2+} y Mg^{2+} en las muestras del afluyente de agua mostraron una disminución mientras más fluido se inyectaba y caía por debajo de la concentración de la salmuera inyectada, lo que indica que estos cationes fueron adsorbidos en la matriz de la roca especialmente en las arcillas.

La siguiente tabla muestra los mecanismos de adsorción de los componentes orgánicos en los minerales de las arcillas propuesto por Sposito (1989).

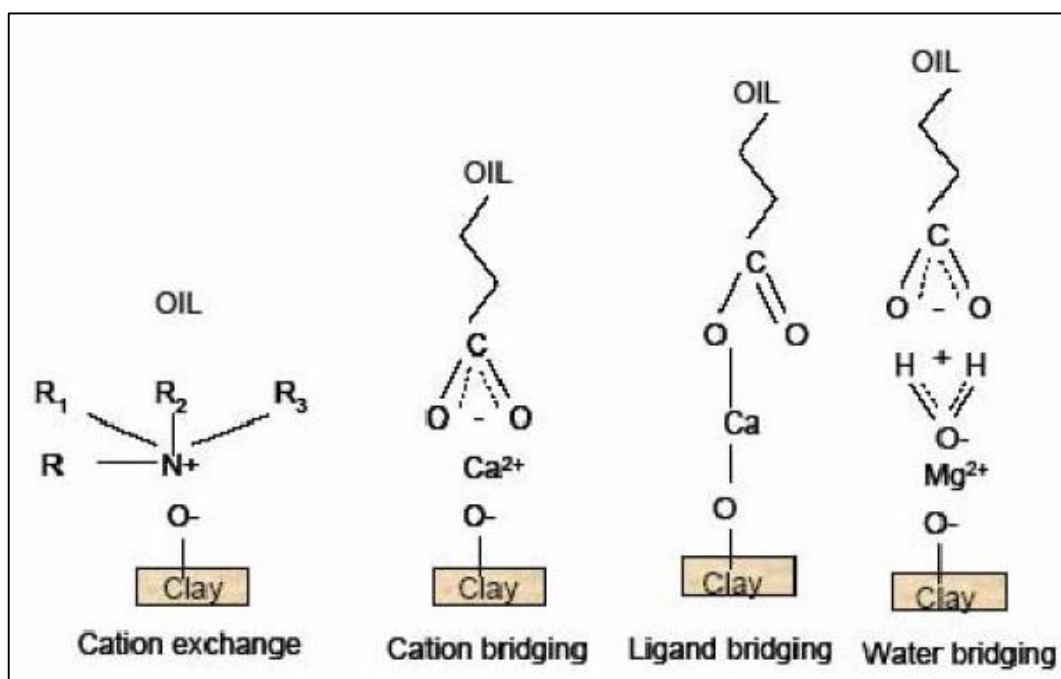
Tabla 7. Mecanismos de adsorción de componentes orgánicos.

Mecanismo	Grupo orgánico funcional involucrado
Intercambio catiónico	Amino, Anillo NH, Heterocíclico N.
Protonación	Amino, Heterocíclico N, Carbonilo, carboxilato.
Intercambio aniónico	Carboxilato.
Water bridging	Amino, Carboxilato, Carbonilo, Alcohol OH.
Cation bridging	Aminas, Carboxilato, Carbonilo, Alcohol OH.
Ligand Exchange	Carboxilato.
Puentes de hidrógeno	Amino, Carbonilo, carboxilo, Fenol.
Fuerzas de van der Waals	

Fuente: Lager A., W.K.J., Black C. J. J., Singleton M., Sorbie K. S. 2006. Low Salinity Oil Recovery - An experimental investigation. Paper SCA2006-36 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim, Norway 12-16 September.

De los 8 mecanismos propuestos 4 serán fuertemente afectados por el intercambio catiónico que ocurre durante una inyección de agua de baja salinidad: Intercambio catiónico, ligand bonding, cation bridging y water bridging (figura 16), además de protonación, intercambio aniónico, puentes de hidrógeno y fuerzas de Van der Waals también contribuyen sobre todo el intercambio iónico.

Figura 16. Mecanismos que más influyen en una LSW.



Fuente: Lager A., W.K.J., Collins, I.R., Richmond, D.M., 2008b. LoSal Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale. Paper SPE 113976 presented at the 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 19-23 April.

Según Lager et al. 2006 los componentes polares en el crudo pueden adsorberse dentro de las arcillas ya sea formando compuestos órgano-metálicos donde el componente polar es adsorbido en la arcilla por cationes multivalentes o por adsorción directa debido al desplazamiento de cationes más mudables en la superficie de la arcilla, cuando se procede a la inyección de agua de baja concentración de iones el MIE tomará lugar entre los componentes del petróleo

adsorbido, la superficie del mineral de arcilla y los cationes de la salmuera, estos cationes divalentes se intercambiarán con los cationes de los compuestos orgánicos debido al cambio en el equilibrio iónico; esto causará que la superficie de la arcilla cambie su humectabilidad preferiblemente al agua de manera que se incremente el recobro de crudo.

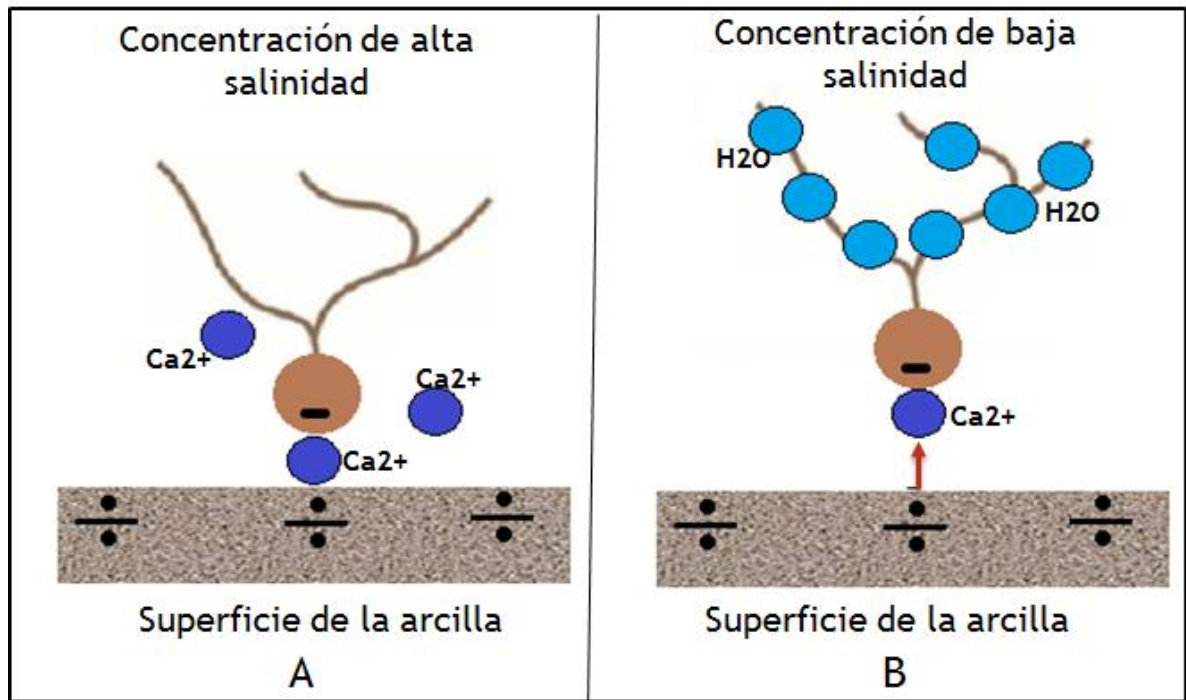
Este mecanismo también fue relacionado con la expansión de la doble capa iónica ya que al expandirse facilitaría la desorción del crudo desde la superficie de la arcilla.

El MIE es un mecanismo basado en la teoría de un intercambio iónico conectado a la superficie de las arcillas, por lo tanto, el contenido de iones divalentes es fundamental para que este mecanismo se genere, sin embargo Cissokho et al (2009) en sus pruebas realizadas obtuvieron un aumento en el recobro usando agua sin contenido de iones divalentes, en conclusión indicó que tanto la presencia y la cantidad de cationes divalentes pueden no ser un parámetro fundamental para el incremento del recobro en una inyección de baja salinidad.

4.2.4 Efecto *salting in*. Austad (2008) y Rezaei Doust (2009) propusieron que el efecto *salting in* y el *salting out* está relacionado con los cambio de solubilidad de los componentes polares en la fase acuosa, entonces cuando se inyecta agua con una salinidad diferente a la del agua de formación se generará un cambio en el equilibrio termodinámico y la solubilidad de los componentes polares en el agua serán afectadas por la salinidad y la composición iónica.

Figura 17. Sistema compuesto por petróleo, cationes Ca^{2+} en el agua y arcilla.

(a) *Salting out*, (b) *salting in*.



Fuente: Modificado, Navrátil Kine, An experimental study of Low Salinity EOR effects on a core from the Yme field, 2012.

- **Salting-out:** Disminución de la solubilidad del material orgánico en el agua por adición de sal en la solución. (Figura 17 a).
- **Salting-in:** Incremento de la solubilidad del material orgánico en el agua por remoción de la sal de la solución. (Figura 17 b).

Cuando el agua a baja salinidad es inyectada el efecto de *salting-in* actúa de manera que se obtiene una mayor recuperación de petróleo, aunque esta hipótesis no explica el aumento del pH ni la variación de las concentraciones de los iones presentes.

4.2.5 Efecto de la expansión de la doble capa. Según el comportamiento químico que tiene una partícula arcillosa cargada negativamente presente en el yacimiento, cuenta con una capa eléctrica doble, la cual consiste en una capa interna con iones cargados positivamente, y una capa externa difusiva la cual está constituida principalmente por iones cargados negativamente, el espesor de estas capas está directamente relacionada con la concentración de iones que tenga el agua circundante a esta partícula. Ligthelm et al (2009), expusieron que la cantidad de cationes presentes en el agua que rodea la arcilla es suficiente para balancear las cargas negativas de la interface agua/aceite en la superficie de la arcilla, esto generará una reducción de las fuerzas de repulsión electroestáticas.

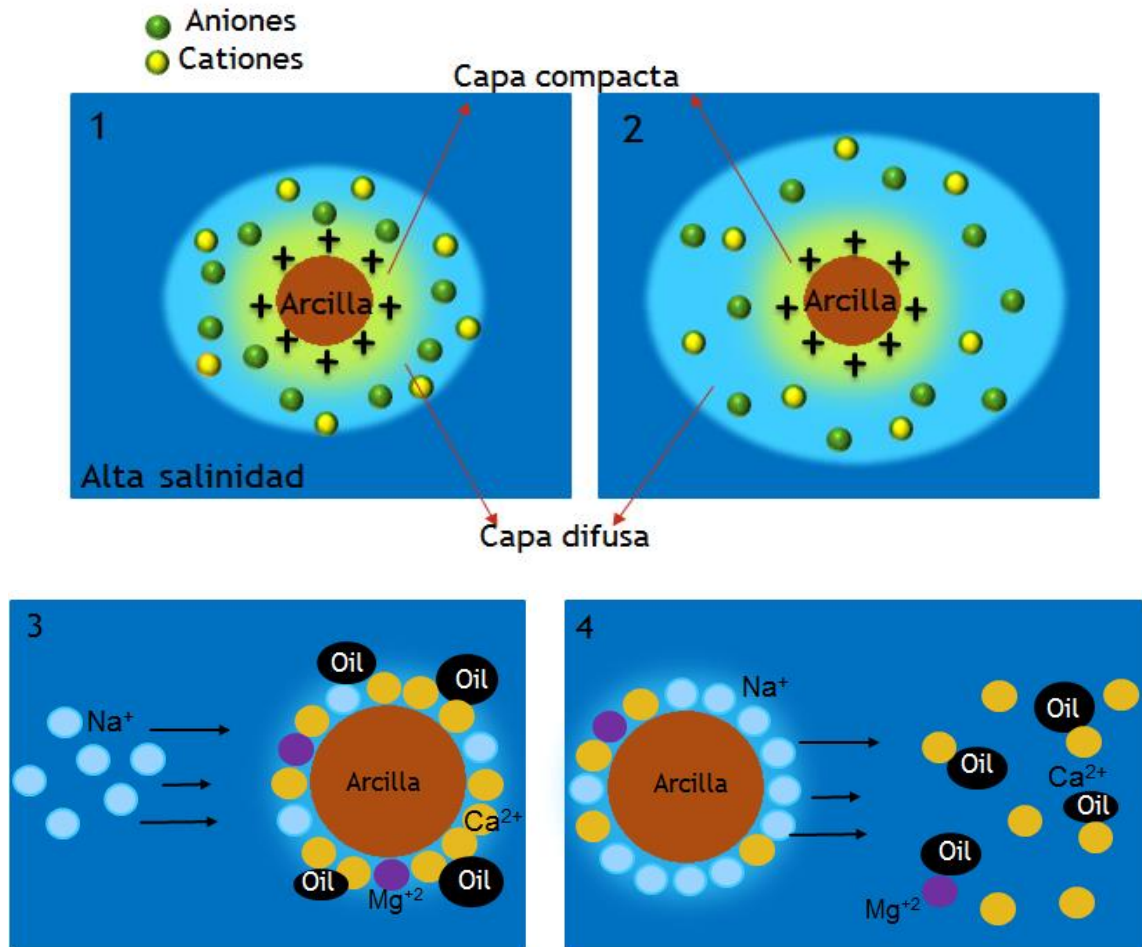
Cuando se inyecta agua con menor salinidad, se genera un desequilibrio por parte de los iones presentes de manera que haya un desbalance de fuerzas, esto incrementa las fuerzas repulsivas entre la superficie del mineral y la interface agua/petróleo, además de una expansión de la capa eléctrica doble; como resultado una liberación del material orgánico y un cambio en la mojabilidad se producirán cuando se inyecta salmuera de menor salinidad que la presente en el yacimiento.

La mojabilidad de la roca en una salmuera con alta concentración de iones es menos mojada por agua claro está que es debido a la composición del petróleo ya que los componentes polares están adsorbidos dentro de la arcilla formando compuestos órgano metálicos.

Investigaciones realizadas por BP expresaron que se genera un aumento de la doble capa iónica que rodea la arcilla cuando se reduce la salinidad del agua, la figura 18-1 muestra la condición inicial en el yacimiento, cuando la salmuera de baja salinidad entra en contacto la capa externa o difusiva se expande (figura 18-2), mientras que la capa adsorbente es aquella que contiene iones divalentes como lo son los de Calcio (Ca) o los de Magnesio (Mg), estos iones divalentes son los que se encuentran en el medio de las partículas arcillosas y las gotas de crudo; al existir

esta expansión se permite el flujo de iones Na^+ provenientes del agua inyectada, estos desplazarán a los cationes divalentes como el calcio (Ca) o magnesio (Mg) junto con el petróleo (figura 18-4).

Figura 18. Formación de la doble capa.



4.2.6 Mecanismo químico propuesto por (Austad, Doust, & Puntervold, 2010).

Los parámetros que juegan el papel más importante para que una inyección de agua de baja salinidad sea eficiente son los siguientes:

- Calidad, tipo y cantidad de arcilla.

- Componentes polares en el petróleo, tanto ácidos y básicos.
- Composición y pH del agua de formación.
- El efecto del LSW es causado por el mejoramiento de la mojabilidad de la roca al agua.

Las arcillas permiten el intercambio iónico, de manera que se genera un vínculo entre las cargas negativas de la superficie de las arcillas con el material polar del petróleo y los iones del agua de formación, el yacimiento en un principio está en equilibrio químico, con su respectivo pH (≤ 5), temperatura y presión.

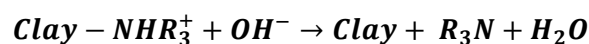
Al entrar en contacto el agua de baja salinidad con el sistema roca-fluido este equilibrio se desestabilizará lo que generará una desorción de cationes especialmente Ca^{2+} de las arcillas al medio poroso, para compensar esta pérdida los protones H^+ provenientes del agua cerca de la superficie de las arcillas serán adsorbidos lo que genera un aumento en el pH, esto es determinado por el siguiente balance:

Reacción 3. Desorción de Cationes, Ca^{2+}

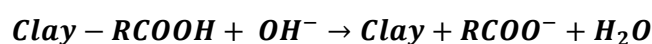


Al existir ese aumento en el pH se generan reacciones entre el material ácido y básico adsorbido y los OH^- .

Reacción 4. Reacción entre material ácido y básico adsorbido

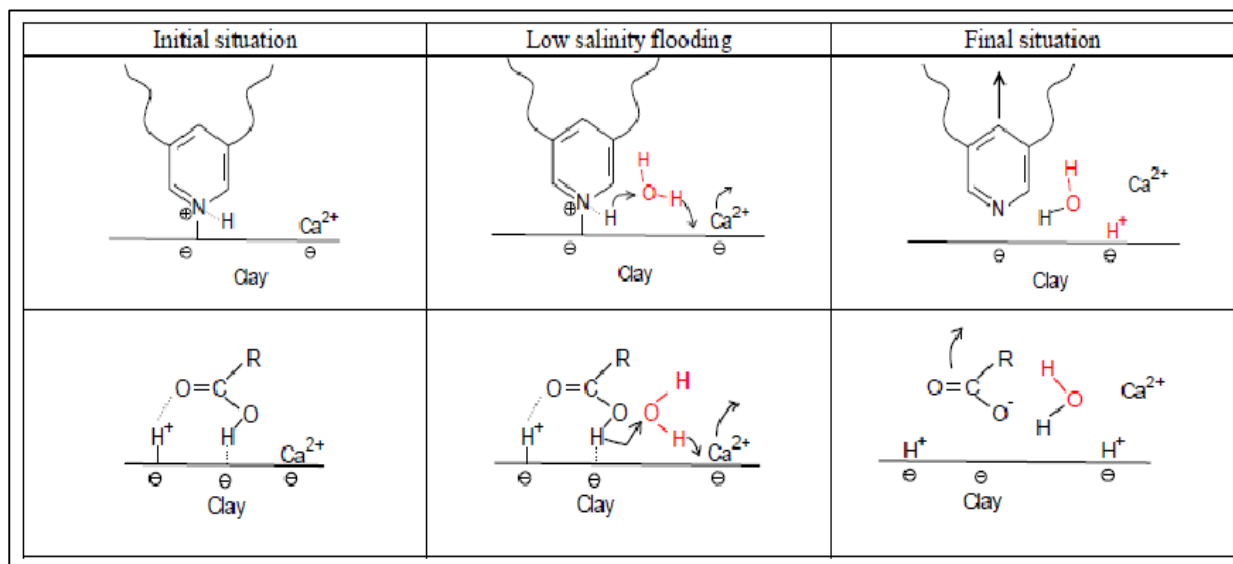


Reacción 5. Reacción entre material ácido y básico adsorbido



Entonces la desorción del material orgánico ocurrirá; el punto clave de este mecanismo es que la desorción del material de las arcillas es muy sensible al pH, por lo tanto es necesario un aumento de él para poder recuperar el petróleo.

Figura 19. Mecanismo propuesto para el efecto causado por el LSW.



Fuente: Tor Austad, Alireza RezaeiDoust and Tina Puntervold, "Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs", SPE 129767, 2010.

La parte superior de la figura 19 muestra la desorción del material básico, mientras que la parte inferior muestra la desorción del material ácido.

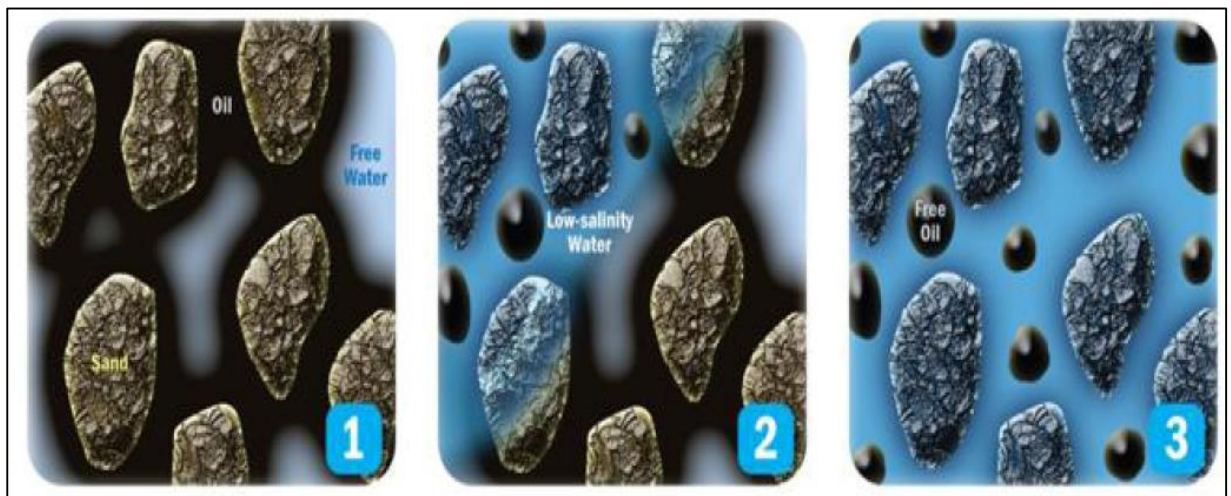
4.3 CAMBIO EN LA MOJABILIDAD DEBIDO AL LSW

La inyección de agua de baja salinidad (LSW) causa una alteración en la mojabilidad haciéndola más mojada por agua, esta es la causa más sugerida del incremento de recobro de petróleo (Morrow & Buckley, 2011), sin embargo este cambio en la humectabilidad aun es debatido y autores como Lager et al (2006) y Austad et al (2010), propusieron que los intercambios iónicos en las superficies de las arcillas liberaban el petróleo de la roca permitiéndole al agua ocupar su lugar.

El proceso que describe la química que ocurre en una inundación de agua de baja salinidad es descrito en la figura 20:

- Figura 20.1: Las moléculas polares del crudo están adheridas a las arcillas debido a su carga negativa en su superficie, de manera que la roca esté mojada en un principio por petróleo.
- Figura 20.2: Cuando el agua de inyección contacta el yacimiento, se produce un desequilibrio químico en la superficie de las arcillas y los componentes polares del petróleo de manera que sea liberado de la roca.
- Figura 20.3: La liberación de los componentes que mojaban la roca dan lugar al agua inyectada, de manera que se produzca un cambio de humectabilidad preferiblemente al agua.

Figura 20. Cambio de mojabilidad en una inyección de agua de baja salinidad.



Fuente: Lisa Enthorne, SPE, Megan Hartman; Andrea Hyden; Water Standar, "Improving Chemical EOR economics by optimizing quiality", SPE 144397, 2011.

4.4 MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL LSW

Aunque existe una amplia bibliografía sobre labores experimentales, los trabajos de modelamiento numérico son muy escasos en la literatura (Quoc .P. Nguyen, 2013), uno de los primeros modelos fue desarrollado por Jerauld et al 2008, en este modelo la sal fue modelada como una parte dentro de la fase acuosa, la presión capilar y las permeabilidades relativas dependientes de la salinidad, el efecto del agua connata, la histéresis entre la imbibición y drenaje secundario en las permeabilidades relativas y el fenómeno de dispersión, sin embargo, este modelo utiliza una sencilla dependencia lineal de salinidad sobre la saturación de petróleo residual.

Una propuesta más reciente es la de Omekeh et al 2012 en la cual presentó un modelo de aceite negro en donde el propósito era agregar la desorción de iones divalentes para mejorar el flujo, el mecanismo usado fue el MIE (intercambio iónico multicomponente) el cual permitía que la cantidad de iones liberados de la superficie de las arcillas cambiaran las curvas de permeabilidad relativa de manera que el petróleo se movilizara mejor.

4.4.1 Modelo de Omekeh para el LSW. El efecto de la baja salinidad implementado en este modelo es generado por un factor de peso que indica que tan fuerte es la desorción de los iones. Un factor de 1 significa que no existe desorción y menor a 1 si la hay.

Para que concurra una mejora en la movilidad del petróleo las curvas de permeabilidades relativas deben ser modificadas e interpoladas dependiendo el grado que el factor anterior indique, por lo tanto, deben existir dos curvas una para alta salinidad y otra para baja salinidad.

La cantidad de iones en desorción está dada por:

Ecuación 11. Cantidad de Iones de Desorción

$$m(\beta_{Ca}\beta_{Mg}) = \max[(\beta_{Ca}(t = 0) - \beta_{Ca}(t > 0)), 0] + \max[(\beta_{Mg}(t = 0) - \beta_{Mg}(t > 0)), 0]$$

β : Concentración adsorbida.

T : Tiempo.

Max [...]: Máximo valor de iones des-adsorbidos.

El factor de peso está definido como:

Ecuación 12. Factor de Peso

$$F(\beta_{Ca}, \beta_{Mg}) = \frac{1}{1 + r * m(\beta_{Ca}\beta_{Mg})}$$

r : Constante.

Como ya se explicó este factor de peso permite la interpolación de las curvas de permeabilidades relativas para alta y baja salinidad de la siguiente manera:

Ecuación 13. Interpolación de las curvas de Permeabilidad para alta y baja Salinidad

$$K(S, \beta_{Ca}, \beta_{Mg}) = F(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})K^{HS}(S) + [1 - F(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})K^{LS}(S)]$$

K : Valor de permeabilidad relativa.

S : Salinidad.

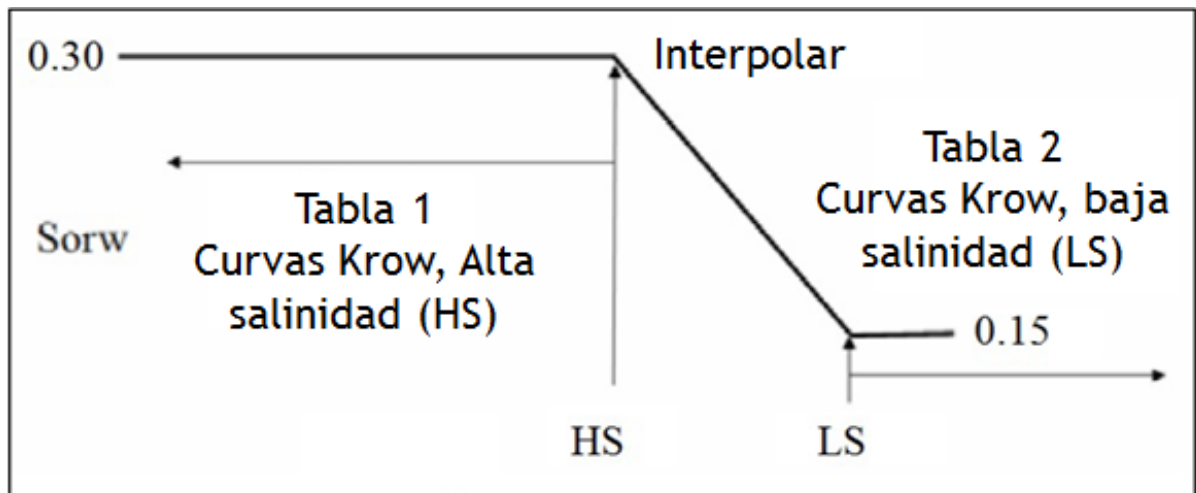
K^{HS} : Permeabilidad relativa para Alta salinidad.

K^{LS} : Permeabilidad relativa para Baja salinidad.

4.4.2 Modelo de (Jerauld, Webb, & Seccombe, 2008) para el LSW. El efecto causado por la baja salinidad según el modelo de Jerauld se basa en considerar la salinidad como una parte dentro de la fase de agua sin tener en cuenta iones específicos.

Un set de curvas para baja y alta salinidad deben ser especificados ya que el modelo funciona de tal manera que la curva o las curvas de permeabilidad relativa para alta salinidad son usadas para un nivel de concentración de salinidad definida, mientras que las curvas para baja salinidad serían usadas para un valor de salinidad por debajo de cierto nivel establecido; para los valores entre estos límites las curvas serían interpoladas linealmente con respecto a un factor de peso (Kunnas, 2012), este es el modelo que usa el simulador ECLIPSE 100 de la compañía Schlumberger con el cual se desarrolló este trabajo.

Figura 21. Cambio de la permeabilidad relativa y saturación con respecto a la salinidad (Dependencia lineal entre los límites establecidos).



Fuente: Modificado, Kunnas, Jari; LSWF Simulation at larger scale, University of Stavanger, 2012 page 15.

Las ecuaciones presentadas por el modelo para la saturación y permeabilidades relativas son las siguientes:

Ecuación 14. Permeabilidad Relativa del Agua

$$K_{rw} = \theta K_{rw}^H(S^*) + (1 - \theta)S_{rw}^L(S^*)$$

Ecuación 15. Permeabilidad Relativa del Aceite

$$K_{ro} = \theta K_{ro}^H(S^*) + (1 - \theta)S_{ro}^L(S^*)$$

K_{rw} : Permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} : Permeabilidad relativa del aceite.

L : Indica baja salinidad.

H : Indica alta salinidad.

θ : Medida adimensional para la alta vs baja salinidad.

S^* : Saturación normalizada.

Ecuación 16. Medida adimensional para la alta Vs baja Salinidad

$$\theta = \frac{S_{orw} - S_{orw}^L}{S_{orw}^H - S_{orw}^L}$$

Ecuación 17. Saturación Normalizada

$$S^* = \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}}$$

S_{orw} : Saturación de aceite residual.

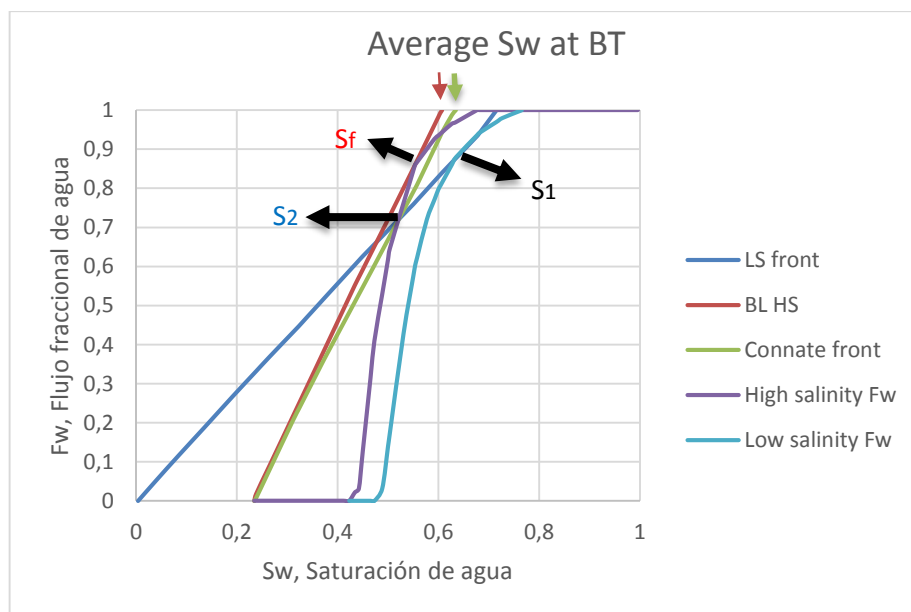
S_o : Saturación de aceite.

S_{wr} : Saturación de agua irreducible.

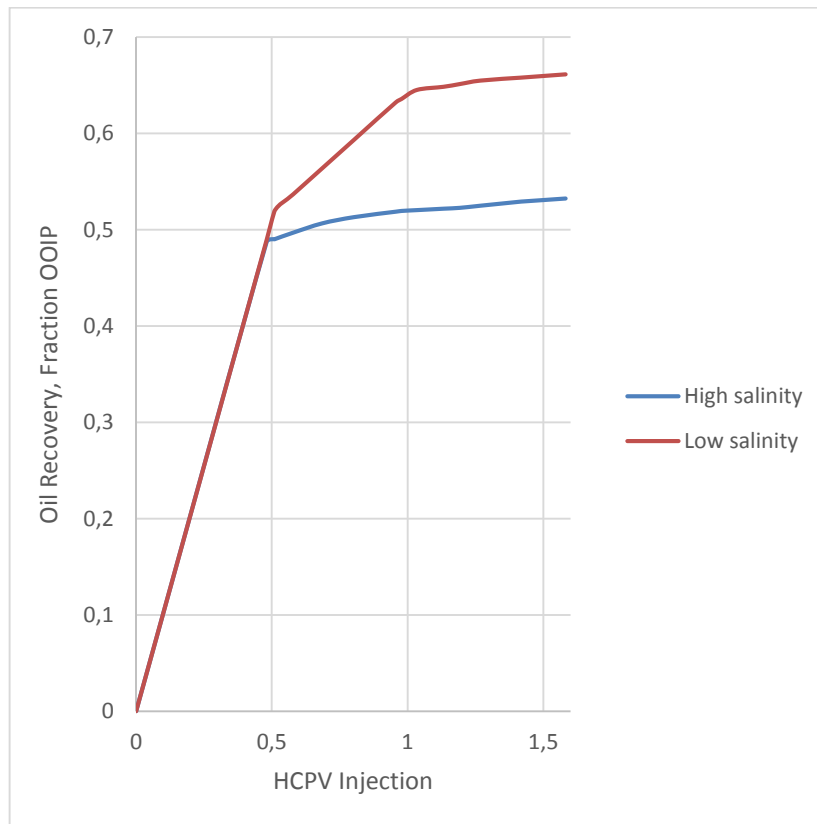
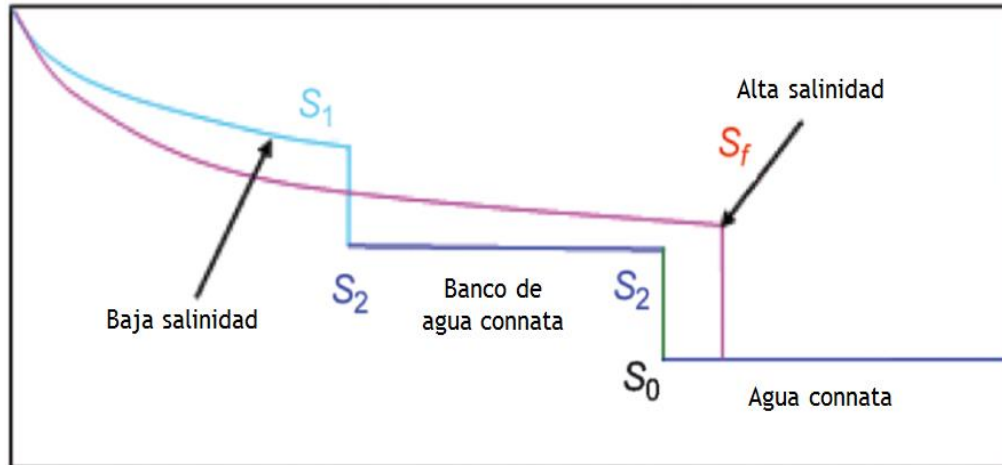
4.4.3 Solución de Buckley Leverett según (Jerauld, Webb, & Seccombe, 2008). La saturación y la producción como una función del rendimiento a una tasa fija para un proceso de inyección de agua de baja salinidad es análoga a una inundación de polímero o viscosificante⁹; estudios anteriores han mostrado que la curva de flujo fraccional para un LSW es similar a la de un agua viscosa.

Para una curva ordinaria de Buckley Leverett (BL) la solución consiste en un frente y una propagación de la onda, mientras que para el LSW consiste en dos frentes, uno corresponde a la transición entre la baja y alta salinidad y el segundo entre la alta salinidad del banco de agua y el agua connata, (figura 22) además se puede observar que para una inundación de agua convencional, alta salinidad, el frente de agua irrumpe más temprano, también se puede evidenciar una mayor saturación de agua promedio por parte de la curva del flujo fraccional para la LSW, y se observa la dependencia de la baja salinidad con respecto al recobro.

Figura 22. Buckley leverett inyección de agua convencional y baja salinidad.



⁹ G.R Jerauld, SPE, C.Y. Lin, K.J Webb, SPE, and J.C. Seccombe, SPE, BP, "Modeling Low-Salinity Waterflooding", SPE 102239, page 4, 2006.



Fuente: Modificado, G.R Jerauld, SPE, C.Y. Lin, K.J Webb, SPE, and J.C. Secombe, SPE, BP, "Modeling Low-Salinity Waterflooding", SPE 102239, 2006.

4.5 VARIABLES CONSIDERADAS PARA EL DESARROLLO DE UN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

Las principales variables tomadas en cuenta para el análisis desarrollado por este libro fueron basadas en la tesis de maestría de Holter 2012.

4.5.1 Curvas de permeabilidades relativas. Uno de los parámetros que se consideran mas importantes son el set de curvas para alta y baja salinidad, ya que la movilidad de las diferentes fases en el yacimiento esta directamente ligada con la producción de fluidos y consecuentemente al factor de recobro.

Esta diferencia entre las curvas de alta y baja salinidad nos indica ese cambio de mojabilidad hacia una condición mas mojada por agua (Morrow & Buckley, 2011), entonces que tanto sea ese cambio entre las curvas nos dara un mayor cambio en el recobro.

4.5.2 Salinidad del agua de inyección. Para que exista un efecto generado por el agua de baja salinidad la cantidad iónica en el agua debe ser manipulada, entonces: ¿Cuál debería ser la salinidad óptima para obtener el mayor efecto en la inyección de baja salinidad? A pesar de todos los mecanismos propuestos esto es aun debatido y claramente son necesarios experimentos y pruebas, además de considerar la heterogeneidad del yacimiento como una variable de incertidumbre considerable, sin embargo según (Austad, Doust, & Puntervold, 2010) los efectos se aprecian desde salinidades menores a 5000 ppm, pero es solo un valor de referencia y depende exclusivamente del yacimiento.

Mientras exista menos concentración iónica en el agua de inyección los efectos serán mayores y por consiguiente una mejora en el recobro.

4.5.3 Factor de peso. Conocer a partir de que concentración de sal se considera inyección de baja salinidad y se genere el efecto esperado en el cambio de mojabilidad se hace mediante métodos de laboratorio, sin embargo, el simulador eclipse en base con el modelo presentado por (Jerauld, Webb, & Seccombe, 2008) nos permite incluir un factor de peso dependiente de la salinidad y ese factor permite que tanto son modificadas las curvas de permeabilidad relativas. Este parámetro da una idea de que tan susceptible debe ser un yacimiento a este tipo de inyección para encontrar la concentración de sal óptima en el agua y no incurrir en costos adicionales de tratamiento.

4.5.4 Tasa de inyección. La tasa de inyección es uno de los parámetros básicos en la planeación de una inyección de agua, en este trabajo la cantidad de agua a inyectar es determinante debido a la condición de salinidad que debe ser empleada; una gran cantidad de agua de composición manipulada implica un estudio de las aguas de captación y el debido proceso para su optimización.

Es necesario encontrar un rango óptimo de aplicación ya que factores como los equipos de superficie, la capacidad de la formación en recibir el caudal estipulado, la presión de fondo, viscosidad del petróleo, el gradiente de fractura y la heterogeneidad del yacimiento pueden incurrir en bajas eficiencias de desplazamiento y en irrupciones tempranas del frente. La presión de inyección fue considerada como parámetro de predicción.

4.5.5 Desplazamiento de un bache de agua de baja salinidad con uno de alta salinidad. Uno de los motivos por los cuales la inyección de agua de baja salinidad no es conveniente operacionalmente es por el tratamiento a la que esta debe ser sometida, equipos que logren manipular la cantidad de solidos disueltos y sea compatible ademas de toda la logistica que esto conlleva se ve reflejada directamente con la parte económica, de manera que por esta razon un proyecto por muy bueno que sea puede ser economicamente un fracaso.

Inyectar menos cantidad de agua tratada y esta al ser desplazada con agua que requiera menos proceso puede generar mejores resultados a comparación de una inyección continua del mismo tipo de agua por lo que un proyecto sera viable en todos sus aspectos.

La inyección de distintas cantidades de volúmenes de agua de baja salinidad y luego el desplazamiento con agua de concentración salina cercana al de la formación es un indicativo de que cantidad es mejor con un gasto económico relativamente bajo.

4.5.6 Inyección terciaria. Además del efecto causado en la interacción agua-petróleo-roca en este método de recobro, el desplazamiento inmisible de fluidos se lleva a cabo, gran parte del petróleo recuperado es por el desplazamiento físico ya que este no se encontraba adherido a la superficie de la roca, entonces, considerar que existe un efecto en una aplicación de LSW en una inyección secundaria es prematura ya que todo este aceite podría ser obtenido mediante el método convencional, por lo tanto un estudio en donde el método sea aplicado a una saturación de aceite residual da más certeza que el efecto causado por la baja salinidad este sucediendo.

4.5.7 Concentracion ionica del agua de formacion. El equilibrio existente en el yacimiento y su condición de mojabilidad mixta para que exista un efecto (Morrow & Buckley, 2011) es dependiente de la interacción química entre la superficie de las arcillas, la composición del crudo y la concentración iónica del agua de formación especialmente cationes divalentes (Ca y Mg) esta última considerada por Austad et al 2010, consecuentemente la presencia iónica en el agua de formación tendrá un efecto en la interrupción del equilibrio y de esta manera un cambio en el recobro, sin embargo esto es aun debatido ya que el mecanismo que produce el efecto del agua de baja salinidad no está bien definido.

5. INICIALIZACIÓN NUMÉRICA DEL MODELO DEL CAMPO NUTRIA

La construcción del modelo numérico del campo Nutria fue realizado en el simulador Eclipse 100 versión 2012.2 de la compañía Schlumberger. El software permite modelar el comportamiento y las características del yacimiento a pequeña escala con el objetivo de representar y estudiar procesos a gran escala y así poder tener una predicción más clara y real del desarrollo del mismo.

Este campo está descrito como un yacimiento de aceite Liviano con 32 ° API y una Relación gas-aceite de 500 scf/stb. Las fases presentes son aceite, agua y gas. Estas propiedades permiten que el modelamiento de fluidos sea representado como Black-Oil tanto como Composicional.

Para llevar a cabo la inicialización del modelo numérico de simulación es necesario disponer de un grid de simulación, posteriormente se le deben asignar los valores de las propiedades a cada celda. Este proceso se hace por medio de técnicas geoestadísticas que tienen en cuenta toda la información recopilada del historial de producción del campo, eventos de los pozos, registros, datos geológicos y estructurales, para condicionar el modelo con el menor grado de incertidumbre posible como se muestra en los respectivos archivos en formato ASCII que están como Include dentro del archivo de extensión *.DATA y que se explican en la tabla 8. Así mismo, el modelamiento y predicción en el software de un proceso de inyección de agua de baja salinidad requiere de ciertas palabras claves (KEYWORDS) como se muestra en la tabla 9, que permiten representar su efecto en el yacimiento.

Tabla 8. Archivos ASCII usado.

ARCHIVOS	DESCRIPCIÓN
GRID_NUTRIA.INC	Contiene el grid de simulación del modelo de alta resolución.
FALLAS_NUTRIA.INC	Contiene las fallas presentes en el yacimiento.
PORO_NUTRIA.INC	Contiene la distribución de porosidad para el grid.
NTG_NUTRIA.INC	Contiene la relación entre el espesor neto y bruto para cada celda del grid de simulación.
PERMX_NUTRIA.INC	Contiene la distribución de permeabilidad en la dirección "X" para el grid de simulación.
KREL_3.INC	Contiene las tablas de permeabilidades relativas y presión capilar del sistema de Agua-Aceite y Gas-Aceite.

Tabla 9. KEYWORDS usadas para un proceso LSW.

RUNSPEC	
BRINE	Activa en el simulador que el agua pueda ser modelada con diferentes salinidades.
LOWSALT	Le permite al simulador activar la opción de baja salinidad en el agua, es decir, una curva de permeabilidad para la baja salinidad.
ECLMC	Admite modelar el agua software especificando los componentes en el agua.
TABDIMS	Describe el tamaño y el numero de tablas de saturacion y pvt's usadas en las corridas.
GRID	



IONROCK	Entrada de la capacidad de intercambio iónico de la roca definida para cada celda.
PROPS	
IONXROCK	Activa el intercambio iónico en la superficie de la roca y define la constante de intercambio iónico.
LSALTFNC	Define los factores de peso para las tablas de saturación vs la concentración de sal.
BDENSITY	Define la densidad de la salmuera en superficie que varía con la salinidad.
PVTWSALT	Datos PVT del agua en función de la salinidad.
SOLUTION	
SALTVD	Concentración de sal en las regiones de equilibrio con respecto a la profundidad.
SCHEDULE	
WSALT	Concentración de sal en los pozos inyectoros.

Tabla 10. Componentes disponibles en el simulador eclipse 2012.2.

COMPONENTE SALINO	FORMULA QUÍMICA
Cloruro de sodio	NaCl
Cloruro de potasio	KCl
Cloruro de calcio	CaCl ₂
Cloruro de magnesio	MgCl ₂
Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃
Carbonato de potasio	K ₂ CO ₃
Carbonato de calcio	CaCO ₃
Carbonato de magnesio	MgCO ₃
Sulfato de sodio	Na ₂ SO ₄
Sulfato de potasio	K ₂ SO ₄
Sulfato de calcio	CaSO ₄

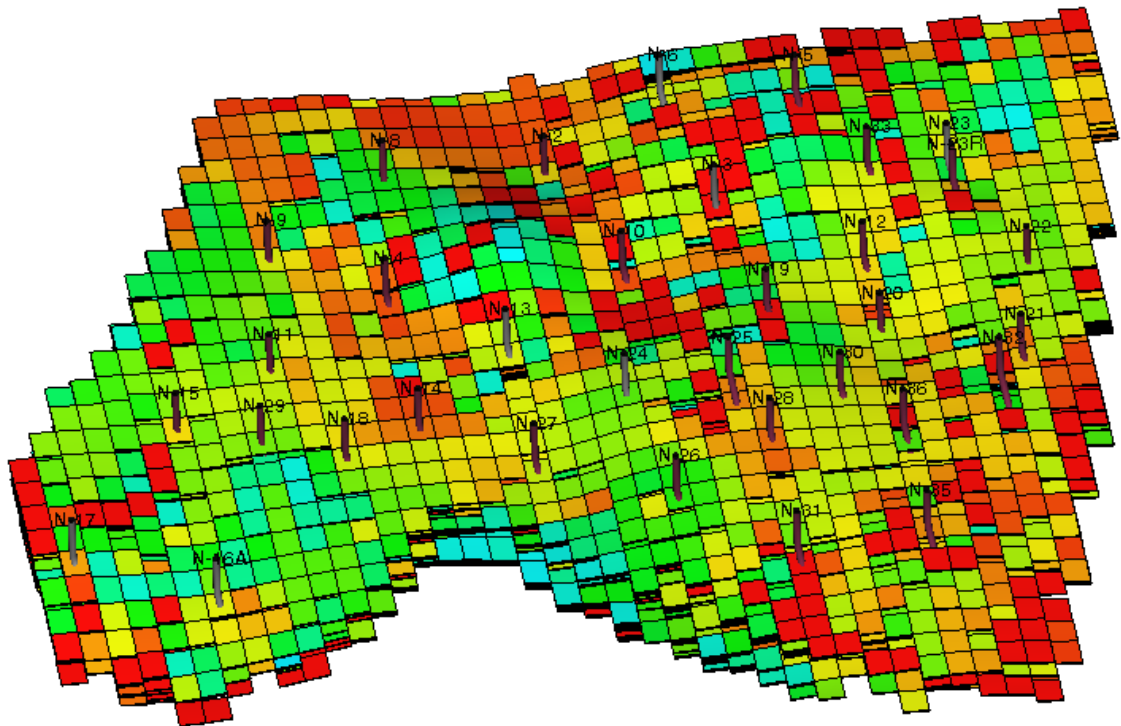
5.1 GRID DE SIMULACIÓN

El grid de simulación desarrollado para el modelado del Campo Nutria está compuesto por 44 celdas en el eje “X”, 44 celdas en el eje “Y” y 239 celdas en el eje “Z” (462704 celdas).

Luego de tener listo el grid y sus propiedades se debe proceder a definir el tipo de fluido que se va a usar en la simulación y los tipos de roca presentes a los cuales se les asignarán sus respectivas curvas de permeabilidades relativas y presión capilar.

La figura 23 muestra el enmallado representativo del campo generado por el simulador Eclipse 2012.2.

Figura 23. Enmallado representativo del campo Nutria.

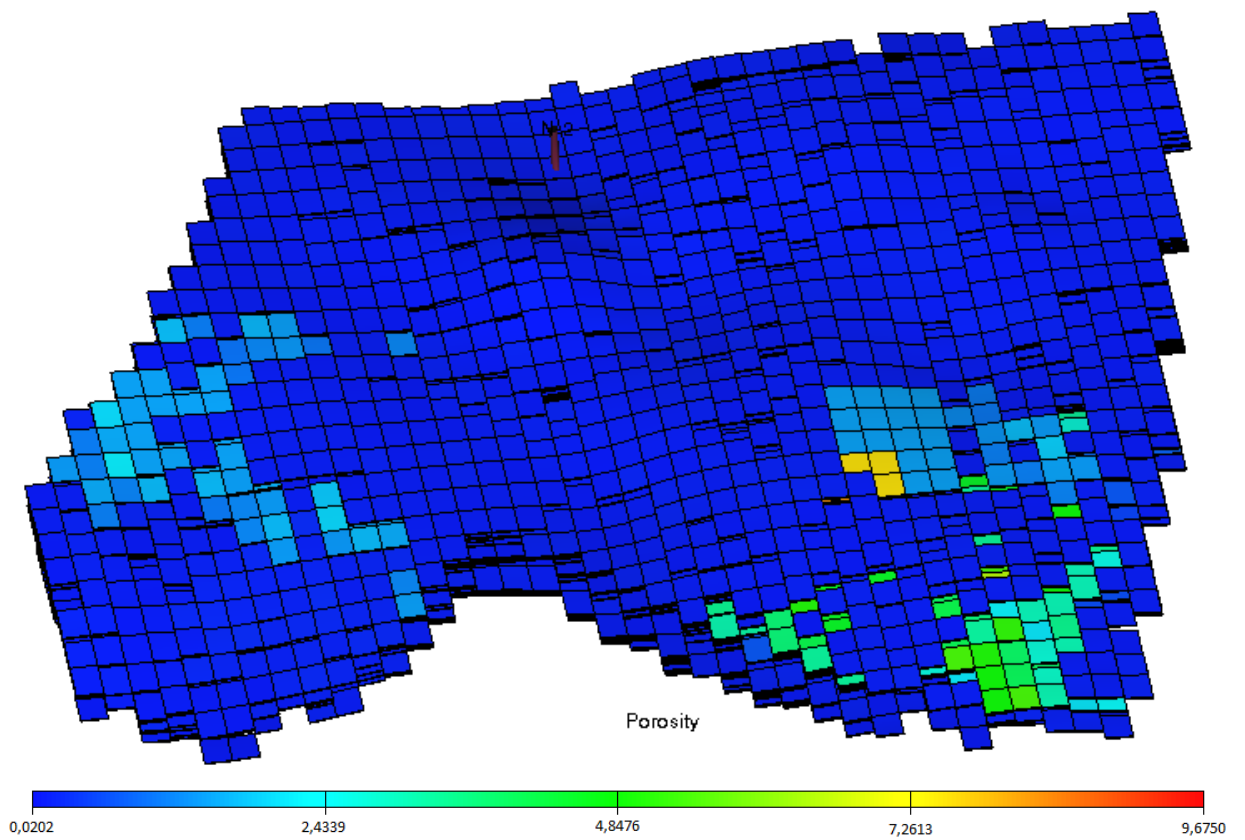


5.2 MODELO PETROFÍSICO

En este modelo se describen las propiedades físicas de la formación rocosa necesarias para el desarrollo del comportamiento del campo en estudio por parte del software.

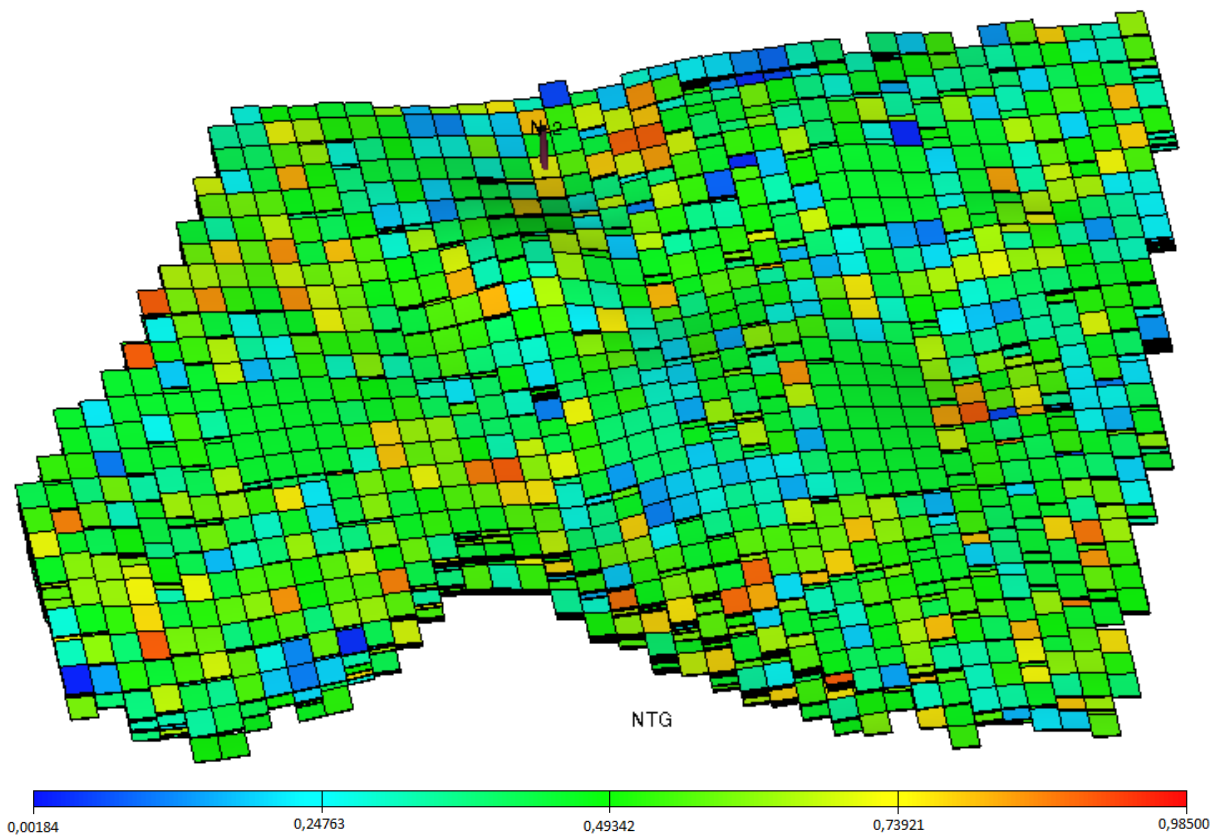
5.2.1 Modelo de porosidad. En este modelo se define la distribución espacial de la porosidad existente a través del yacimiento. De acuerdo al modelo petrofísico para el caso de estudio se definió que las celdas con un valor de porosidad superior del 8% tienen la capacidad de almacenar fluidos. En la Figura 24 se muestra la distribución y el comportamiento de la porosidad para el campo Nutria, oscilando entre valores de 0,0202% y 9,6750%.

Figura 24. Distribución y comportamiento de la porosidad.



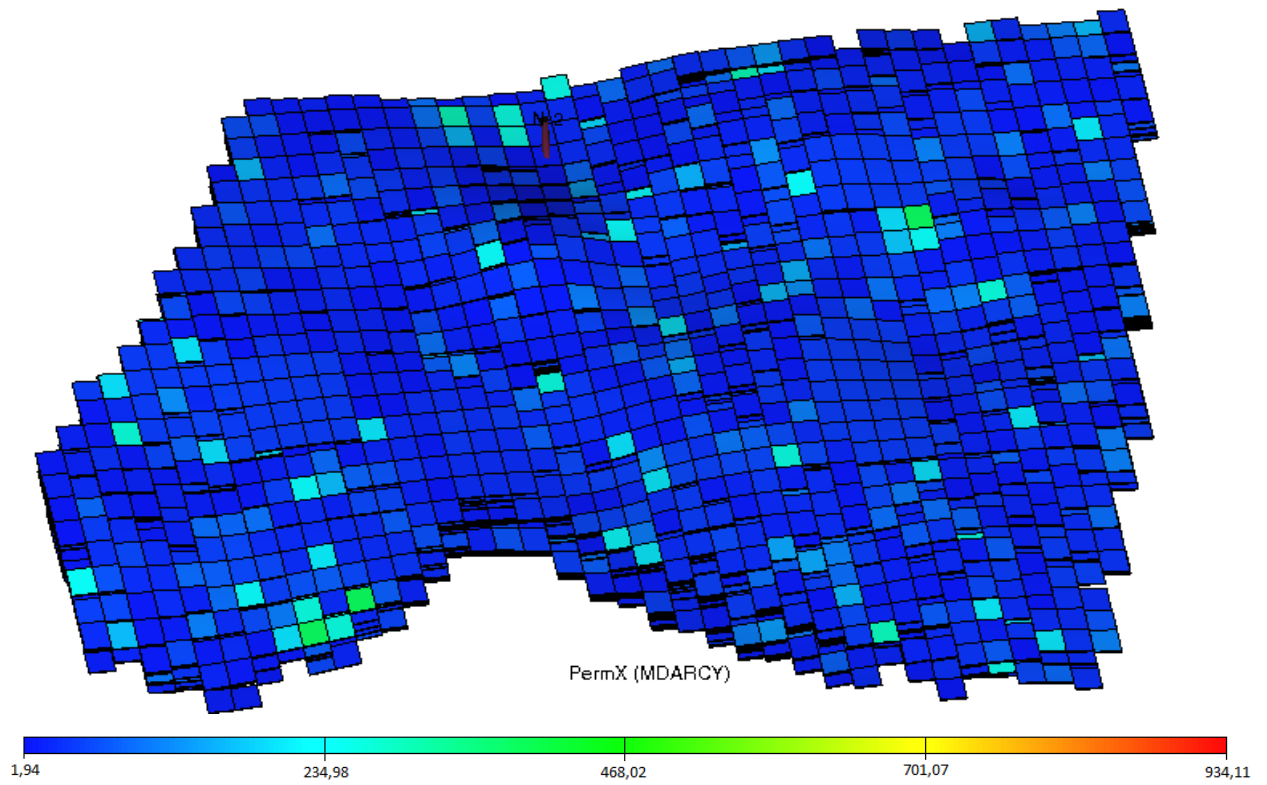
5.2.2 Modelo NTG. El modelo de NTG define la relación entre el espesor neto y bruto existente en el yacimiento. En la figura 25 se puede observar la representación del modelo NTG.

Figura 25. Representación del modelo NTG.



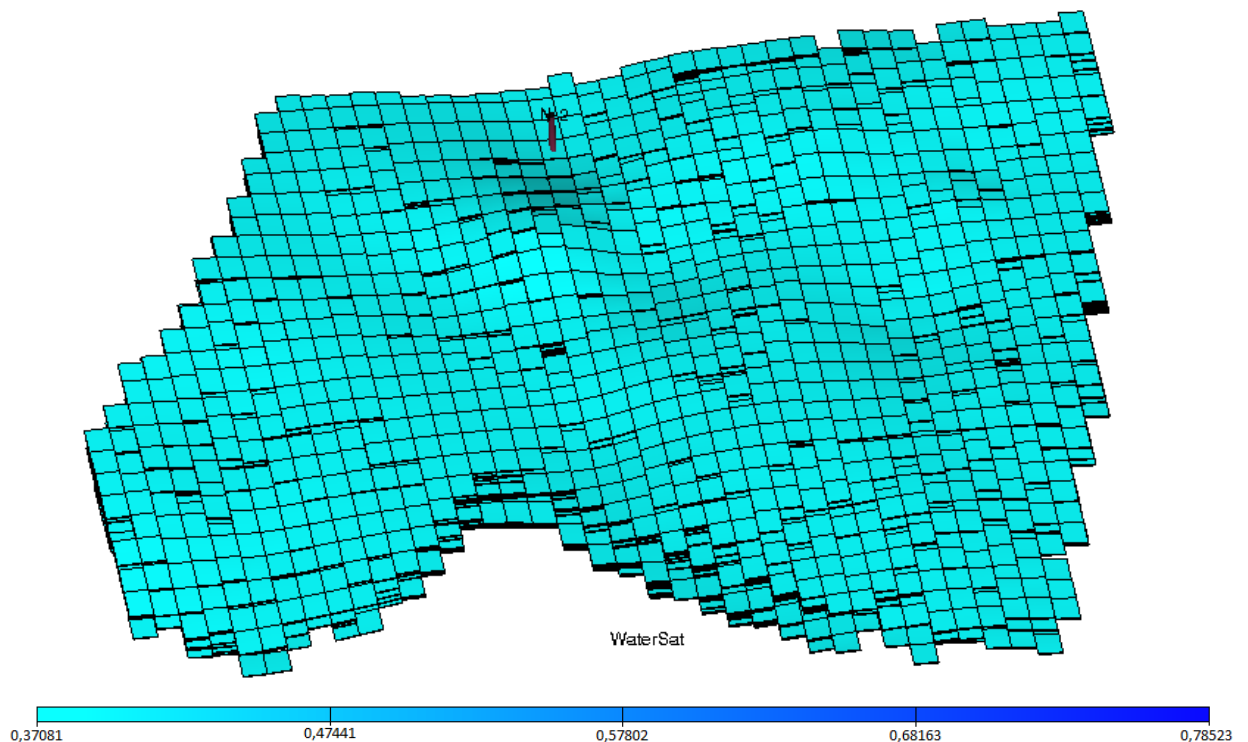
5.2.3 Modelo de permeabilidad. Los datos de permeabilidad de la roca se tomaron a partir de la información suministrada por ECOPETROL-ICP. El modelo de permeabilidad define la distribución de permeabilidad en la dirección “X” existente en el yacimiento como se observa en la figura 26, oscilando entre valores de 1,94 mD y 934,11 mD.

Figura 26. Distribución de permeabilidad en la dirección “X”.



5.2.4 Modelo de saturación de agua. En la figura 27 se observa el modelo que representa la distribución de la saturación de agua a través del yacimiento, oscilando entre valores de 0,37081 y 0,78523.

Figura 27. Modelo de saturación de agua.



5.3 ESTUDIO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS¹⁰

Las Curvas de K_r para cada área se seleccionaron basados en el estudio petrofísico realizado en el año 2007 por Richard Vessell donde se selecciona la información más confiable (se realizó un control de calidad comparando la Sw_{irr} de las curvas de P_c con las curvas de K_r) de todas las pruebas disponibles, la curva de permeabilidad relativa (normalizada) seleccionada para el Área Lisama es del Pozo TESO0032 @ 8353 ft (Tipo de Roca 3), estos resultados se muestran en las Figuras 28 y 29. Es importante aclarar que la curva de permeabilidad de la figura 28 es el resultado de modificar la curva verdadera del campo con el modelo de Corey para

¹⁰ BENAVIDES, David. ESPINOSA, Cesar. Simulación numérica de un proceso de inyección de agua convencional y de baja salinidad (LSW) en un sector del campo Nutria. Bogotá. Facultad de Ingeniería de Petróleos. 2014.

así poder obtener una mojabilidad mixta, necesaria para realizar el respectivo análisis de sensibilidad.

Figura 28. Curvas base de permeabilidad relativa Agua-Aceite, Área Lisama.

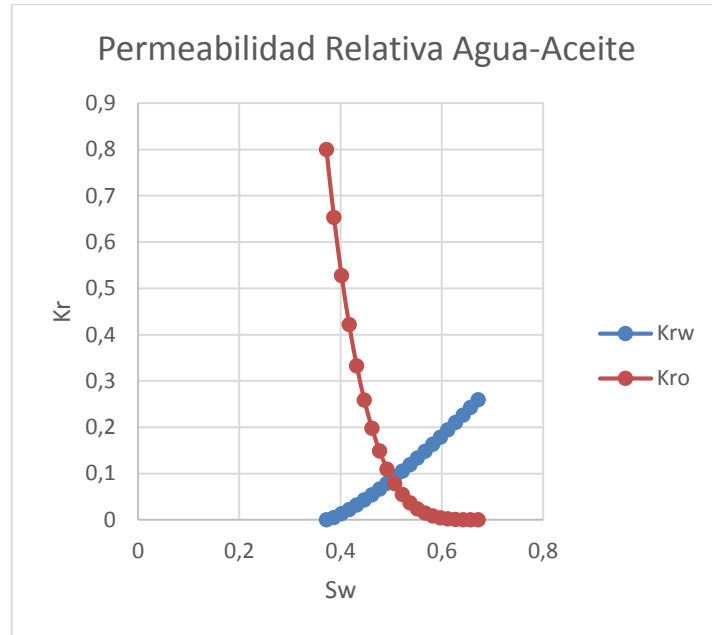
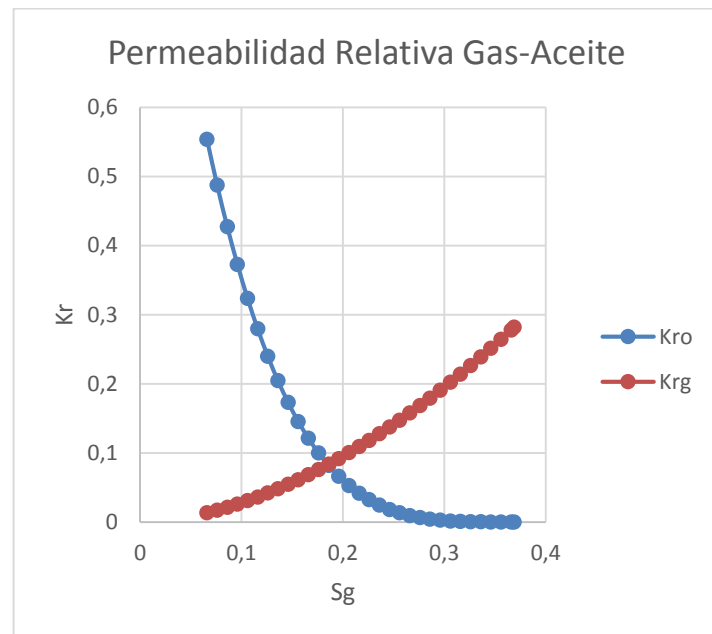


Figura 29. Curvas base de permeabilidad relativa Gas-Aceite, Área Lisama.



5.4 MODELADO DE FLUIDOS

Para el modelado de los fluidos se utilizó un PVT basado en el estudio de “*caracterización de fluidos del Área Lisama*”, realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo en el año 2007. En la tabla 11 se pueden observar algunas características de los 16 pozos a los cuales se les realizó un control de calidad al PVT teniendo en cuenta la representatividad y calidad del fluido.

Tabla 11. Inventario PVTs del Área Lisama.

Nombre del pozo	Tope (ft)	Base (ft)	Fecha Muestreo	Tipo de Muestreo	Profundidad de Muestreo (ft)	Fecha inicio de producción del pozo
LISA0005 LOWER	5766	5824	10/04/1965	Fondo	5675	01/02/1967
LISA0005 UPPER	5590	5660	10/04/1965	Fondo	5250	01/02/1967
LISA0008	5910	6026	01/11/1966	Fondo	5750	01/02/1967
LISA0045	7211	7219	20/12/1976	Fondo	7200	01/12/1976
LISA0048	6701	6851	19/12/1976	Fondo	6660	01/12/1976
LISA0049	8162	8204	07/12/1976	Fondo	8100	01/08/1976
LISA0082	7922	7926	03/10/1992	Superficie	0	01/01/1981
LISA0095 Zona 1	7958	8035	17/03/1981	Fondo	7940	01/03/1981
LISA0095 Zona 2	8079	8140	12/03/1981	Fondo	8050	01/03/1981
LISA0120	7556	7566	19/08/1985	Fondo	7400	01/09/1985
LISA0160	3620	5197	15/05/2006	Superficie	0	01/12/2005
LISA0165	2232	2602	15/05/2006	Superficie	0	01/11/2005
NUTR0031	7780	7810	10/06/2007	Fondo	7800	01/06/2007
TESO0031	7554	7637	21/11/1986	Fondo	7500	01/11/1986

TESO0035	7948	8126	15/10/1986	Fondo	8050	01/10/1986
PERO001	5270	5768	31/10/1977	Fondo	5150	01/10/1977

Fuente: Castro R, Cañas W, Osorio R. Informe de Fluidos Área Lisama. ICP 2007.

En resumen un fluido es representativo si se captura una muestra que proviene de una zona en la que no se han alterado las condiciones originales del yacimiento en el momento de su muestreo. En el Área Lisama se identificaron como no representativos los PVT"s LISA0082, LISA0120, LISA0160 y LISA0165 por lo cual quedaron descartados y como representativos LISA0005 (2), LISA0008, LISA0045, LISA0048, LISA0049, LISA0095 (2), TESO0031, TESO0035, NUTR0031 y PERO0001. De los 16 PVT"s, 13 fueron muestreos en fondo, tres fueron muestreos en superficie, nueve poseen composición, 12 resultaron representativos, siete confiables en la prueba de densidad, cuatro confiables en la prueba de GOR y finalmente 1(NUTR0031) es el más representativo dentro del Área Lisama.

En las figuras 30 a la 33 se presenta el comportamiento del factor volumétrico del aceite, gas en solución, viscosidad del aceite y volumen relativo representativos del campo Nutria respectivamente, obtenidos de acuerdo al análisis del PVT realizado.

Figura 30. Factor volumétrico del aceite.

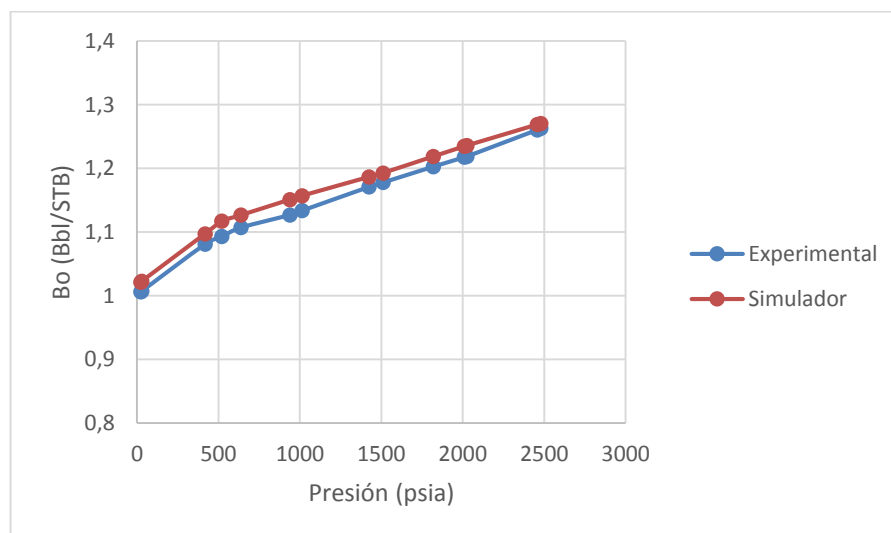


Figura 31. Gas en Solución.

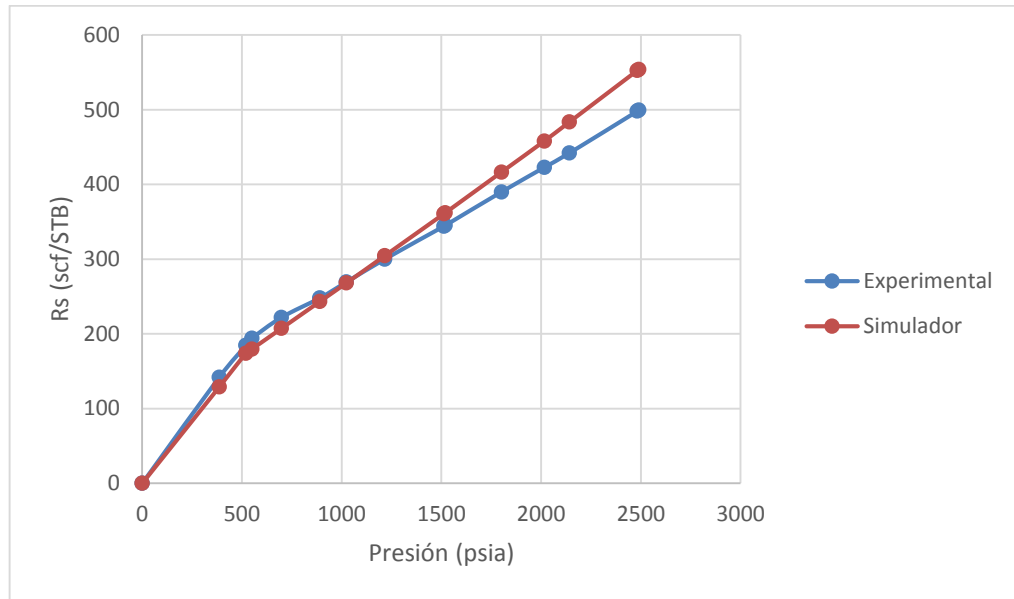


Figura 32. Viscosidad del aceite.

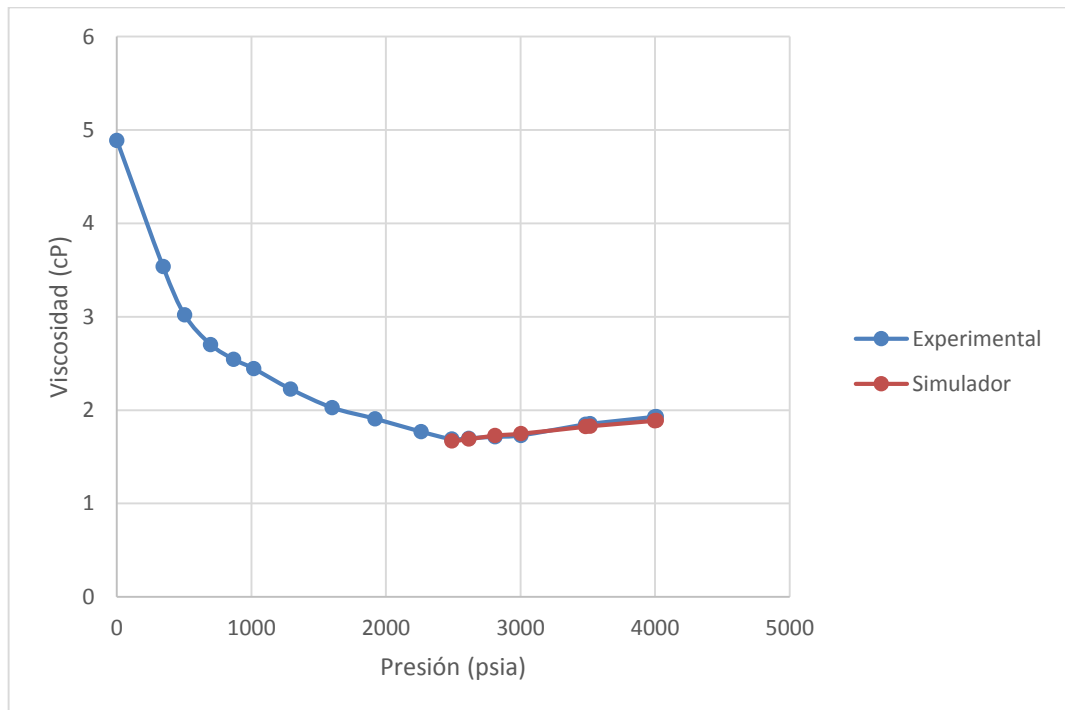
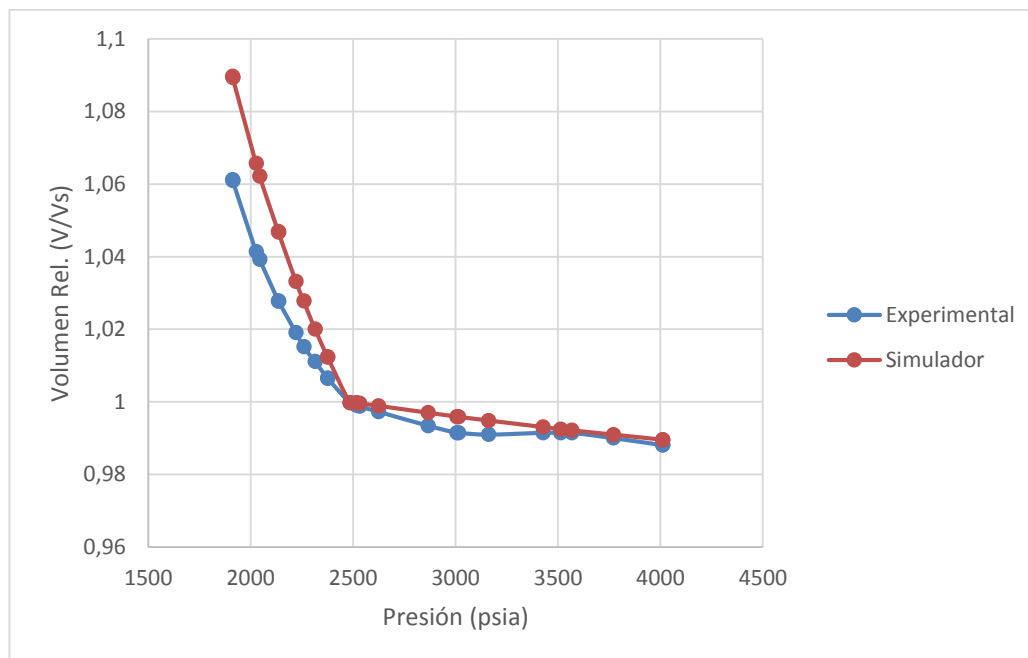


Figura 33. Volumen Relativo.



5.5 ARCHIVO NUMÉRICO

Luego de integrar toda la información recopilada como las propiedades petrofísicas, historial de producción, grid de simulación, PVT, curvas de permeabilidades relativas y/o presiones capilares, densidades de los fluidos, además de las instrucciones que el simulador debe seguir para poder correr la simulación: se construye un archivo que está en formato ASCII de extensión .DATA.

Utilizando el archivo PRED_BASE.DATA se puede realizar la corrida preliminar llamada inicialización con el fin de validar el aceite original en sitio (OOIP) y también poder generar los archivos .grid y .init que contienen todas las propiedades petrofísicas asignadas a cada celda de la malla de simulación que luego van a ser usados al momento de generar el Schedule.

5.6 SCHEDULE

El Schedule es un archivo que recopila toda la información de los pozos tal como eventos, nombres, trayectorias, historias de producción, etc. Para generar el Schedule es necesario crear una serie de archivos que permiten exportar el archivo .SCH. En la Tabla 12, se hace una breve descripción de estos archivos.

Tabla 12. Extensiones y significados de los archivos del Schedule.

EXTENSIÓN	FUNCIÓN
.VOL	Contiene la historia de producción e inyección en el caso de que el Campo cuente con pozos inyectoros.
.EV	Eventos de cada pozo como cementaciones (Squeezes), perforaciones (Complejamientos), estimulaciones químicas y mecánicas, fracturamientos entre otras.
.FEGRID	Es una extensión creada por una corrida de Eclipse que contiene las propiedades.
.CNT	Archivo que llama al .DEV y tiene una función similar al .TRJ (Trayectoria de los pozos).
.TRJ	Trayectoria de los pozos
.NET	Los pozos que pertenecen al grupo que se creó.
.DEV	Archivo donde se tiene la trayectoria del pozo.
.TWF	Archivo que tiene la fecha a partir de la cual se inició la historia de producción y recompletamiento del campo y la fecha hasta la cual se desea simular.
.ALS	Contiene los nombres de los pozos junto con su alias.

.FINIT

Tiene las propiedades del modelo, es originado durante una corrida.

Fuente: SILVA SALAS, M. Trabajo de grado. Bucaramanga. 2009.

Con este modelo numérico inicializado se pueden obtener los volúmenes de petróleo original para los diferentes yacimientos evaluados, este volumen será función de los cortes tanto en propiedades del yacimiento como límites de campo que el usuario determine en el modelo geoestadístico.

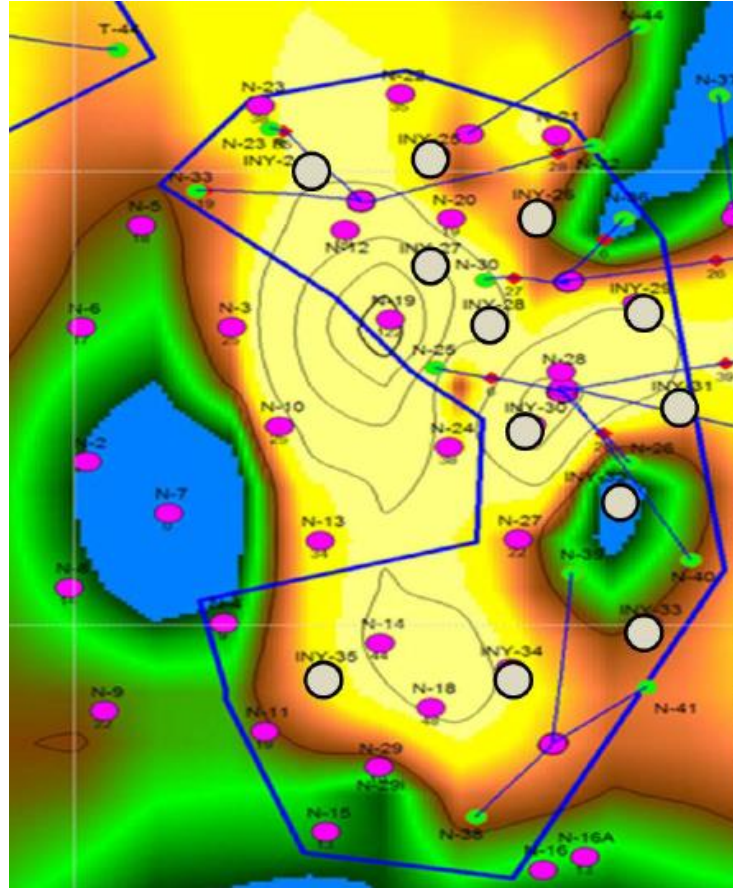
5.7 SELECCIÓN DEL PILOTO

Los patrones de inyección fueron seleccionados con base en el “Estudio de Factibilidad de Aplicación del Proceso de Inyección de agua en el Área Lisama” realizado por la Unidad del Investigación UIN de ECOPETROL S.A en el año 2008 y en el Anexo 5.2 Titulado “Identificación y selección de áreas para la implementación de un piloto de inyección de agua y posible extensión del proceso Área Lisama”. En ese trabajo se trató lo referente a la identificación y selección de las áreas e intervalos estratigráficos con las mejores características para la implementación del proceso de inyección de agua, para esto se integró información geológica, petrofísica, de fluidos y producción. Se analizaron mapas FCZ (Factor de calidad de Zona), isocoros, de espesor promedio y porcentaje de arena amarrados a correlaciones estratigráficas y mapas de espesor de tipo de roca yacimiento con lo cual se obtuvo la distribución espacial de los canales más potentes, continuos y con sistemas porales efectivos, que integrados al análisis de producción llevaron a delimitar las áreas de interés.

Para el campo Nutria se integró toda la información generada, continuidad lateral, distribución areal de los paquetes arenosos (Mapeo), Tipos de Roca y Mapas de los rangos de producción acumulada definidos, en la Figura 34 se observan mapas donde se despliega dicha información para las subzonas Mugrosa B1 y B2 y en los

círculos grises se presentan los pozos que se recomiendan perforar como inyector para desarrollar los pilotos y generar las diferentes corridas predictivas que se pretenden adelantar posterior a esto.

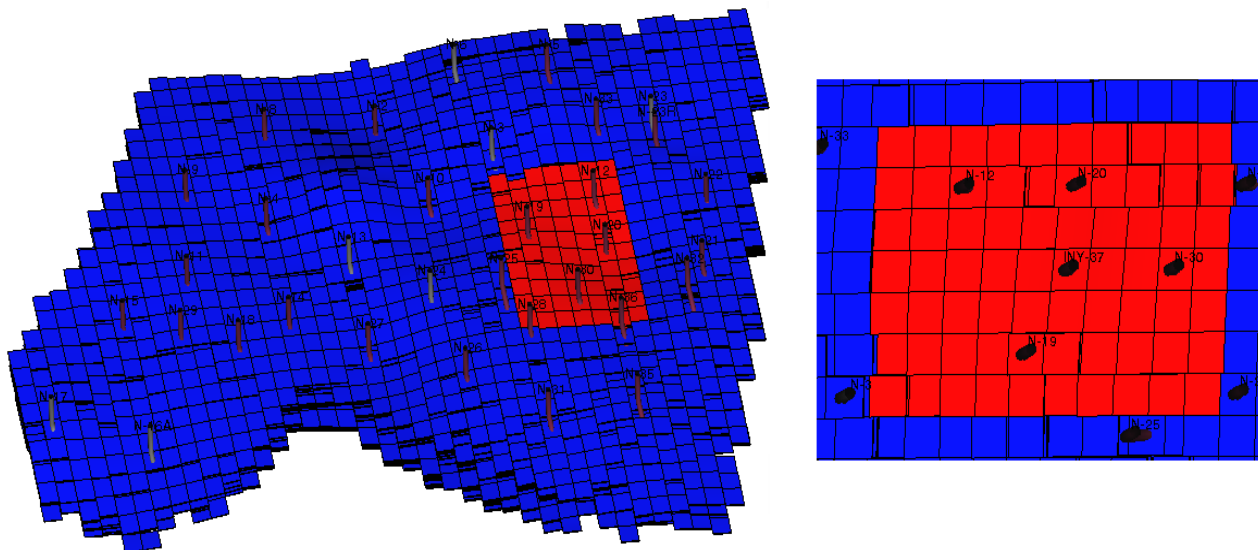
Figura 34. Mapa representativo del campo Nutria.



Fuente: “Estudio de Factibilidad de Aplicación del Proceso de Inyección de agua en el Área Lisama” Anexo 5.2 ICP-2008.

La simulación numérica se realizó basada en un patrón de 5 puntos (Figura 35) para cada subzona abierta a inyección en el pozo productor. El patrón consta de los pozos productores N-12, N-19, N-20 y N-30. Para lo cual se propone reactivar el pozo N-19 que actualmente se encuentra cerrado. Así mismo, perforar un pozo inyector INY-37 abierto en 30 capas en las Zonas B1 y B2 de la formación Mugrosa.

Figura 35. Patrón y piloto de inyección.



El piloto seleccionado se muestra en la figura anterior, el cual tiene aproximadamente un OOIP de 5,7 MMSTB y es a éste piloto a quien se le desarrollaran todas las corridas que representan el análisis de sensibilidad para una inyección de agua de baja salinidad (LSW).

5.8 MODELO

El modelo realizado a través del simulador empieza a ser evaluado a partir del 1 de Marzo de 1980 con su respectivo ajuste histórico hasta el 31 de Julio de 2008 (10379 días) según los reportes de producción suministrados por Ecopetrol-ICP. A partir del 1 de Agosto del 2008 se predice el comportamiento de producción del campo Nutria hasta el 1 de Enero de 2032 (19299 días) fecha donde finaliza la evaluación del campo. La inyección del agua de baja salinidad (LSW) ó el desarrollo del proyecto como tal inicia el 1 de Agosto de 2013 (12206 días) con una duración aproximada de 19 años.

6. AJUSTE HISTÓRICO

La realización del ajuste histórico consiste en modificar parámetros físicos del yacimiento como la permeabilidad, porosidad, espesores, distribuciones de saturación, permeabilidades relativas, etc, con el propósito de representar de la manera más aproximada y exacta el comportamiento de la historia de producción y presión del campo. El proceso de ajuste histórico al campo Nutria incluye la historia de desarrollo del mismo desde marzo de 1980 hasta agosto de 2008 (Ver anexo B).

6.1 PARÁMETROS DE SENSIBILIDAD

Se debe identificar y definir los parámetros más sensibles en el modelo de acuerdo al nivel de incertidumbre que se tenga al ingresar la información con la finalidad de obtener el mejor ajuste correspondiente a la reproducción del comportamiento del yacimiento.

6.1.1 Sensibilidad de los Contactos. Se realizaron diferentes corridas con el fin de determinar su posición e influencia de los contactos agua-aceite y gas-aceite sobre el comportamiento del yacimiento y cada uno de los pozos. La inicialización del modelo se realizó por equilibrio en el cual los valores para el contacto agua-aceite variaron entre 7200 ft y 10000 ft (TVDSS), después de varias corridas y sus respectivos análisis se estableció que el mejor ajuste a nivel global se encontró a una profundidad de 8300 ft. Así mismo, el contacto gas-aceite fue probado para valores entre 2000 y 6000 ft (TVDSS), determinando que el mejor ajuste estaba a una profundidad de 5000 ft.

6.1.2 Sensibilidad de los End-Point. Lo que se busca con los end point de las curvas de permeabilidad es mejorar la conectividad existente entre los poros de la roca, para aumentar el flujo de fluidos que a su vez se ve reflejado en un mejor ajuste de la producción de los pozos del campo.

El ajuste del modelo construido para el campo Nutria, representara en su mayoría el comportamiento real del mismo. Los valores utilizados para establecer los end-point fueron tomados de la curva de K_r , dichos valores son inferiores al valor de permeabilidad relativa y saturación de agua irreducible (K_{rswir}). El end-point del aceite y el gas no deben ser iguales al valor implementado de permeabilidad a saturación de agua irreducible y residual porque de lo contrario se estaría desnormalizando la curva y volviendo a sus condiciones iniciales con lo cual no se generaría ningún efecto sobre el flujo de fluidos en el yacimiento.

6.1.3 Sensibilidad del Volumen Poroso. Con el propósito de reducir el volumen del yacimiento, se realizó sensibilidad al volumen poroso oscilando entre valores de 0,1 y 0,2 con lo cual se logró reducir el OOIP, es decir que la cantidad de espacios vacios que permitían acumular fluidos se redujo y por ende la saturación de fluidos, puesto que el volumen poroso está en función de la saturación. El valor de volumen poroso que proporciono un mejor ajuste fue de 0,1497.

A partir del modelo de simulación se obtiene un volumen de aceite original in-situ de 45,32 millones de barriles y comparándolo con el reporte oficial para el Campo Nutria que es de 45,32 MMBIs, se puede observar que entre los valores, el ajuste realizado genera gran exactitud.

6.1.4 Sensibilidad de factor de conexión y Skin. Como técnica para el ajuste histórico de las producciones de fluidos y de presiones de fondo se hicieron variaciones locales de diferentes parámetros en los pozos o en sus regiones circundantes. Algunas variaciones de los factores de daño y de conexión con base en el taponamiento y daño progresivo que se presenta en la cara de la formación debieron ser aplicadas a través del tiempo para propósitos de ajustes de presión de fondo.

6.2 RESULTADOS DEL AJUSTE AL CAMPO NUTRIA

6.2.1 Tasa de producción de líquido. En la figura 36 se observa el resultado del ajuste generado en la producción de petróleo para el campo Nutria, en el cual se logra una aproximación de casi el 100% entre los datos. En esa misma gráfica también se presenta el ajuste para la producción de agua con una exactitud muy similar a la producción de aceite.

Con respecto al comportamiento de producción de aceite y agua de los pozos luego de realizar el ajuste, en la figuras 37 y 38, se puede apreciar que en general los pozos también arrojan resultados muy acertados así como los del campo como tal.

Figura 36. Producción de aceite y agua del campo Nutria.

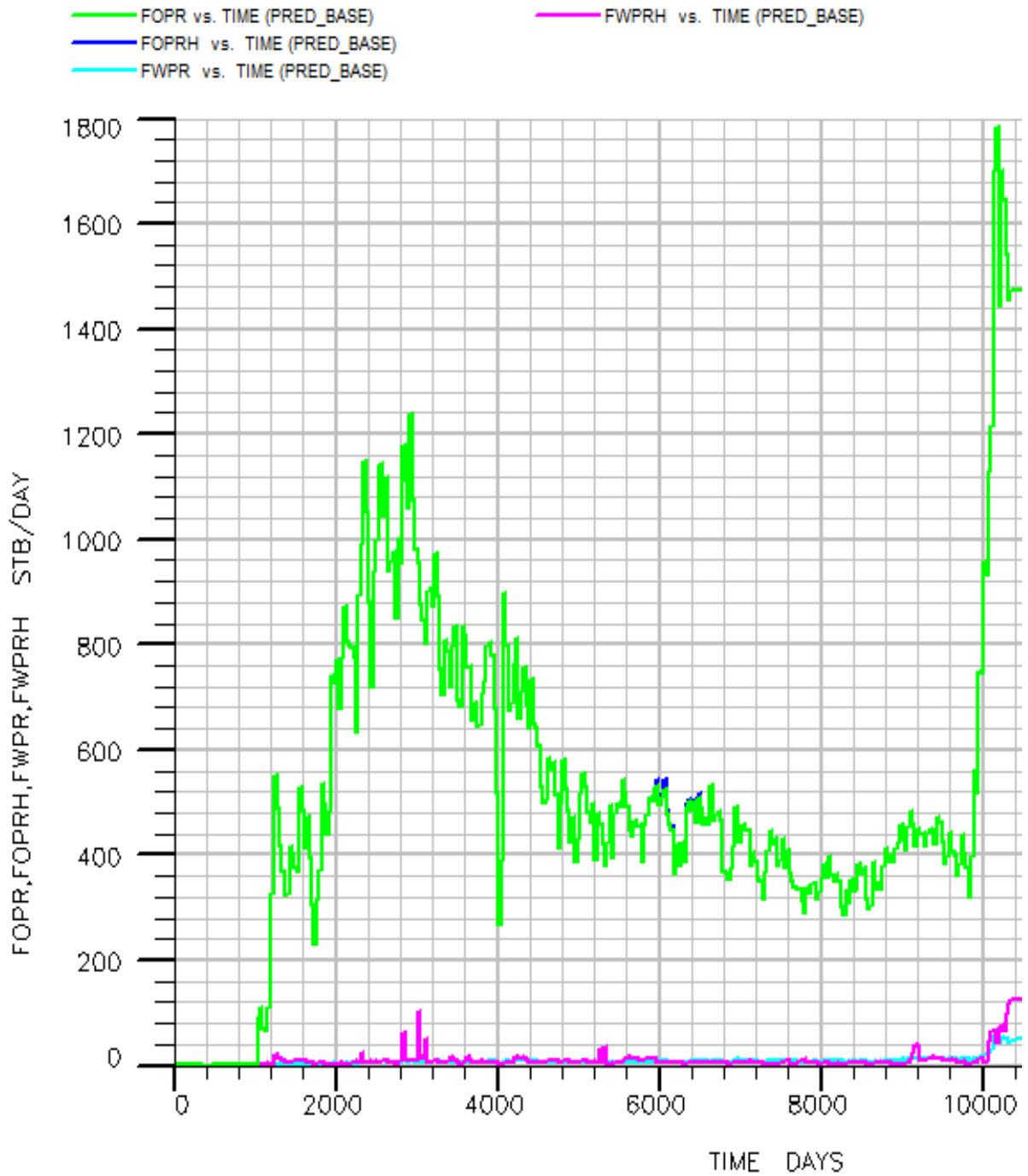


Figura 37. Producción de aceite y agua del pozo N-12.

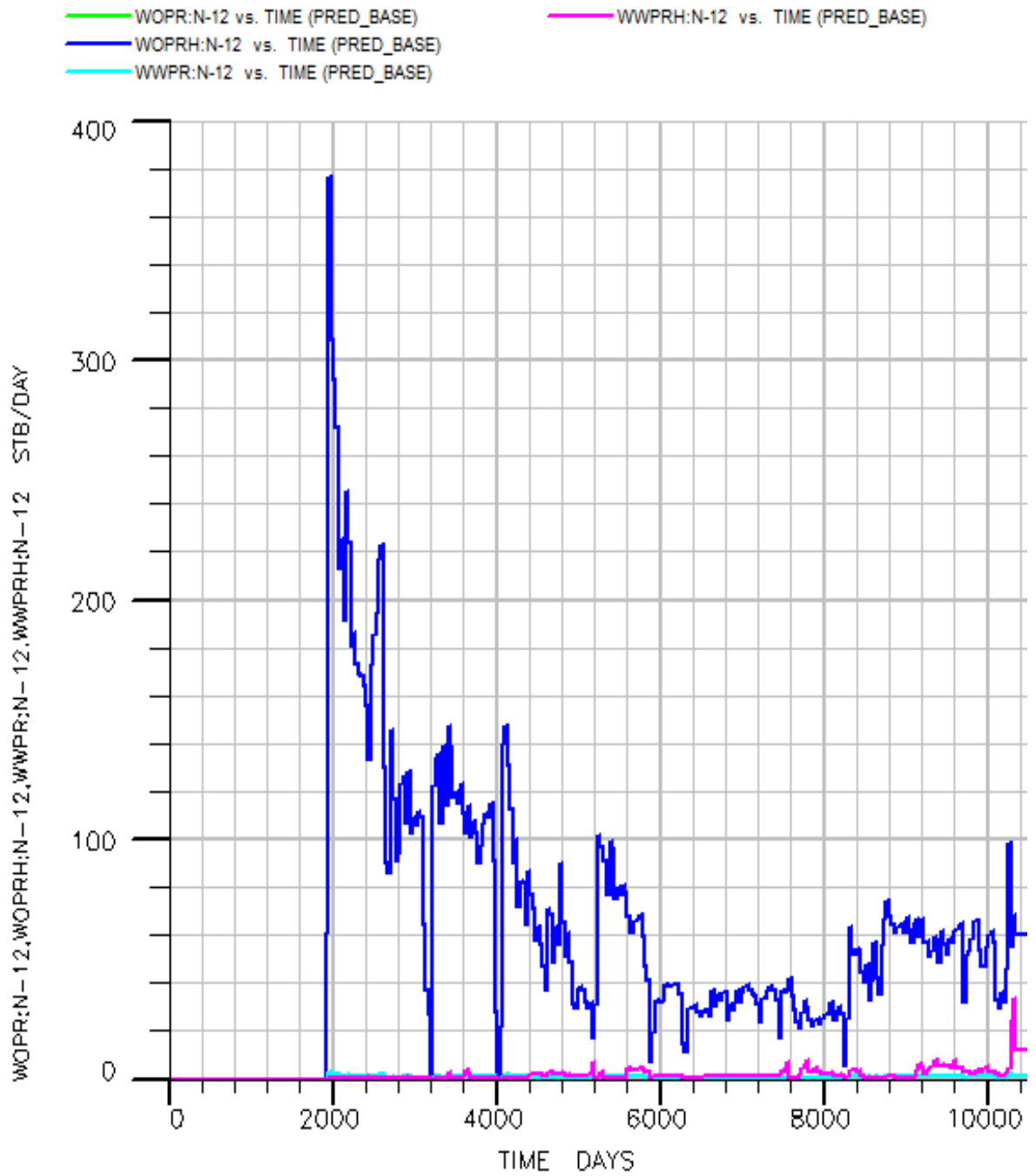
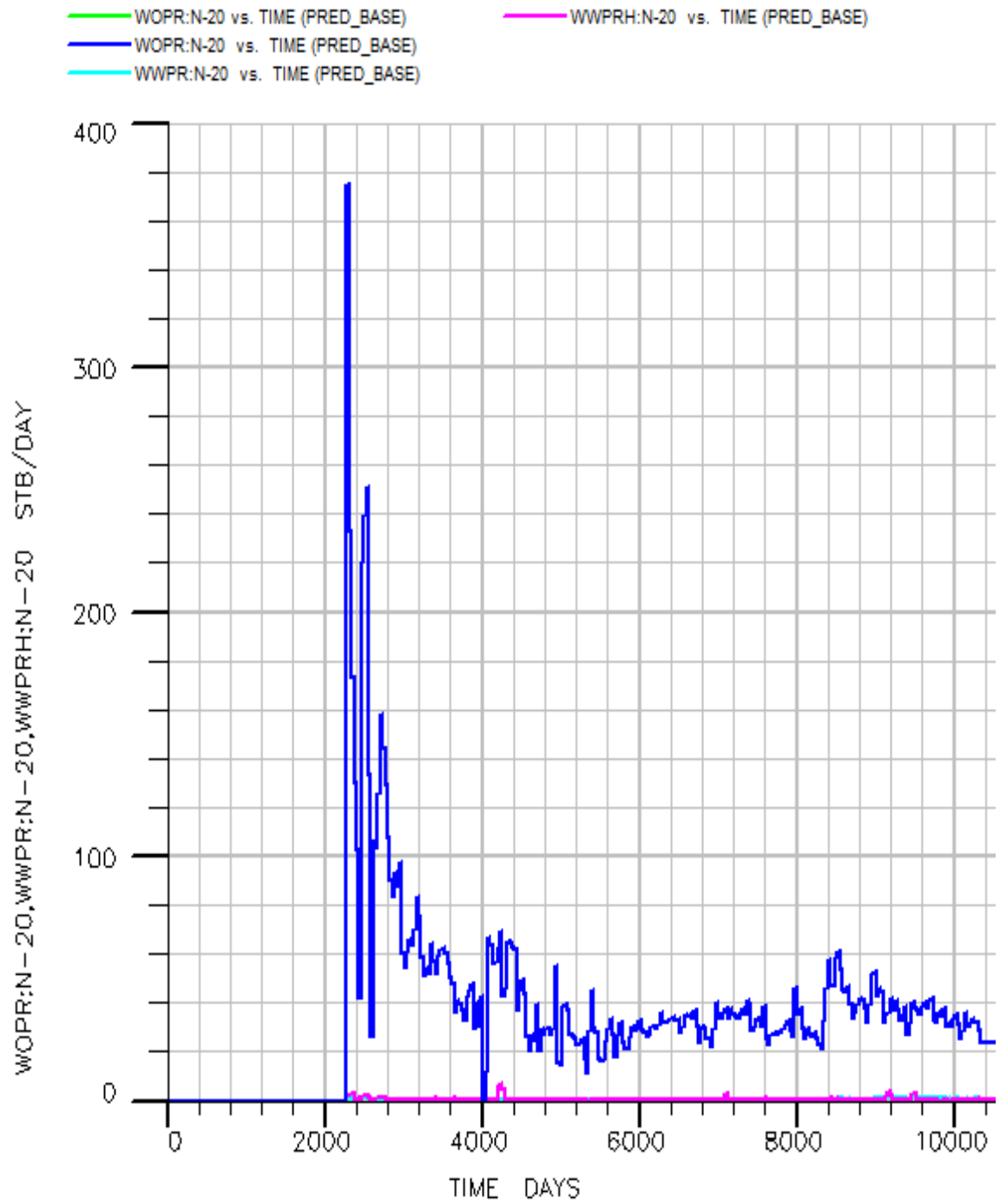


Figura 38. Producción de aceite y agua del pozo N-20.



6.2.2 Comportamiento del GOR y de la Tasa de Producción de Gas. El GOR y la tasa de producción de gas del campo Nutria se puede apreciar en las figuras 39 y 40 respectivamente.

Figura 39. Comportamiento del GOR del campo Nutria.

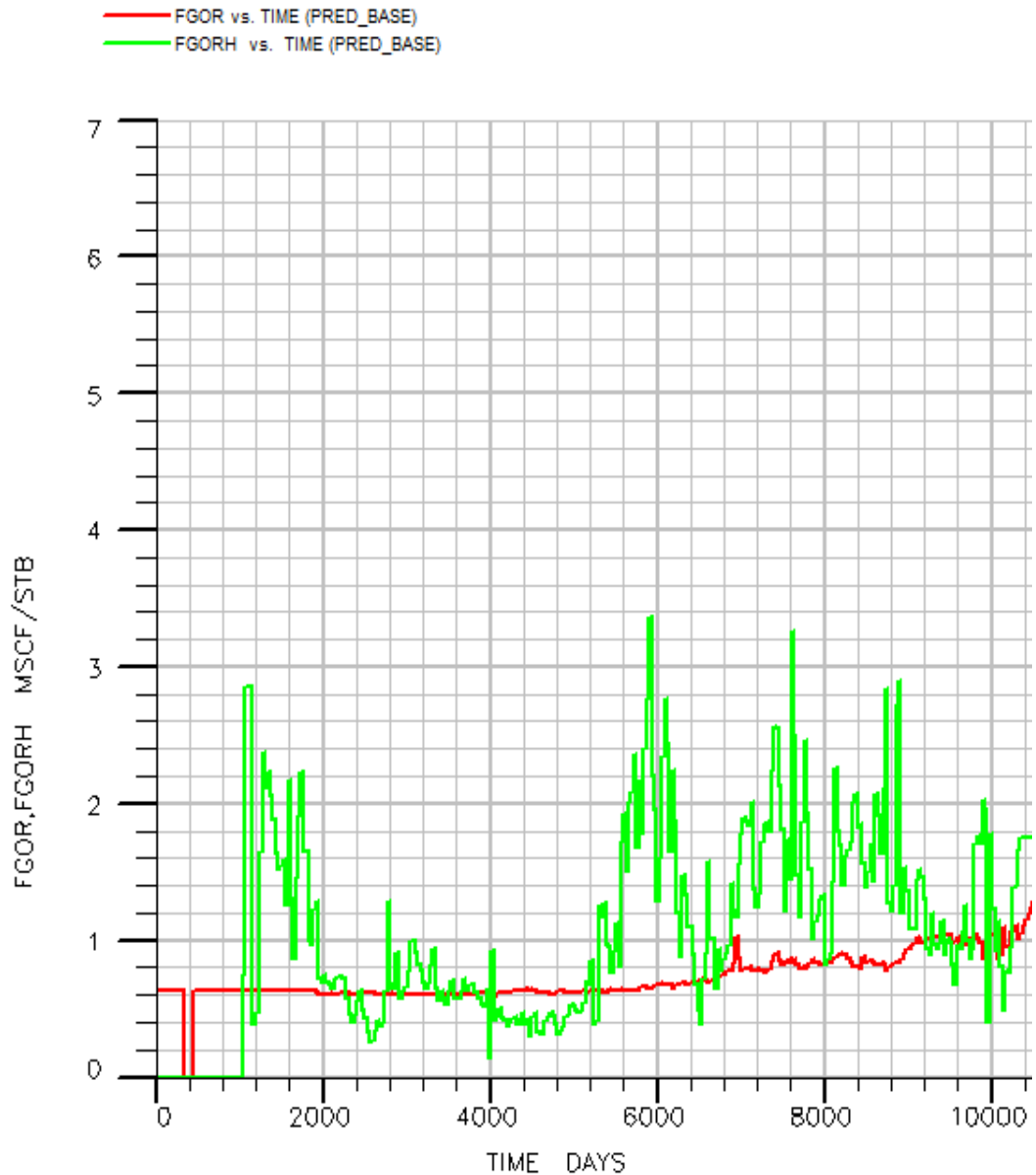
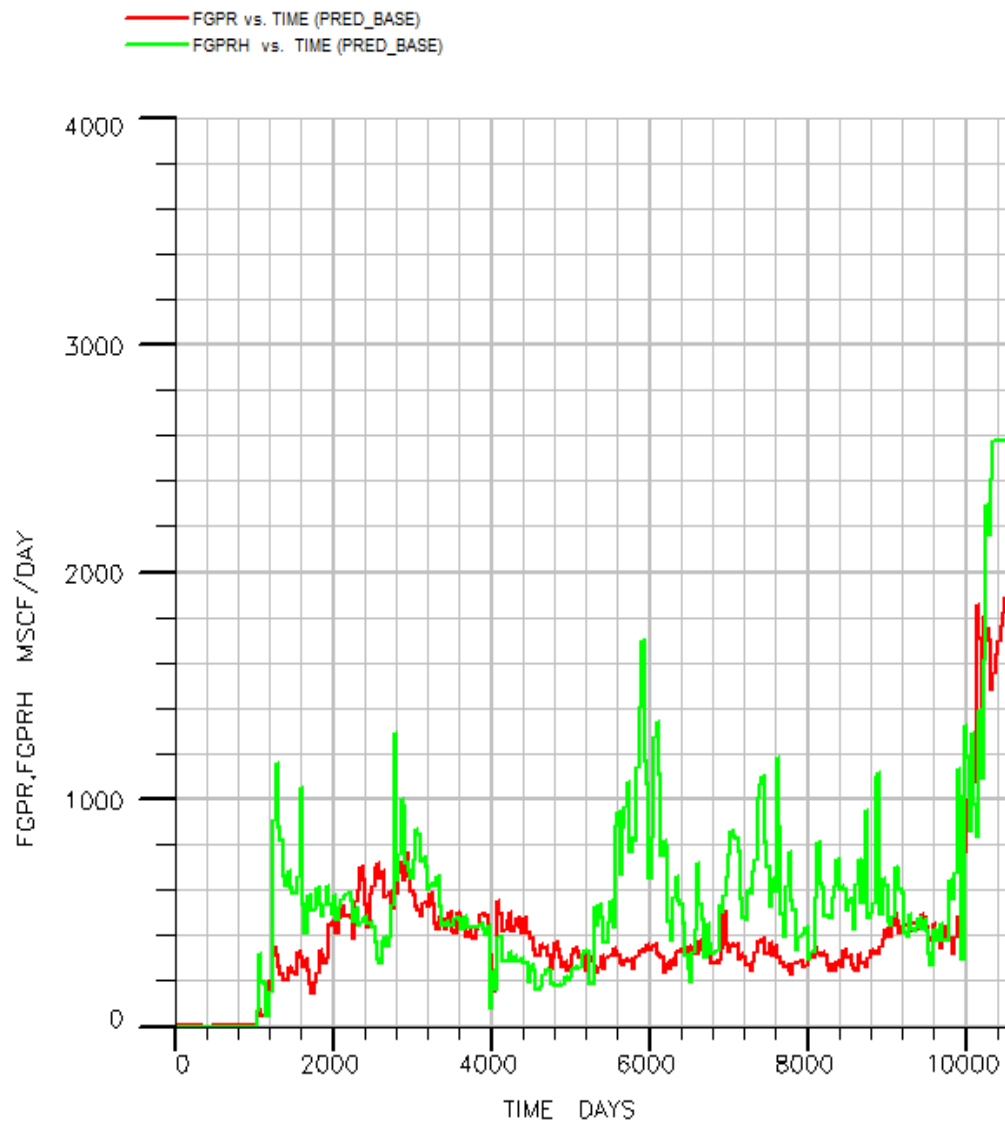


Figura 40. Producción de gas del campo Nutria.



Se le atribuye un bajo ajuste de gas, al reporte en los datos de producción, ya que cuando el campo empezó producción en el año 1969 el gas no era un fluido de interés, por lo cual no se le daba la importancia requerida a la medición y al reporte de producción de este fluido. Esto se ve reflejado en esos cambios abruptos de producción de gas.

7. ANALISIS DE RESULTADOS SOBRE LA PREDICCIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

La predicción del factor de recobro y la producción incremental de petróleo se realiza en este trabajo teniendo en cuenta varios parámetros estudiados anteriormente y encontrados en la literatura por medio de un análisis de sensibilidad; en este análisis se toman a consideración las variables que pueden tener más influencia en los mecanismos de producción y una por una son variadas en un rango determinado de manera que se pueda tener una interpretación cualitativa y cuantitativa de la influencia de cada parámetro, la tabla 13 muestra los parámetros del caso inicial el cual se desarrolla el respectivo análisis.

Tabla 13. Parámetros considerados en el análisis de sensibilidad.

Parámetros	Valor
Curva de Kr MW	Mojabilidad mixta (MW) figura 28
Tasa de inyección	2500 BPD
Salinidad del agua de inyección (WSALT)	100 ppm
Salinidad en el agua de formación (SALTVD)	7000 ppm
Función peso al efecto de la salinidad	Para valores menores de 5000 ppm

Para tener un punto de comparación en los resultados obtenidos se simuló un proceso de inyección de agua convencional, es decir, con una salinidad de inyección cercana al agua de formación; también se muestran los resultados de la predicción para el caso en donde al yacimiento no se le aplica ningún método ni secundario ni terciario (predicción base).

La tabla 14 muestra el caso de comparación, el cual será llamado caso agua.

Tabla 14. Caso agua.

Parámetros	Valor
Curva de Kr MW	Mojada Mixta (MW) figura 28
Tasa de inyección	2500 BPD
Salinidad del agua de inyección	7000 ppm

El análisis de sensibilidad fue desarrollado para el sector piloto considerado en un capítulo anterior, las figuras 41, 42 y 43 representan el factor de recobro, las tasas de producción por pozo y el corte de agua respectivamente.

Figura 41. Factor de recobro modelo caso agua.

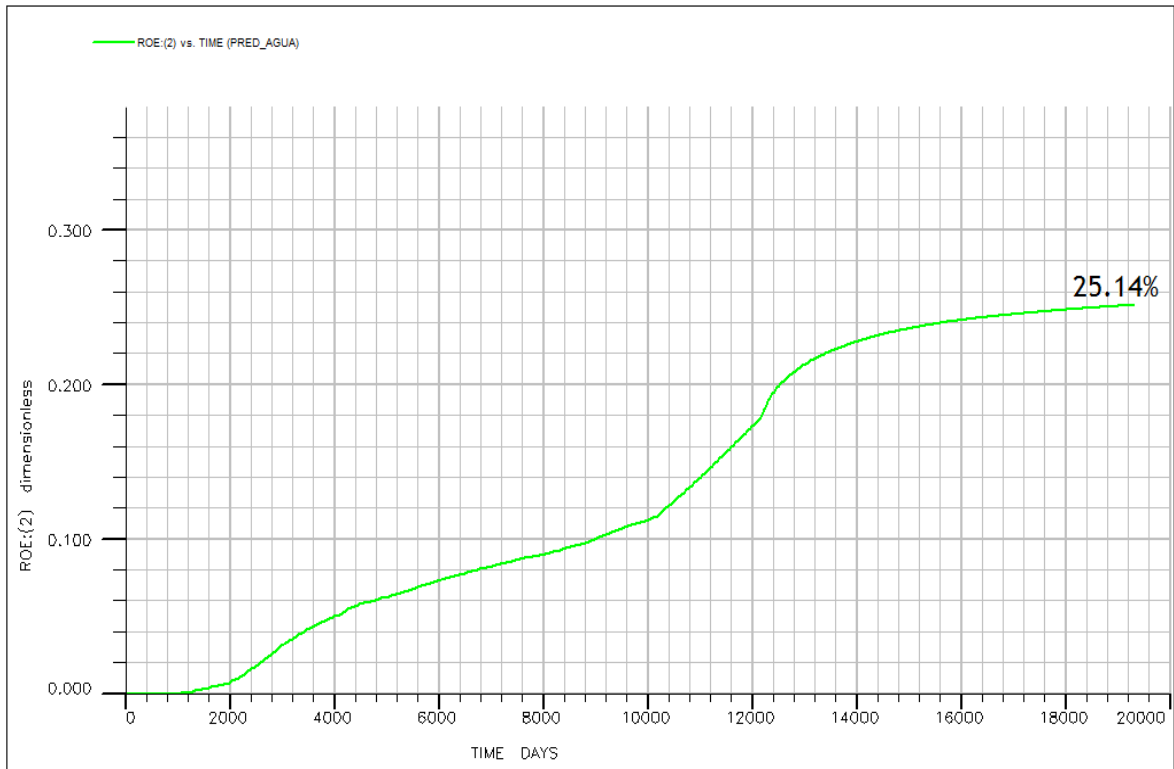


Figura 42. Producción de aceite del piloto, caso agua.

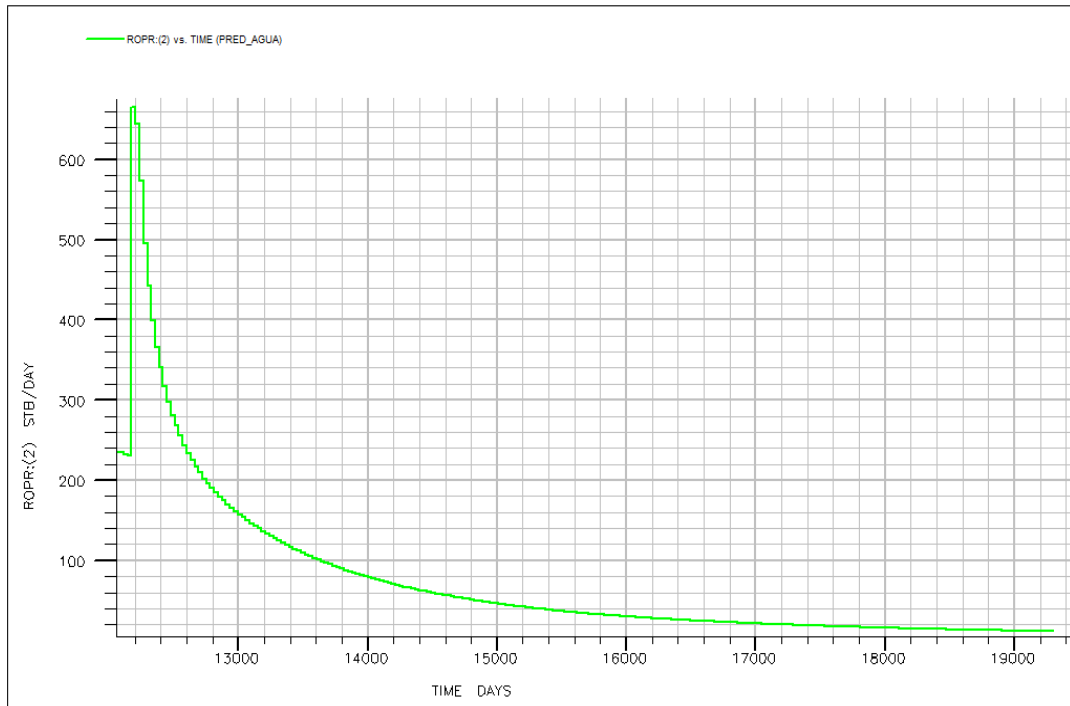


Figura 43. Producción de aceite pozos piloto, caso agua.

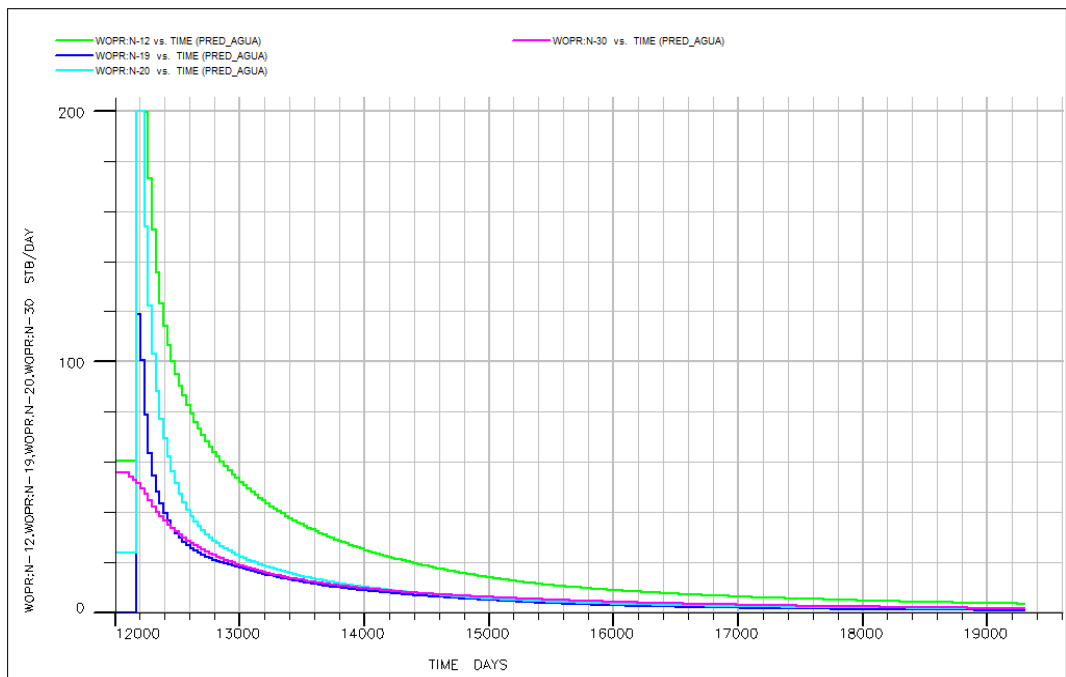
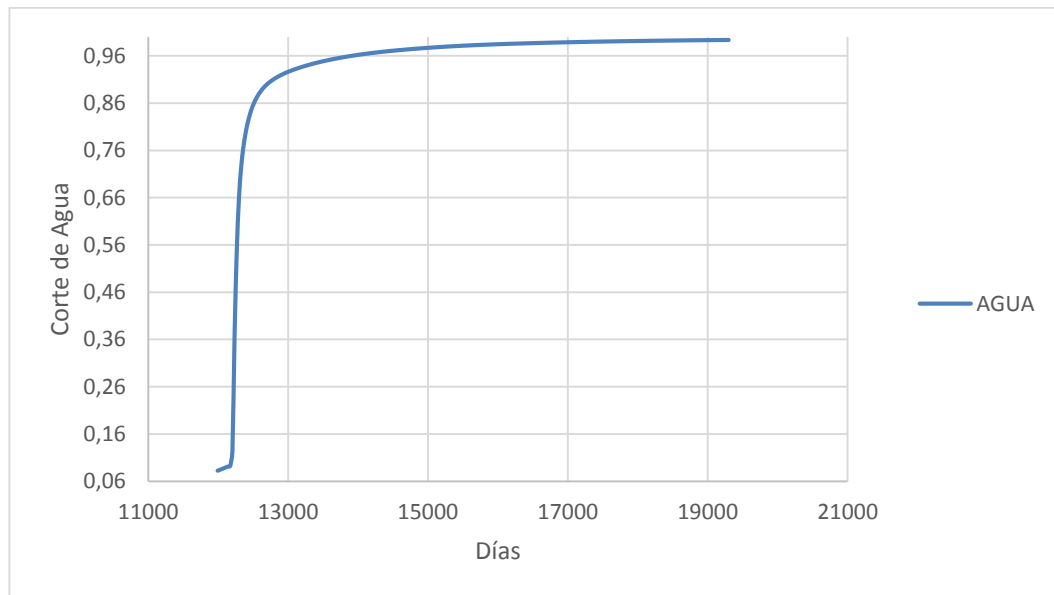


Figura 44. Corte de agua del campo, caso agua.

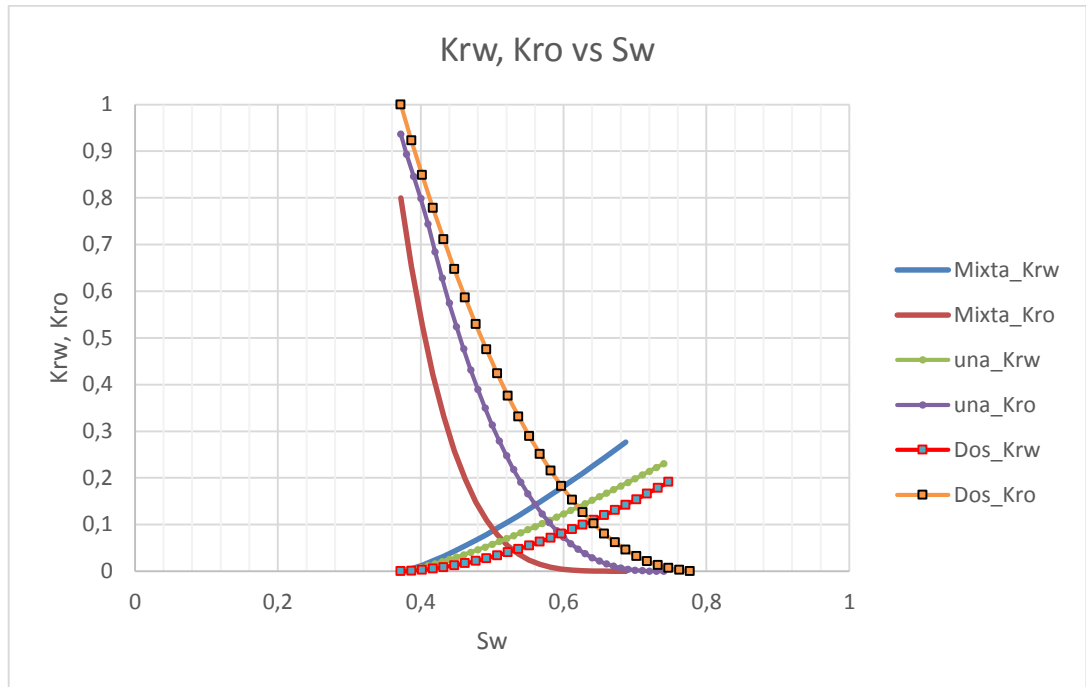


7.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE SENSIBILIDAD

Los siguientes parámetros fueron propuestos teniendo en cuenta una búsqueda bibliográfica para el determinado análisis, se llegó a la conclusión que los factores más influyentes fueron las curvas de permeabilidades relativas, la tasa de inyección y la concentración de sal del agua inyectada.

7.1.1 Curvas De Permeabilidades Relativas. Según morrow and buckley 2011, Hassan Alzayer et al 2013, existe un aumento en la permeabilidad relativa del petróleo y una disminución en la del agua hacia una mojabilidad más preferente al agua, en base a esto se sensibilizó una curva de permeabilidad relativa del campo de mojabilidad mixta hacia dos estados de mojabilidad al agua, la figura 45 muestra las curvas de permeabilidades relativas.

Figura 45. Curvas de permeabilidades relativas.



Se observa que mientras la curva este más hacia la derecha el yacimiento será mojado por agua (WW) y la curva donde la permeabilidad relativa del aceite sea igual a la del agua a una saturación de agua de 0.5 representa un yacimiento de mojabilidad mixta. La tabla 15 muestra los escenarios presentados en el proceso.

Tabla 15. Cambios de las curvas de permeabilidades relativas.

ESCENARIO	CAMBIO
MW	Mojada por agua 1
MW	Mojada por agua 2
MW 1	Mojada por agua 2

Los recobros más altos se obtuvieron cuando la curva de permeabilidad relativa se encuentra mucho más a la derecha lo que indica una mojabilidad del yacimiento más fuerte al agua en donde el petróleo se encuentra en los poros más grandes y al no existir esa cohesión con los granos de la formación el desplazamiento dentro

de la roca es mucho más fácil, de manera que un cambio más significativo hacia una mojabilidad al agua cuando se implementa un proceso LSW el petróleo recuperado será mayor, esto es lo que la mayoría de los autores coinciden en el efecto que causa la inyección de agua de baja salinidad.

La figura 46 muestra el recobro obtenido para los cambios generados en las dos curvas sensibilizadas, mientras que la figura 47 representa el factor de recobro para el caso donde el yacimiento ya se encontraba mojado por agua y paso a un estado de mojabilidad mucho más preferente al agua, esta curva es comparada con una inyección convencional de agua teniendo en cuenta que la curva inicial es la MW_1.

Los resultados están resumidos en la tabla 16.

Figura 46. Sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas, mojabilidad mixta.

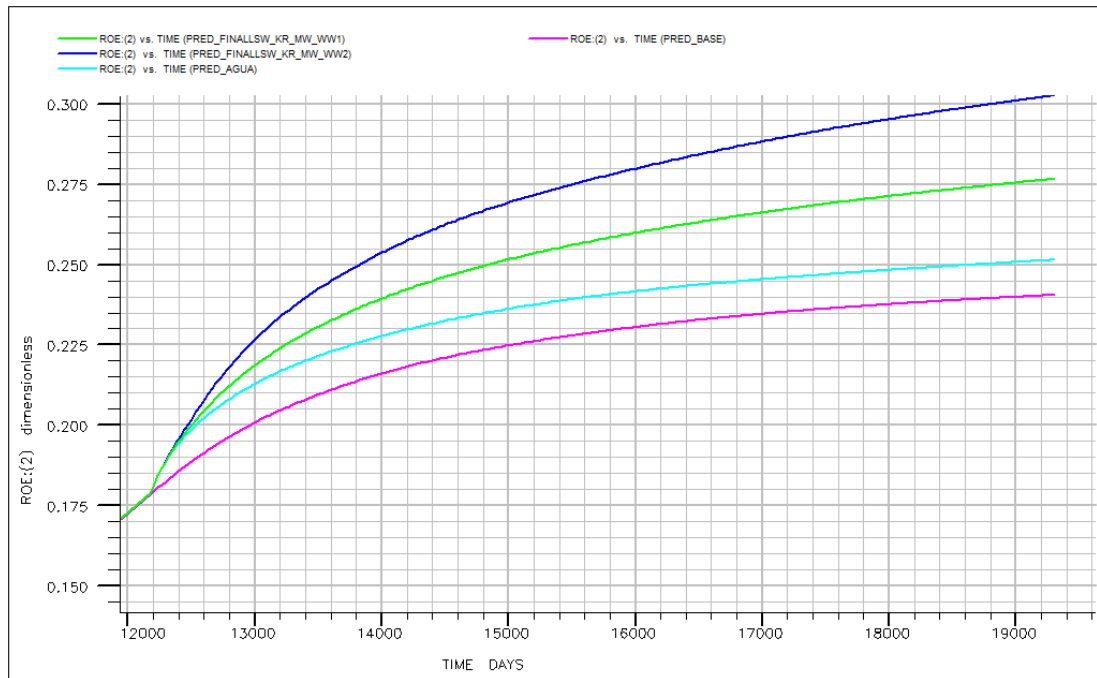
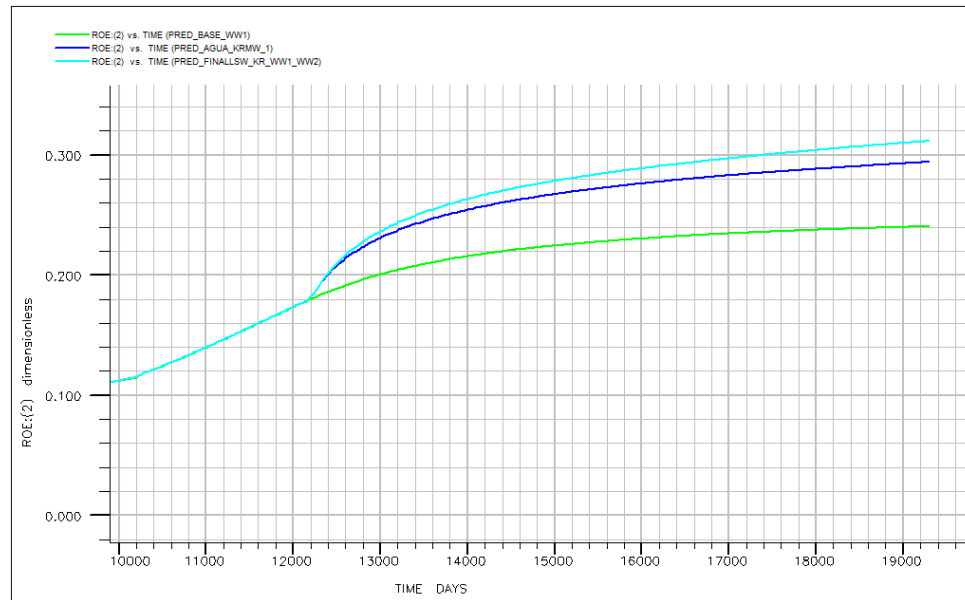


Figura 47. Factor de recobro, curva de permeabilidad mojada por agua hacia una mojabilidad más fuerte al agua.



Se puede concluir que el parámetro que más influencia tiene sobre el recobro son las curvas de permeabilidades relativas, de manera que las pruebas realizadas en laboratorio para evaluar el efecto que causa este método debe ser el más riguroso y con la menor incertidumbre posible.

Tabla 16. Recobro, alteración de las curvas de permeabilidades relativas.

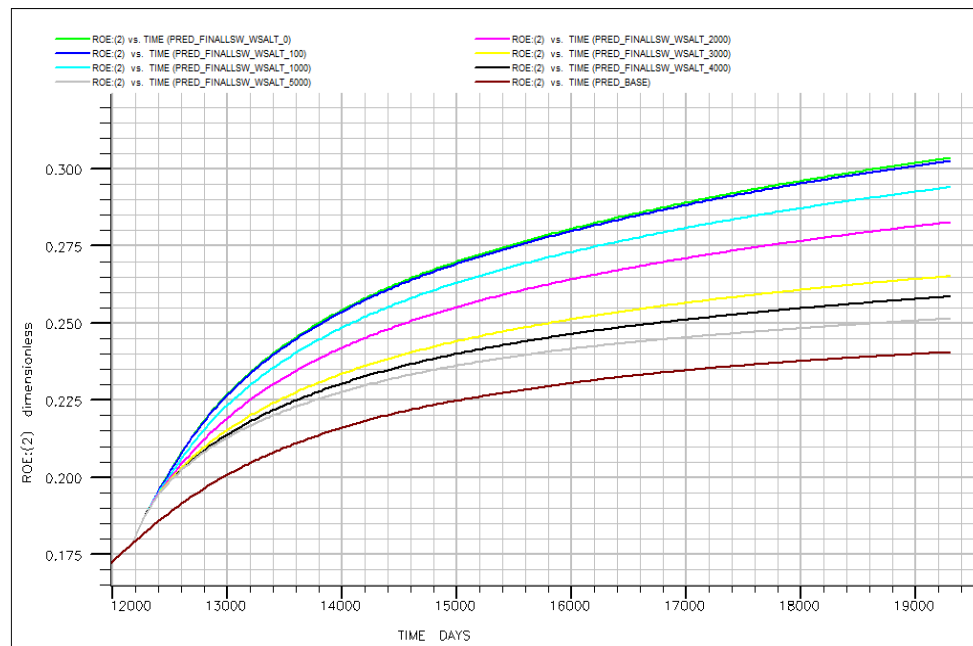
Alteración de la mojabilidad	Recobro % OOIP	Recobro % incremental
MW-WW 1	27.66	3.25
MW-WW 2	30.25	6.09
Caso Agua	25.14	1.09
BASE	24.05	-
Segundo escenario		
WW 1-WW 2	31.15	5.79
Caso Agua WW 1	29.41	4.05
BASE WW 1	25.36	-

7.1.2 Salinidad del Agua de Inyección. Teniendo en cuenta la salinidad del agua de formación a partir de ese margen se aplicó el método para salinidades desde 5000 ppm hasta 0 ppm pasando por una salinidad representativa del río Sogamoso como posible fuente de inyección según Naranjo Carlos et al 2010, teniendo en cuenta a Chira Callegaro et al 2013, se han observado efectos desde 5000 ppm por lo tanto se tomó este valor como referencia para empezar el análisis.

Tabla 17. Salinidad del agua de inyección.

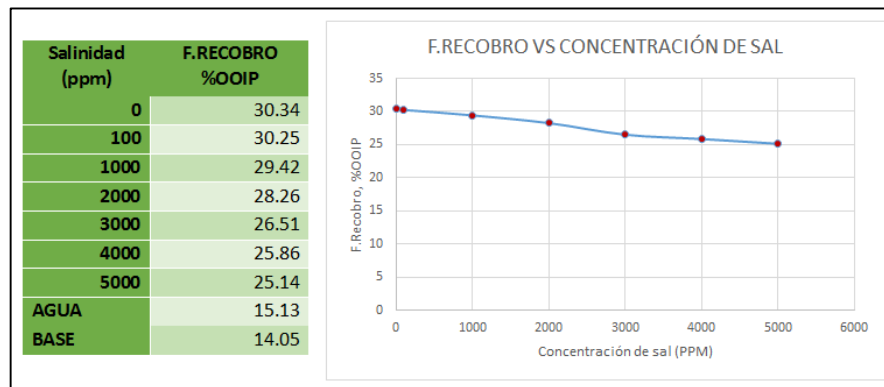
WSALT (ppm)
0
100
1000
2000
3000
4000
5000

Figura 48. Factor de recobro, inyección de sal.



En la figura 48 y 49 se logra apreciar que efectivamente mientras menor sea la salinidad del agua, el recobro obtenido es mucho mayor siendo consecuentemente afín con lo explicado en la literatura.

Figura 49. Recobro obtenido con respecto a la salinidad.



Un recobro mayor indica que la curva de producción de aceite será mayor y efectivamente en la figura 50 para el caso de menor salinidad en la inyección la producción de petróleo es mayor y desciende a medida que la salinidad aumenta por lo que se debe considerar hasta qué punto se puede desalar el agua y cuanto petróleo incremental se logre para que el proyecto sea económicamente viable, otro punto importante que se observa en la producción es que a medida que la salinidad del agua aumenta la declinación es más abrupta y a determinado tiempo cae por debajo de la producción base, esto es debido a que el agua irrumpe más fácil hacia los pozos productores restando producción de petróleo.

En la observación de la figura 51 se evidencia una disminución del corte de agua cuando se inyecta agua de baja salinidad dando así una mayor eficiencia del proceso a comparación de una inyección convencional y ratifica que para la técnica LSW la irrupción de agua es más tardía a comparación de un HSW.

A nivel de campo el efecto causado por el proceso en cuestión alcanza incrementos en el factor de recobro total del campo significativos y se puede apreciar en el anexo C.

Figura 50. Tasa de producción de aceite del piloto.

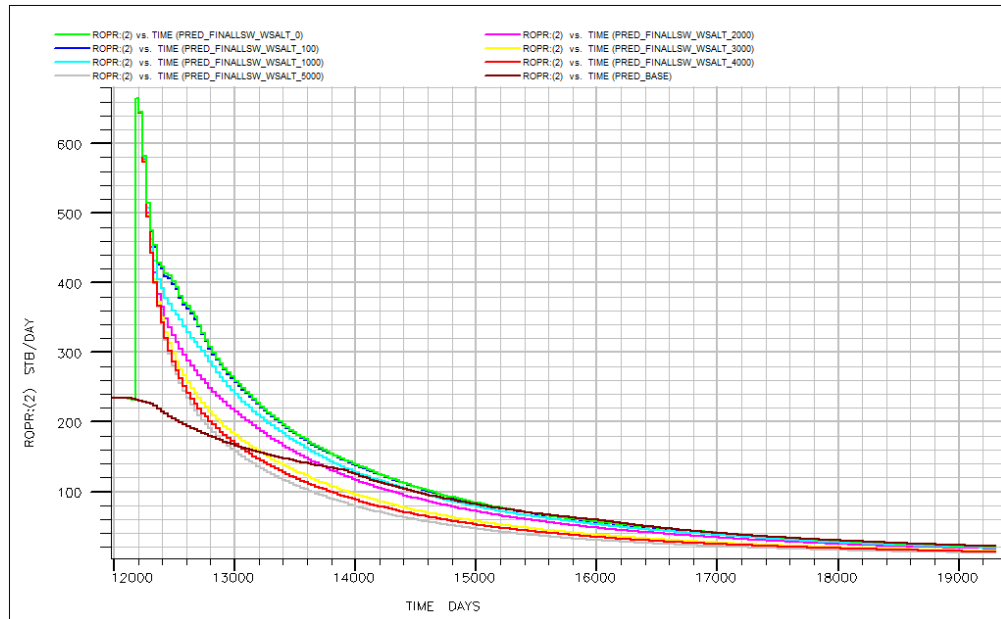
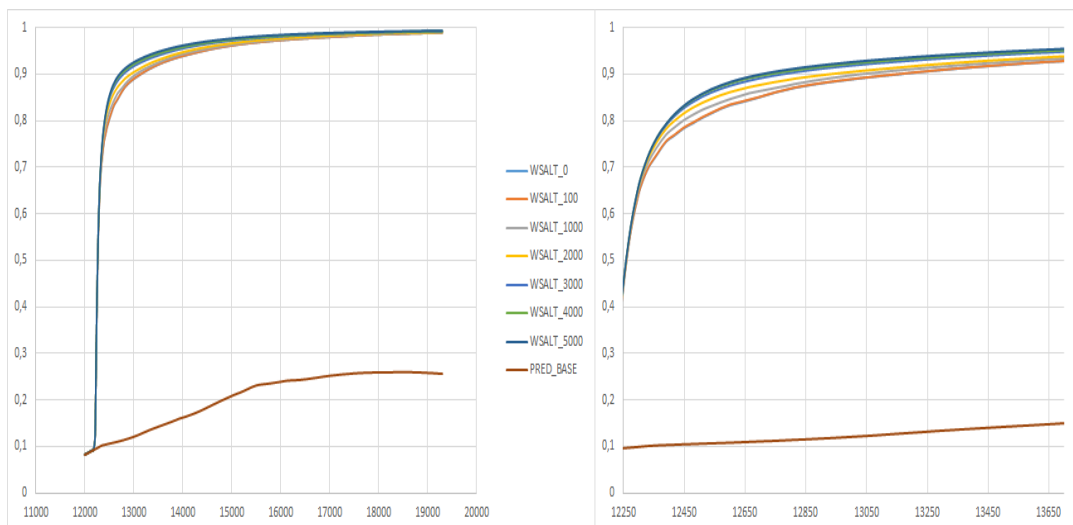


Figura 51. Corte de agua del piloto a las diferentes concentraciones de sal.



En conclusión este parámetro muestra un efecto determinante al momento de la planeación y aplicación de este método de recobro, siendo bastante influyente en el porcentaje obtenido de petróleo recuperado; además se hace necesario un análisis económico para considerar la aplicación de este método.

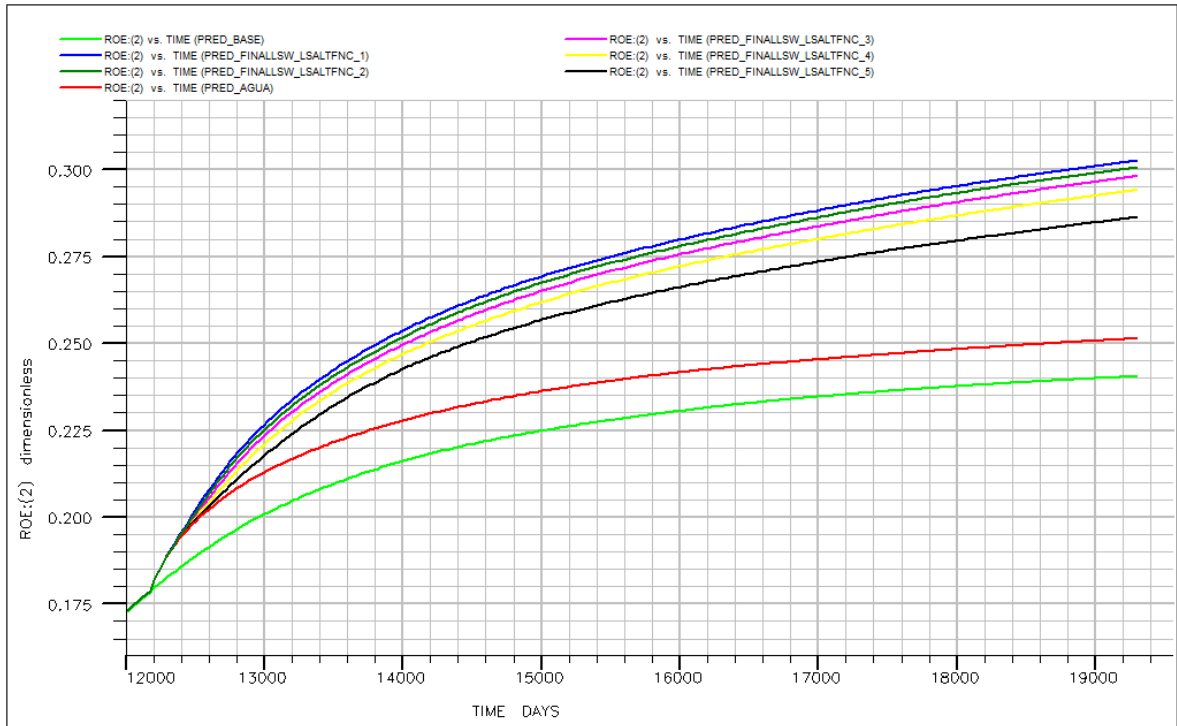
7.1.3 Factor de peso del efecto de la baja Salinidad. Obtener y cuantificar el efecto que genera la inyección de agua de baja salinidad en la mojabilidad es incalculable debido a la compleja interacción entre la roca y los fluidos, algunos autores sugieren que por debajo de 5000 ppm (McGuire 2005) en la concentración de sal el efecto se evidenciará; sin embargo, no es un dato estricto, por lo tanto, es necesario desarrollar pruebas de laboratorio para obtener el umbral en el cual la baja salinidad comience a ejercer su efecto.

El análisis de sensibilidad para este factor fue modelado primero teniendo un efecto por debajo de 5000 ppm y disminuyendo su efecto hasta una salinidad menor de 1000 ppm (tabla 18).

Tabla 18. Rango de sensibilidades, factor de peso.

FACTOR DE PESO	
LSALTFNC_1	< 5000
LSALTFNC_2	< 4000
LSALTFNC_3	< 3000
LSALTFNC_4	< 2000
LSALTFNC_5	< 1000

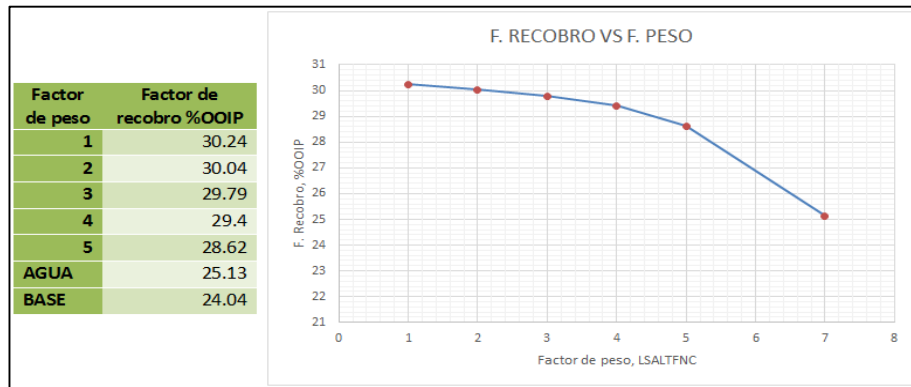
Figura 52. Factor de recobro del sector piloto a diferentes factores de peso.



En la figura 52 se aprecia que la variación del factor de recobro con respecto al factor de peso es muy baja lo que indica que las propiedades del medio poroso y su interacción con el agua inyectada es un parámetro que es importante de considerar debido a si existe o no el efecto, pero no determinante en la aplicación del método.

El mayor recobro se obtuvo cuando el efecto comienza para valores de salinidad menores a 5000 ppm como se muestra en la figura 53, de manera que entre más susceptible sea el yacimiento a cambios pequeños de salinidad del agua de inyección el recobro será mayor, siempre y cuando no se dañe la formación por taponamiento y reducción de la permeabilidad.

Figura 53. % OOIP del sector piloto con respecto al factor de peso.



La figura 54 representa la tasa de petróleo incremental para este parámetro, donde el resultado al igual que sucede con el factor de recobro evidencia variaciones muy mínimas en los parámetros mencionados. En las figuras siguientes (55 y 56) se puede ver como para un factor de peso menor a 13000 ppm (LSALTFNC_1) el corte de agua es menor, y a medida que dicho factor disminuye, el corte de agua aumenta.

Figura 54. Tasa de producción de petróleo para el sector piloto, LSALTFNC.

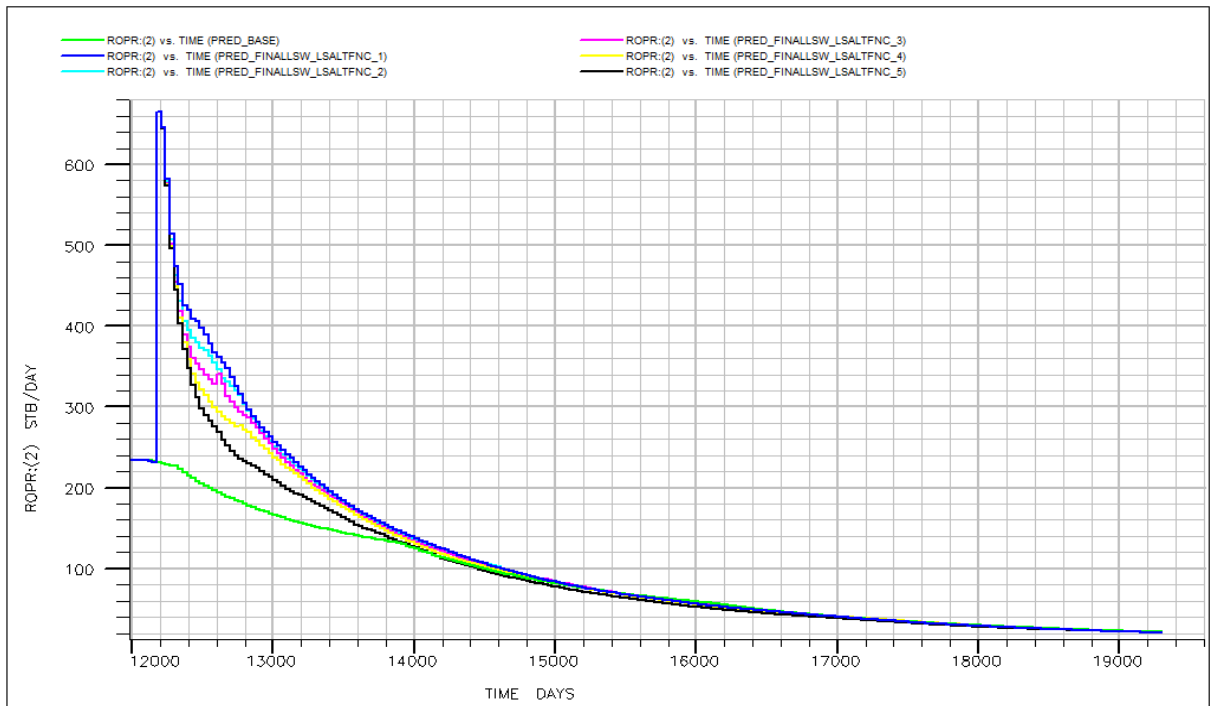


Figura 55. Corte de agua para el sector piloto, LSALTFNC.

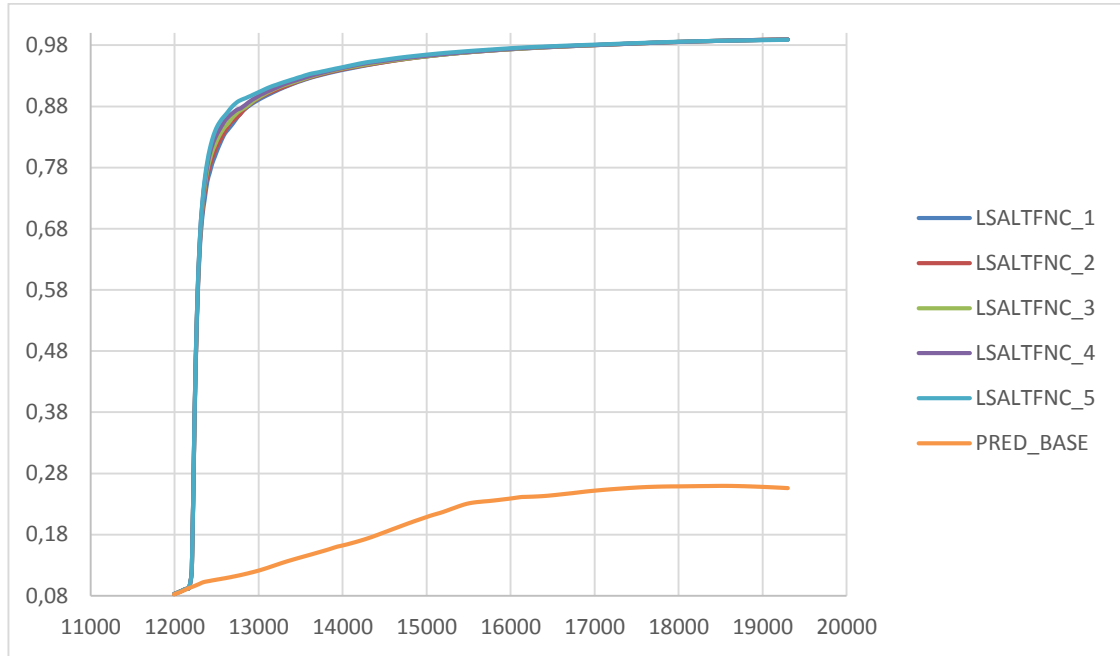
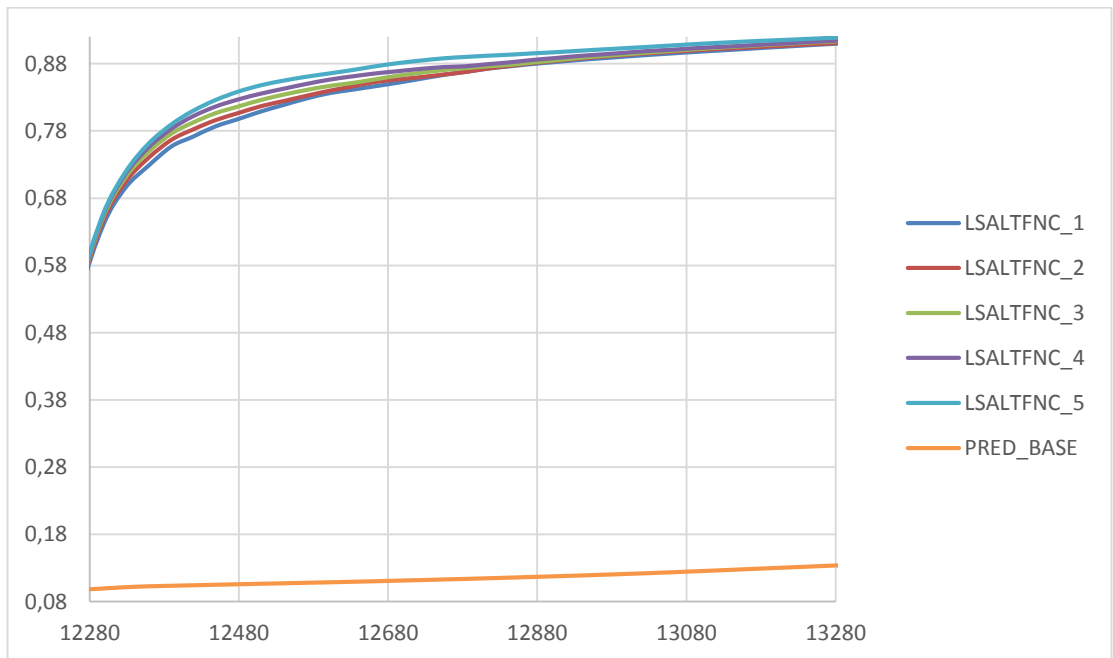


Figura 56. Aproximación de la figura 55, Corte de agua para el sector piloto, LSALTFNC.



La influencia de este parámetro no logro grandes cambios en el recobro del piloto, comportamiento que también se puede aprecia para el campo Nutria como tal a través del anexo D.

7.1.4 Tasas de Inyección. Las tasas de inyección es uno de los parámetros más influyentes en un proceso LSW. Para el análisis realizado, se sensibilizaron los caudales a inyectar como lo muestra la tabla 19. Los caudales se escogieron teniendo en cuenta características fundamentales tanto del yacimiento como de los equipos de superficie utilizados en la operación, dentro de los cuales es importante la capacidad de las bombas, la fuente de la cual se va a extraer el fluido utilizado y los rangos de Presión operacionales.

Tabla 19. Caudales de inyección.

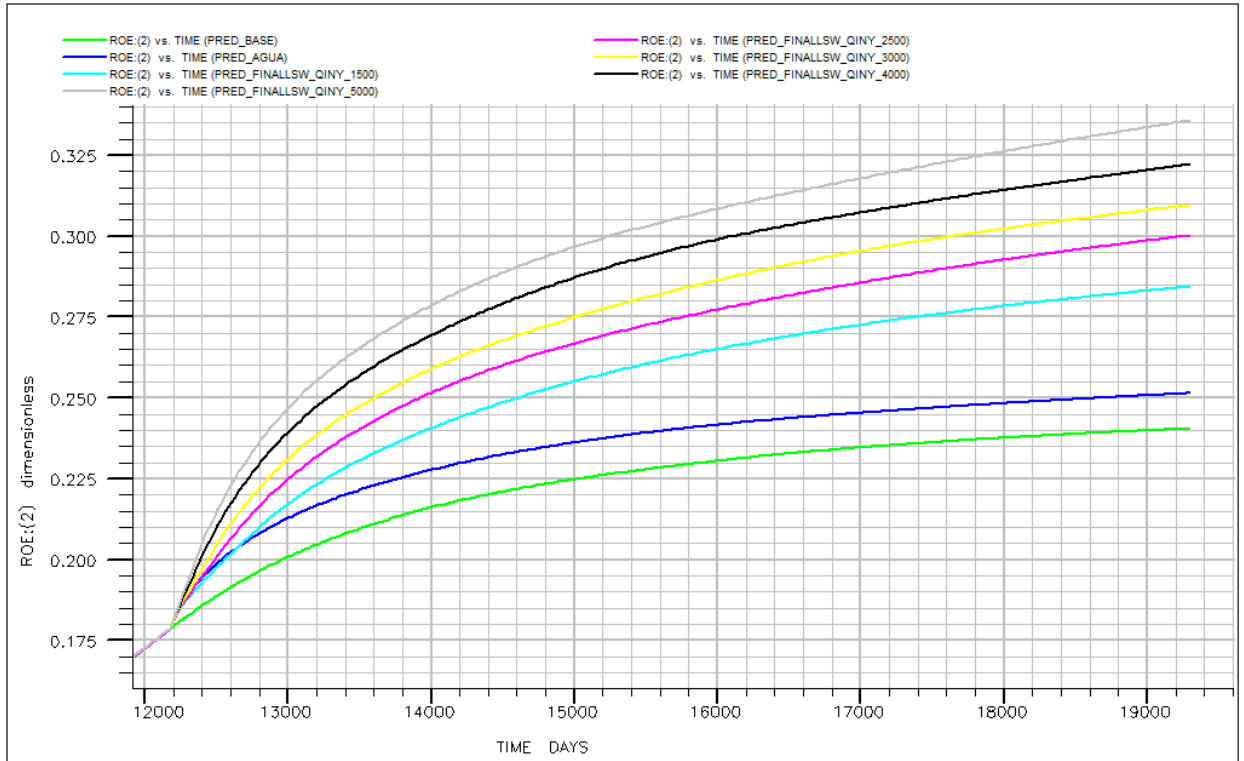
CAUDALES DE INYECCION (Bbl/D)
1500
2500
3000
4000
5000

La Presión juega un papel muy importante durante la inyección de un fluido al yacimiento, de tal manera que el rango de operación debe ser mayor a la Presión del yacimiento para que pueda existir ingreso del fluido hacia la formación y además debe ser menor a la Presión de Fractura para no incidir en una fractura a la formación; para el caso de la formación Mugrosa del campo Nutria, la Presión de Fractura tiene un valor aproximado de 4390 psia¹¹. Teniendo en cuenta lo anterior,

¹¹ VELANDIA, Tania. Predicción de un proceso de inyección de CO2 miscible en yacimientos complejos para un sector del área de Lisama. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingeniería Físico Químicas. 2010.

en la figura 57 se presenta el recobro obtenido para cada uno de los caudales empleados en cada una de las sensibilidades.

Figura 57. Comportamiento del recobro del sector piloto para los diferentes caudales.

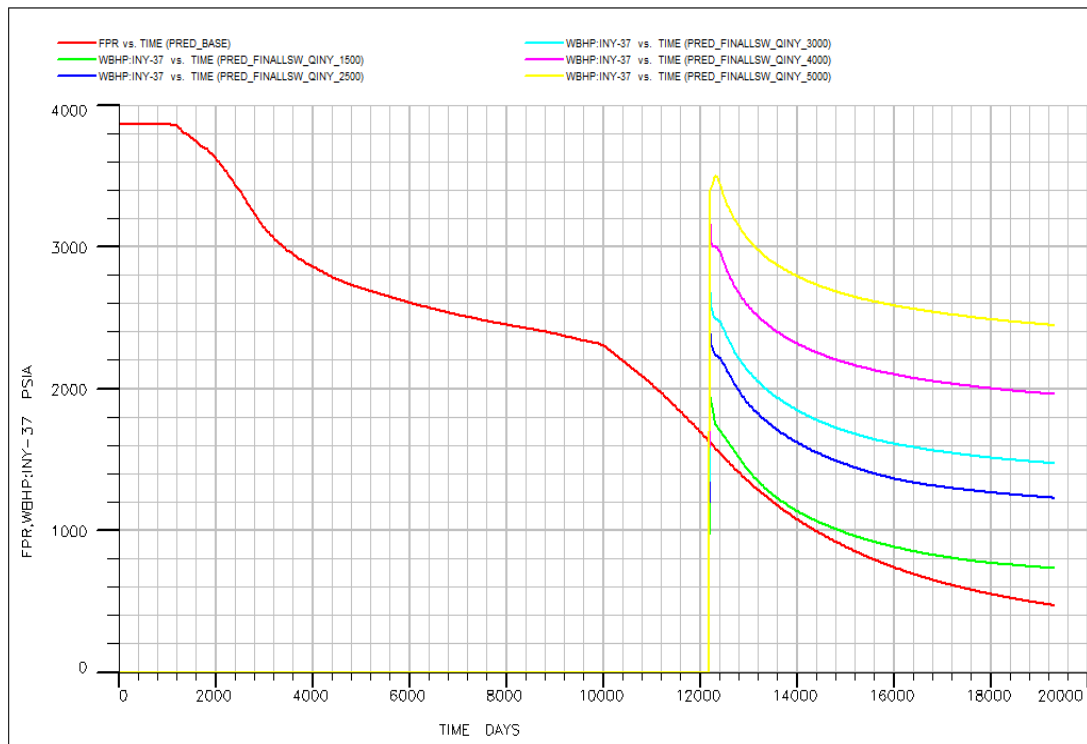


En la figura 57 se puede observar como a medida que la cantidad de agua a inyectar aumenta, así mismo también aumenta el factor de recobro, siendo la inyección de 5000 Bbl/D la que mejores resultados arroja. Este comportamiento evidencia la importancia que tiene éste parámetro dentro de un proceso de inyección de agua.

En la figura 57 también se puede apreciar como el efecto de una inyección de agua de baja salinidad (PRED_FINALLSW_QINY_2500) comparado con una inyección convencional (PRED_AGUA) es mucho mayor, estando los dos casos evaluados a una tasa de 2500 Bbl/D.

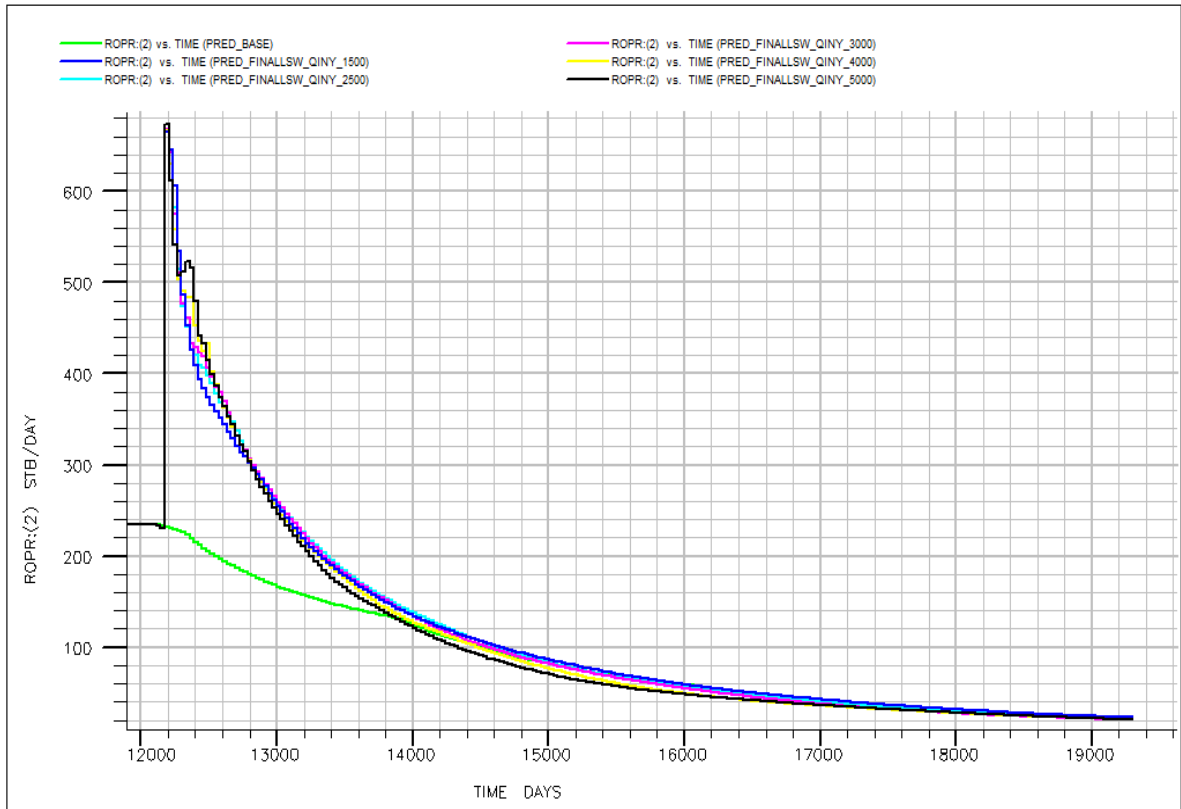
Como ya se había mencionado, en un proceso como este es importante proceder entre los ragos operacionales, como por ejemplo la Presión. En la figura 58 se muestra el comportamiento de la Presión a los diferentes caudales de inyección permaneciendo siempre por encima de la Presión del Yacimiento (PRED_BASE) y por debajo de la Presión de fractura (4390 psia).

Figura 58. Comportamiento de la Presión para los diferentes Caudales de inyección.



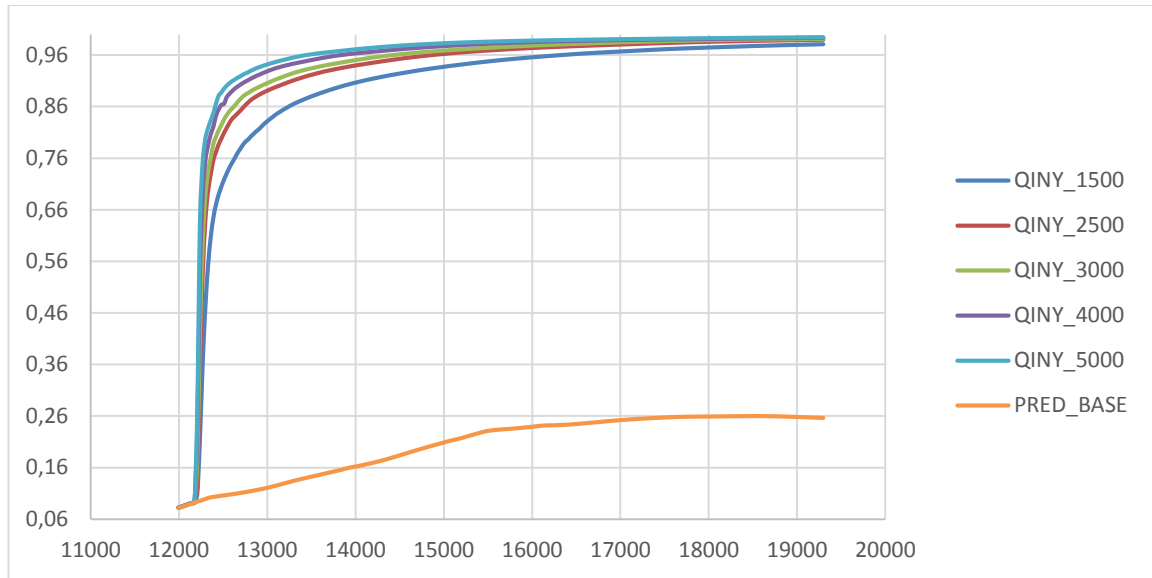
En la figura 59 se aprecia el comportamiento de aceite incremental para cada una de las tasas de inyección utilizadas y además, al igual que en la figura 57, se puede apreciar claramente el efecto del LSW (PRED_FINALLSW_QINY_2500) comparado con el HSW o inyección convencional (PRED_AGUA).

Figura 59. Aceite incremental del sector piloto para las diferentes tasas de inyección.



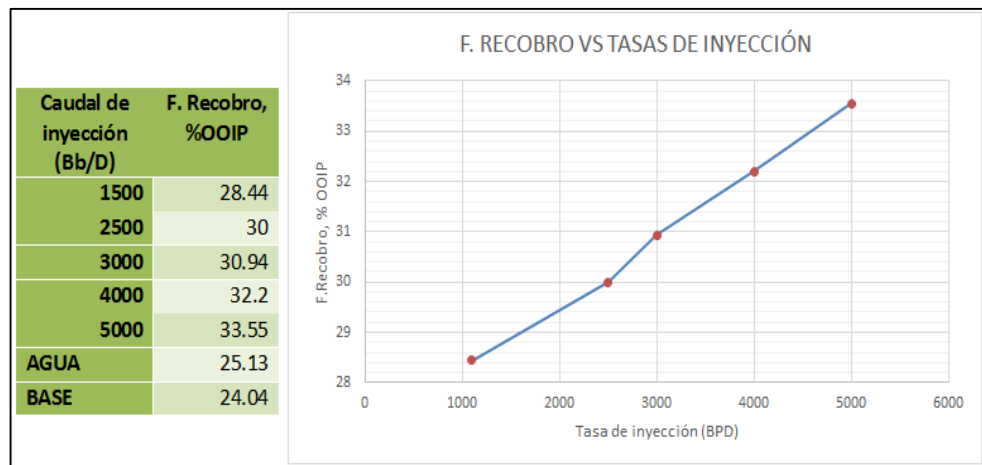
Así como la sensibilidad de los caudales de inyección generan un gran efecto en el recobro del piloto, así también se ve reflejado un gran impacto en el corte de agua. En la figura 60 se logra representar el comportamiento que tiene el corte agua en el campo para las diferentes tasas, donde se puede evidenciar como a medida que se aumenta la inyección de agua, la producción de la misma incrementa considerablemente; dejando como punto de inquietud la realización de un balance económico que pueda aclarar la rentabilidad o viabilidad de dicho proceso.

Figura 60. Corte de agua del sector piloto del campo Nutria para los diferentes caudales de inyección.



En conclusión, se puede decir que la tasa de inyección es un parámetro fundamental a la hora de desarrollar un proceso como éste, así como se puede observar en la figura 61 y que en comparación a una inyección convencional, arroja mejores resultados. De igual manera, ésta gran influencia se presenta en el campo Nutria como tal, observándose los resultados en el anexo E.

Figura 61. Factores de Recobro a los diferentes caudales de inyección.



7.1.5 Desplazamiento de Baches de Agua de Baja Salinidad. El desprendimiento del petróleo que moja la roca debido al efecto causado por la baja salinidad puede ser desplazado por una cantidad de agua que requiera menos tratamiento para la inyección, de manera que se minimice la cantidad de agua tratada para el efecto de la baja salinidad y de manera directa el costo.

Este parámetro indica que una combinación de aguas inyectadas en el yacimiento puede dar valores de recobro significativos reduciendo costos en la operación.

Para analizar las premisas anteriores se inyectaron cantidades de volúmenes específicos de agua de baja salinidad y luego desplazada por agua de inyección convencional hasta el final del periodo de predicción, la tabla 20 muestra las cantidades sensibilizadas.

Tabla 20. Inyección de baches de baja salinidad.

Tiempo de inyección (Años)	Volumen inyectado (Bb)
2	1825000
5	4562500
8	7300000 (aprox 1 VP)
12	10950000
15	13687500

Figura 62. Factor de recobro inyección discontinua de agua de baja salinidad.

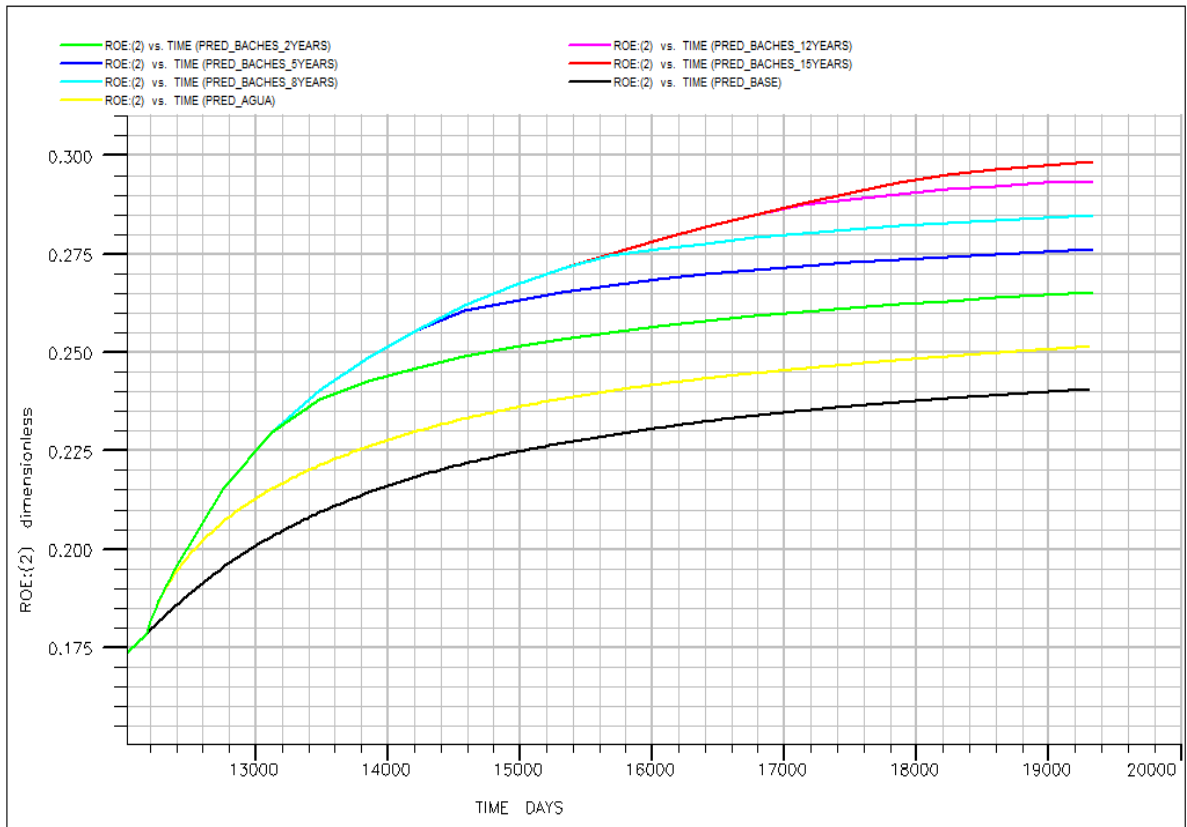
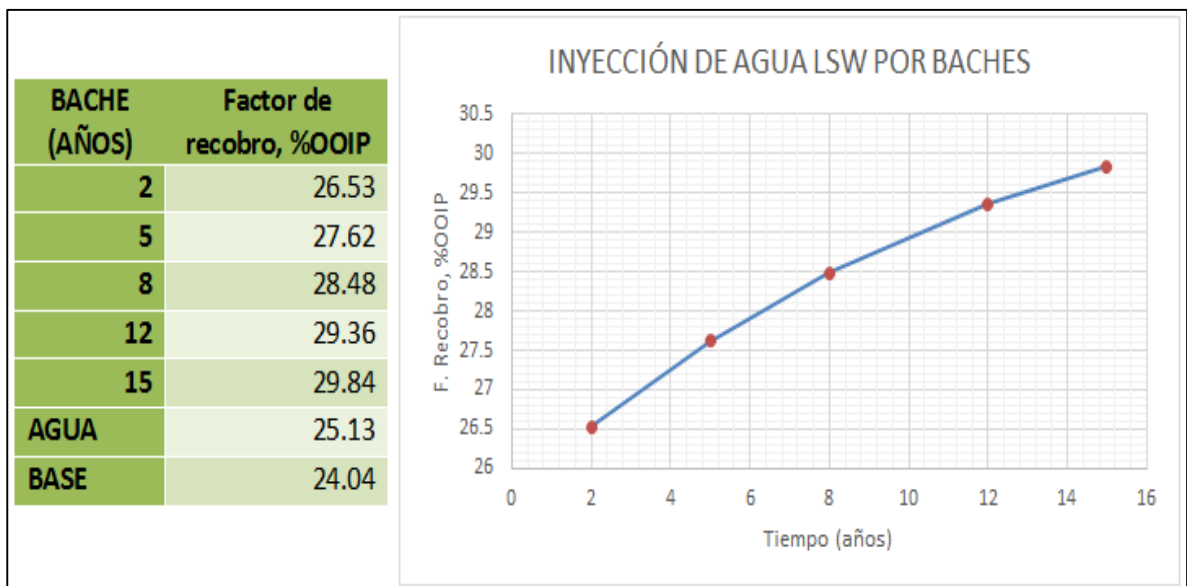
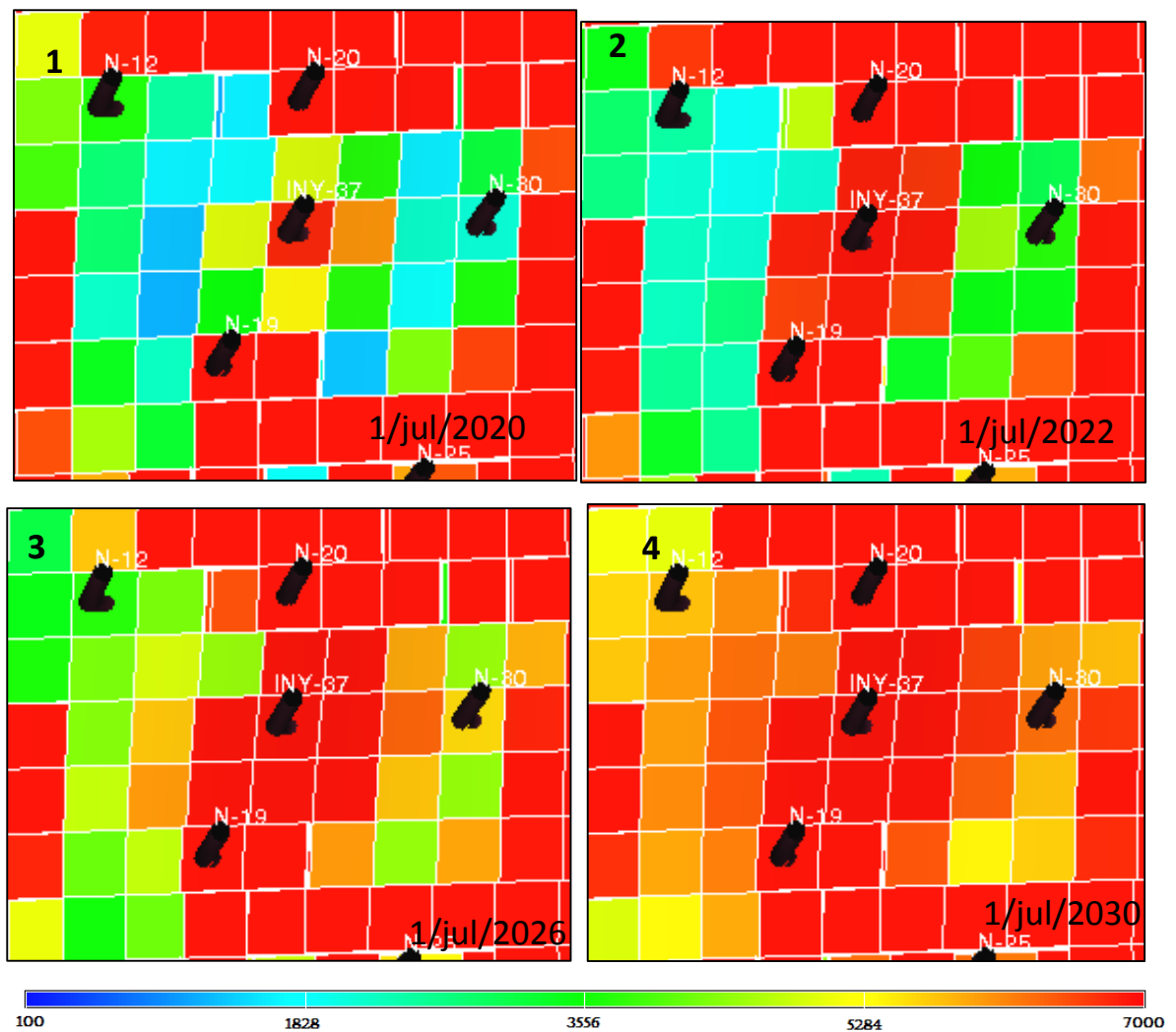


Figura 63. Factor de recobro, desplazamiento de baches.



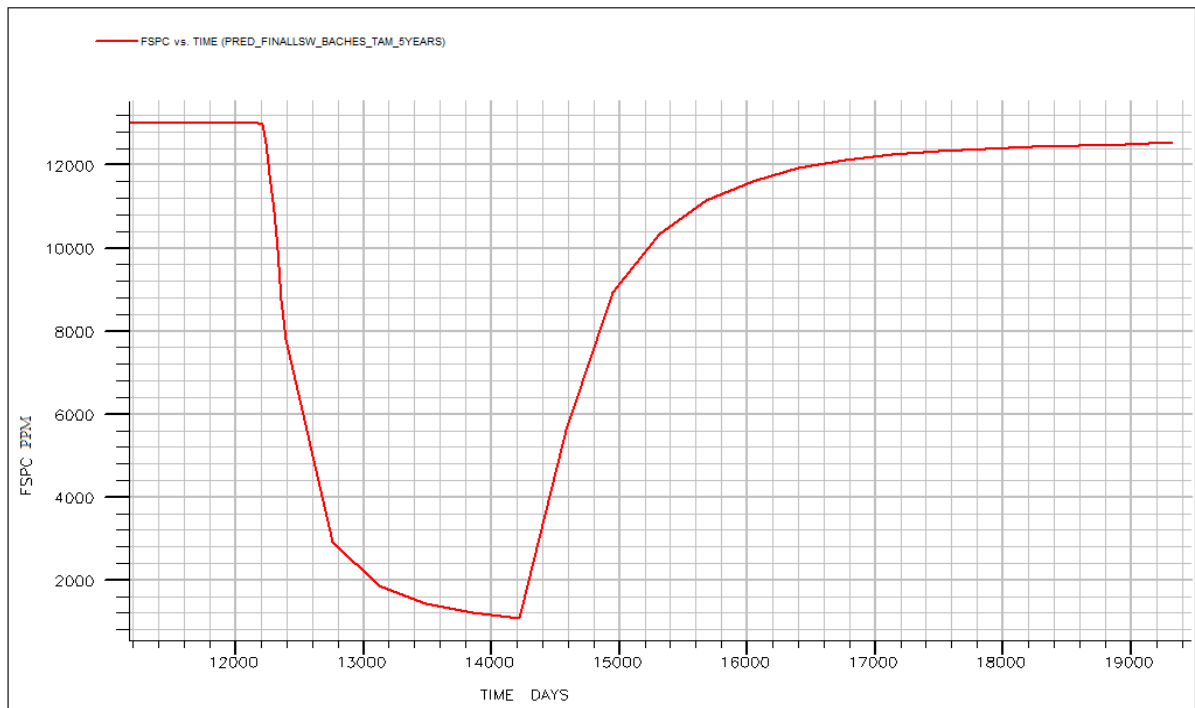
La figura 62 muestra un significativo aumento en el factor de recobro a comparación del caso de inyección convencional (PRED_AGUA), una inyección continua de 2 años logra un efecto bastante significativo y a medida que el bache es mayor la eficiencia en el efecto causado es mayor por lo tanto para la inyección de 15 años se tuvo el mayor recobro; la importancia de este análisis está en hacer un buen balance de los costos generados al tratar el agua y la cantidad de aceite incremental que se quiera lograr.

Figura 64. Salinidad cerca a los pozos productores, final de los 5 años.



Al tiempo de 5 años de inyección de agua de baja salinidad, la figura 64 muestra que al final del tiempo de inyección (a los 14000 días) aproximadamente el 1 de julio del 2020 la concentración de sal aumenta progresivamente a medida que se inyecta agua de alta salinidad aunque en las cercanías de los pozos productores la salinidad es suficiente para mantener el efecto causado por el método; también se logra apreciar la secuencia con la cual el bache es desplazado y la concentración de sal aumenta, en la gráfica 65 se ve claramente la curva que describe este fenómeno y la manera en la cual el cambio de concentración expone una tendencia mas no un cambio abrupto dando a entender el grado de mezcla que experimentan las aguas.

Figura 65. Producción de la concentración de sal en el campo, 5 años.



La tasa de petróleo incremental mostrada en la figura 66 expresa una tendencia a mantenerse mayor cuando el volumen poroso inyectado de agua de baja salinidad

es mayor y al igual que sucede con el corte de agua (figura 67) se mantiene mucho menor cuando los baches inyectados son menores.

En conclusión es un parámetro influyente principalmente en el aspecto económico del proyecto por lo tanto es indispensable ya que muchos proyectos fracasan por no ser viables en este aspecto.

Figura 66. Tasas de producción de petróleo incremental, desplazamiento de baches.

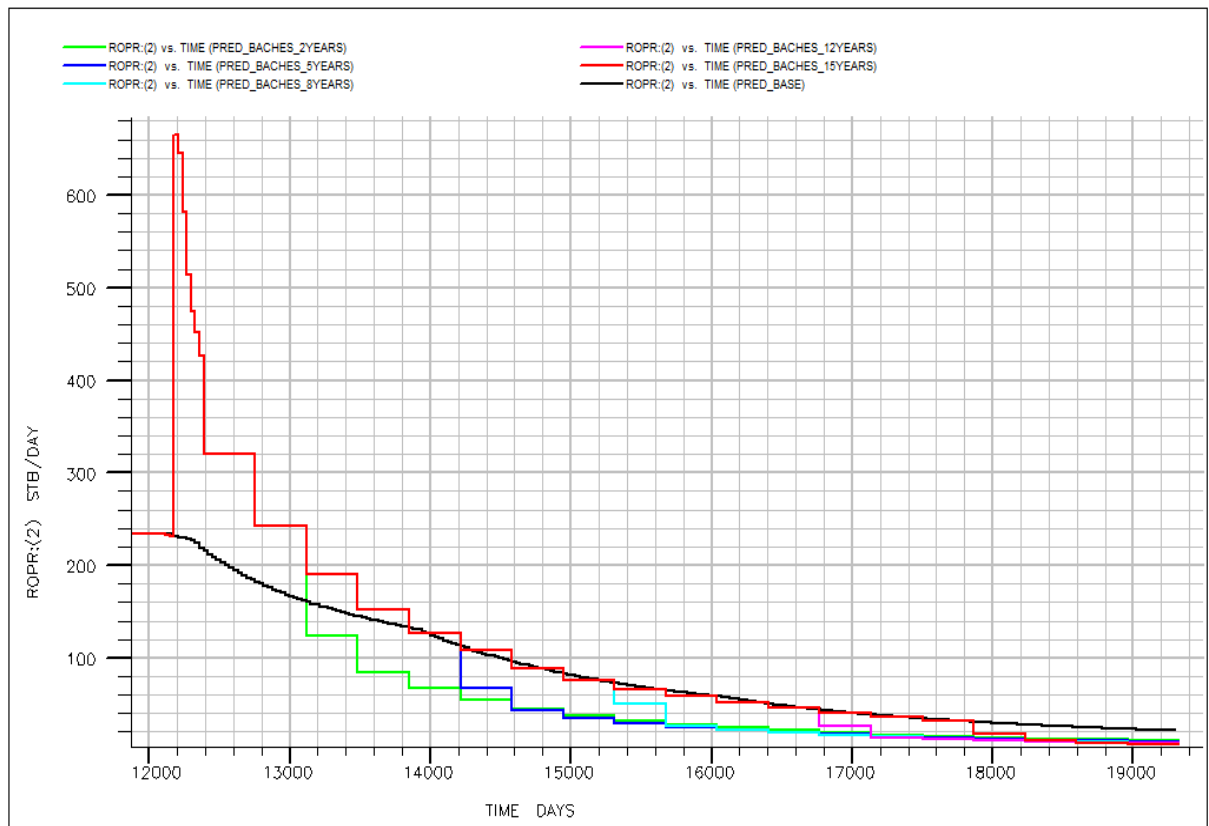
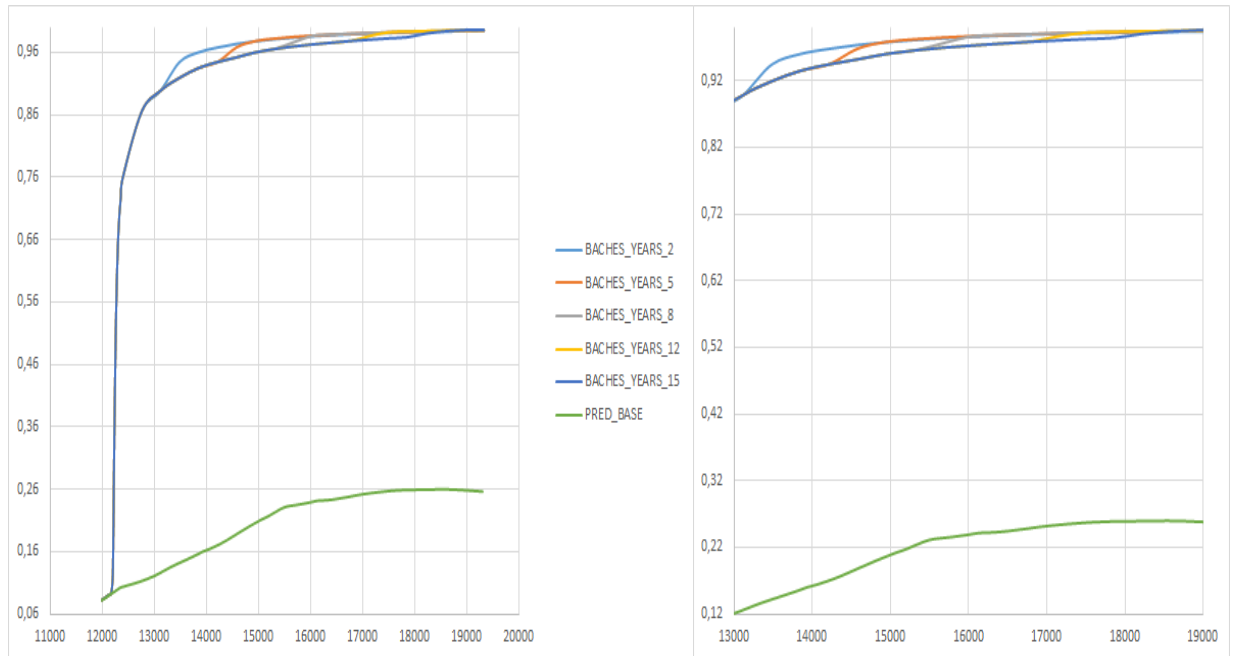


Figura 67. Corte de agua, inyección y desplazamiento de baches de agua.



7.1.6 Imbibición Terciaria de Agua de Baja Salinidad. Inyectar agua de baja salinidad cuando en el yacimiento existe una saturación residual de aceite puede ser viable ya que gran cantidad de petróleo queda en el espacio poroso y más aún si la roca tiene la afinidad a dejarse mojar por petróleo. La inyección de baja salinidad debido a su efecto que produce en la mojabilidad de la roca puede aumentar significativamente el recobro además de su fácil aplicación comparado con otros métodos de recobro.

Se aplicó una inyección de agua convencional (HSW) durante diferentes periodos de tiempo y se finalizó la predicción con inyección de baja salinidad (LSW), la tabla 21 muestra los tiempos analizados.

Tabla 21. Tiempos sensibilizados, inyección HSW.

Tiempo (años)
2
8
12
16

Es evidente en la figura 68 tan pronto se comienza la inyección de baja salinidad el efecto es inmediato y entre más temprano se haga, el recobro será mayor (figura 69). La imbibición terciaria se debe realizar tan pronto el método secundario en este caso una inyección de agua sea inviable económicamente.

Figura 68. Factor de recobro del piloto vs Baches HSW

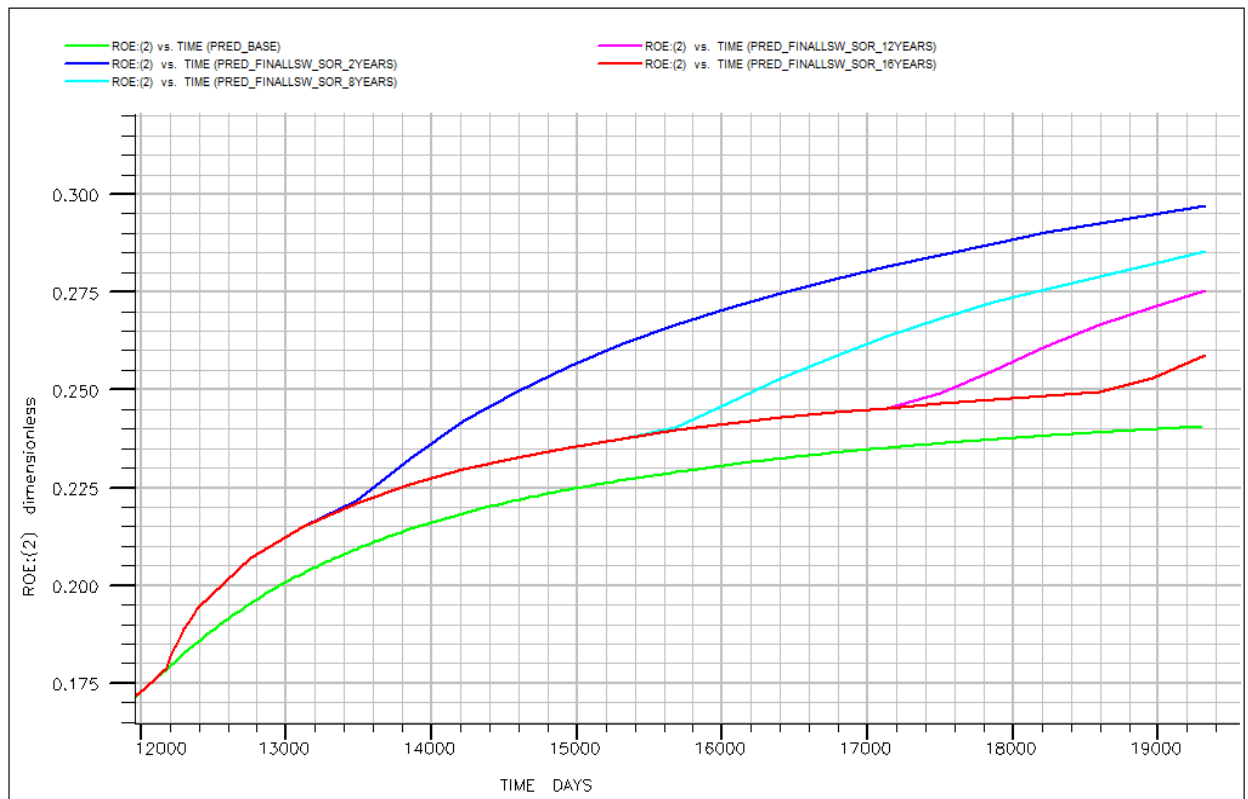
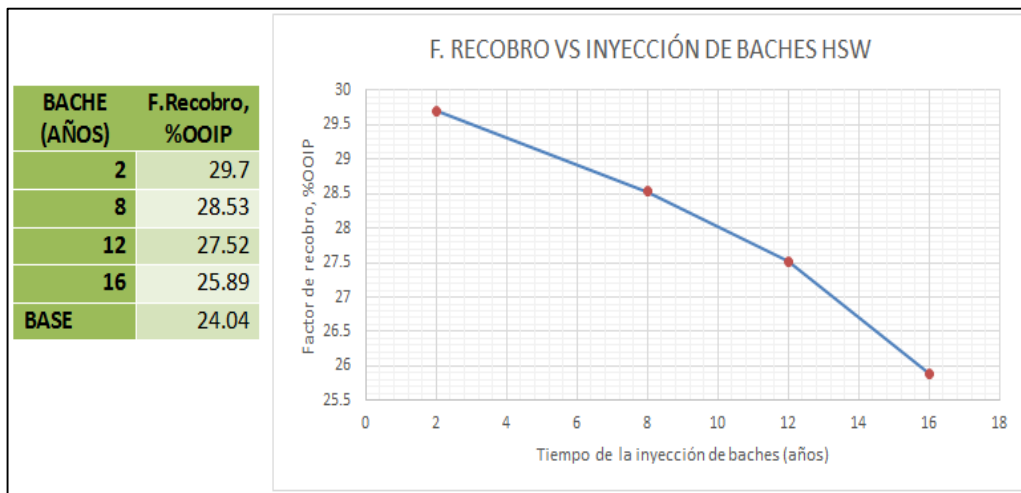


Figura 69. Factor de recobro del piloto, Baches HSW.



La tasa de petróleo incremental expuesta en la figura 70 muestra picos mayores cuando la inyección de agua de baja salinidad es más temprana; esto sucede debido a que se forma un banco de aceite mucho mayor debido tanto al desplazamiento físico como el efecto generado en el cambio de mojabilidad, sin embargo en inyecciones más tardías de agua de menor concentración de sal, la mayoría del petróleo ya ha sido desplazado por lo que el aumento de la tasa incremental de petróleo es mucho menor y es en este periodo de tiempo que es más factible determinar si efectivamente la baja salinidad del agua de inyección tiene o no un efecto significativo en el piloto; queda claro que la combinación de estos dos tipos de inyecciones juegan un papel trascendental en la viabilidad económica del proyecto pero no es muy sensible a las grandes recuperaciones de petróleo.

Es recomendable hacer pruebas en donde se tenga mayor información de si una inyección de baja salinidad a una saturación residual de petróleo sea efectiva con respecto a la recuperación de aceite.

En la figura 71, se puede observar el comportamiento del corte de agua del campo para cada una de las inyecciones.

Figura 70. Tasa de producción de petróleo incremental, baches HSW.

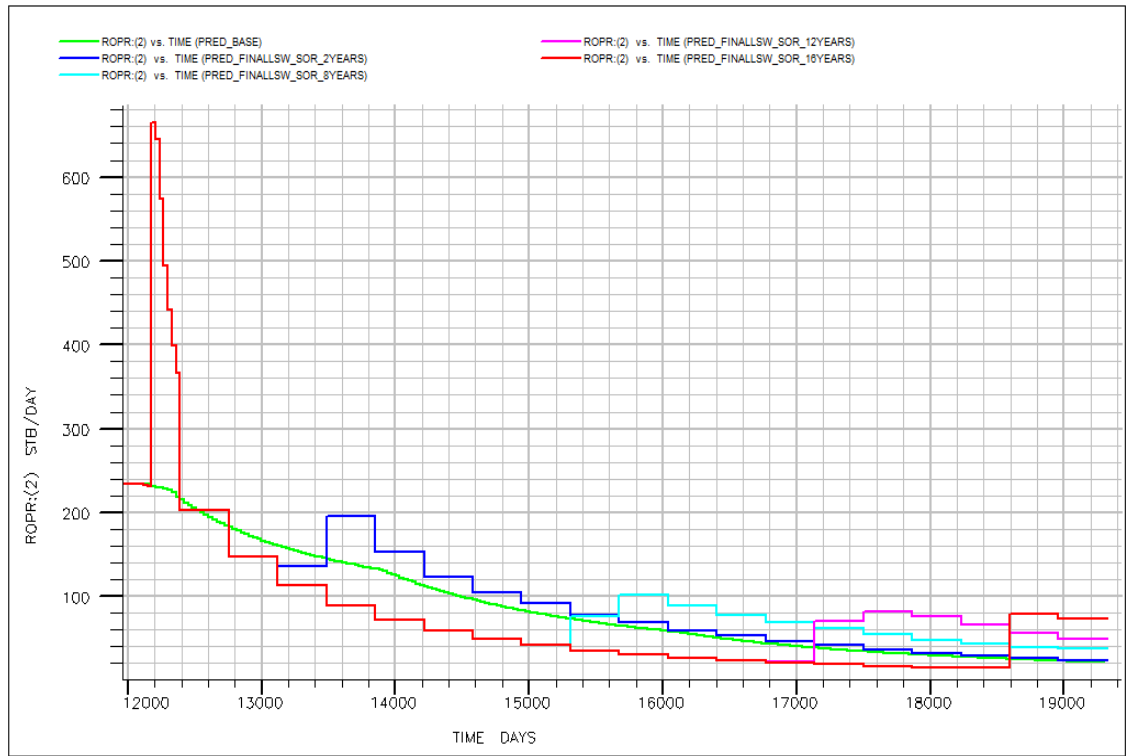
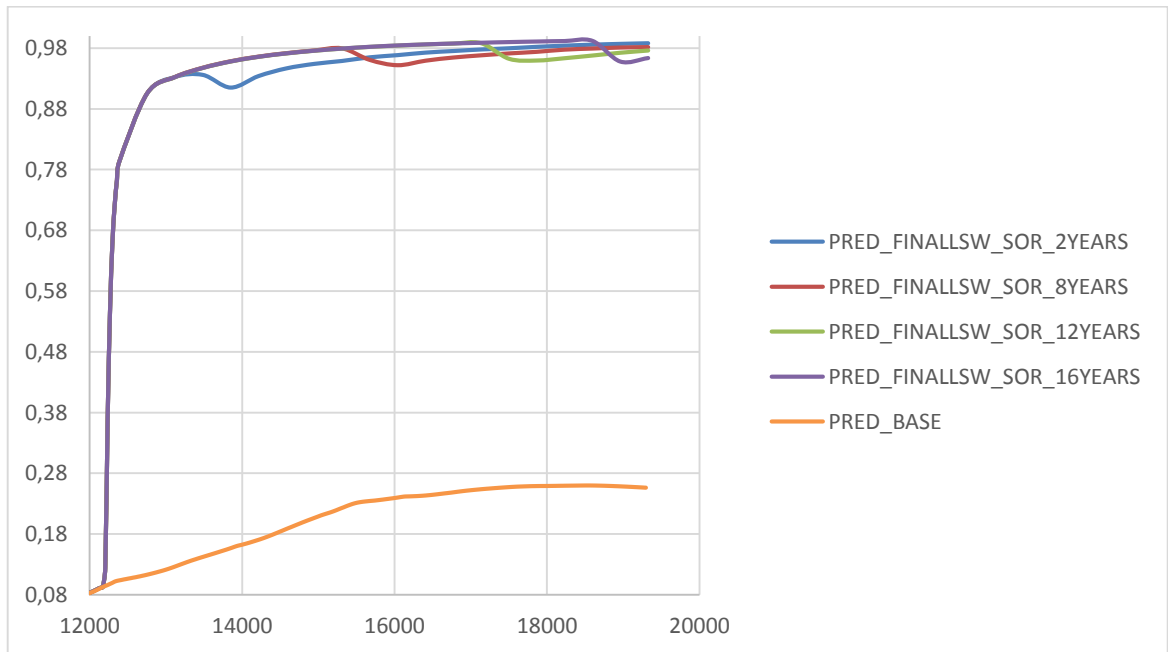


Figura 71. Corte de agua, baches HSW.



7.1.7 Análisis de sensibilidad variando la Composición Iónica del Agua.

Según los posibles mecanismos que generan el efecto causado por la baja salinidad un requisito debe ser la composición iónica del agua inyectada y la composición del agua de formación; el simulador eclipse versión 2012.2 ofrece modelar el agua junto con compuestos específicos (ver tabla 10); se realizó una variación de la cantidad del agua de inyección y el tipo de ion presente en la formación basados en el artículo publicado por Naranjo C; Muñoz S; Zapata J, 2010, ver tabla 5.

La tabla 22 muestra los tres casos desarrollados, cada uno con diferente concentración iónica en el agua de formación y en cada caso la inyección fue con la presencia del compuesto principal en el agua NaCl variando su cantidad en la inyección.

Las figuras 72, 73 y 74 muestran que no existe un efecto desarrollado en el factor de recobro ya sea teniendo en cuenta la cantidad de iones modelados y el tipo de ion presente; de manera más específica la variación existente es muy mínima y no presenta una tendencia en los resultados obtenidos, esto se observa en las figuras 75, 76 y 77; sin embargo esto no indica que no exista un efecto causado por la baja salinidad en el agua inyectada teniendo en cuenta la composición iónica, lo que denuncian los resultados es que la manera en que el simulador eclipse 2012.2 no sea la más adecuada ya que tiene en cuenta el modelo propuesto por Omekeh, por lo tanto para obtener mejores resultado se debería optar por otro tipo de software o incluir el modelo dentro del simulador eclipse de la compañía Schlumberger.

Tabla 22. Variación de los parámetros.

Compuesto	Agua de inyección (PPM)	Agua de formación (PPM)
NaCl	100	6000
	1000	6000
	2000	6000
	3000	6000

	5000	6000
CASO 1		
CaSO ₄	100	1000
CASO 2		
KCl	100	1000
CASO 3		
MgSO ₄	100	1000

Figura 72. Factor de recobro para el caso 1.

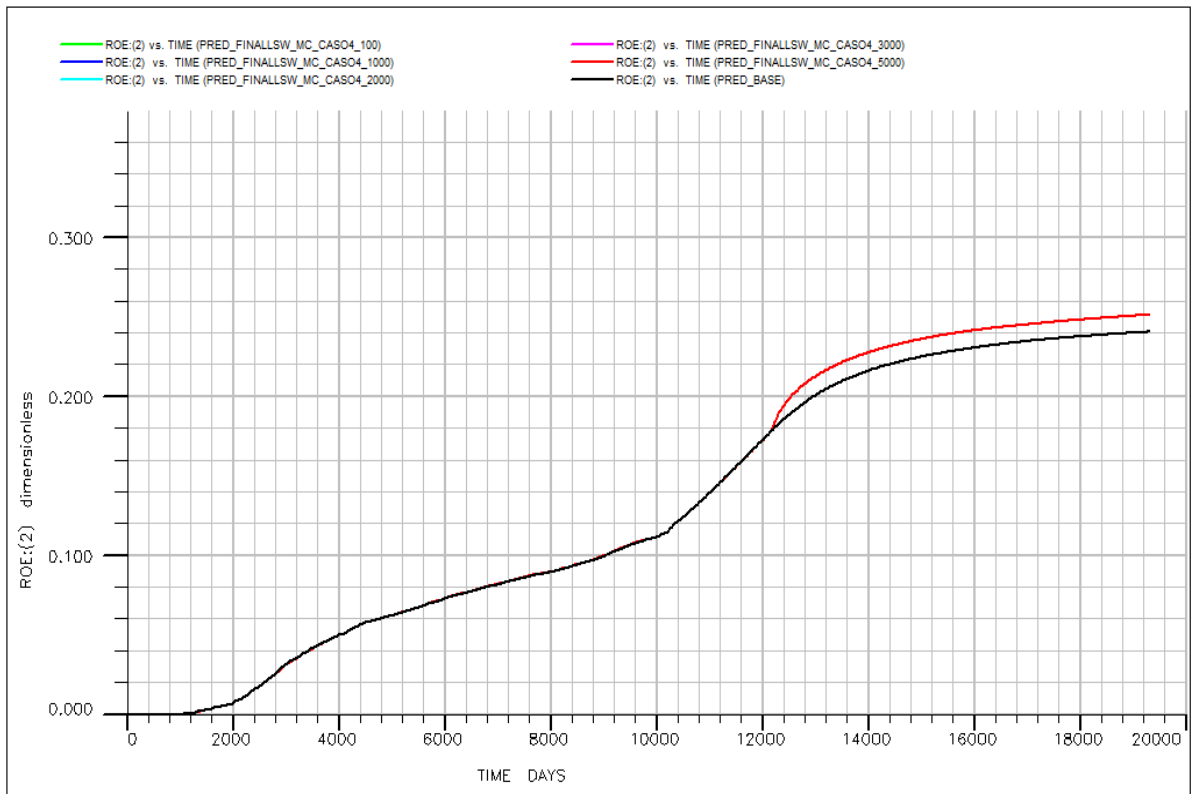


Figura 73. Factor de recobro para el caso 2.

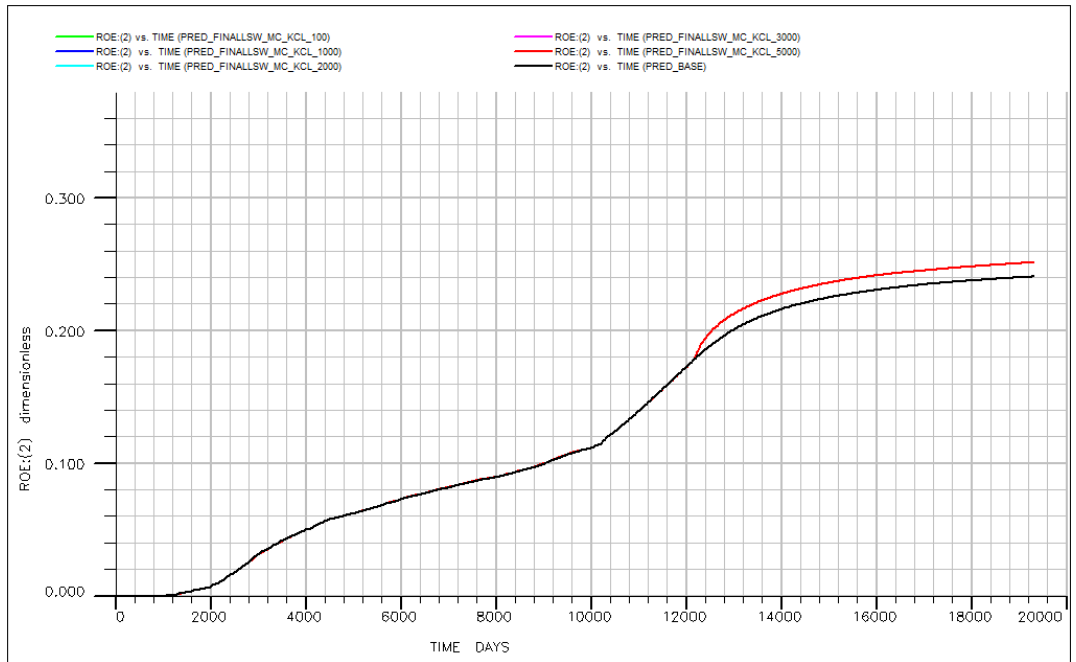


Figura 74. Factor de recobro para el caso 3.

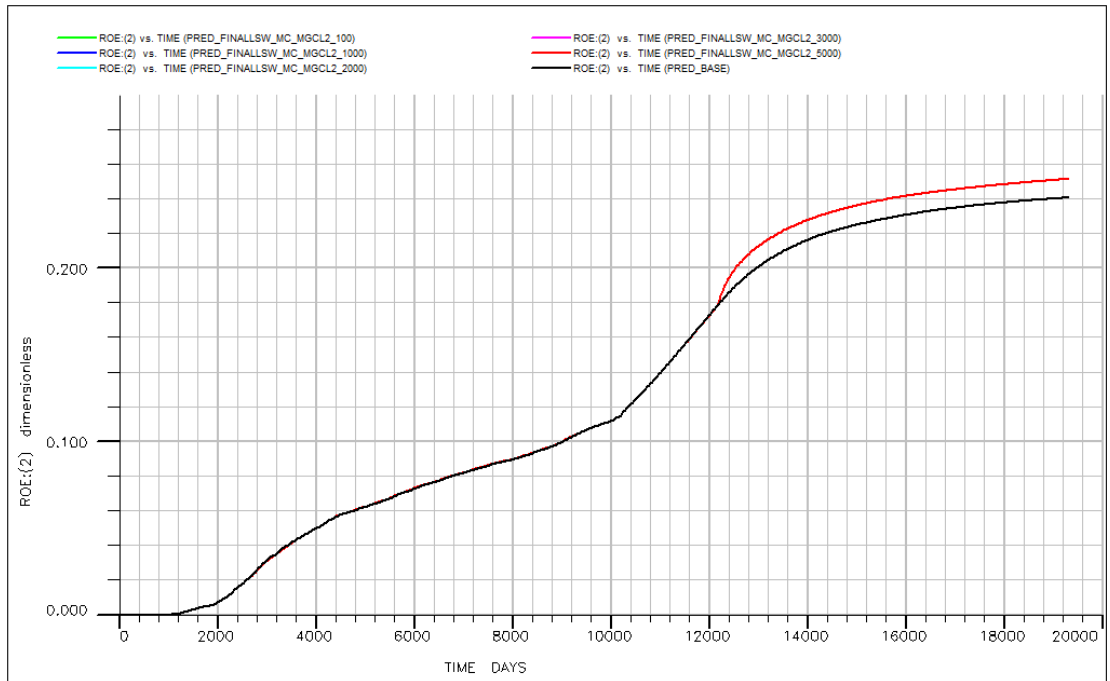


Figura 75. Tendencia del factor de recobro para el caso 1.

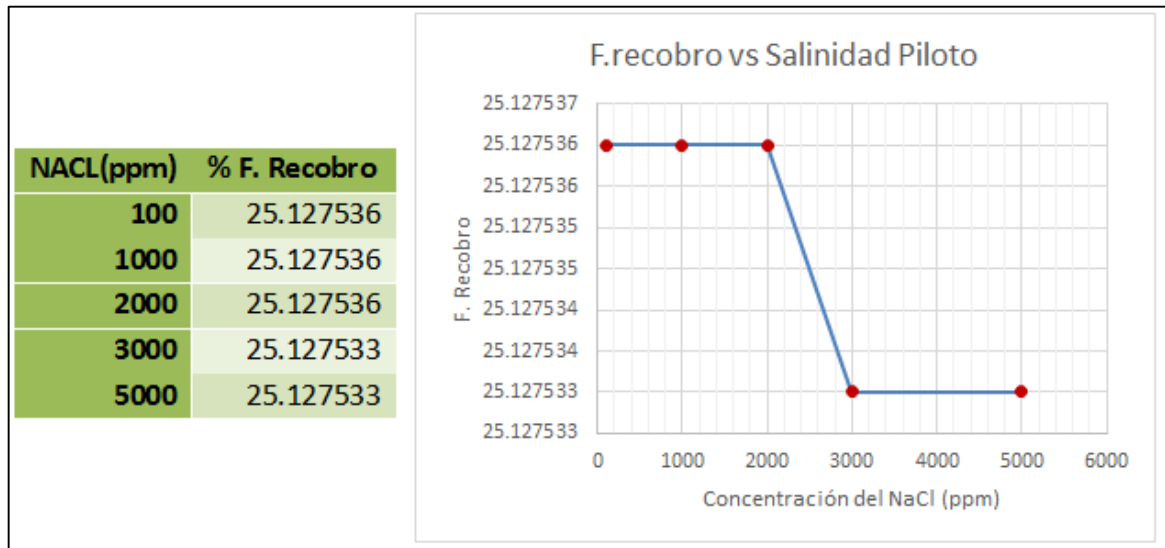


Figura 76. Tendencia del factor de recobro para el caso 2.

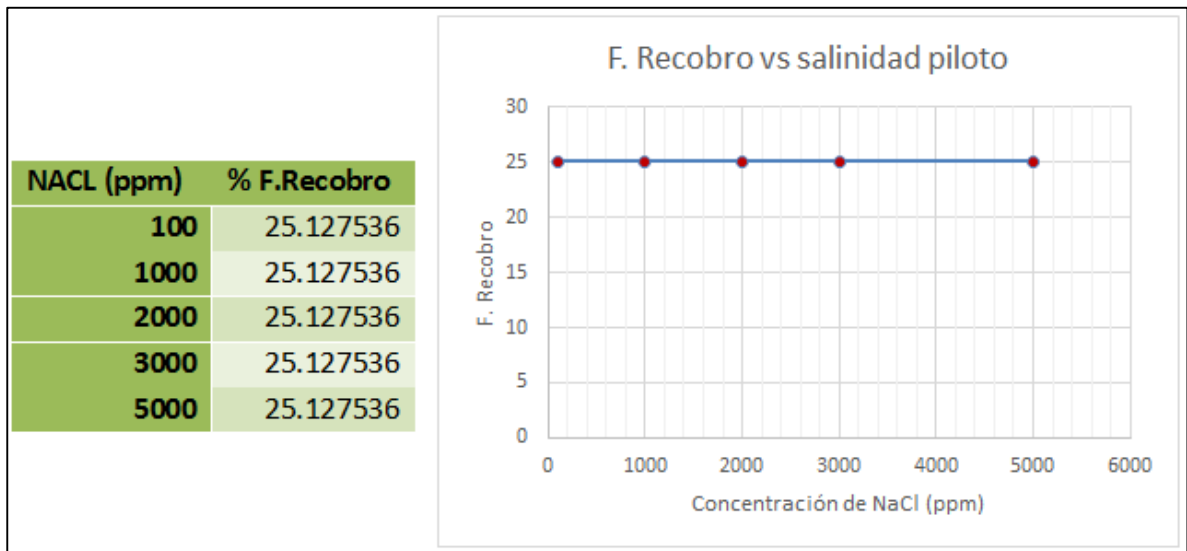
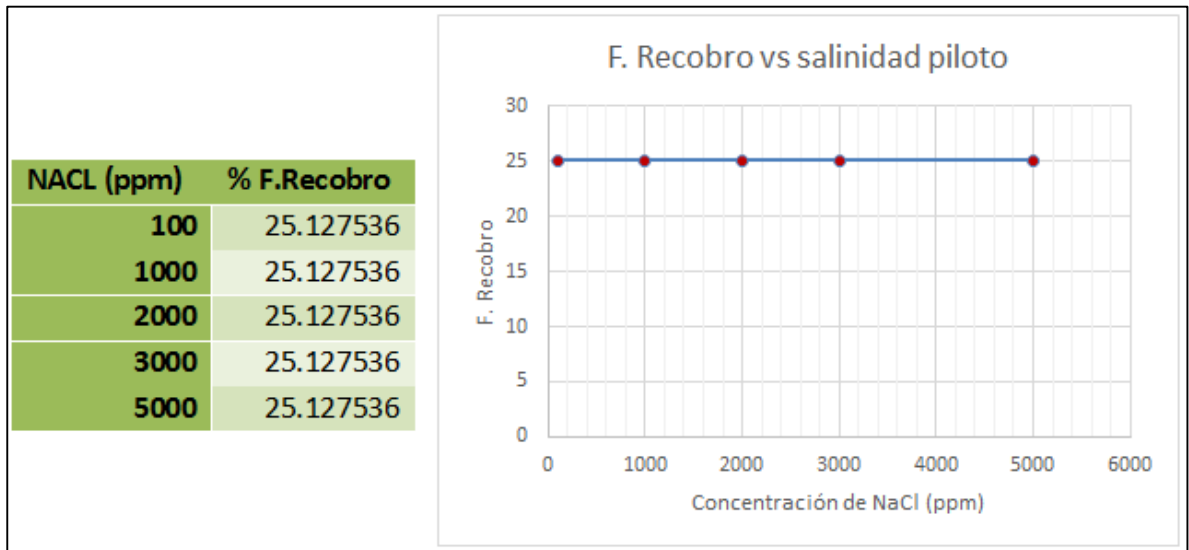


Figura 77. Tendencia del factor de recobro para el caso 3.



8. CONCLUSIONES

- Dentro del análisis de sensibilidad realizado, el parámetro que más influencia tuvo sobre el factor de recobro fueron las curvas de permeabilidad relativas para el piloto seleccionado, además, la concentración de sal inyectada en el agua y los caudales utilizados reflejaron cierto grado de sensibilidad significativo en el factor de recobro.
- En el análisis de sensibilidad realizado se mostró que el comportamiento de la producción de petróleo incremental de un proceso de inyección de agua de baja salinidad (LSW) es mucho mayor en comparación con una inyección convencional de agua.
- Según el estado del arte desarrollado, hasta el momento no existe un mecanismo definido que explique el fenómeno que genera un aumento adicional en el factor recobro al aplicar un proceso de inyección de agua de baja salinidad.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis de rentabilidad económica de cada parámetro analizado para determinar la viabilidad económica del proyecto.
- Hacer pruebas de laboratorio de desplazamiento en corazones para poder obtener curvas de permeabilidad relativas representativas del campo Nutria y así modelar el comportamiento del LSW y estudiar el efecto que genera un desplazamiento iónico dentro de este proceso.
- Realizar una expansión de la inyección de agua de baja salinidad (LSW) para todo el campo Nutria de manera que se pueda estudiar de forma general la totalidad del campo cuando se aplica este proceso.

BIBLIOGRAFÍA

- ABDULLA, F. et al. First EOR Trial using Low Salinity Water Injection in The Greater Burgan Field, Kuwait. Manama, Bahrain: Society of Petroleum Engineers - SPE 164341. 2013.
- ALADASANI, A. et al. Investigating Low-Salinity Waterflooding Recovery Mechanisms in Sandstone Reservoirs. Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 152997, 2012.
- ASHRAF, A. et al. Laboratory investigation of Low Salinity Waterflooding as Secondary Recovery Process: Effect of Wettability. Mumbai, India: Society of Petroleum Engineers - SPE 129012, 2010.
- AUSTAD, T. et al. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 129767, 2010.
- BENAVIDES, David. ESPINOSA, Cesar. Simulación numérica de un proceso de inyección de agua convencional y de baja salinidad (LSW) en un sector del campo Nutria. Bogotá. Facultad de Ingeniería de Petróleos. 2014.
- CASTRO, R. et al. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status- Colombia. Lima, Peru: Society of Petroleum Engineers - SPE 139199, 2010.
- CUONG .T.Q. et al. Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration. New Orleans, Louisiana, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 166447, 2013.

- CUONG .T.Q. et al. State-of-the Art Low Salinity Waterflooding for Enhanced Oil Recovery. Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers - SPE 165903, 2013.
- DON W. Green and G. Paul Willhite (1998), “Enhanced Oil Recovery”, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers (1998), pag 545.
- ERIC P. Robertson, Idaho National Laboratory. Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery – Historical Field Evidence. California, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 109965, 2007.
- ERIC P. Robertson, Idaho National Laboratory. Oil Recovery Increases By Low-Salinity Flooding: Minnelusa and Green River Formations. Florence, Italy: Society of Petroleum Engineers - SPE 132154, 2010.
- FJELDE, I. et al. Low Salinity Water Flooding Experiments and Interpretation by Simulations. Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 154142, 2012.
- G. R. Jerauld. et al. “Modeling Low Salinity Waterflooding”. Texas, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 102239, 2006 – 2008.
- HASANOV, B. Application of low salinity wáter injection to NORNE field E-segment. Norwegian. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology. 2010.
- HUGHES, D. LARSEN, S and R. Wright. “Review of Low Salinity Water Flooding”. (presentación). 2010.

- K. E. Holter. “Simulation of Low Salinity Waterflooding in a Synthetic Reservoir Model and Froy Field Reservoir Model”. Norwegian. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology. 2012.
- KUNNAS, J. “LSWF simulation at larger scale”. Stavanger. Faculty of Science and Technology. University of Stavanger. 2012.
- KOSSACK, C. Schlumberger. “ECLIPSE Black Oil Simulator – Advanced Options: Low Salinity Water Flooding”. (presentación). 2012.
- MAYORCA, Edgar y MORA, Carlos. Predicción analítica de la inyección de agua en el área Norte del Campo Lisama-Formación Mugrosa usando el Método Craig Geffen Morse. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingeniería Físico Químicas. 2008, p 55.
- MORTEN Kristensen, Cosan Ayan, Raghu Ramamoorthy, and Koksai Cig, Schlumberger. “Feasibility of an EOR MicroPilot for Low-Salinity Water Flooding”. 2011. IPTC 14507.
- MORROW, N. University of Wyoming; C. Carlisle, Chemical Tracers. “Low Salinity Waterflooding Fundamentals and Case Studies”. (presentación). 2012.
- MORROW, N. et al. Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding. Society of Petroleum Engineers - SPE 129421, 2011.
- NARANJO, S, Carlos. MUÑOZ, N, Samuel. ZAPATA, A, José. FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA. Revista Fuentes: El Reventón Energético .Vol. 8 N° 1 de 2010 - Ene/Jun - 5-15.

- NAVRÁTIL, K. C. “An Experimental study of Low Salinity EOR effects on a core from the Yme field”. Stavanger. Faculty of Science and Technology. University of Stavanger. 2012.
- OMEKEH, A. et al. Modeling of Ion-Exchange and Solubility in Low Salinity Water Flooding. Stavanger. Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 154144, 2012.
- QUINTERO, Lilian. Determinación de reservas a producir mediante un método analítico de producción de agua en la Zona B de la Formación Mugrosa en el Campo Nutria de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Ingeniería de Petróleos. 2011.
- SHIRAN, B. S. et al. Wettability and Oil Recovery by Low Salinity Injection. Muscat, Oman: Society of Petroleum Engineers - SPE 155651, 2012.
- VELANDIA, Tania. Predicción de un proceso de inyección de CO₂ miscible en yacimientos complejos para un sector del área de Lisama. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingeniería Físico Químicas. 2010.
- WEBB, K. J. Low Salinity Oil Recovery – Log-Inject-Log. Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers - SPE 89379. 2004.



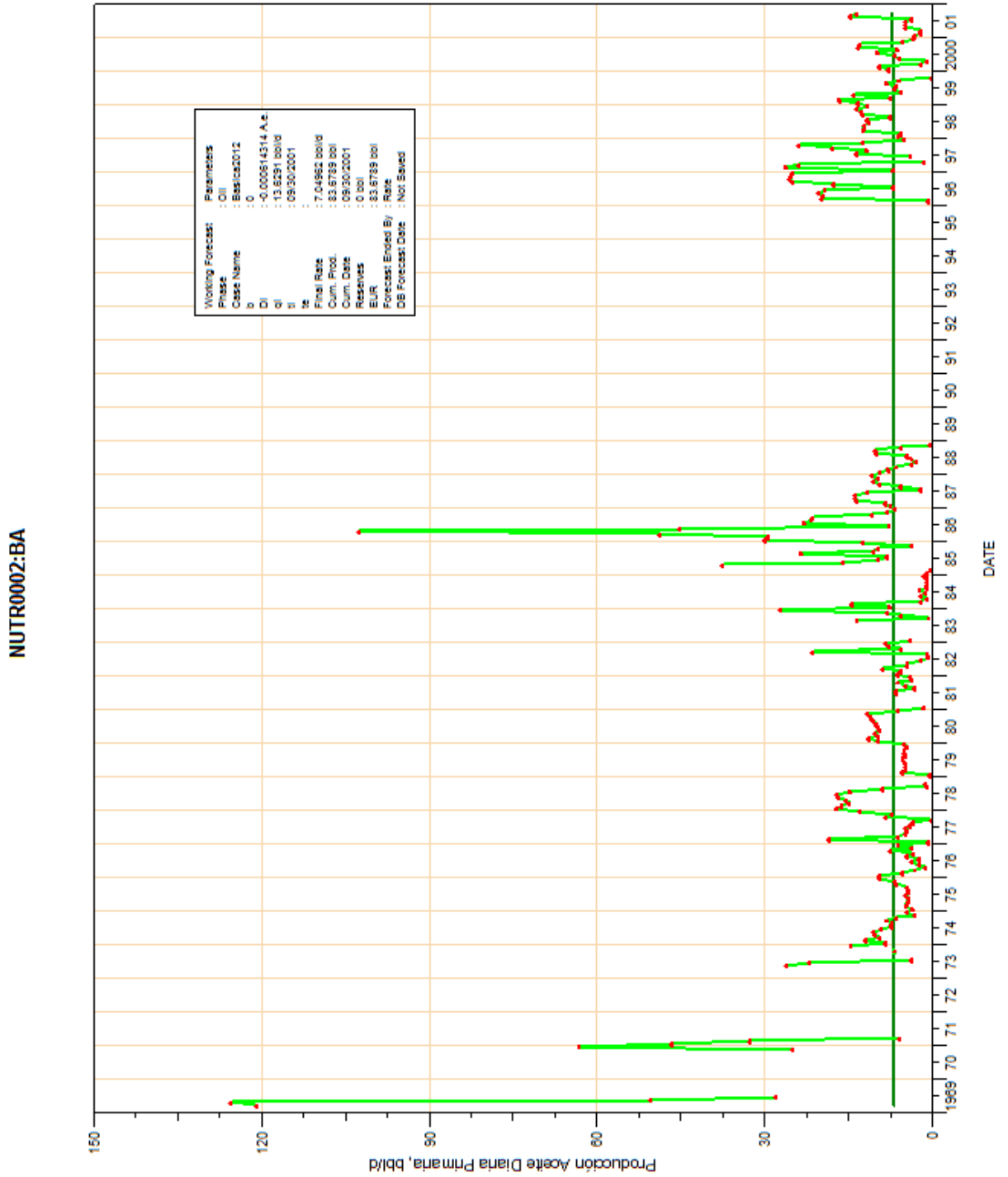
ANEXOS

ANEXO A. Concentración para fracción menor 2 micras POZO LISA0146, unidades % en peso.

No.	Profundidad (ft)	Esmectitas	Cloritas	Interestratificados	Illitas	Caolinita	Cuarzo
1	6150	2	-	7	15	62	12
2	6151	-	-	-	13	76	3
3	6152	-	-	-	10	83	6
4	6153	-	-	-	19	78	3
5	6154	-	-	3	16	80	4
6	6171,4	-	-	14	12	75	10
7	6194,4	-	-	3	14	67	5
8	6206	Tr	-	-	11	71	15
9	6267	-	7	-	15	62	15
10	6273	-	5	17	16	67	12
11	6275	-	10	6	17	50	6
12	6285	-	-	-	12	79	3
Tr: Cuando su presencia es menor 0,5 %							

ANEXO B. Producción histórica del campo nutria por pozo.

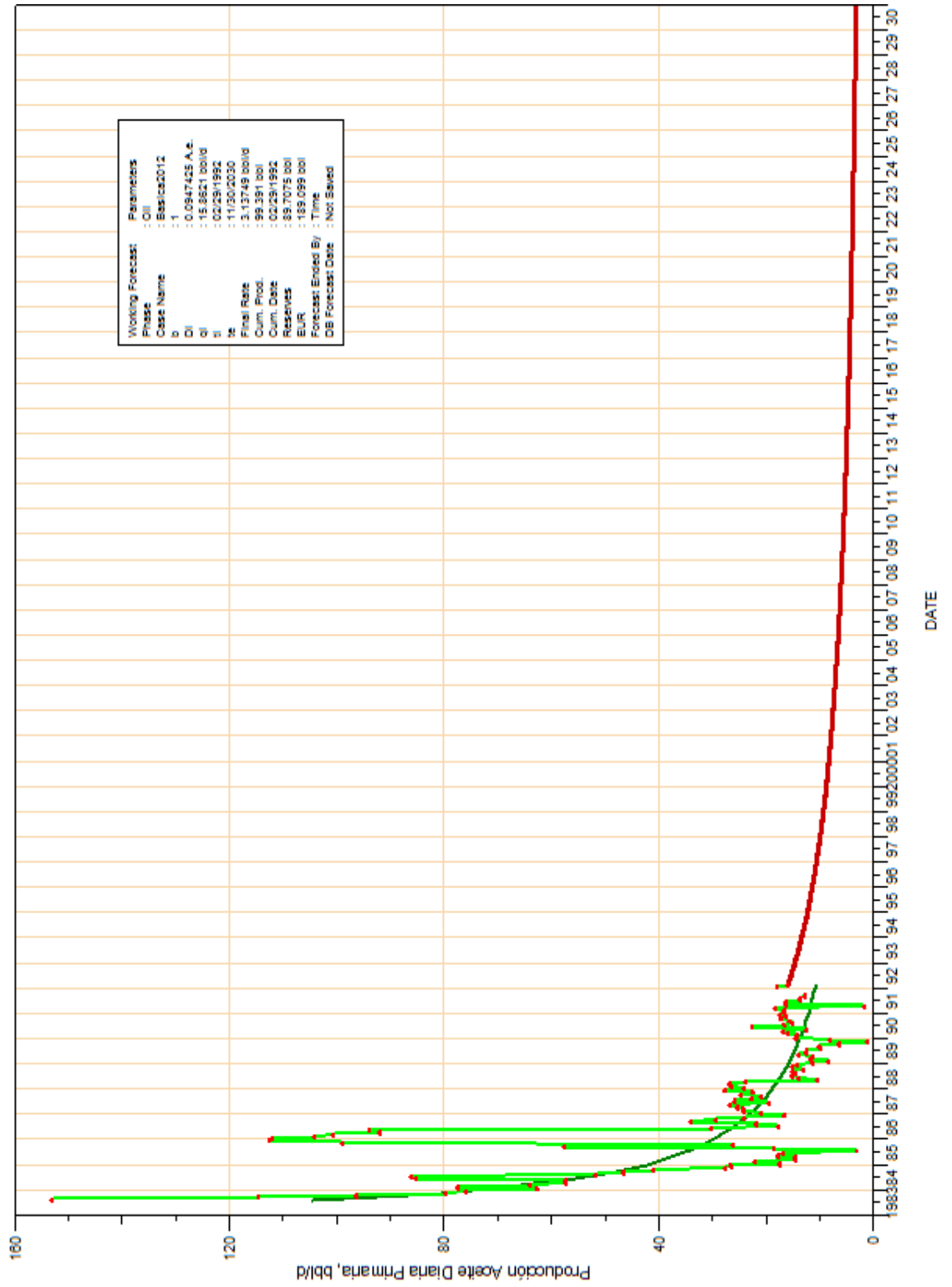
Producción del Pozo Nutria 2



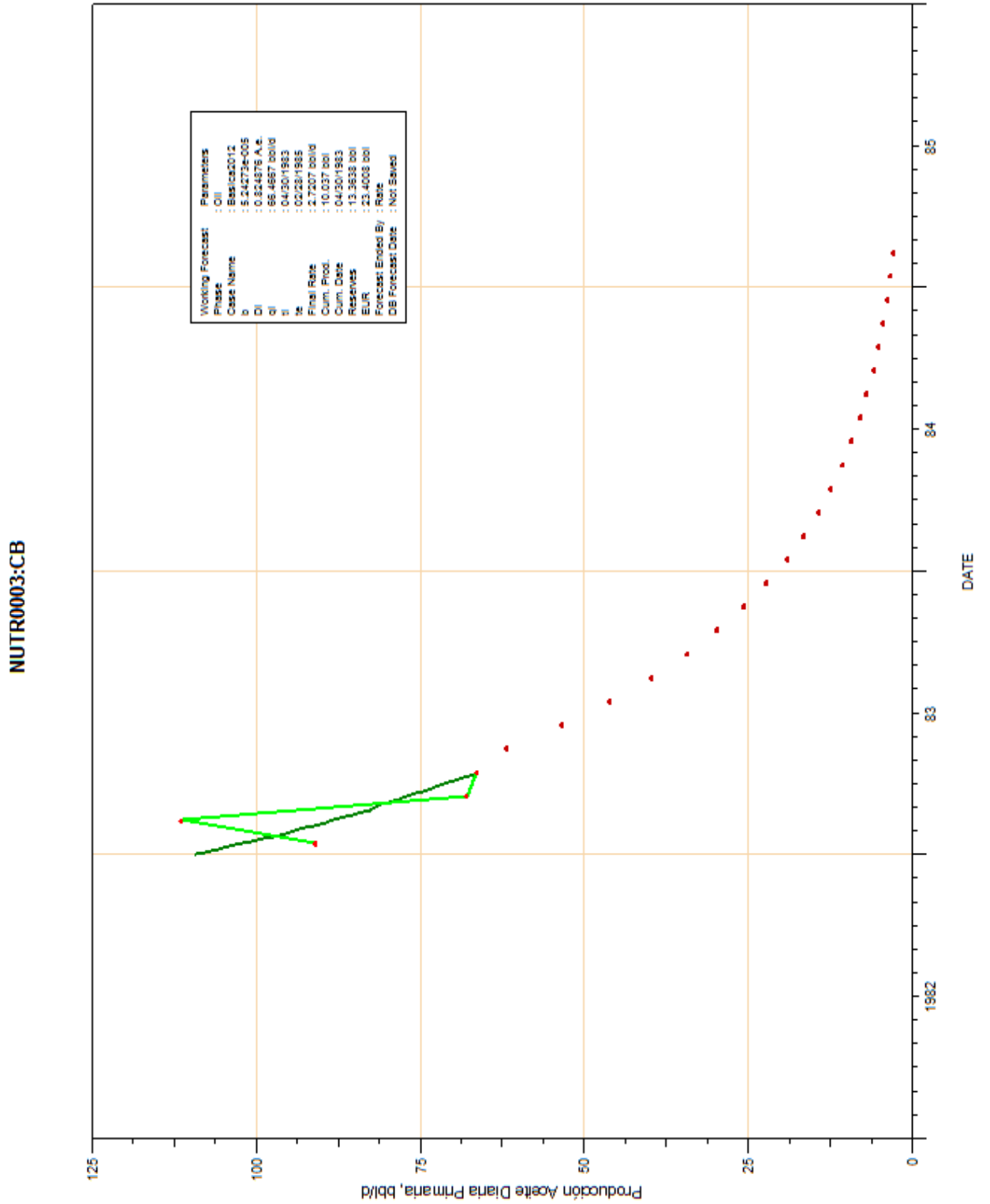


Producción del Pozo Nutria 3 BA

NUTR0003:BA

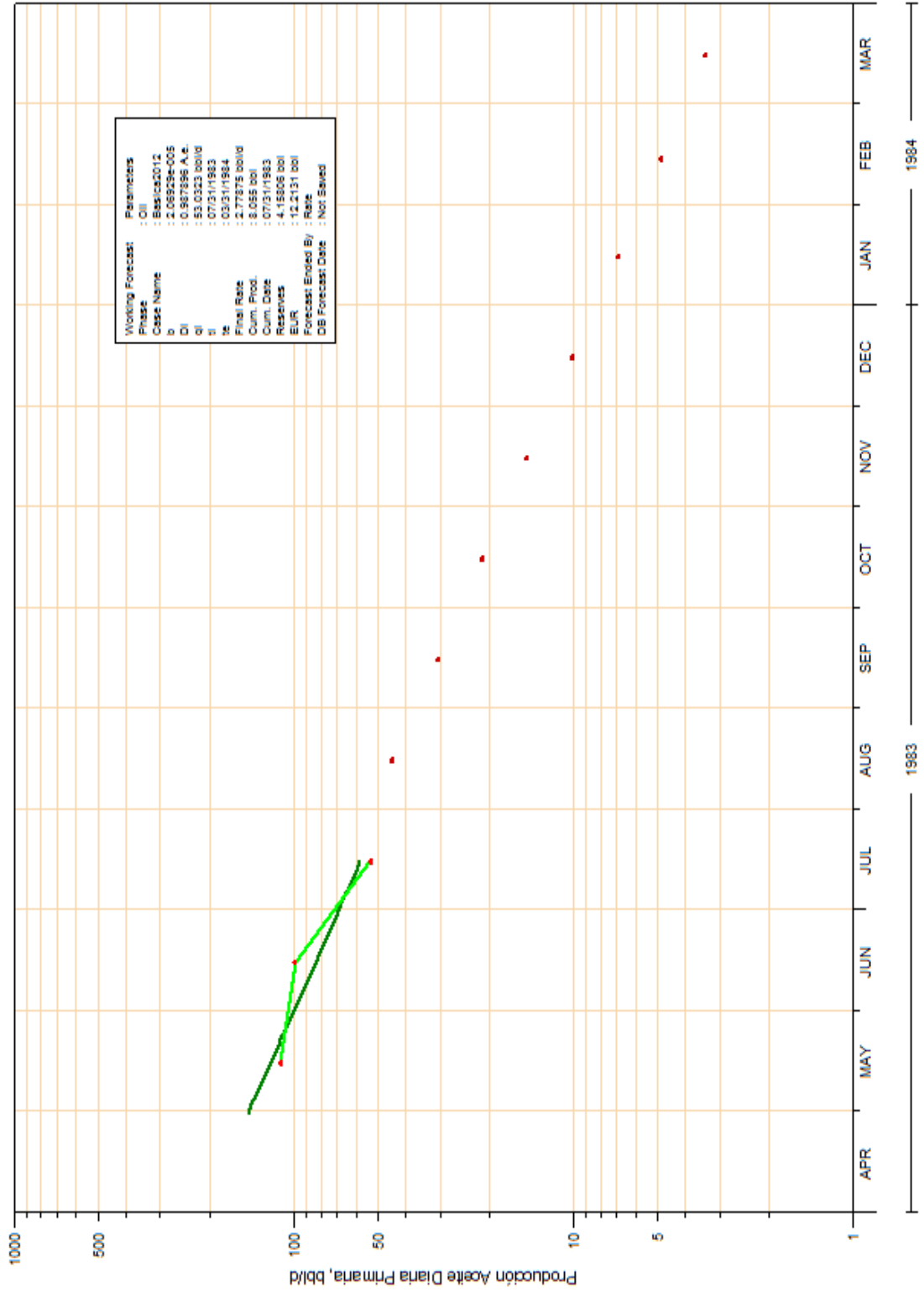


Producción del Pozo Nutria 3 CB



Producción del Pozo Nutria 3 CBA

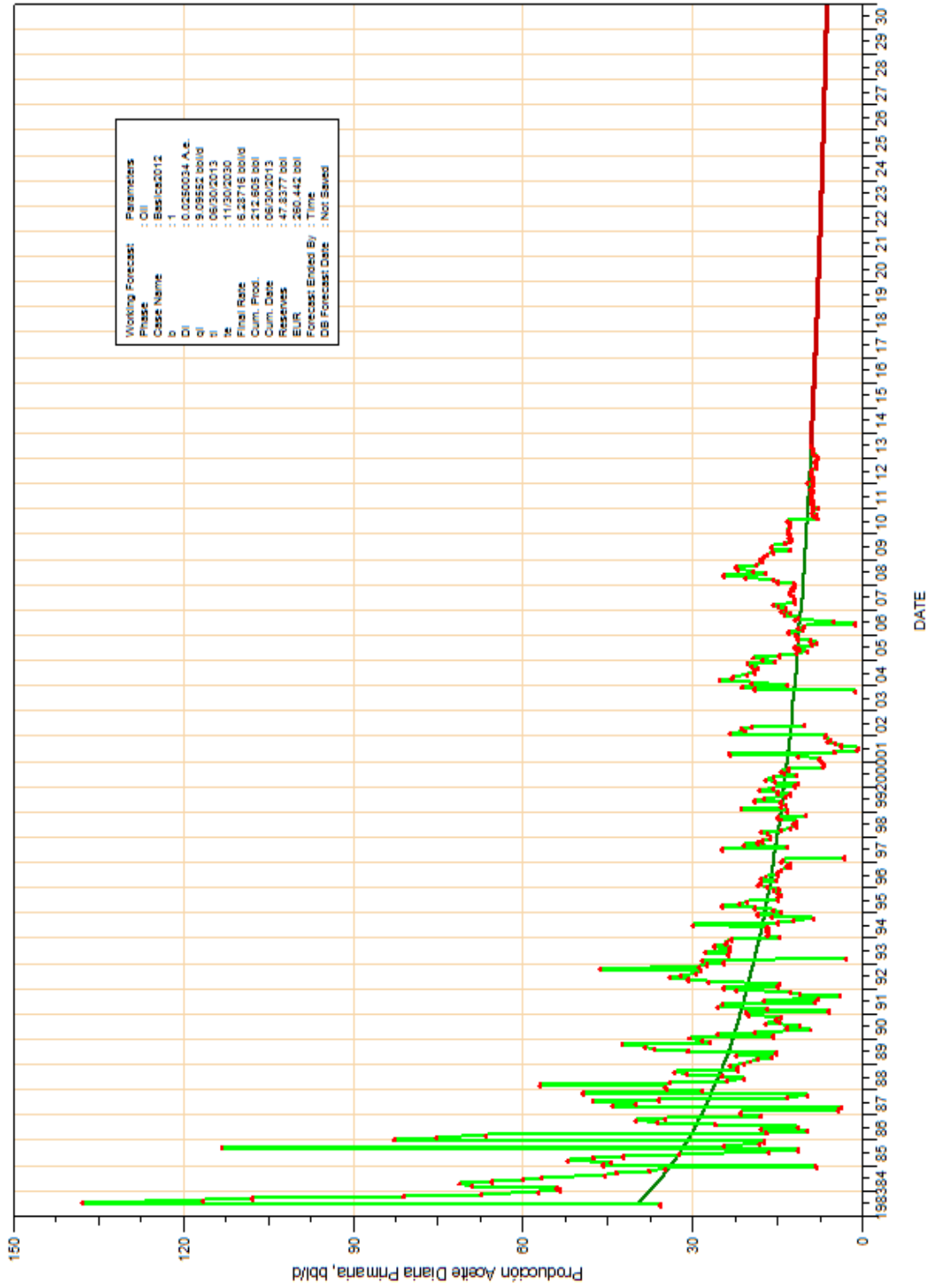
NUTR0003:CBA





Producción del Pozo Nutria 4

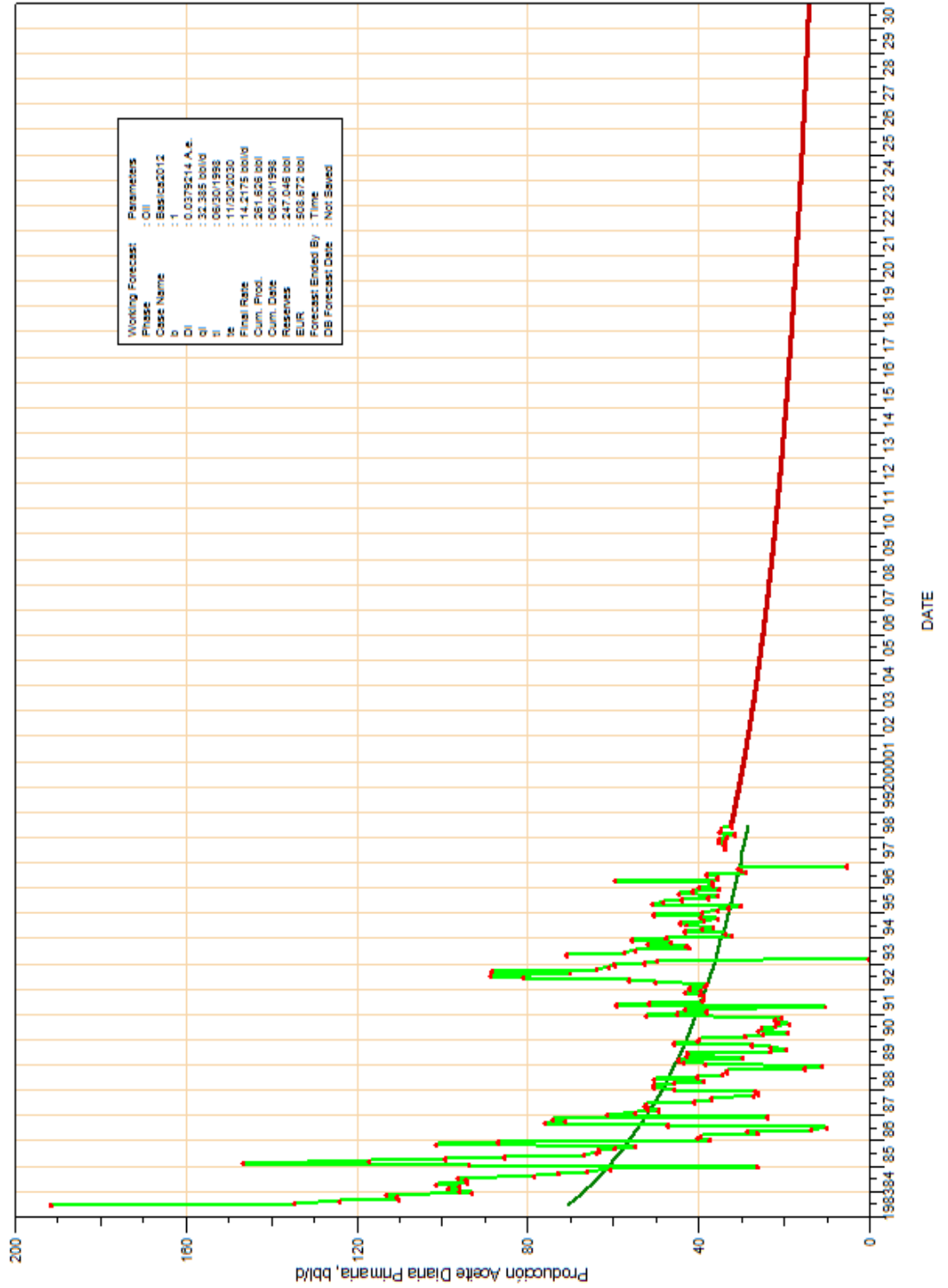
NUTR0004:BA





Producción del Pozo Nutria 5

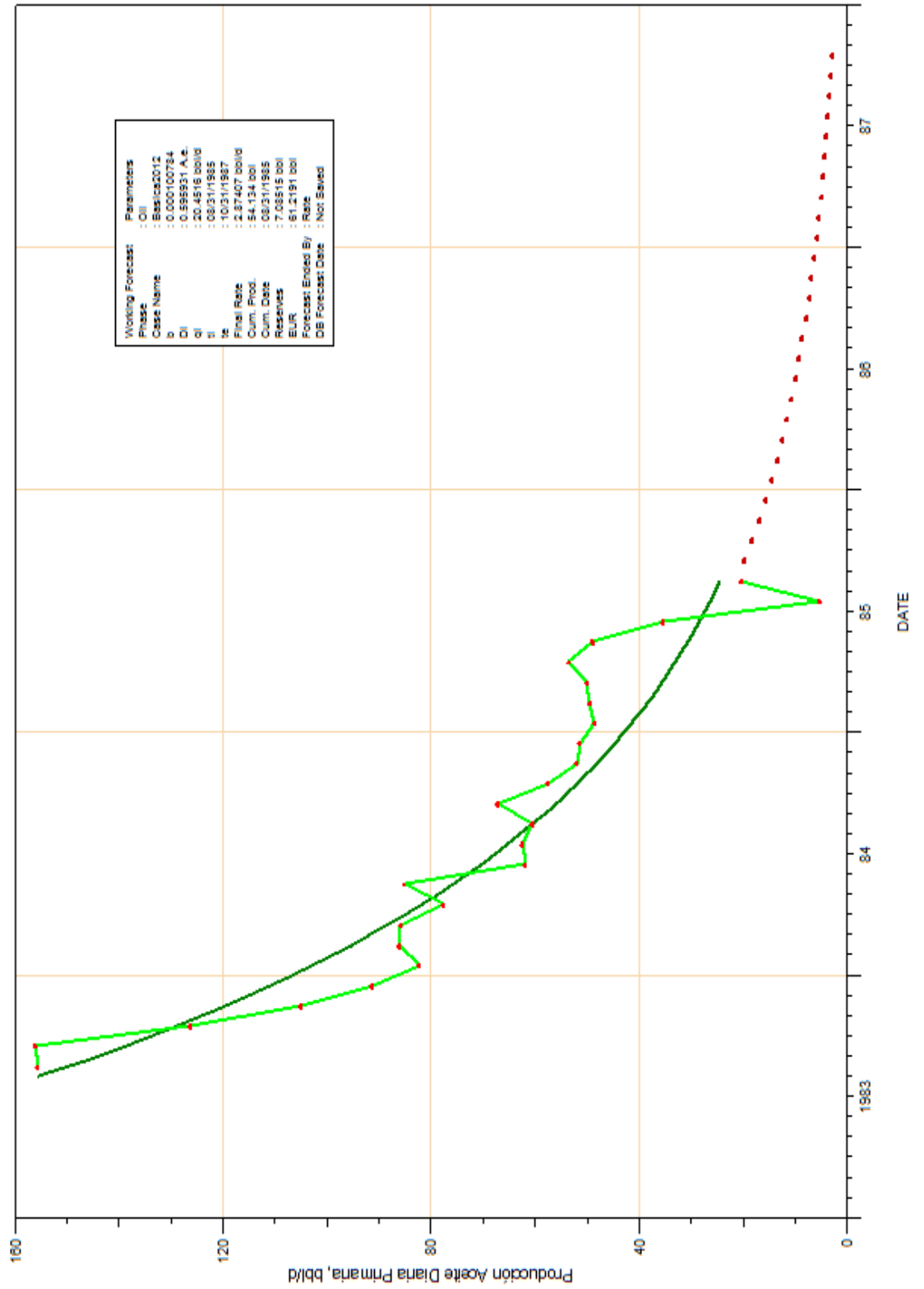
NUTR0005:B





Producción del Pozo Nutria 6

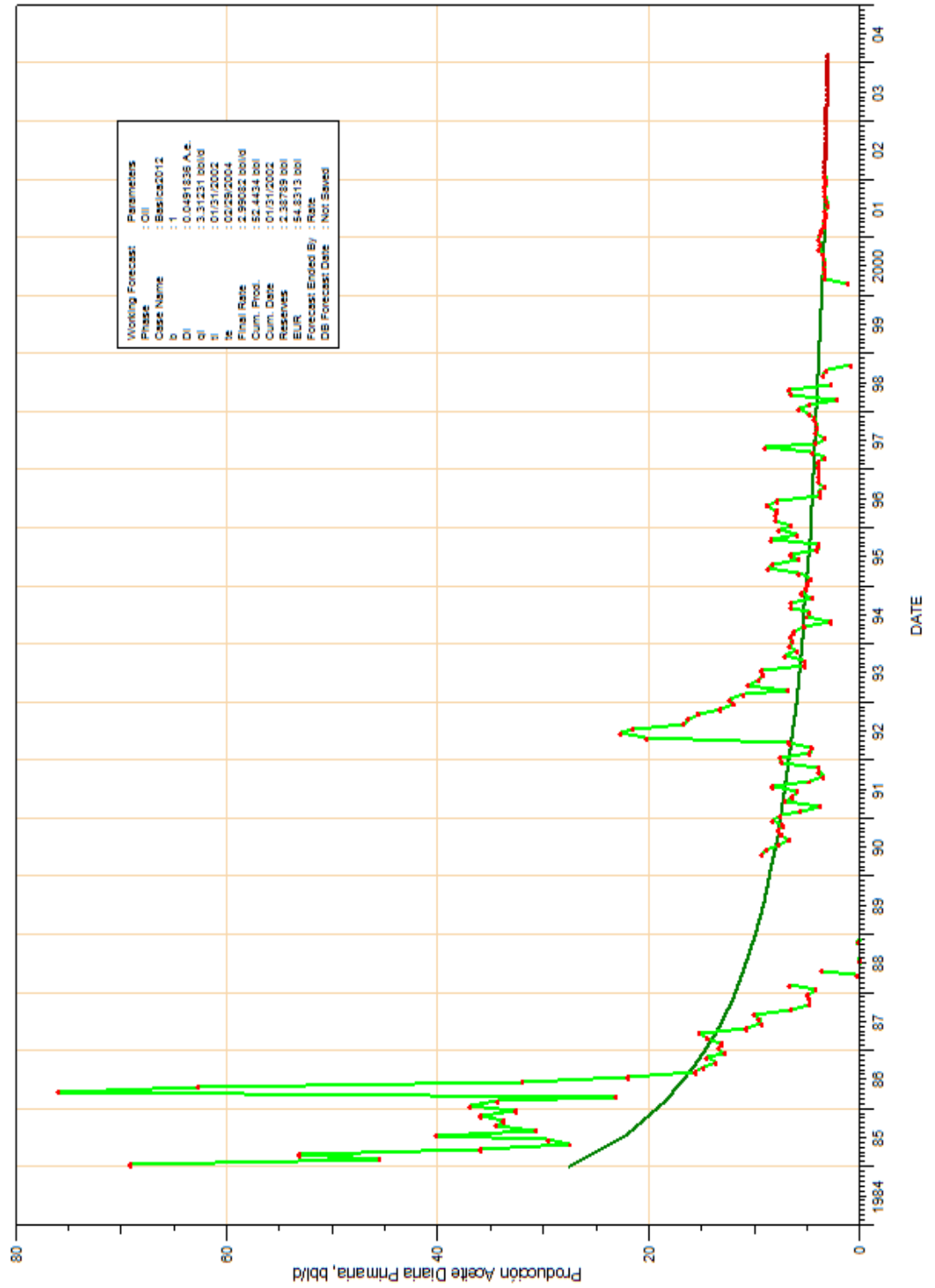
NUTR0006:B





Producción del Pozo Nutria 8

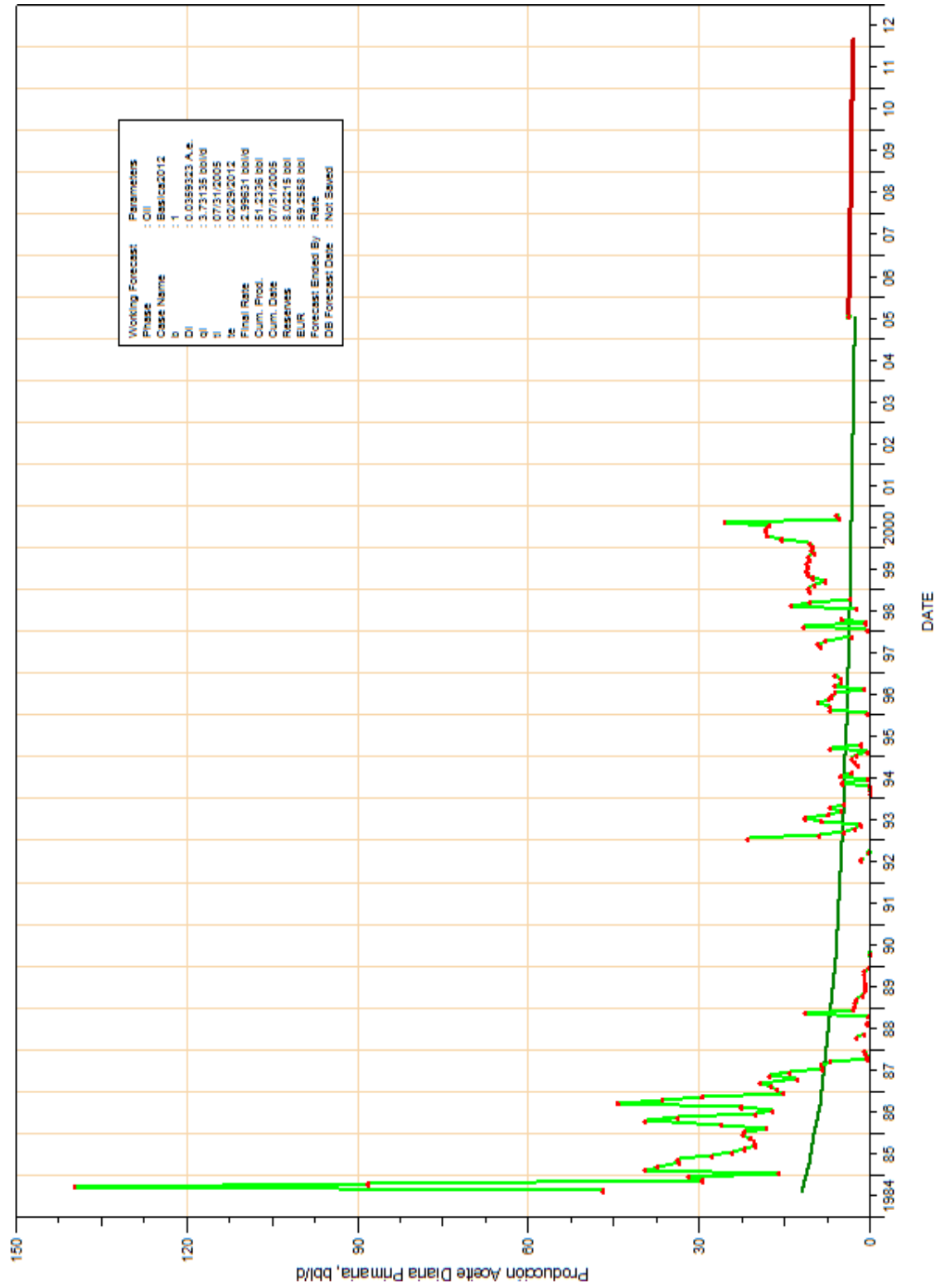
NUTR0008:BA





Producción del Pozo Nutria 9

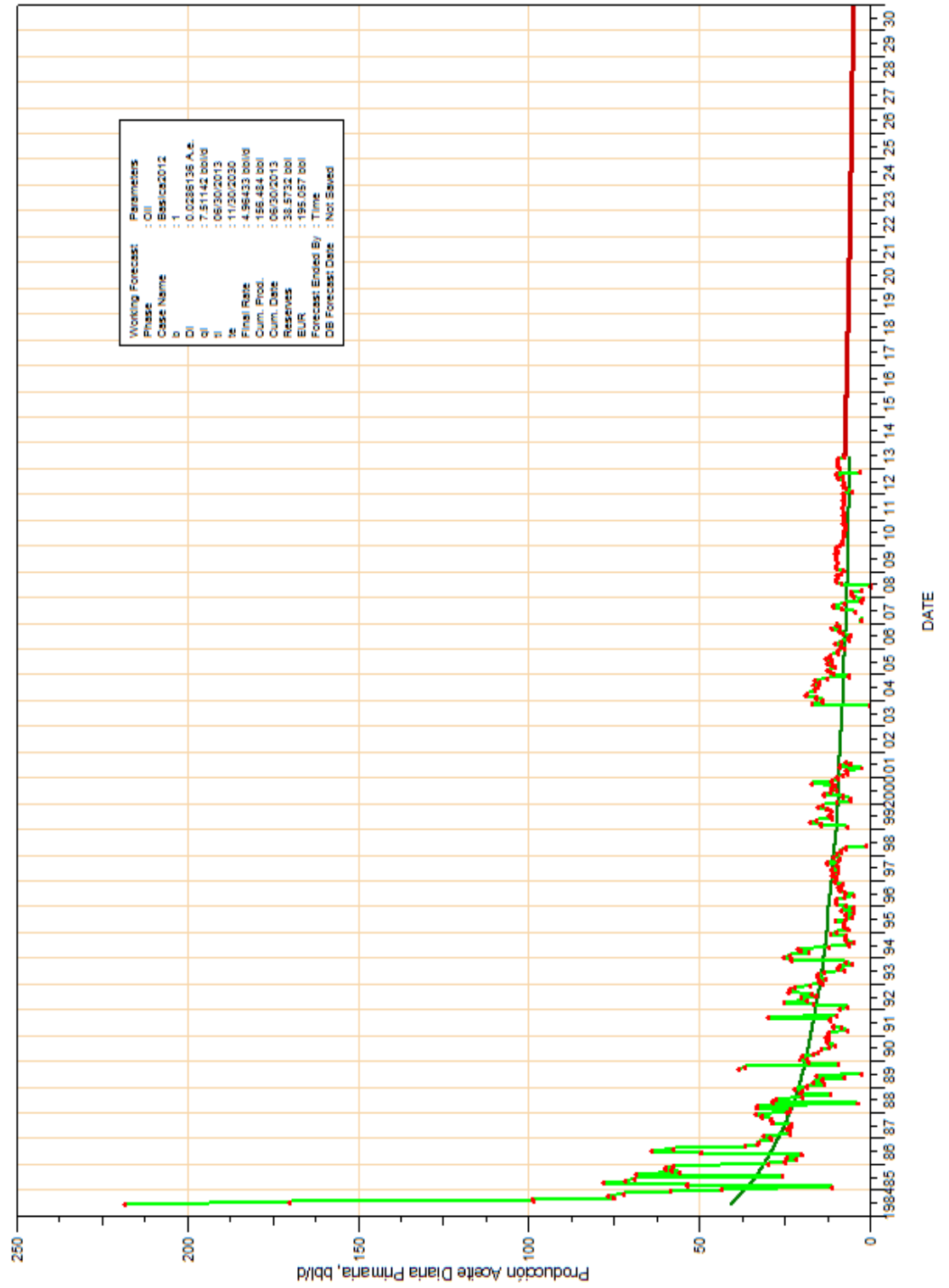
NUTR0009:BA





Producción del Pozo Nutria 10

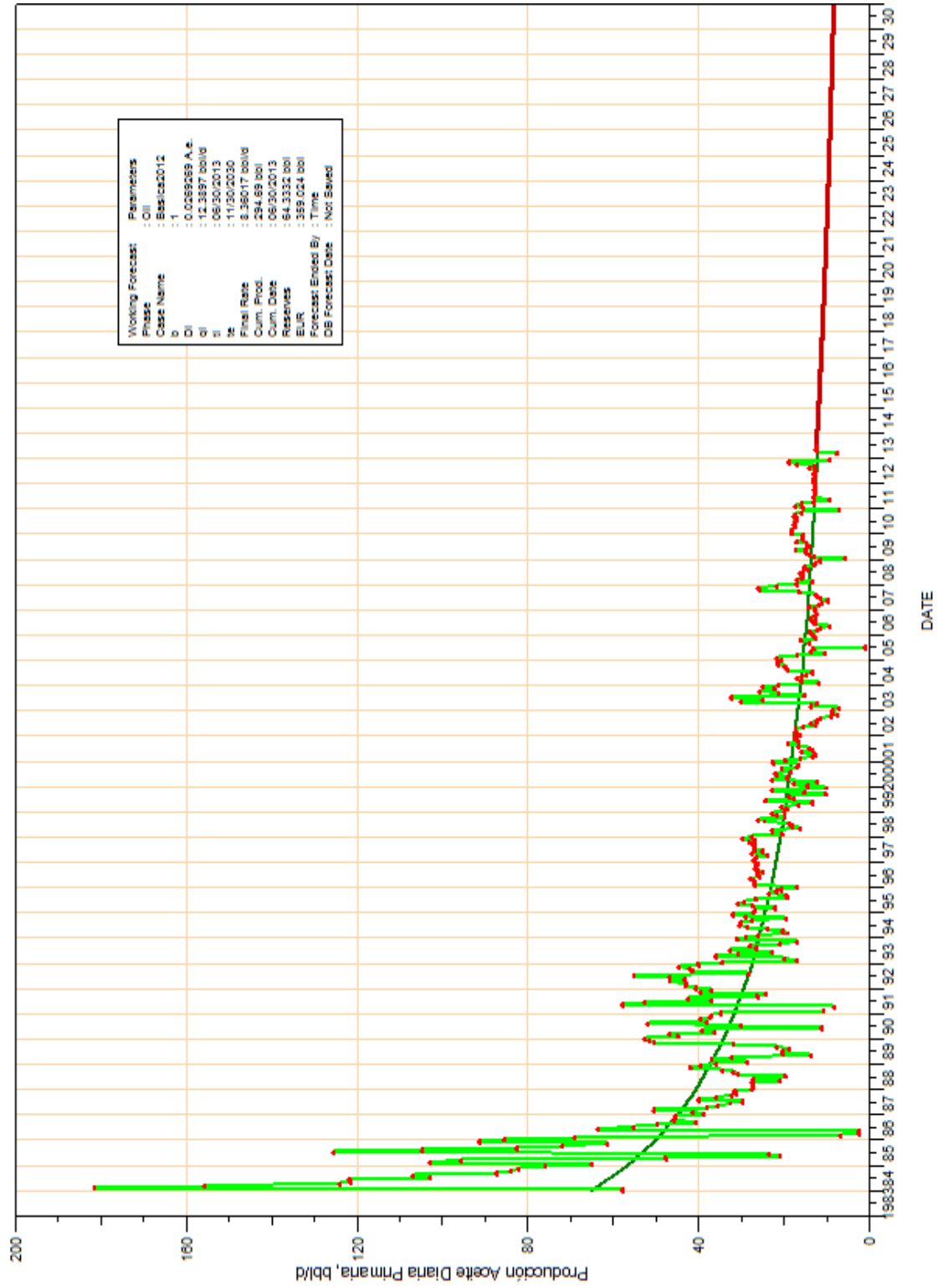
NUTR0010:BA





Producción del Pozo Nutria 11

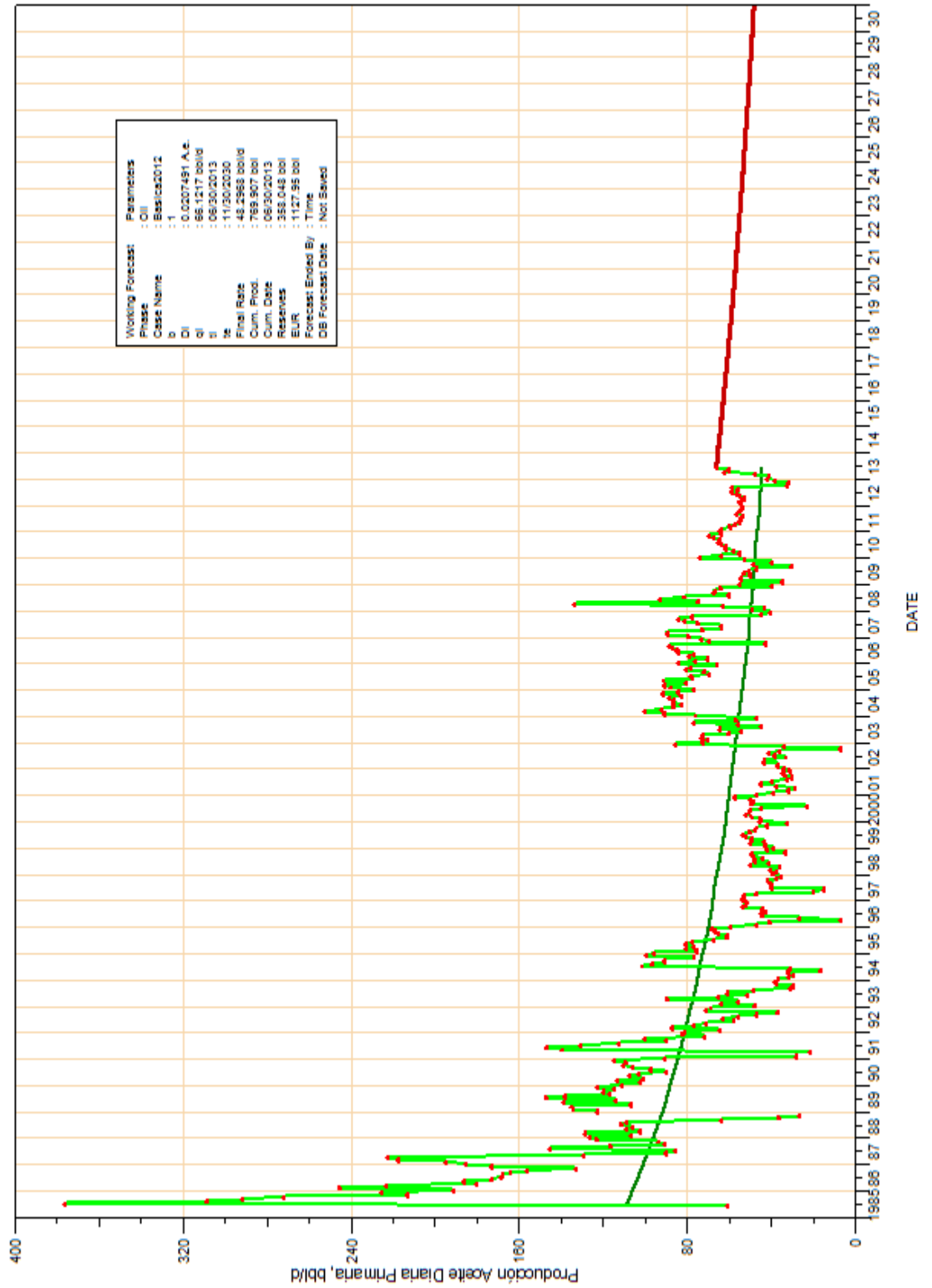
NUTR0011:A





Producción del Pozo Nutria 12

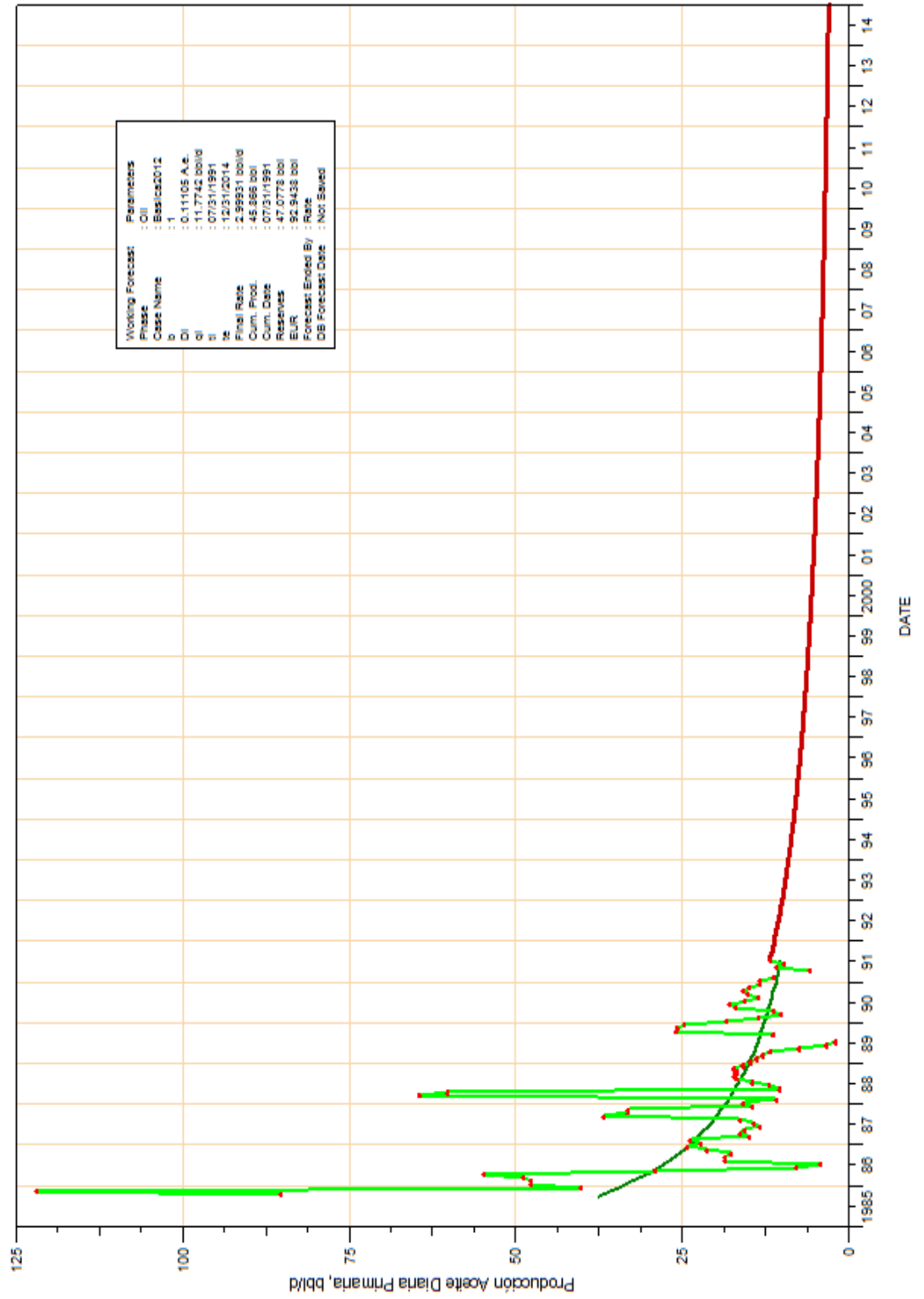
NUTR0012:B





Producción del Pozo Nutria 13

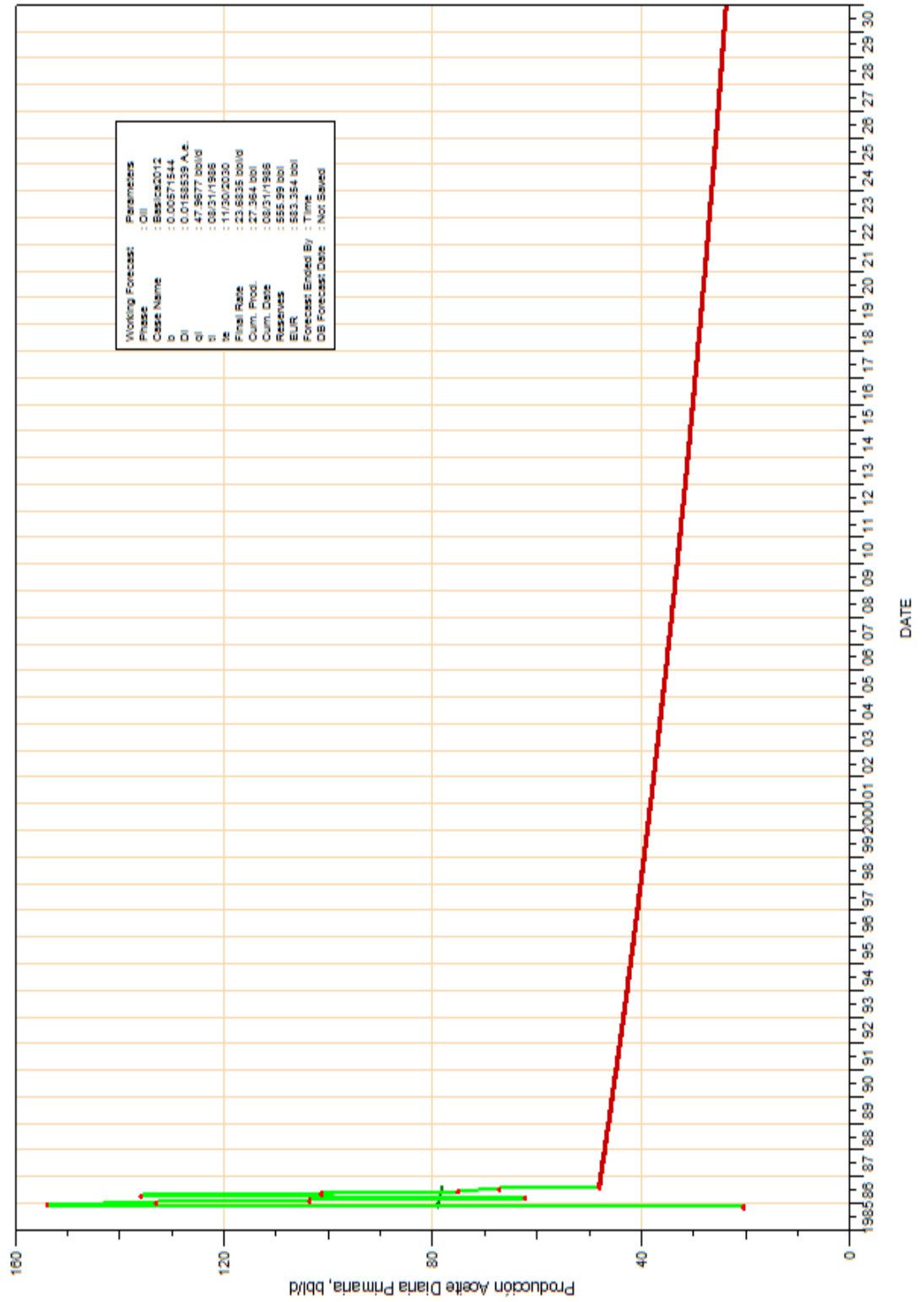
NUTR0013:BA





Producción del Pozo Nutria 14 B

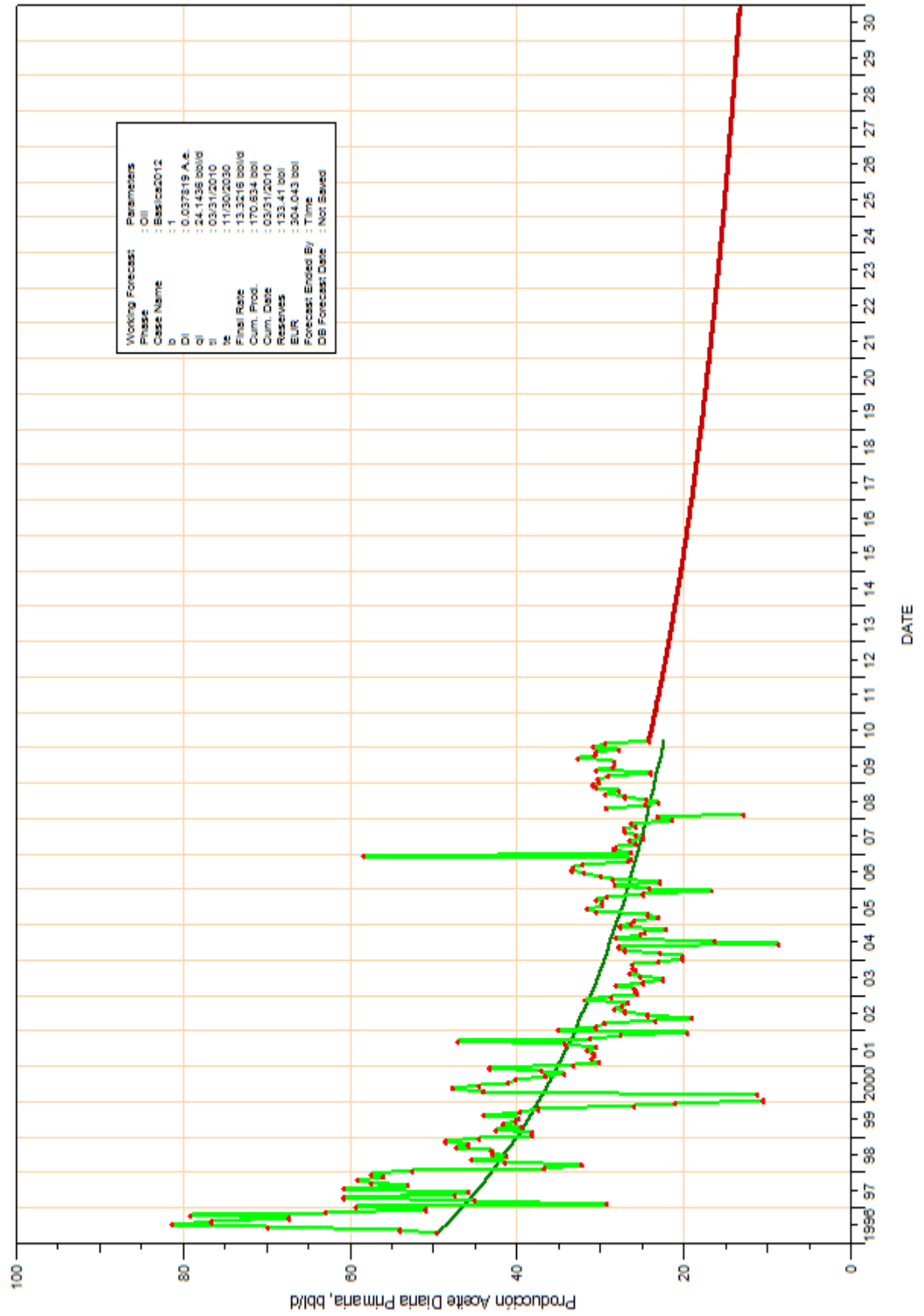
NUTR0014:B





Producción del Pozo Nutria 14 BA

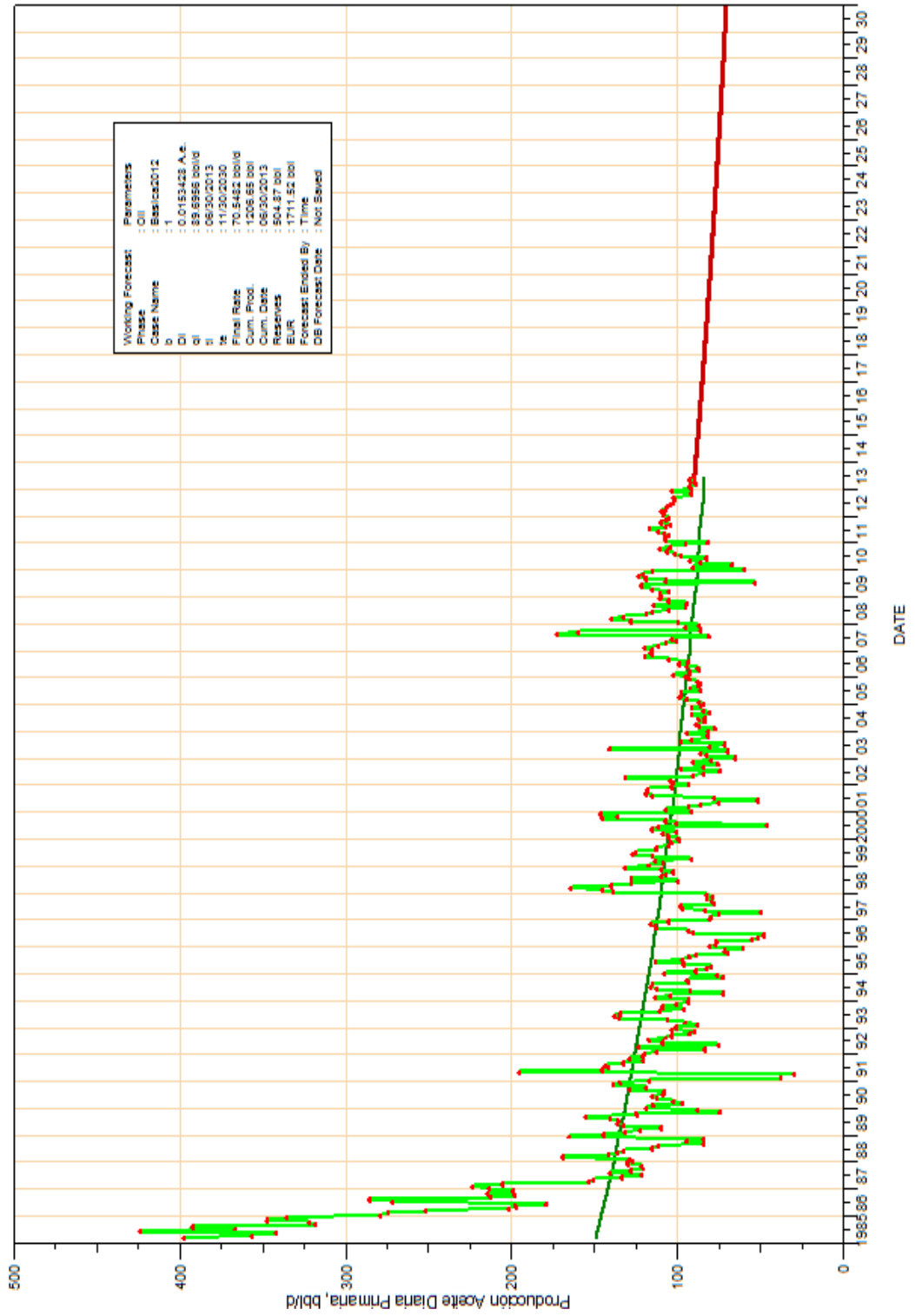
NUTR0014:BA





Producción del Pozo Nutria 15

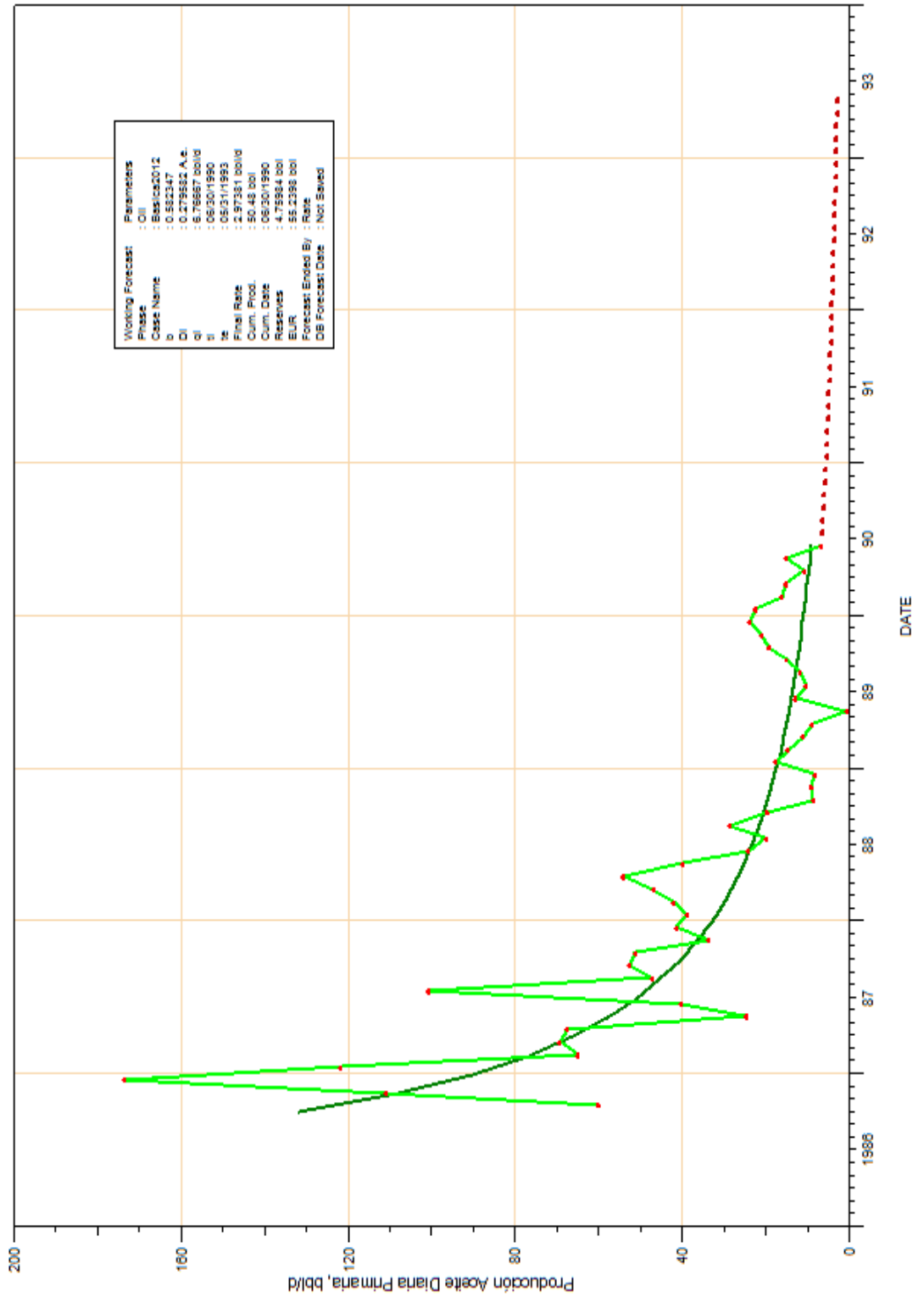
NUTR0015:BA





Producción del Pozo Nutria 16

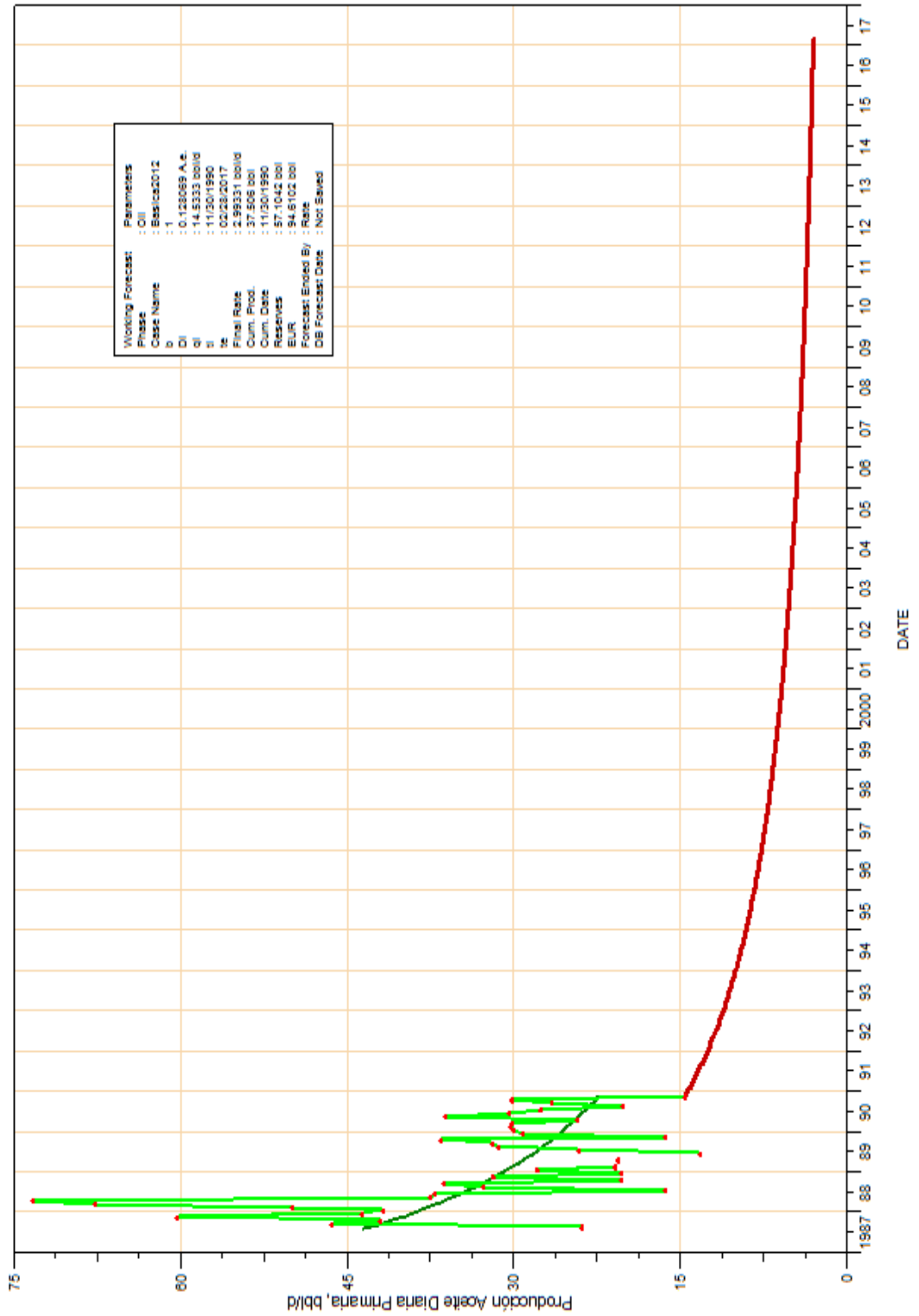
NUTR0016:A





Producción del Pozo Nutria 17

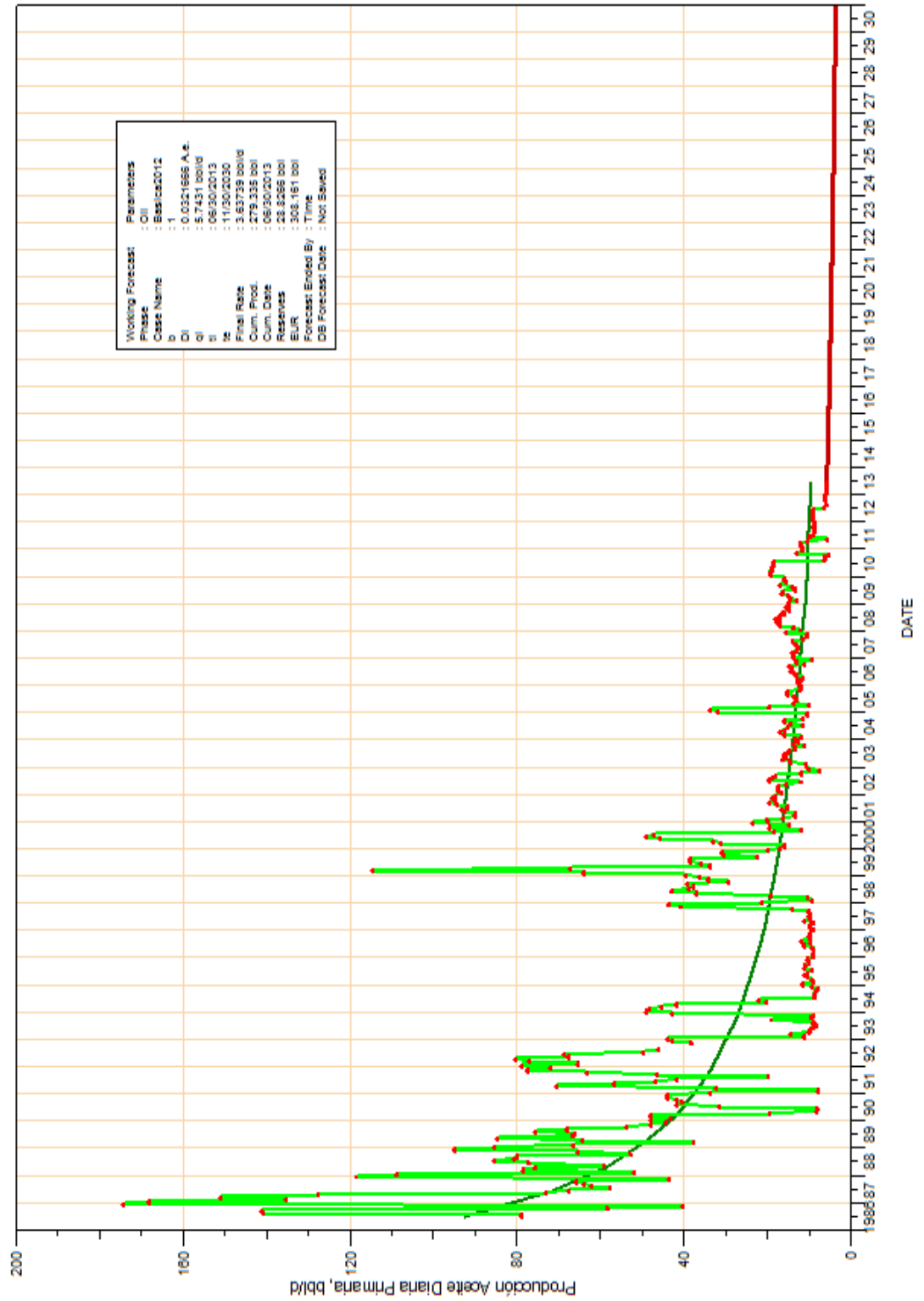
NUTR0017:A





Producción del Pozo Nutria 18

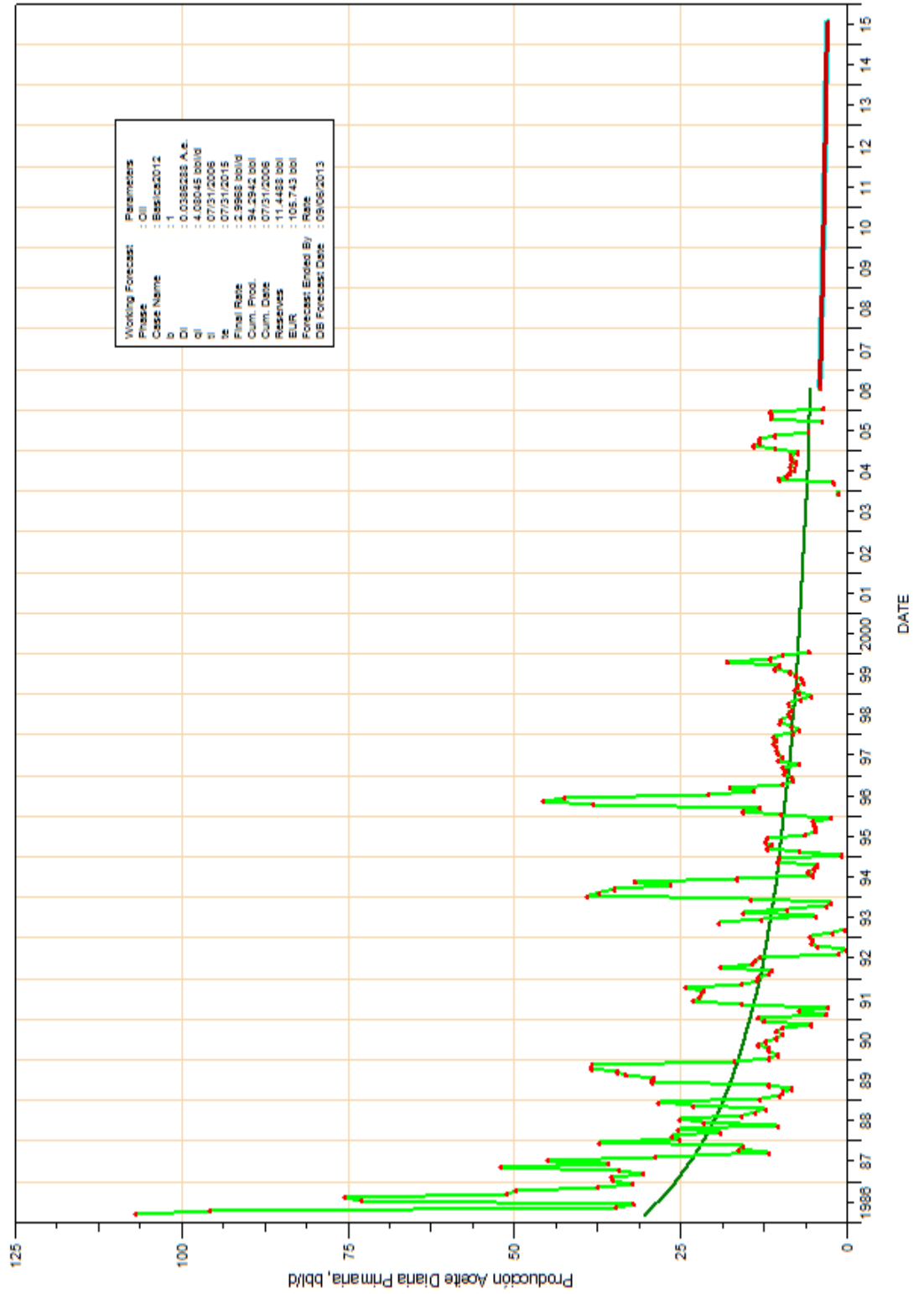
NUTR0018:BA





Producción del Pozo Nutria 19

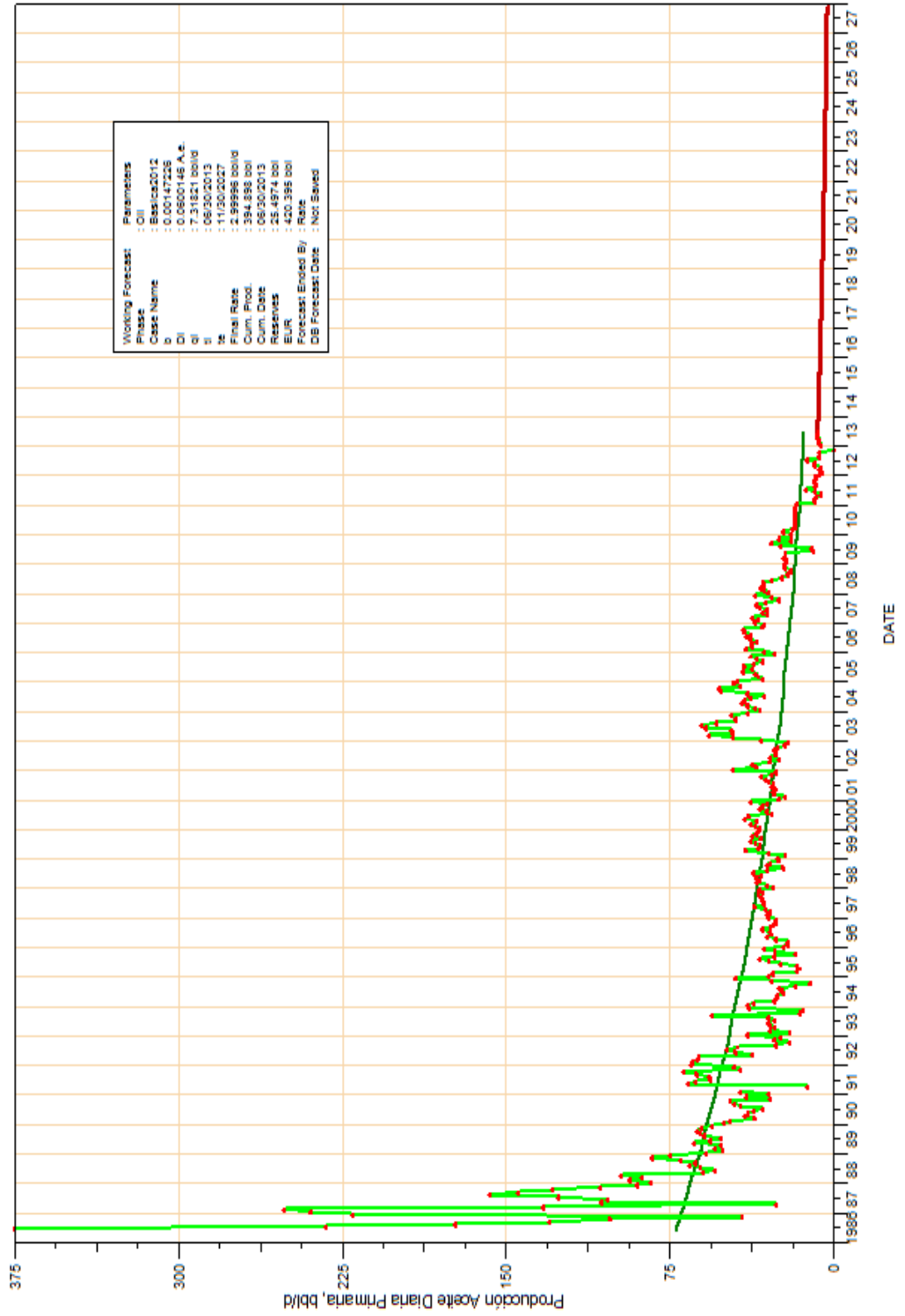
NUTR0019:BA





Producción del Pozo Nutria 20

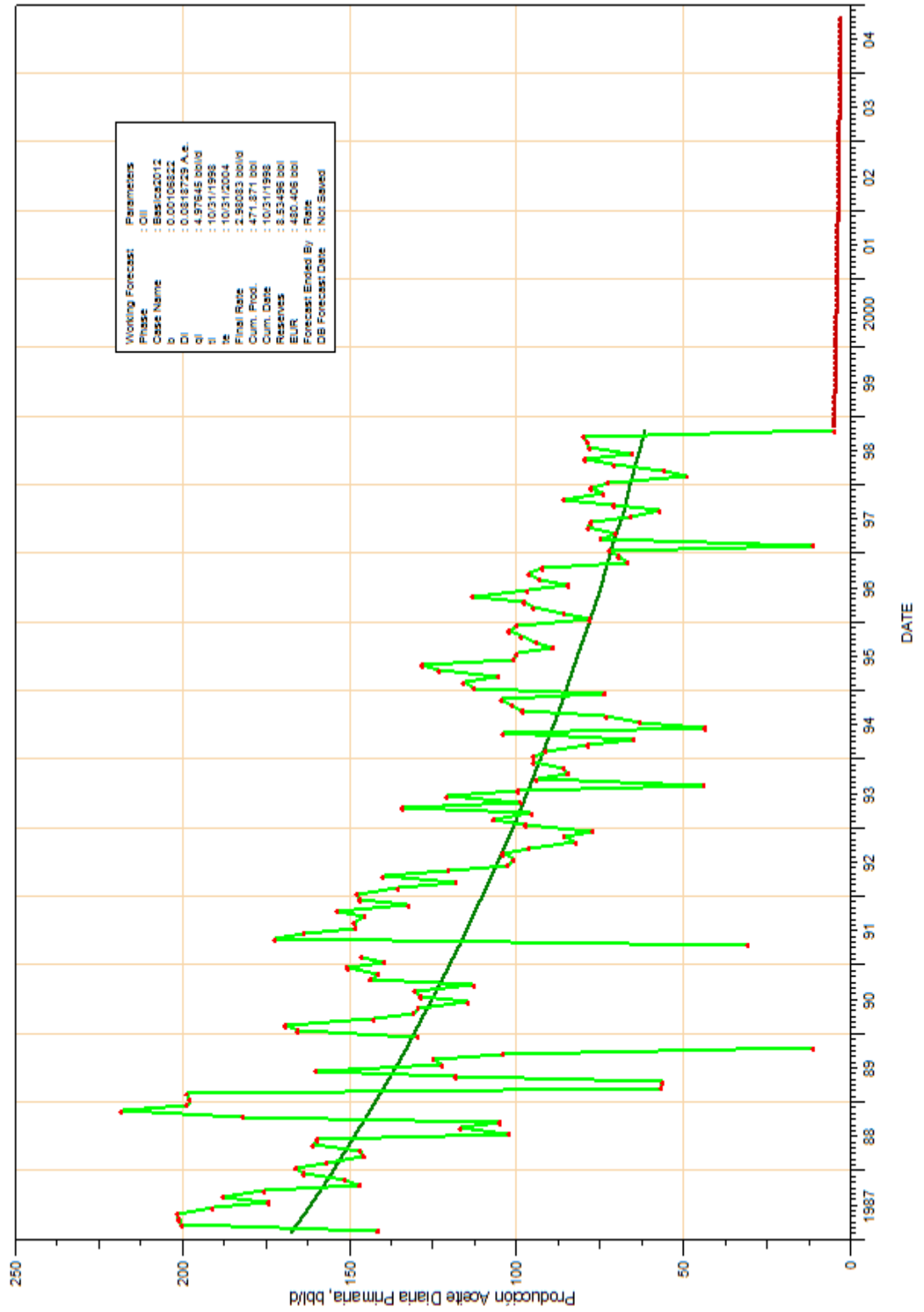
NUTR0020:BA





Producción del Pozo Nutria 21

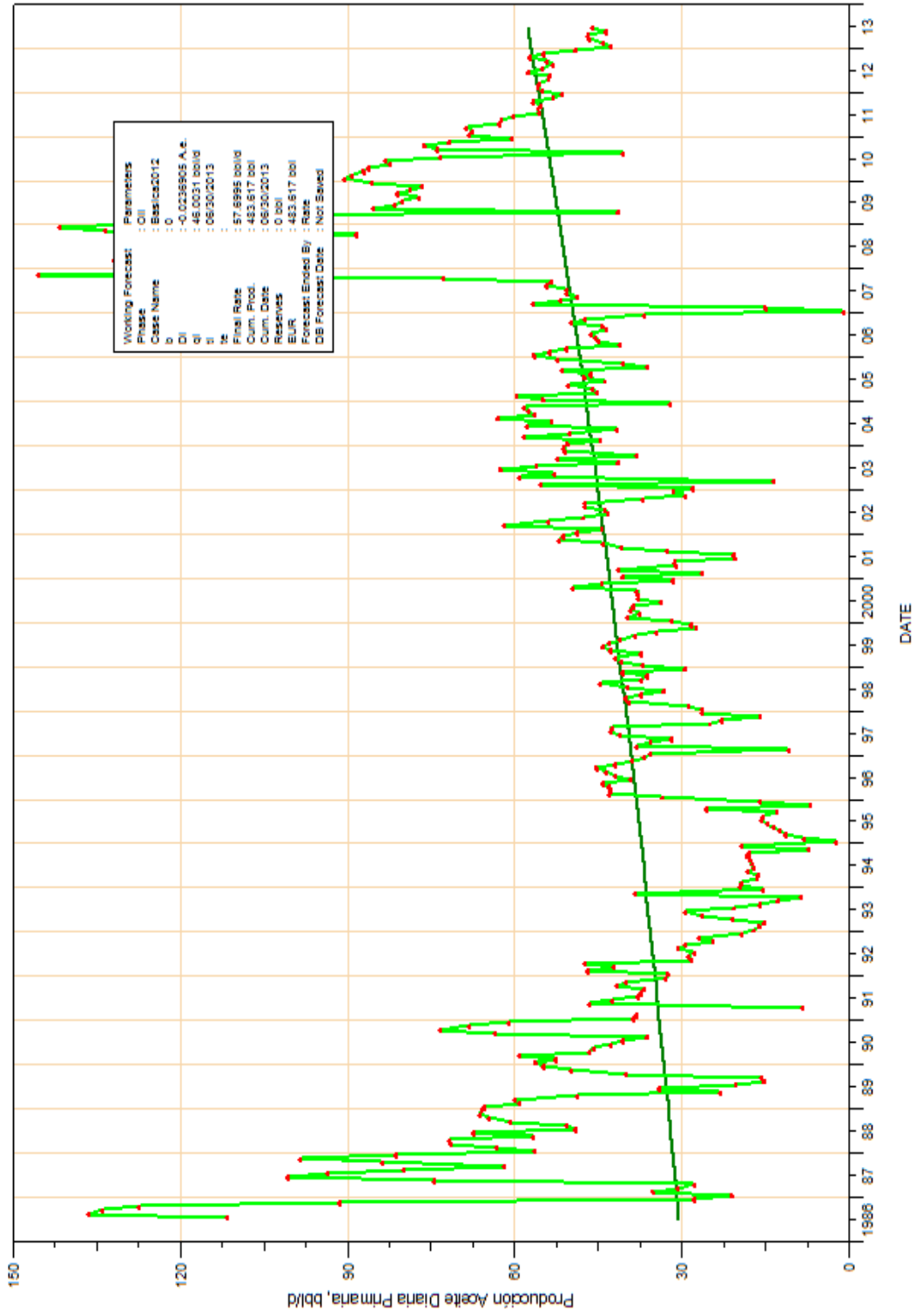
NUTR0021:BA





Producción del Pozo Nutria 22

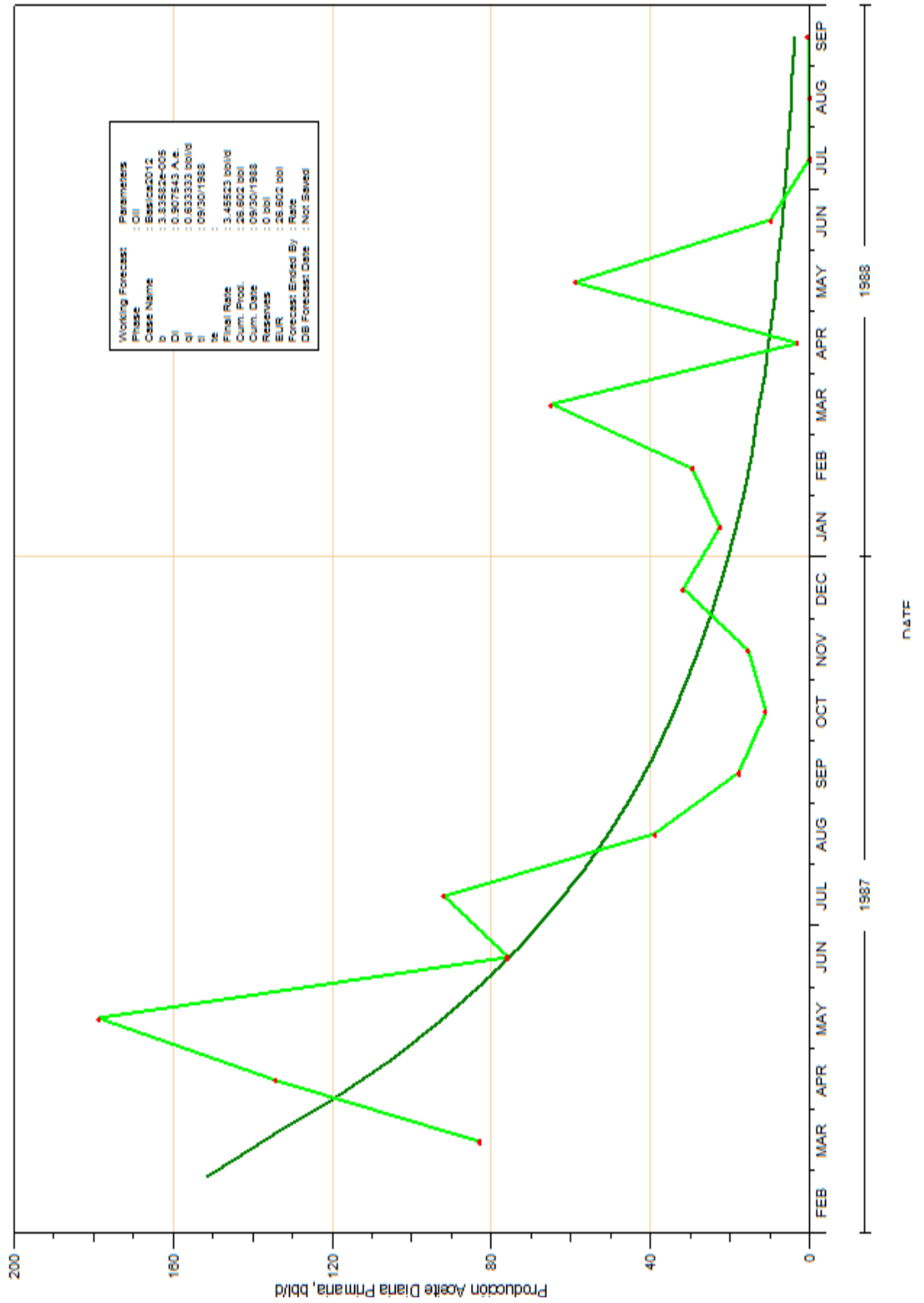
NUTR0022:B





Producción del Pozo Nutria 23

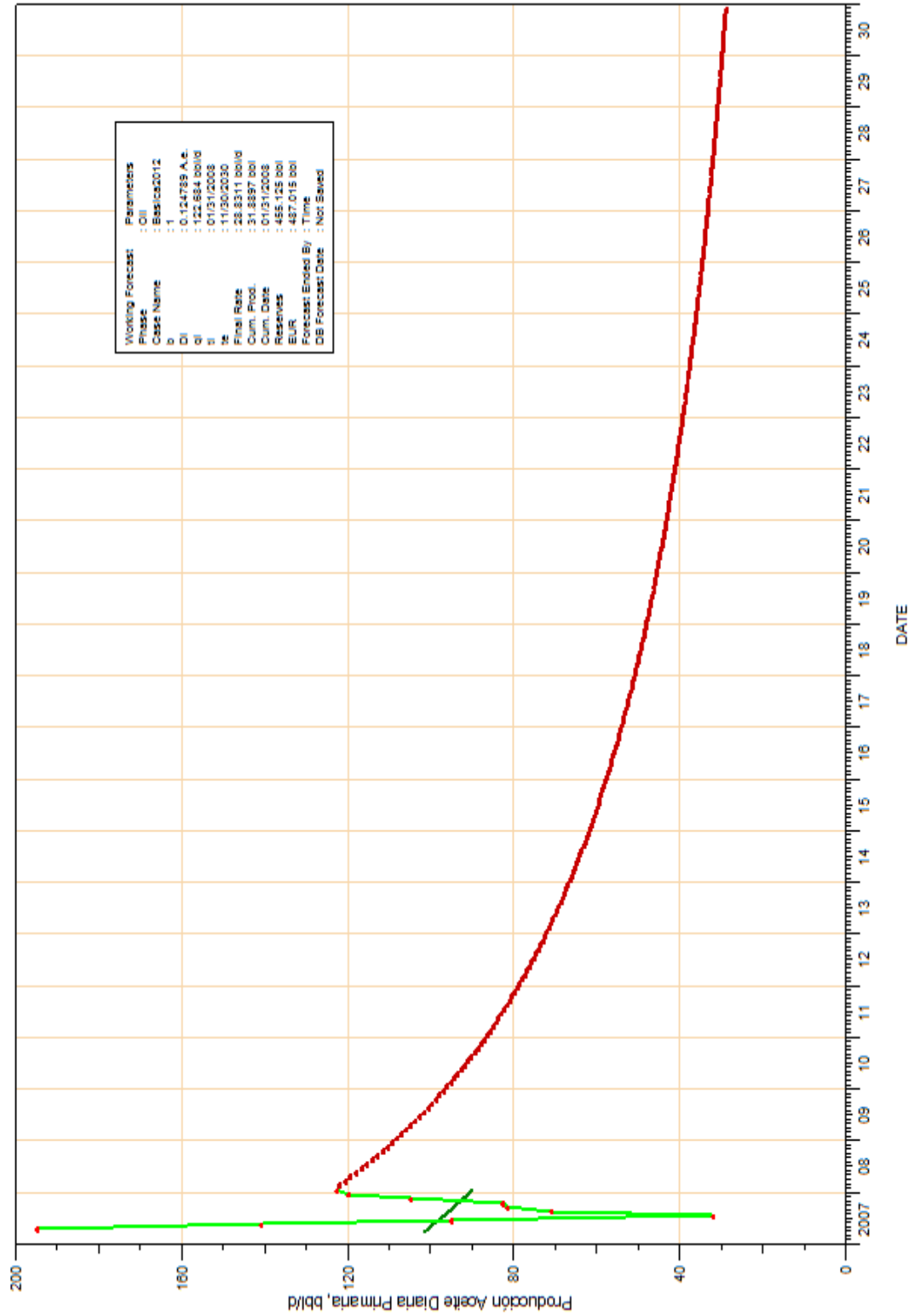
NUTR0023:B





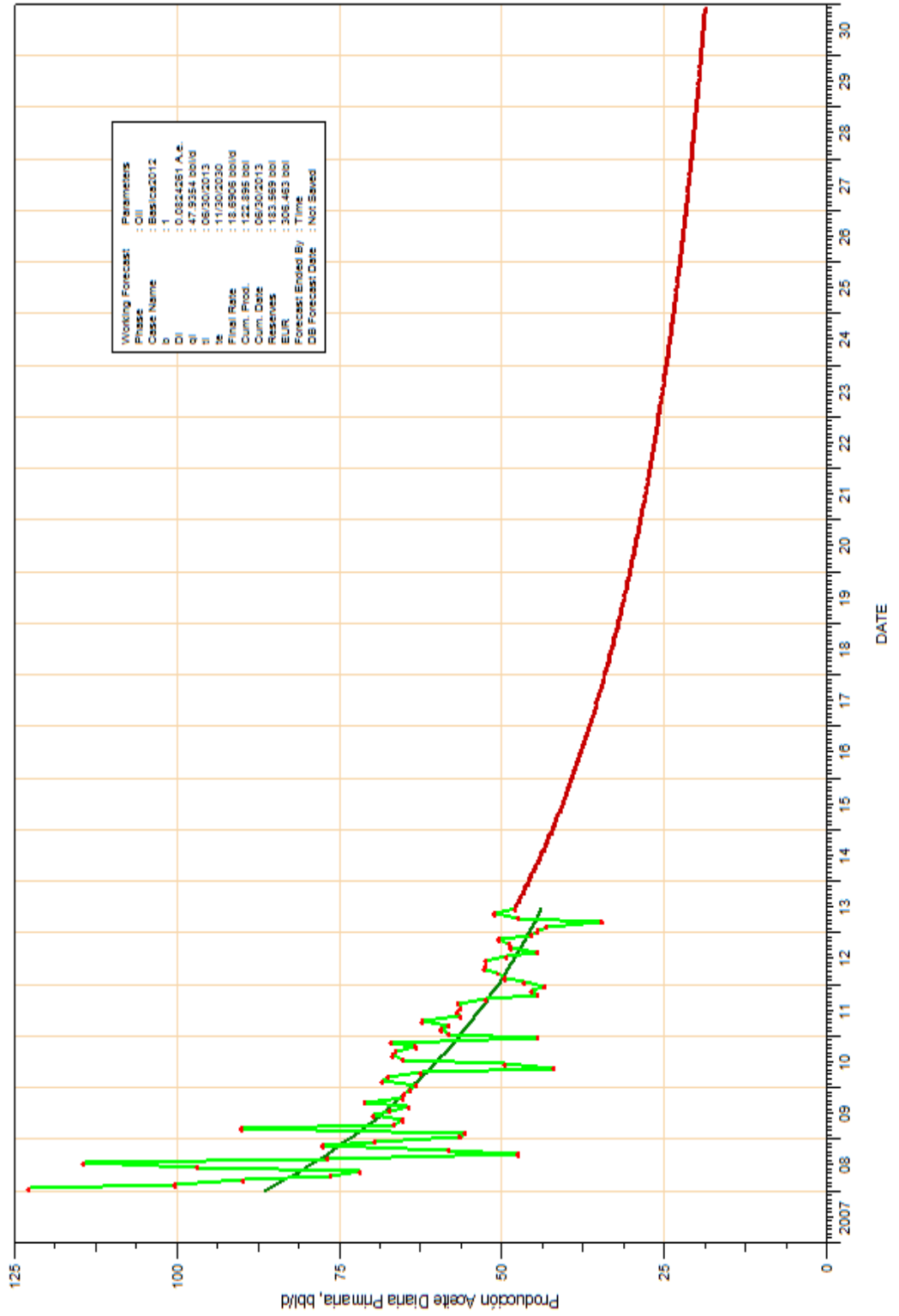
Producción del Pozo Nutria 23 B

NUTR0023R:B



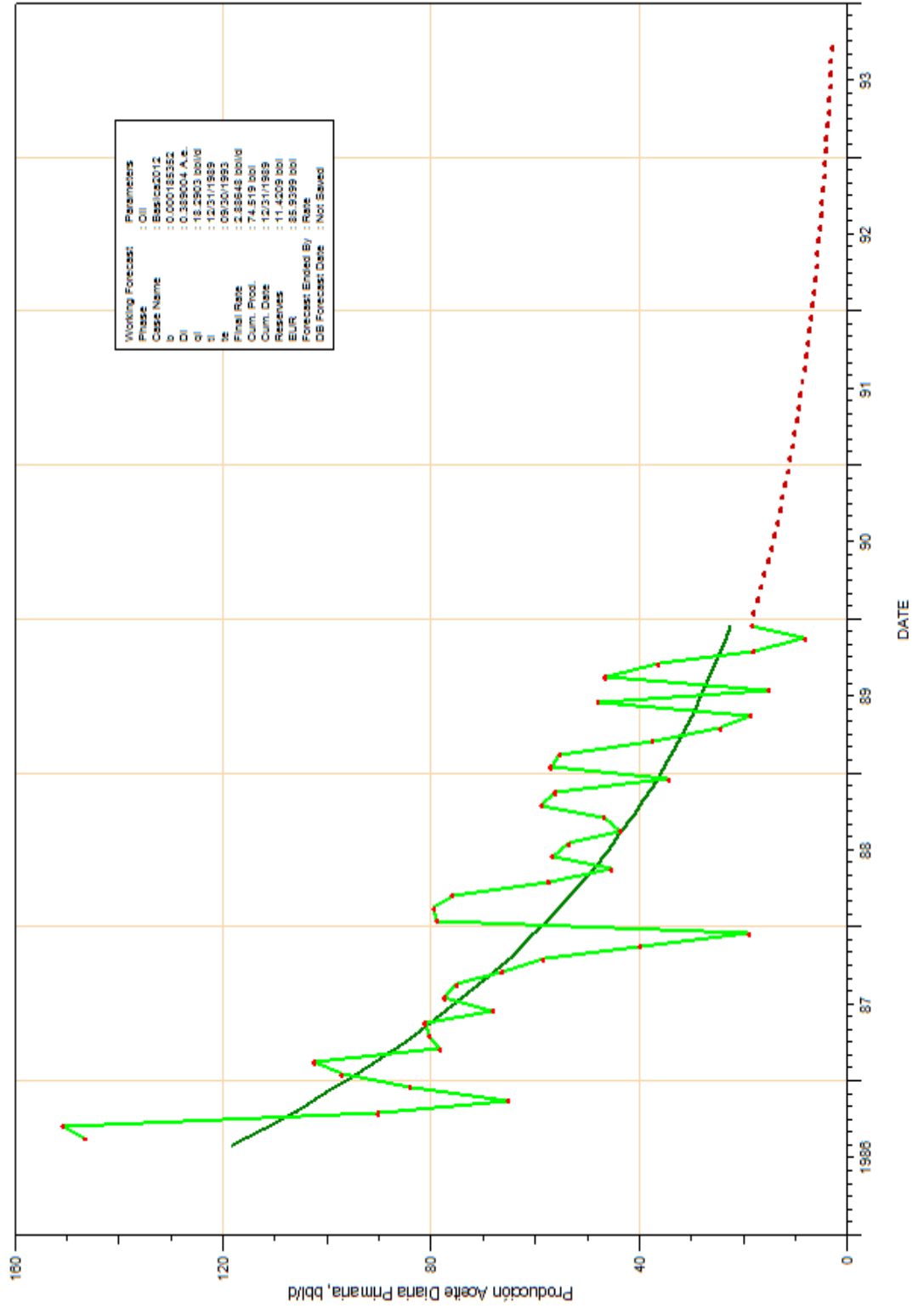
Producción del Pozo Nutria 23 BA

NUTR0023R:BA



Producción del Pozo Nutria 24

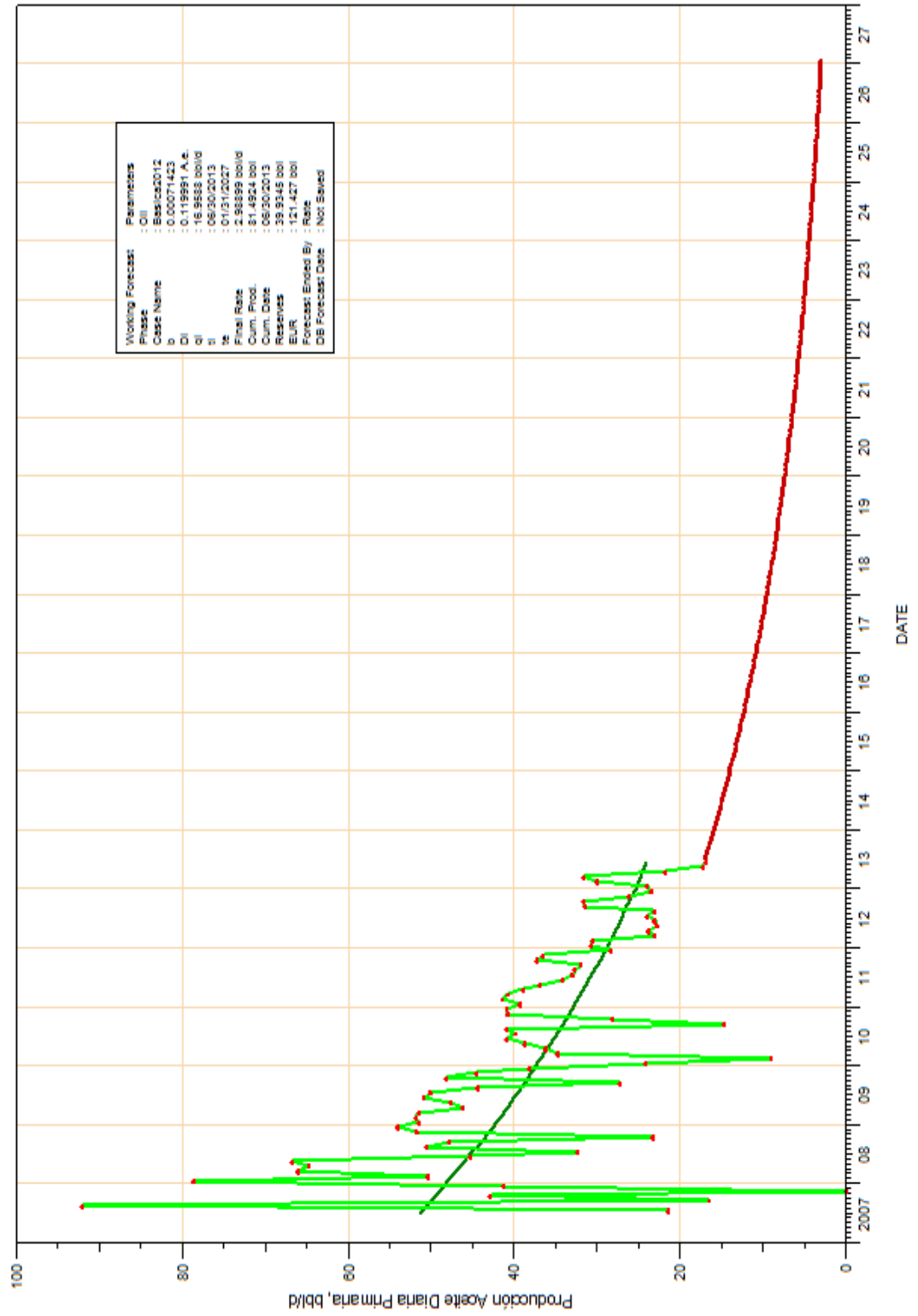
NUTR0024:BA





Producción del Pozo Nutria 24

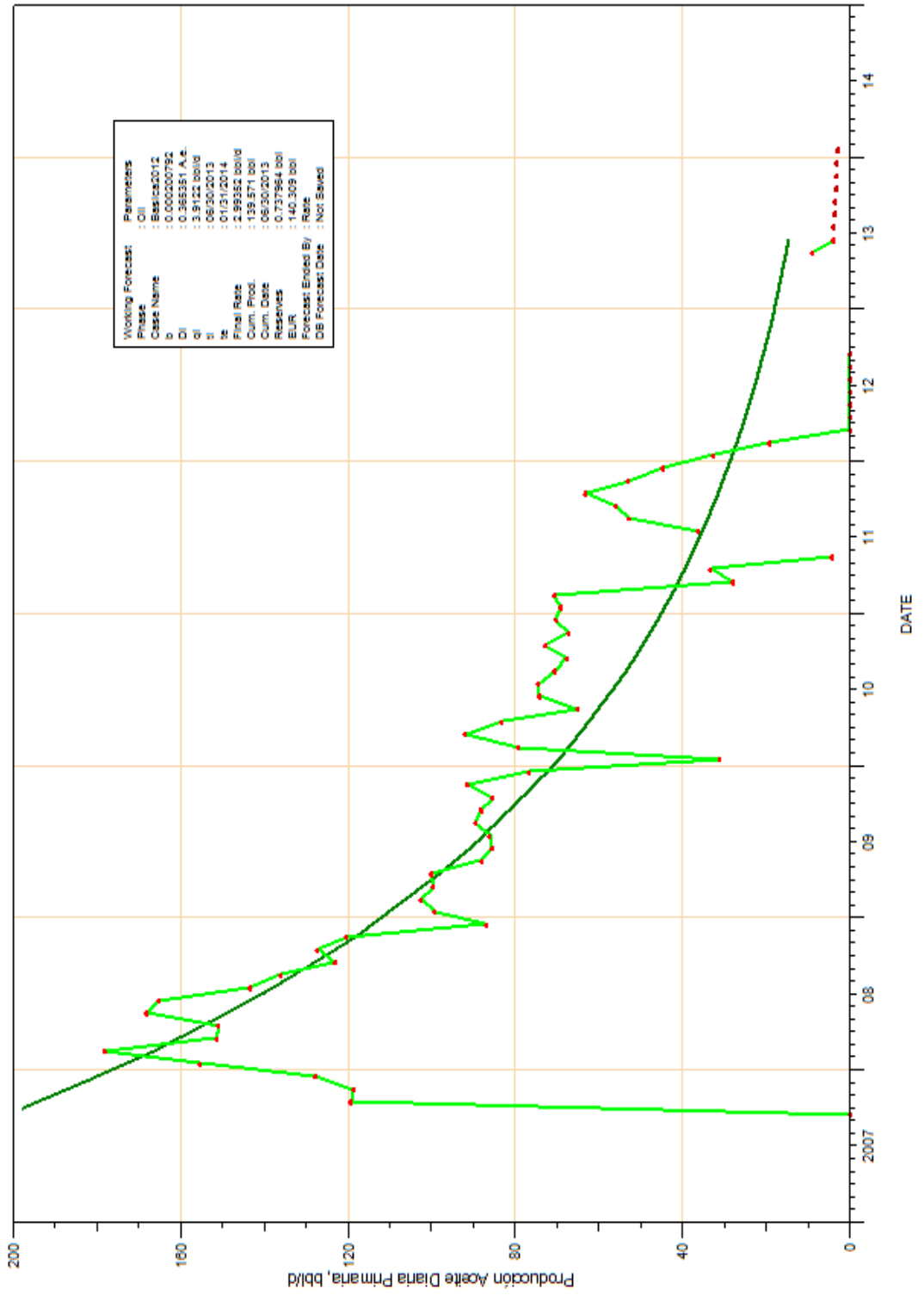
NUTR0025:B





Producción del Pozo Nutria 26

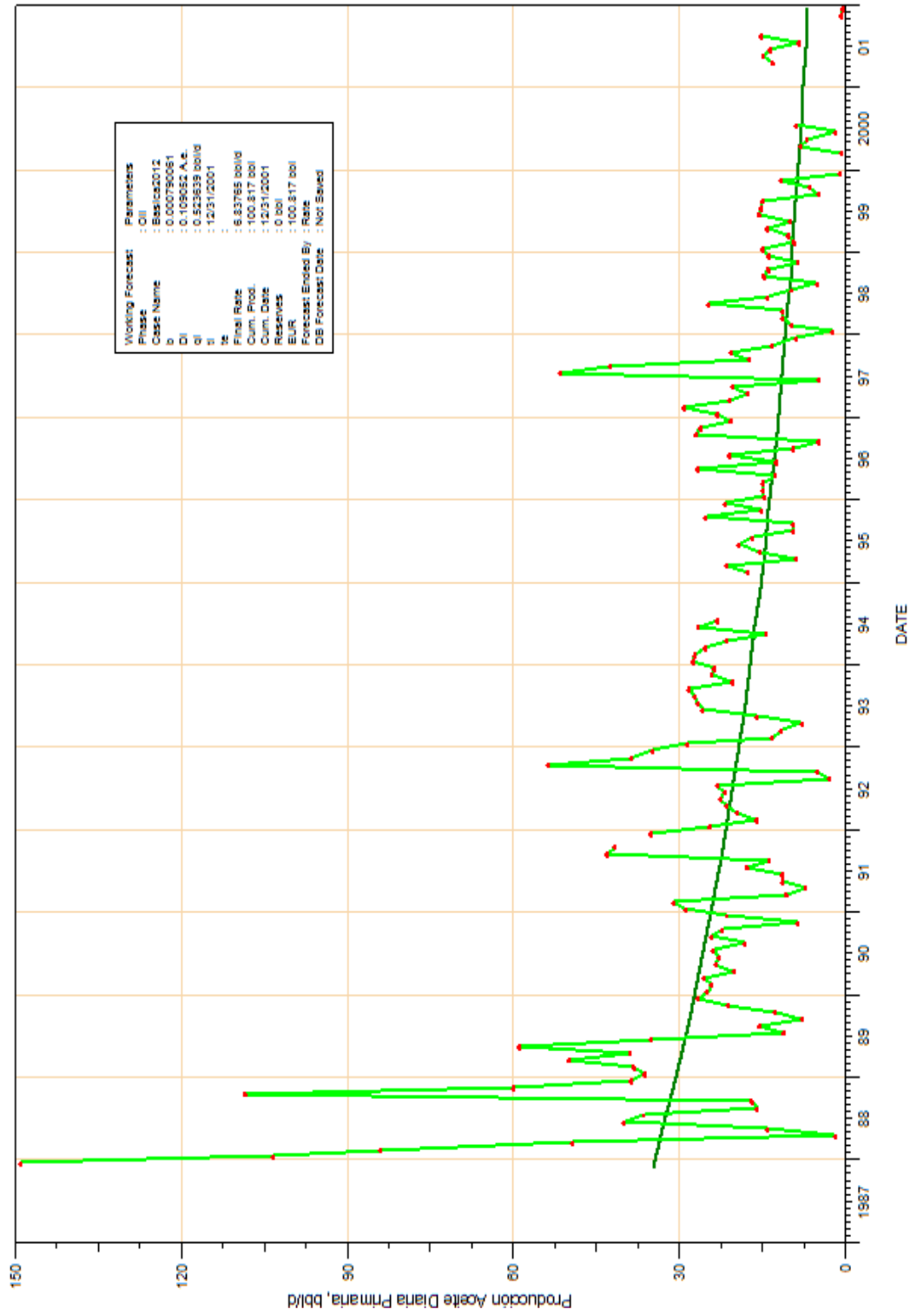
NUTR0026:CBA





Producción del Pozo Nutria 27

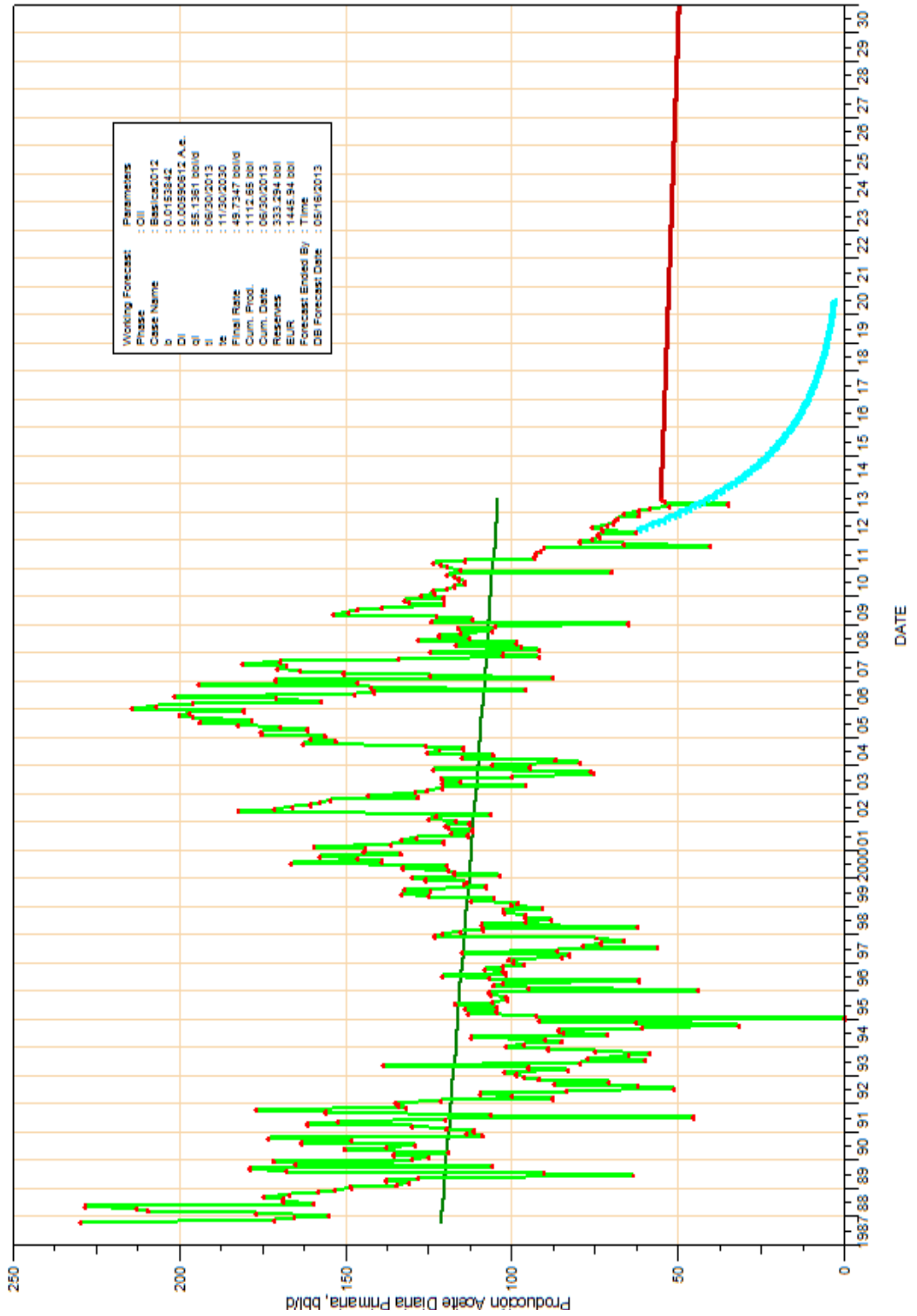
NUTR0027:B





Producción del Pozo Nutria 28

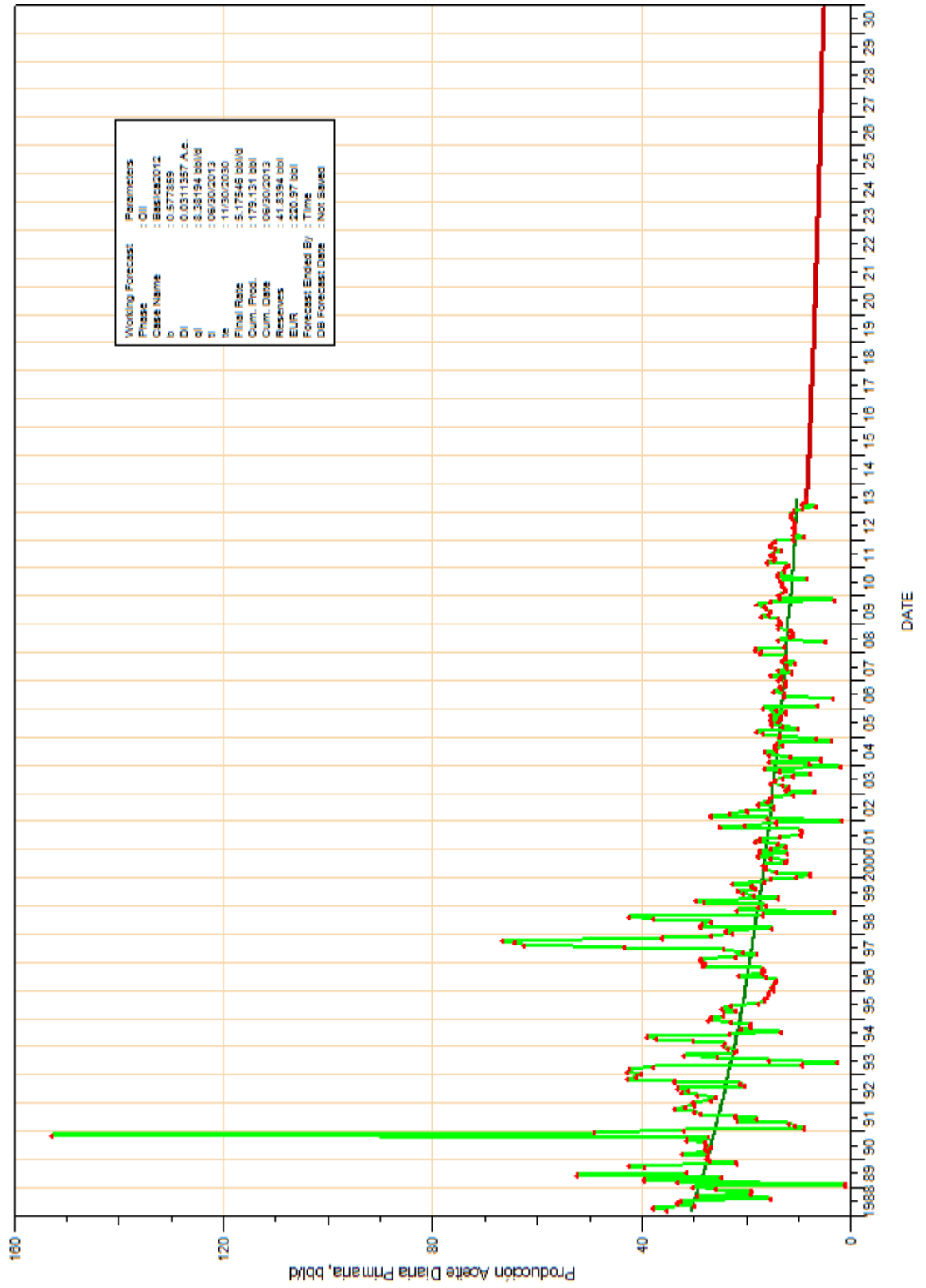
NUTR0028:BA





Producción del Pozo Nutria 29

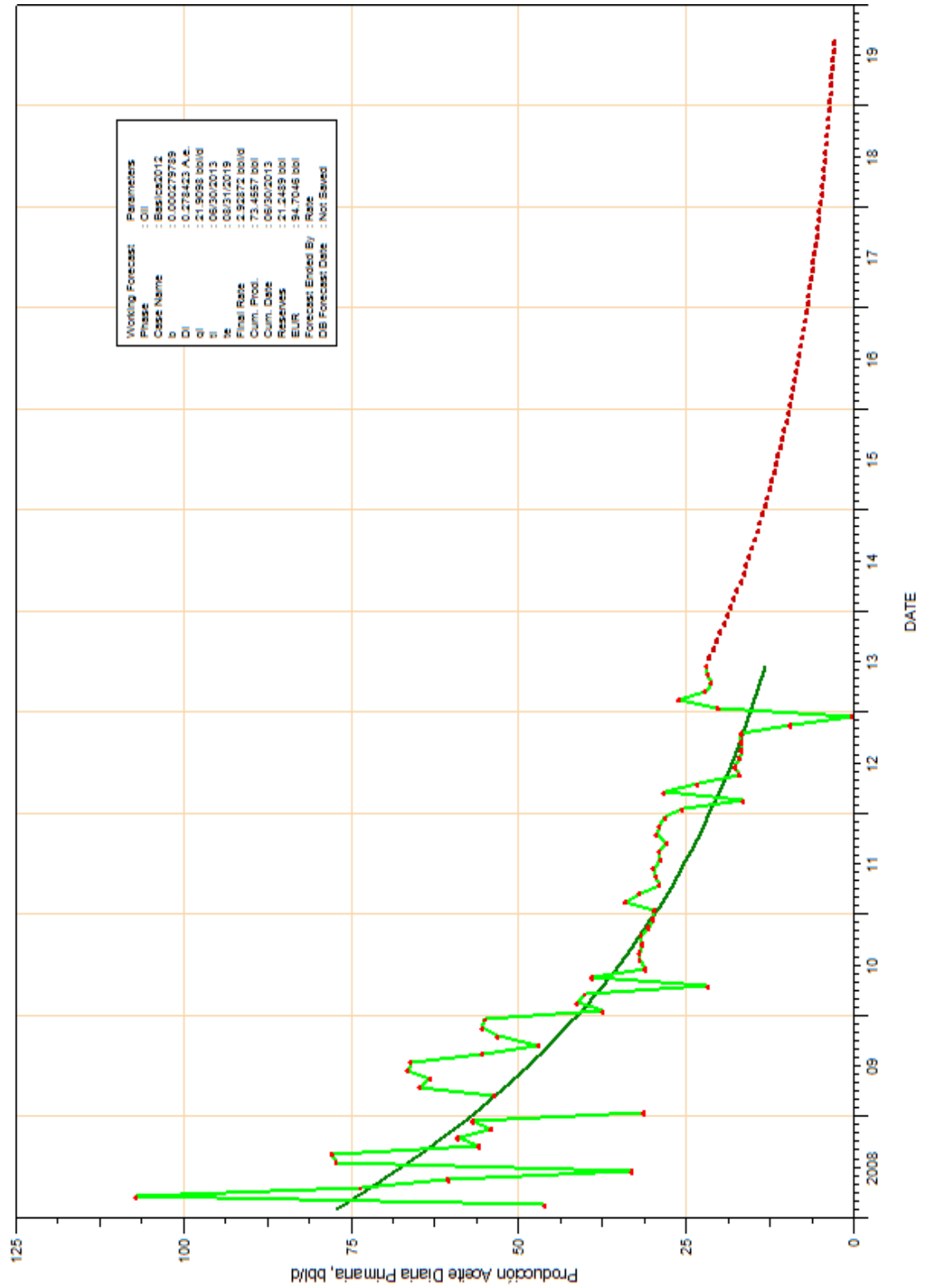
NUTR0029:BA





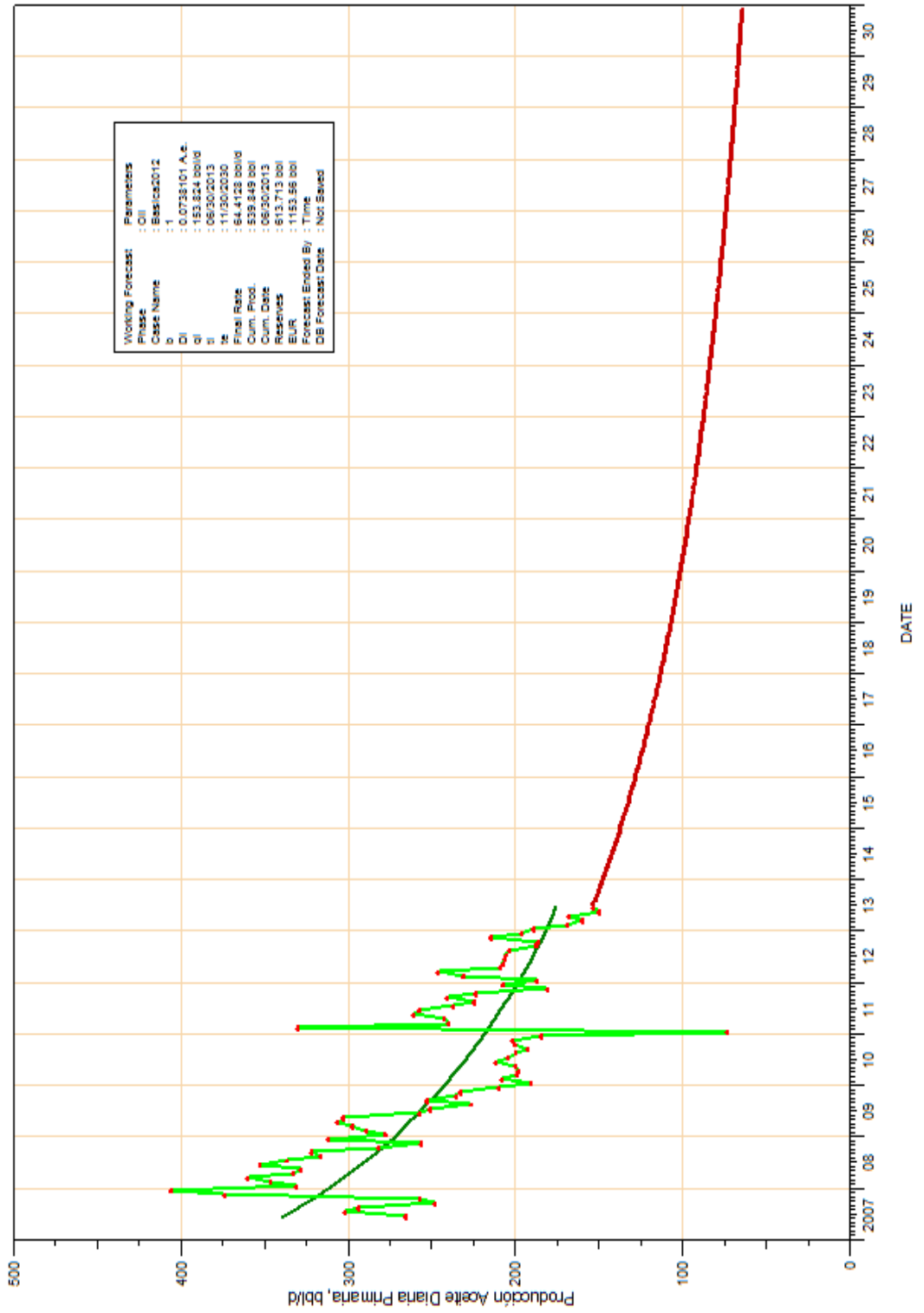
Producción del Pozo Nutria 30

NUTR0030:BA



Producción del Pozo Nutria 31

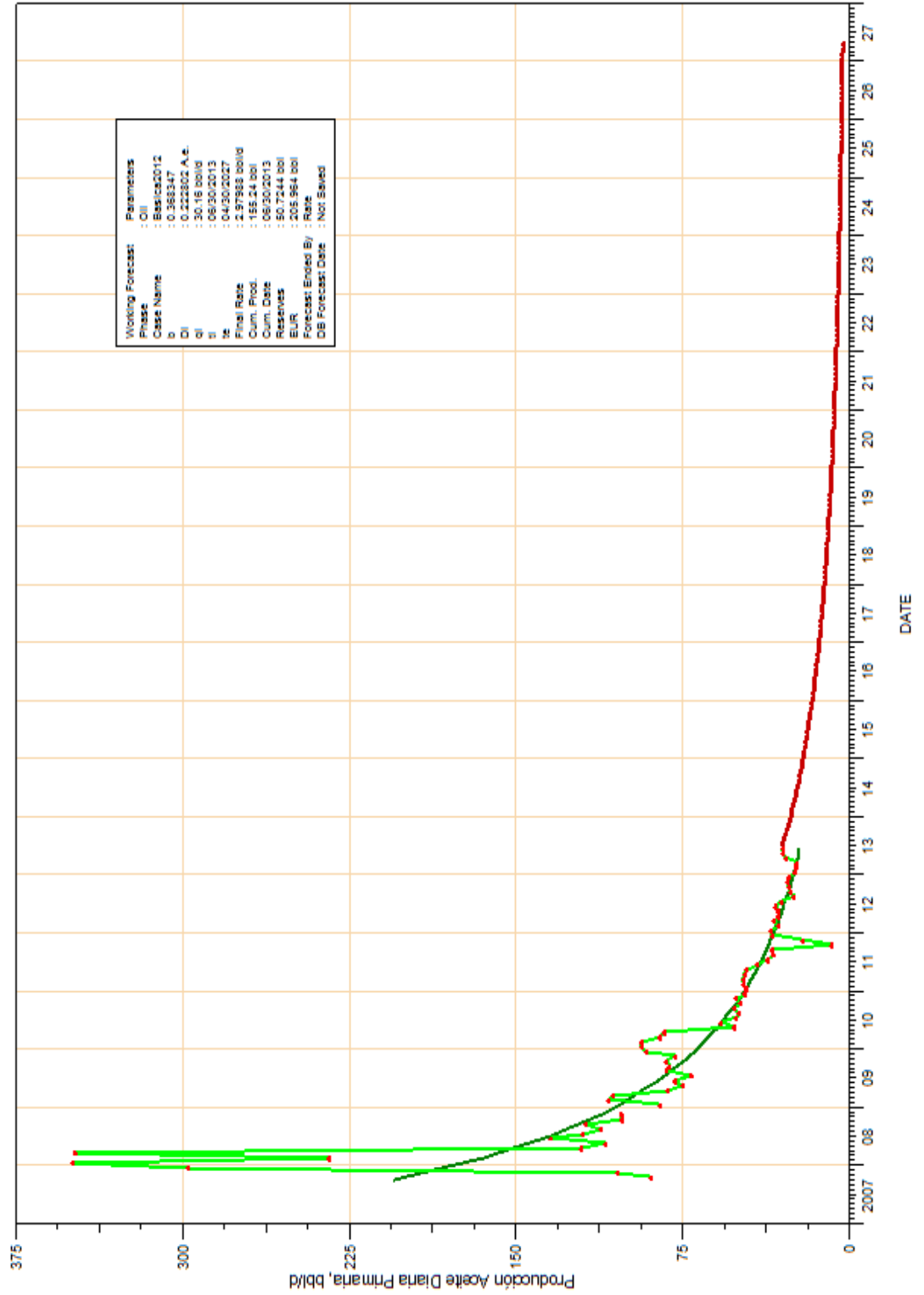
NUTR0031:B



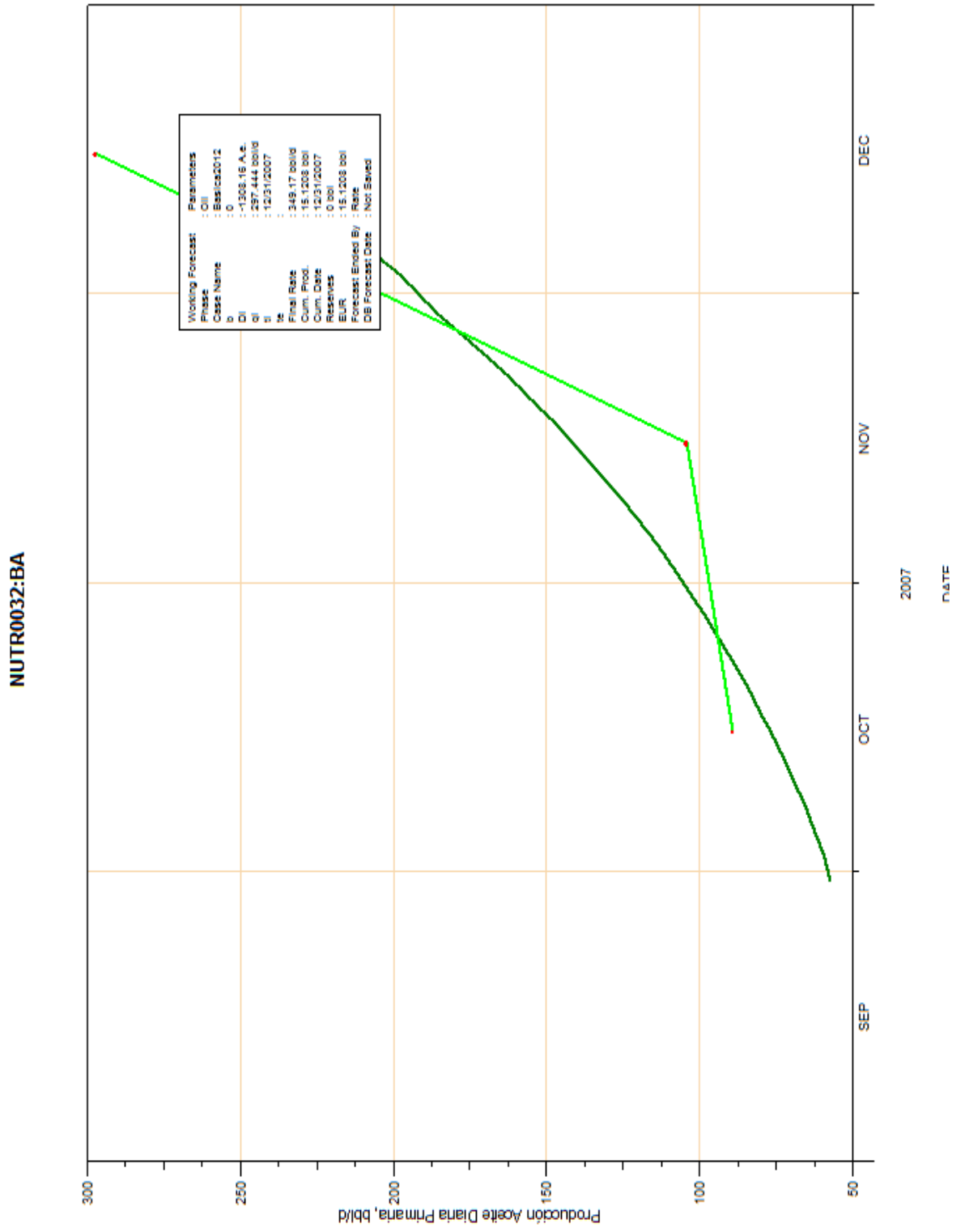


Producción del Pozo Nutria 32 B

NUTR0032:B



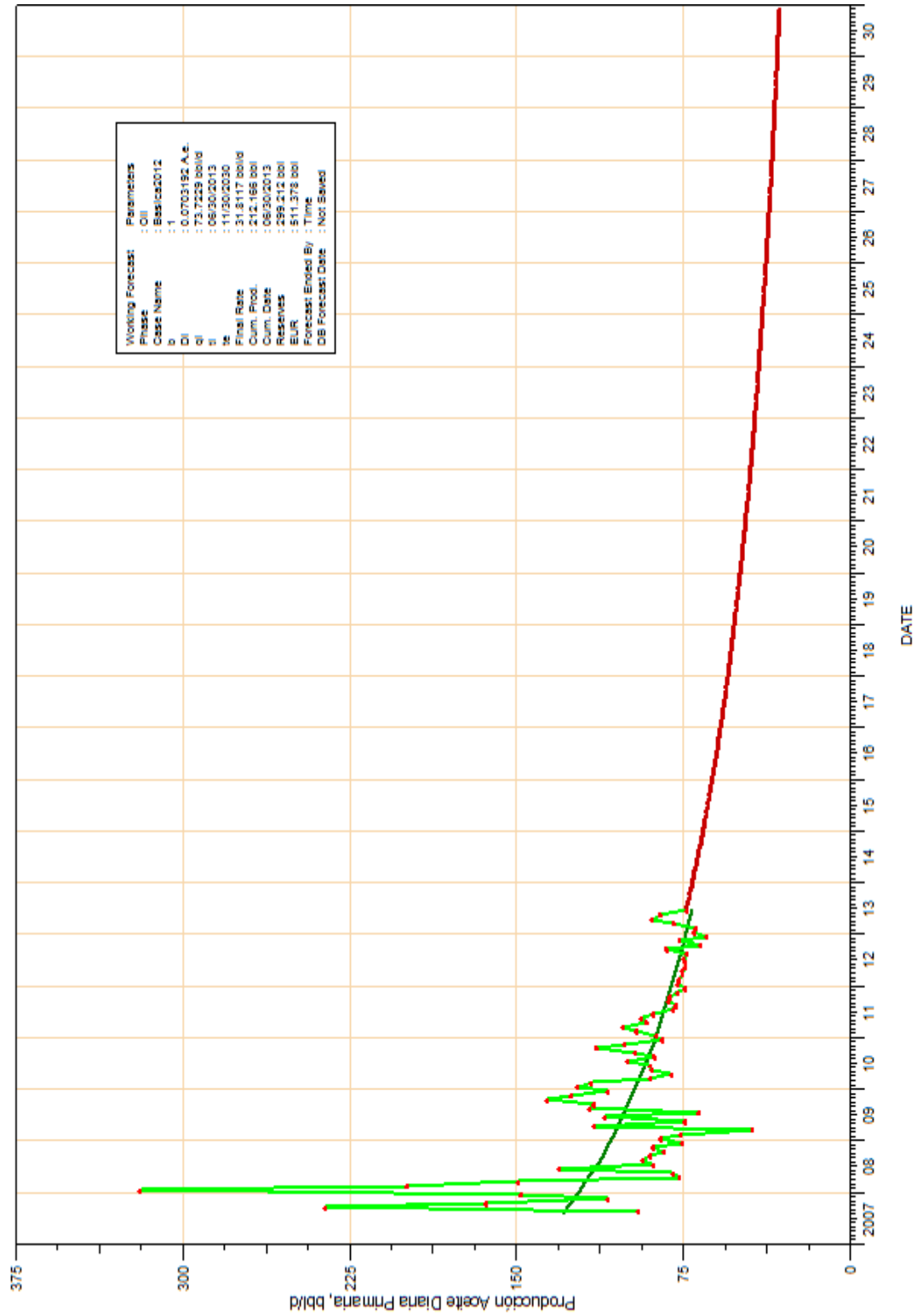
Producción del Pozo Nutria 32 BA





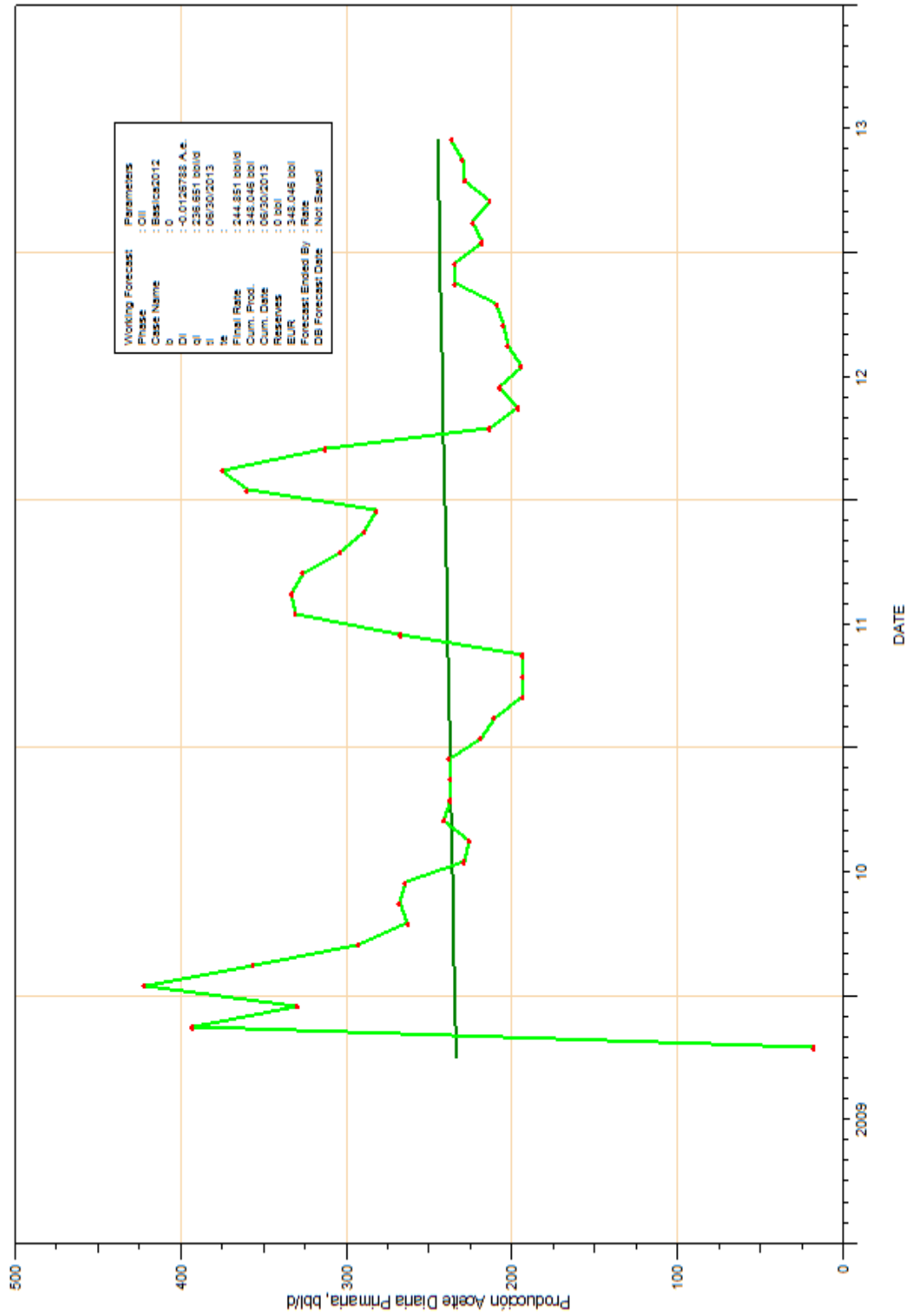
Producción del Pozo Nutria 33

NUTR0033:BA



Producción del Pozo Nutria 34

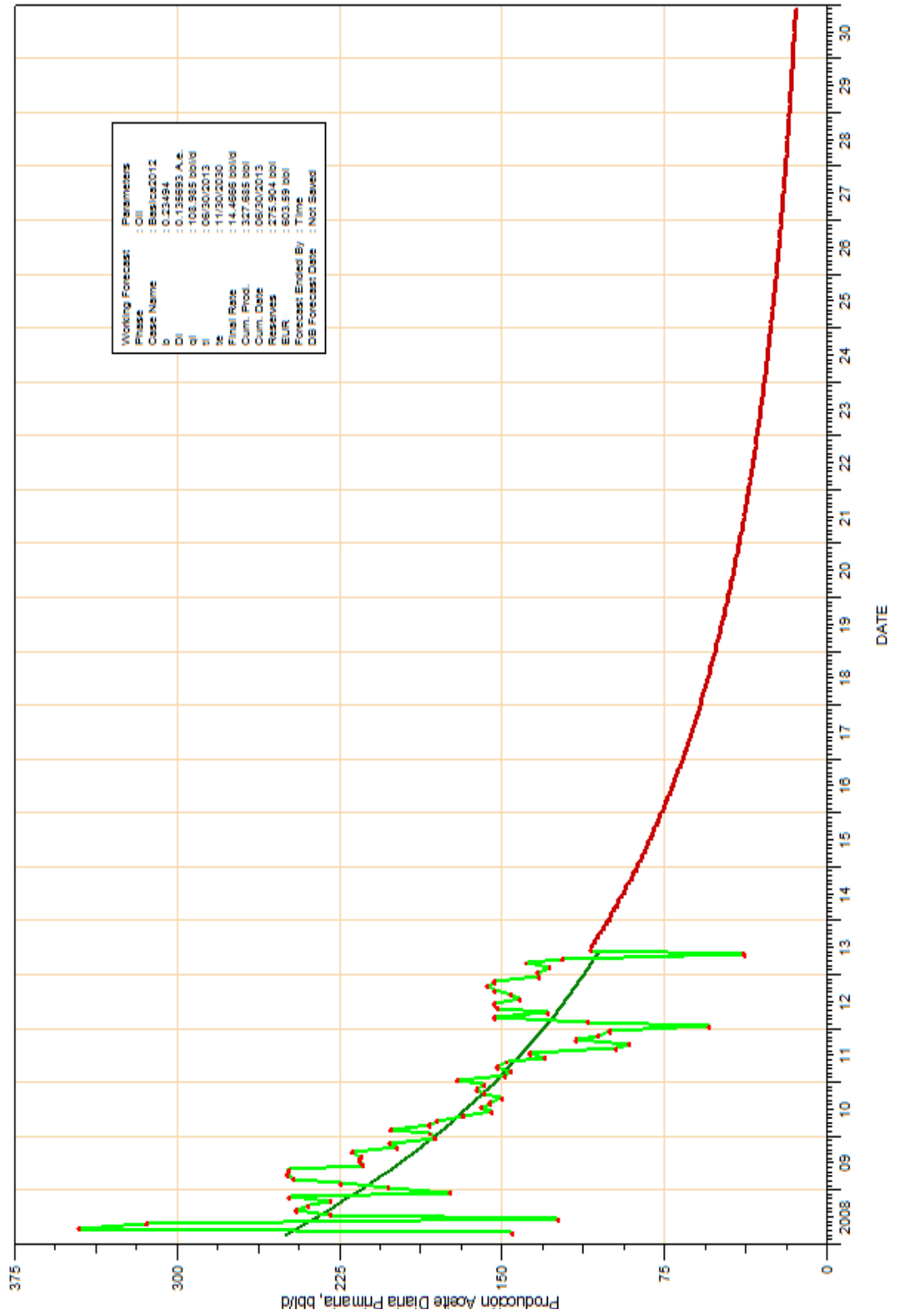
NUTR0034:CB





Producción del Pozo Nutria 35

NUTR0035:B

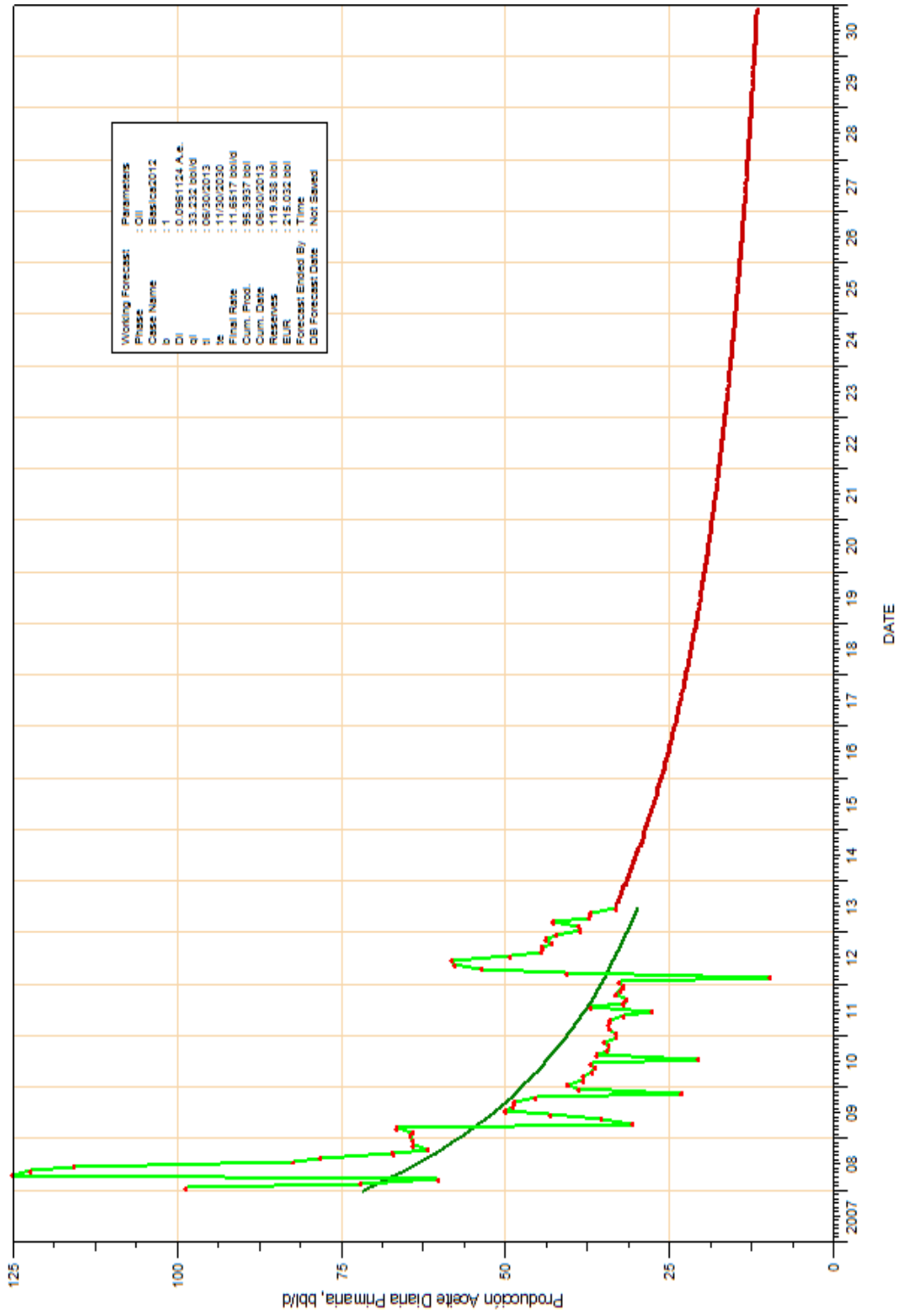


Working Forecast	Parameters
Case	: Oil
Case Name	: Bdr/2012
Oil	: 0.134593 A.4
Oil	: 103.888 bbl/d
Oil	: 08/30/2013
Oil	: 11/30/2030
Final Rate	: 14.4668 bbl/d
Cum. Prod	: 327.888 bbl
Cum. Date	: 08/30/2013
Reserves	: 275.904 bbl
EUR	: 803.59 bbl
Forecast Ended By	: Time
DB Forecast Date	: Not Saved

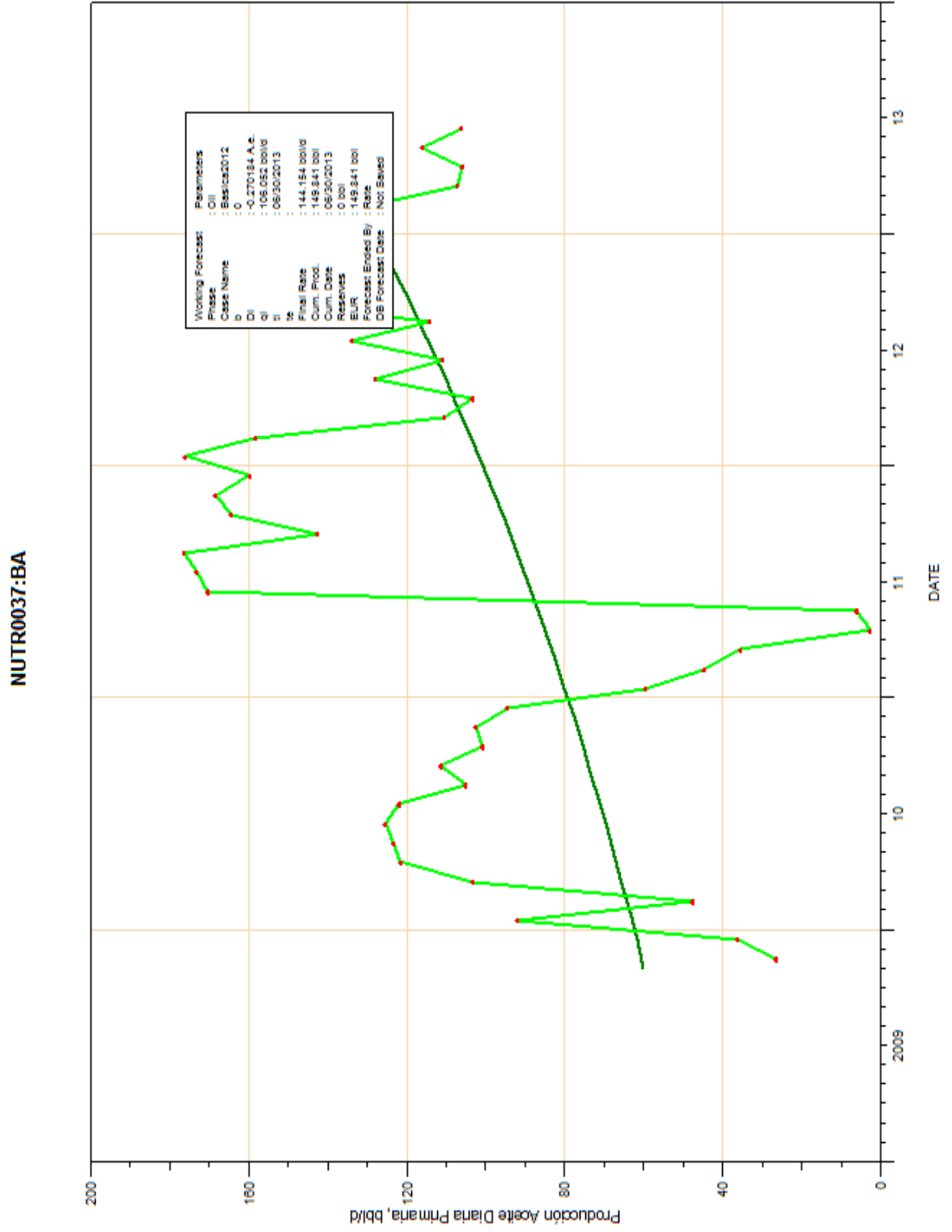


Producción del Pozo Nutria 36

NUTR0036:BA



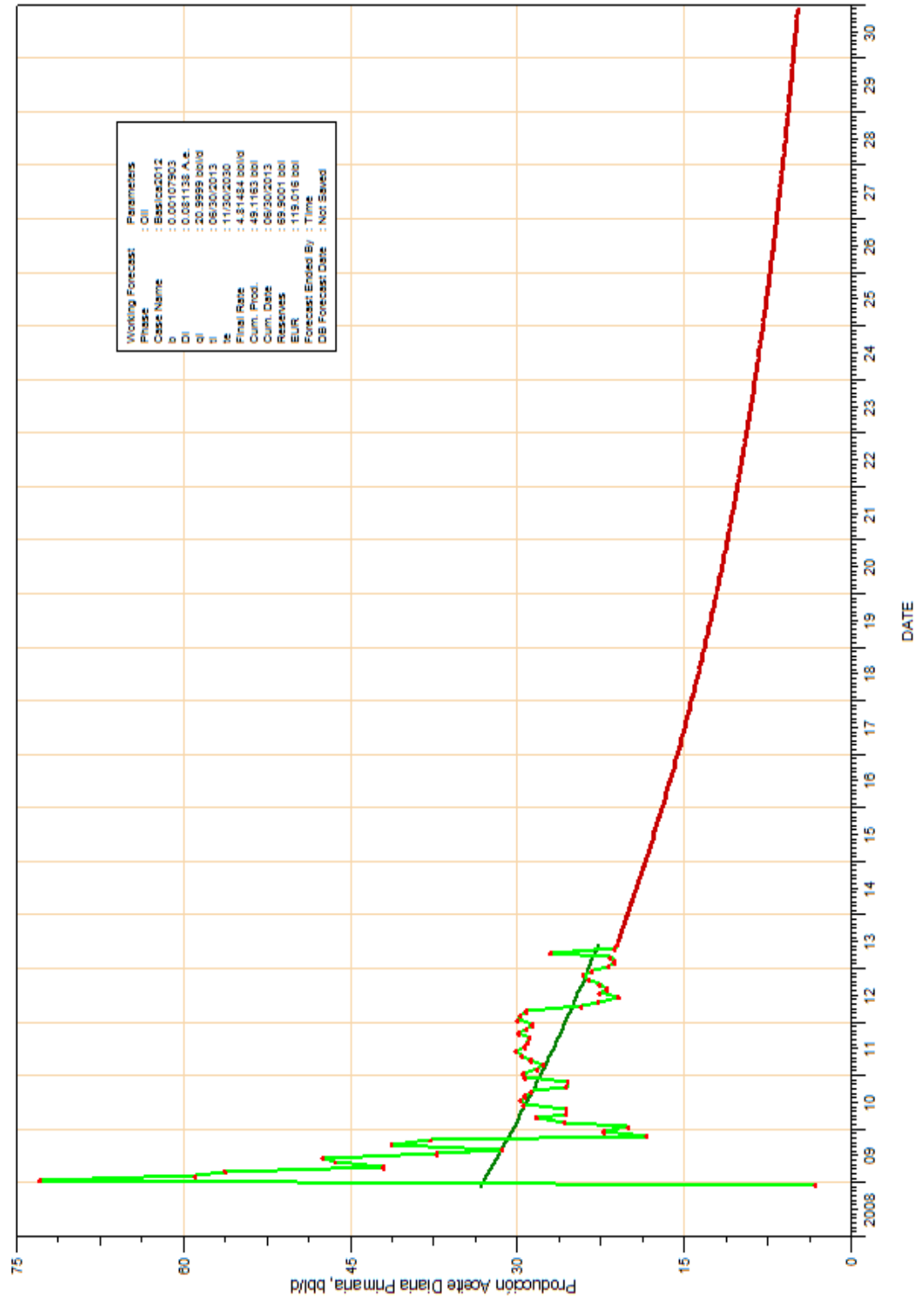
Producción del Pozo Nutria 37





Producción del Pozo Nutria 38

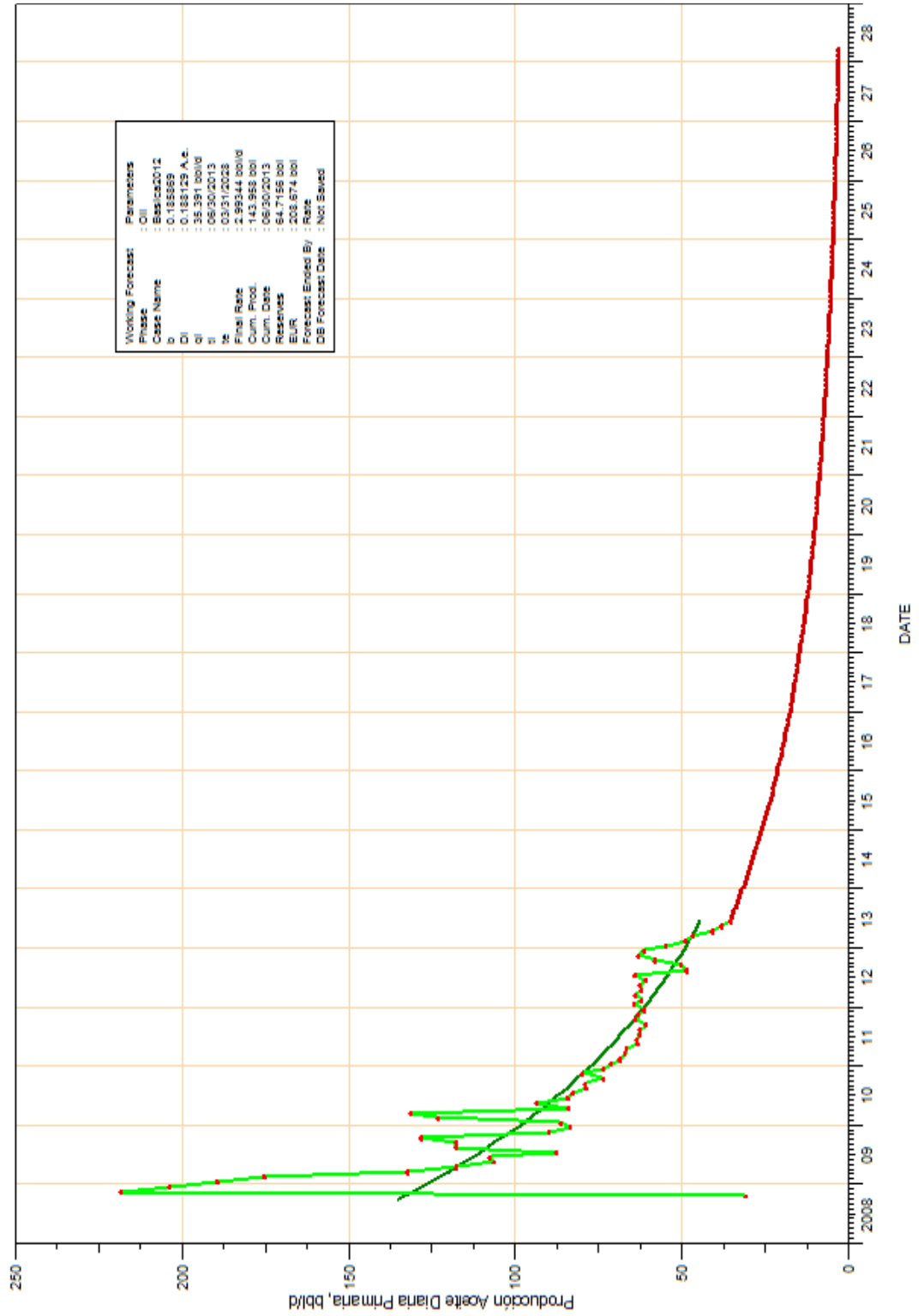
NUTR0038:B





Producción del Pozo Nutria 39

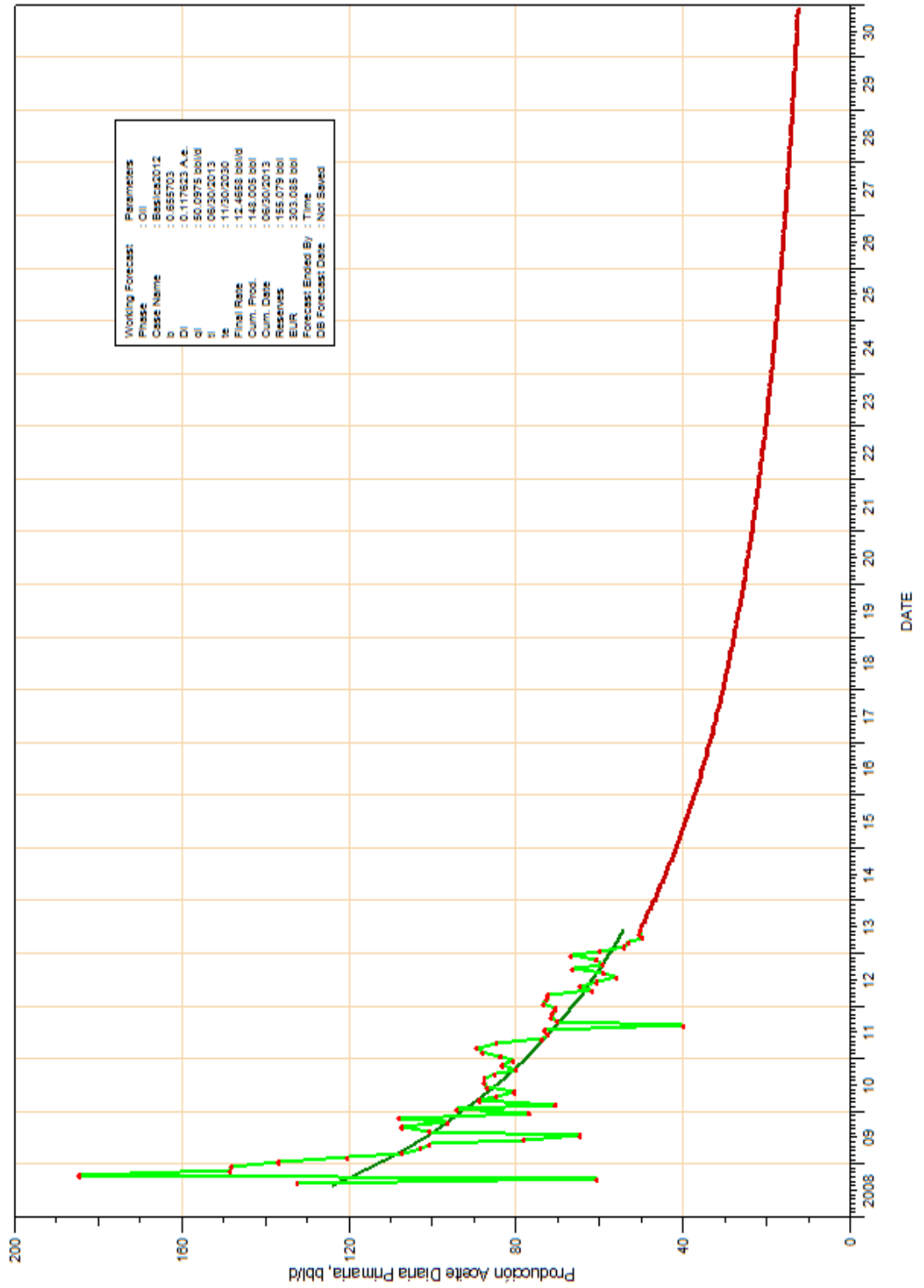
NUTR0039:B





Producción del Pozo Nutria 40

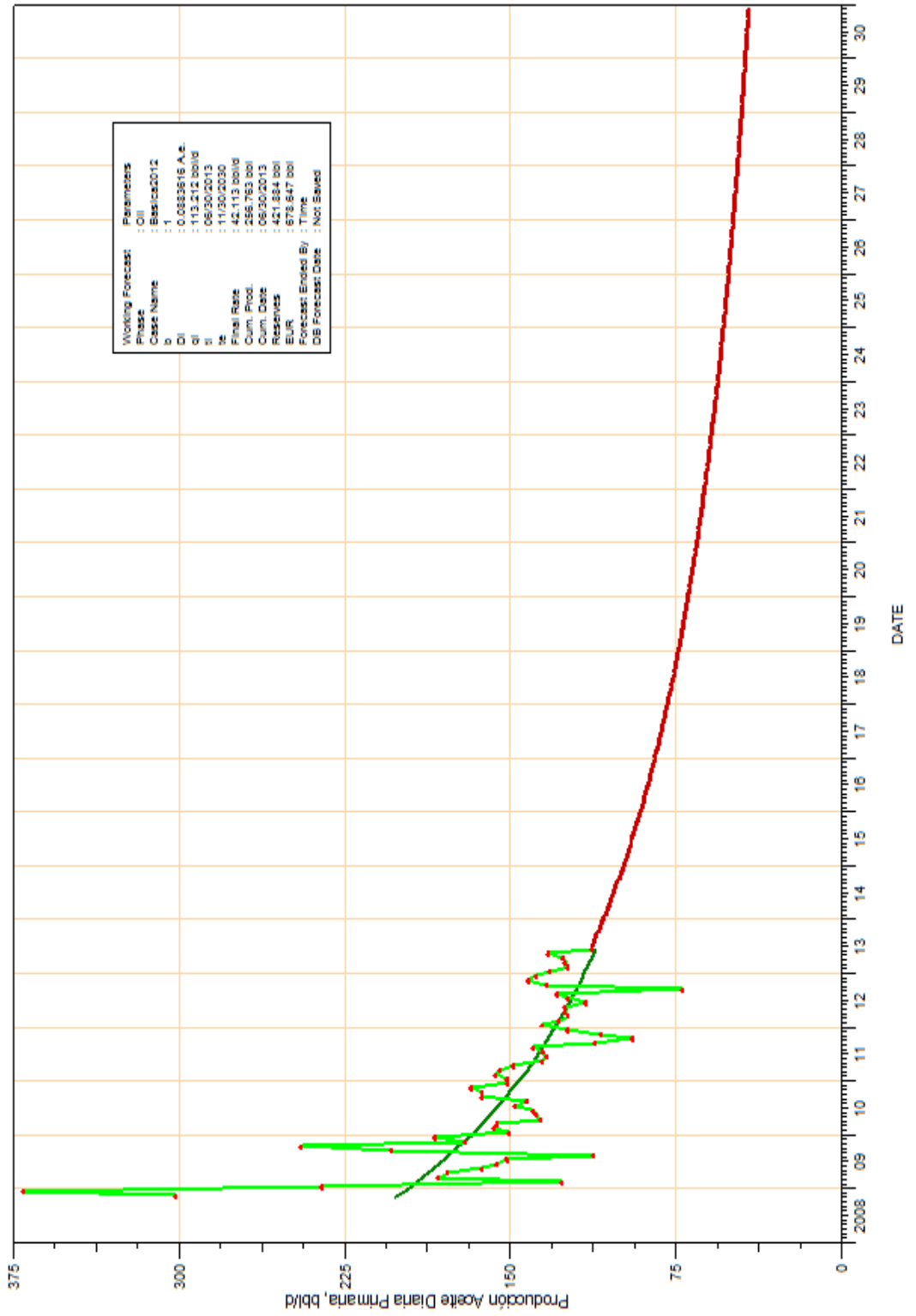
NUTR0040:B





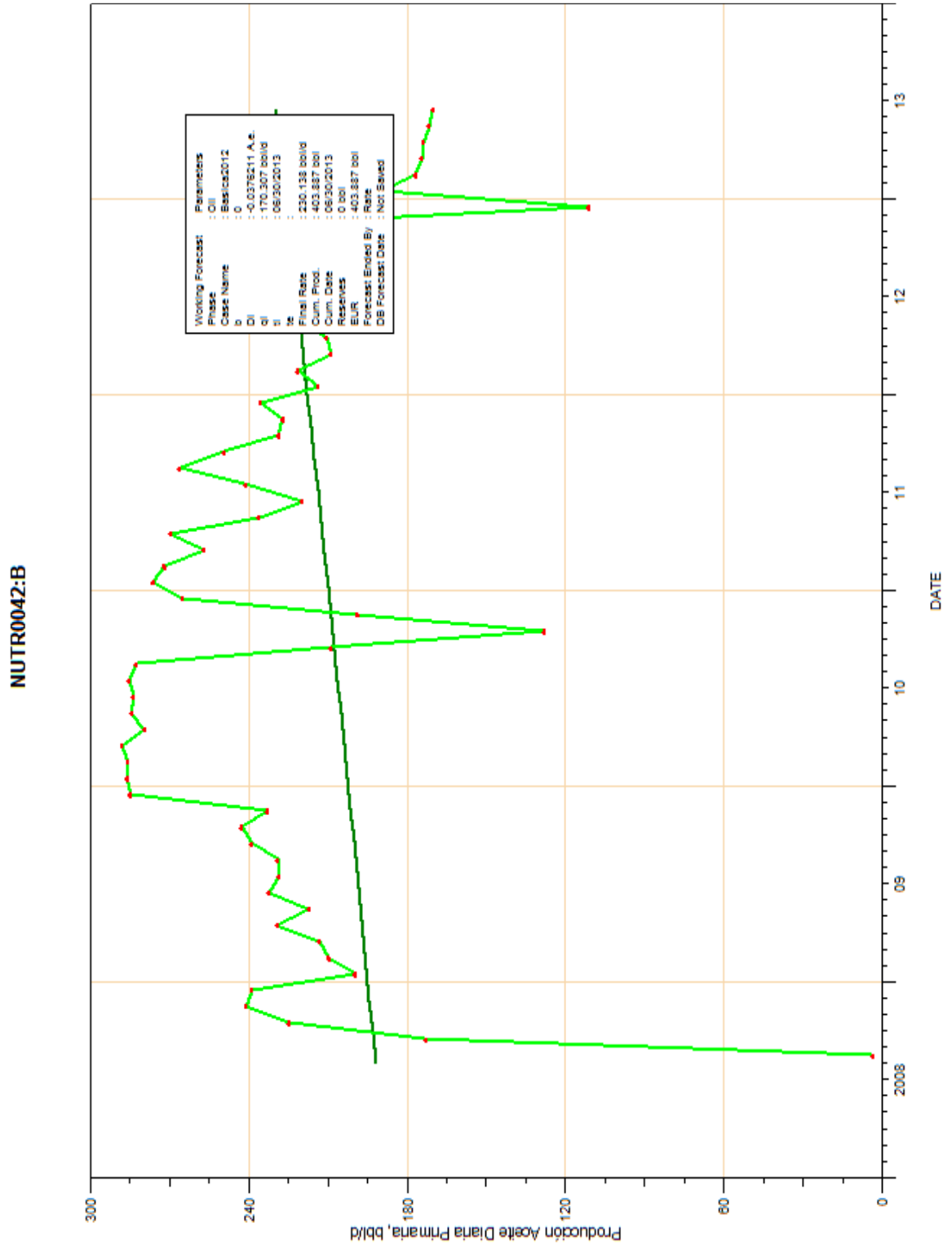
Producción del Pozo Nutria 41

NUTR0041:B





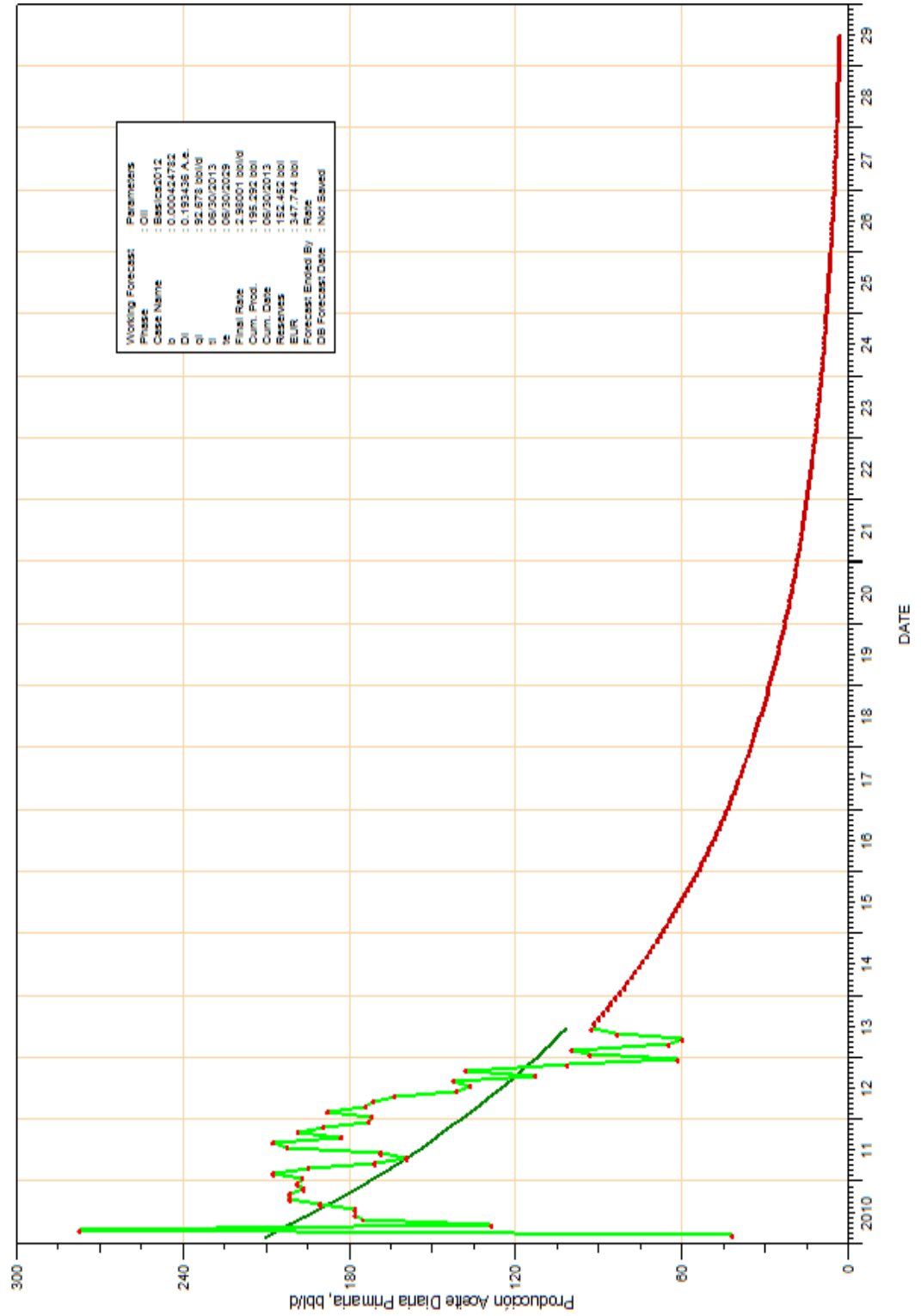
Producción del Pozo Nutria 42





Producción del Pozo Nutria 43

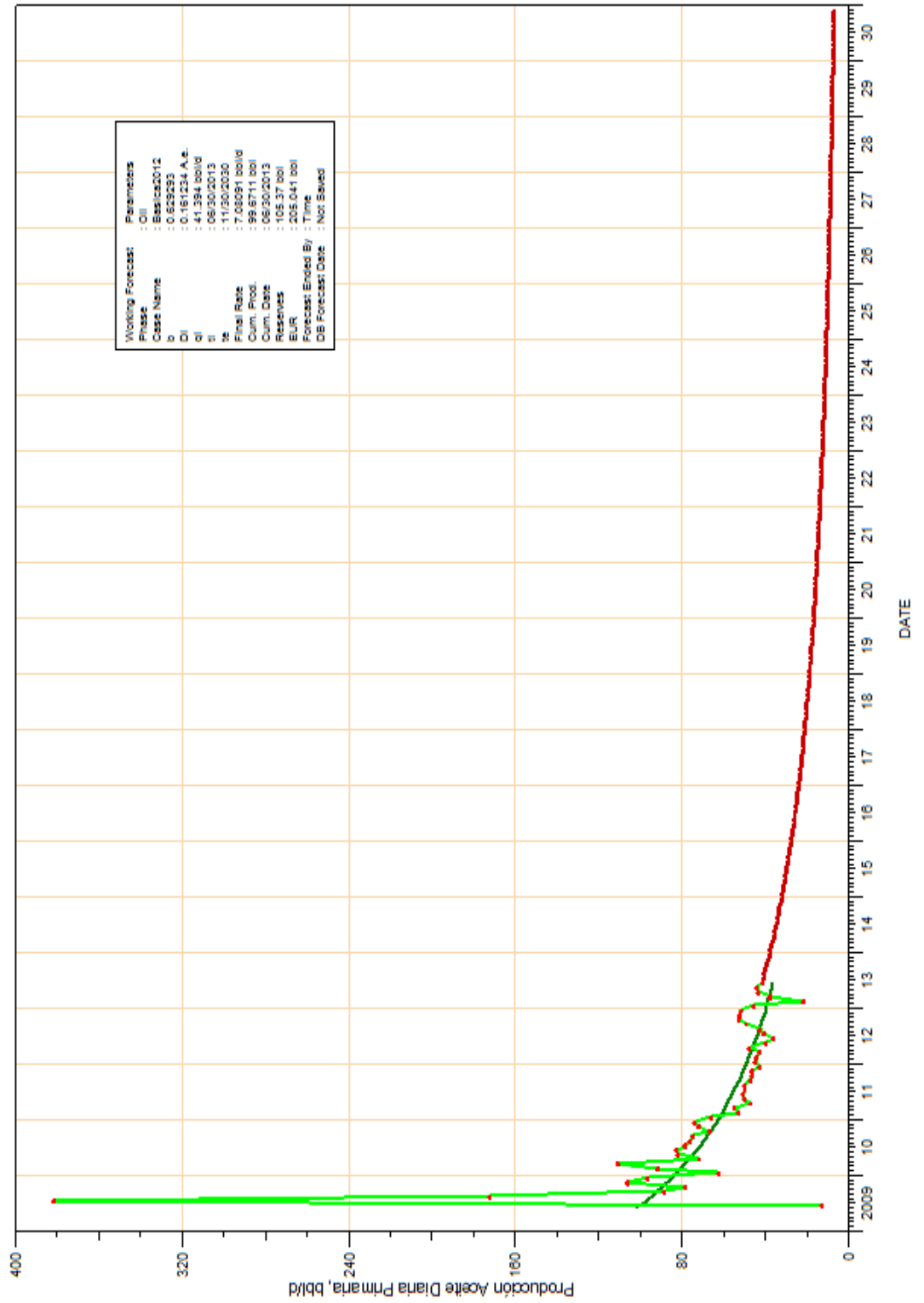
NUTR0043:B





Producción del Pozo Nutria 44

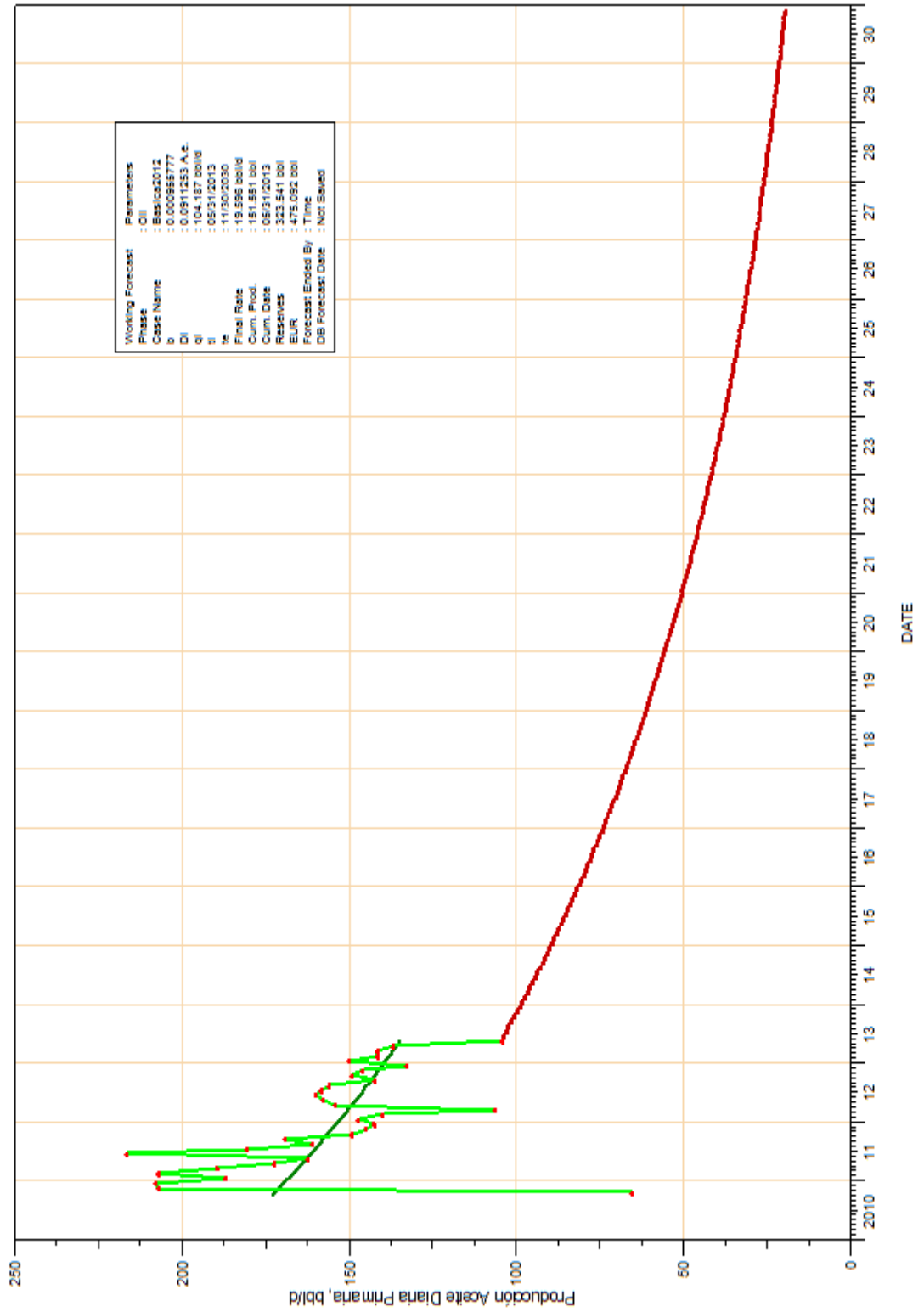
NUTR0044:B





Producción del Pozo Nutria 65

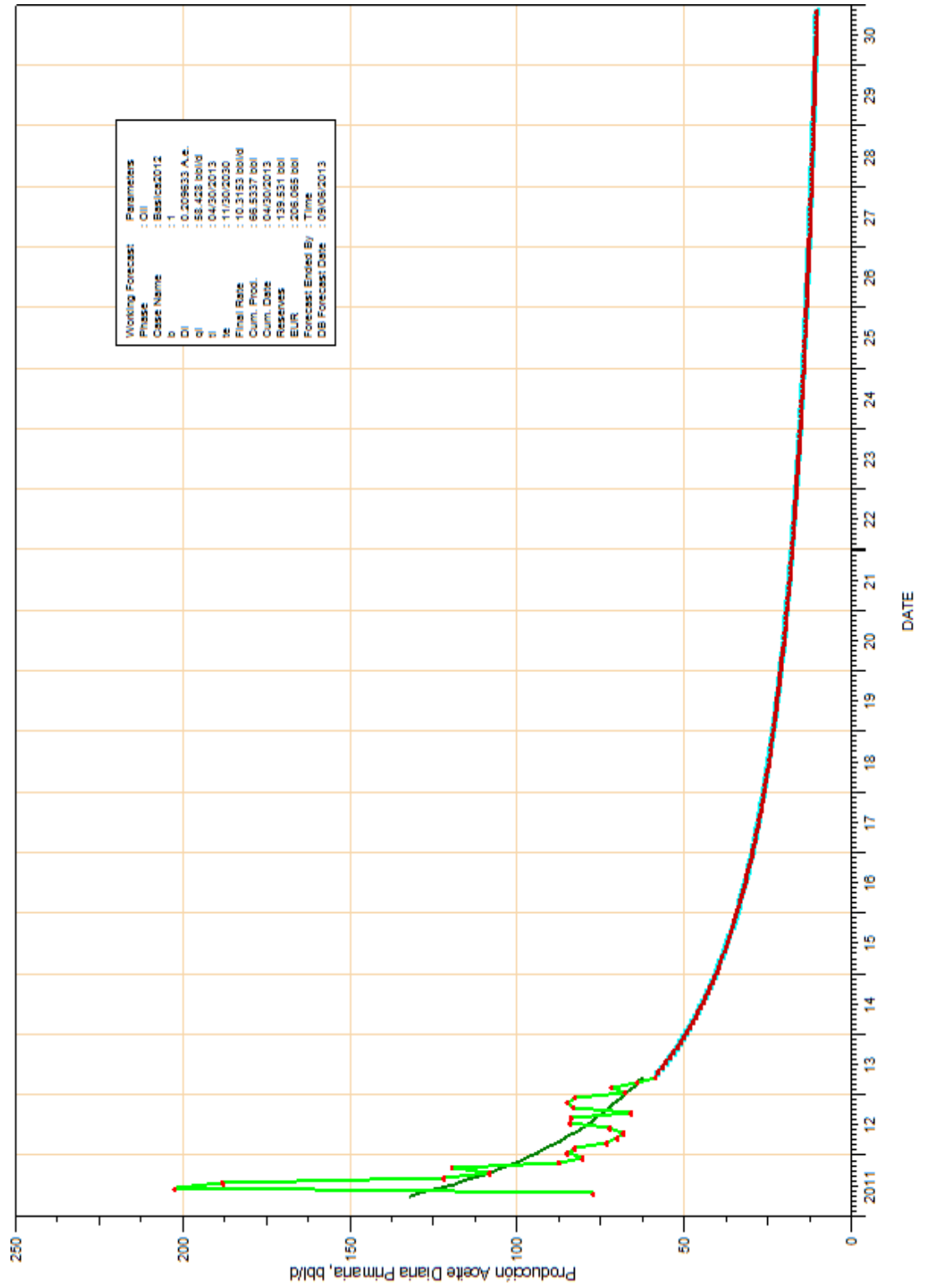
NUTR0065:B





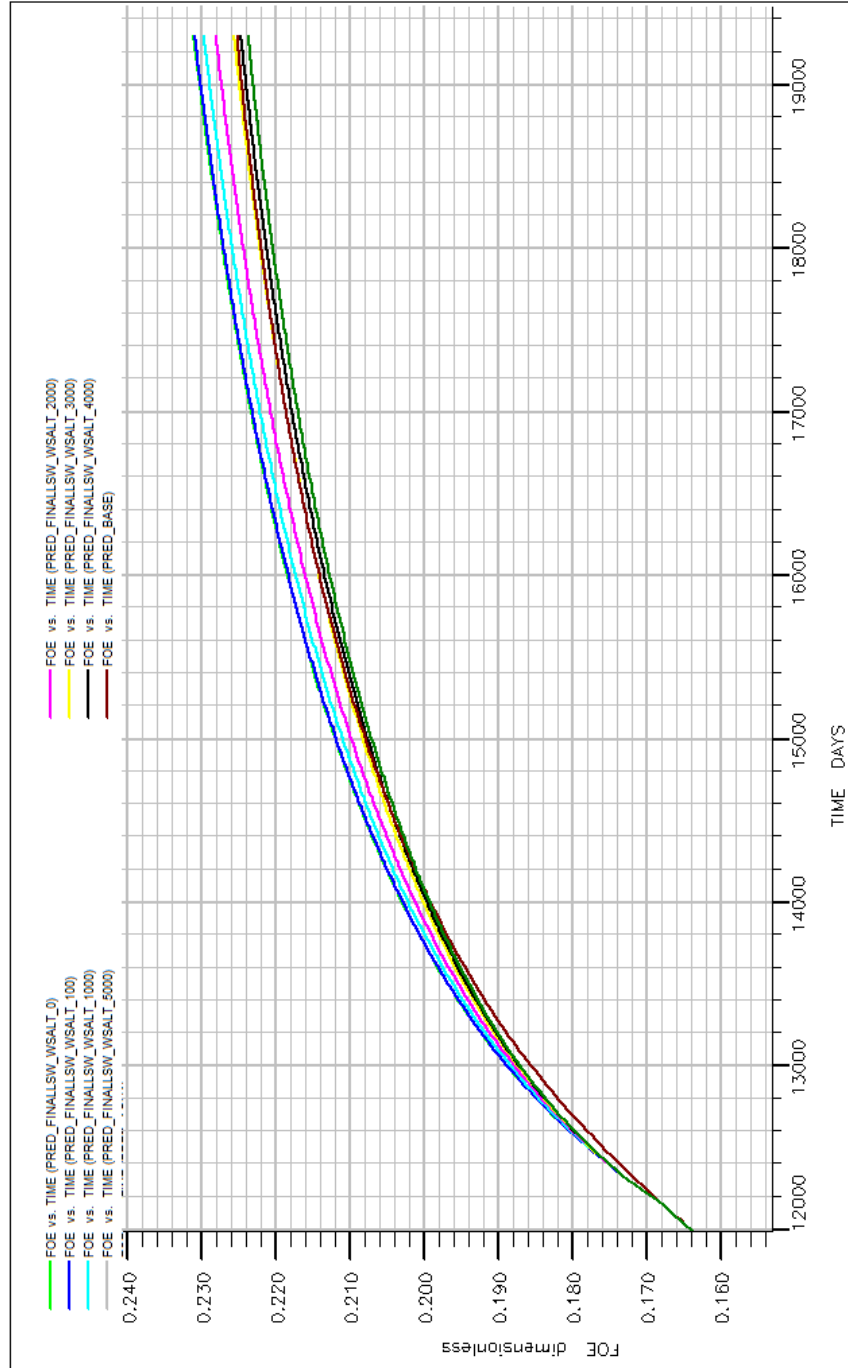
Producción del Pozo Nutria 66

NUTR0066:B

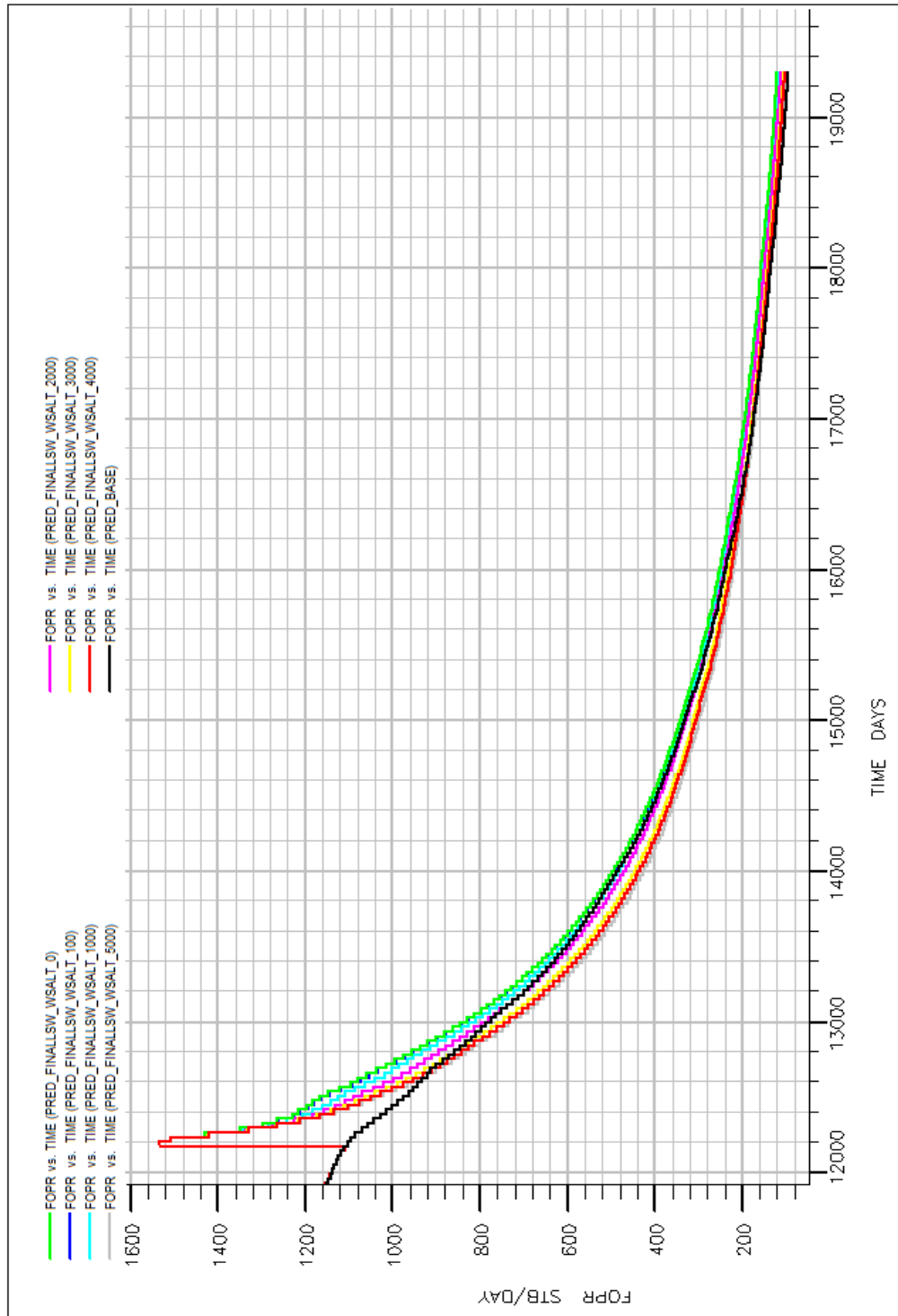


ANEXO C. Figuras del factor de recobro del análisis de sensibilidad para el parámetro de la salinidad de inyección.

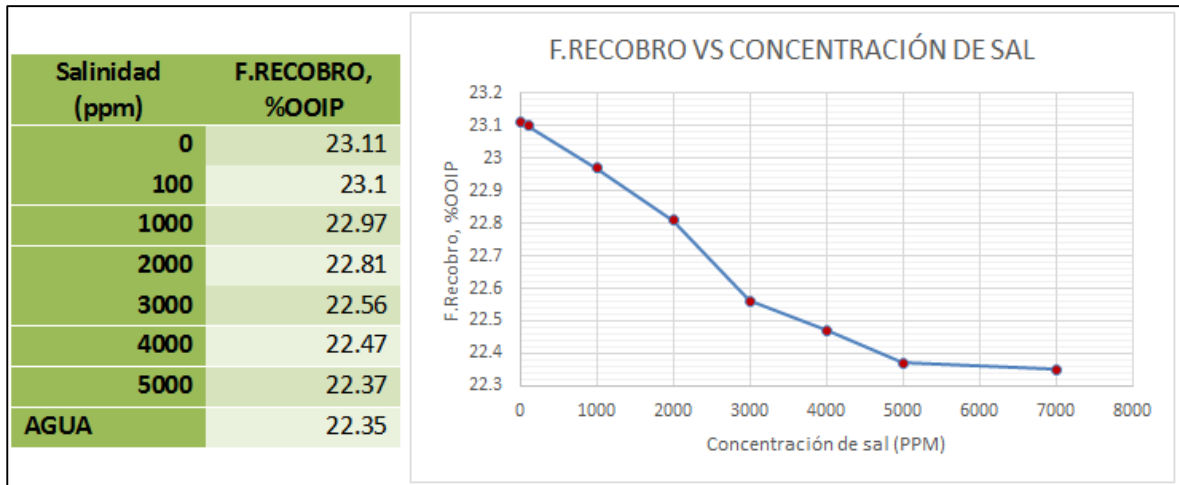
Factor de recobro del campo, inyección variando la salinidad del agua.



Tasa de producción del campo, inyección variando la salinidad del agua.

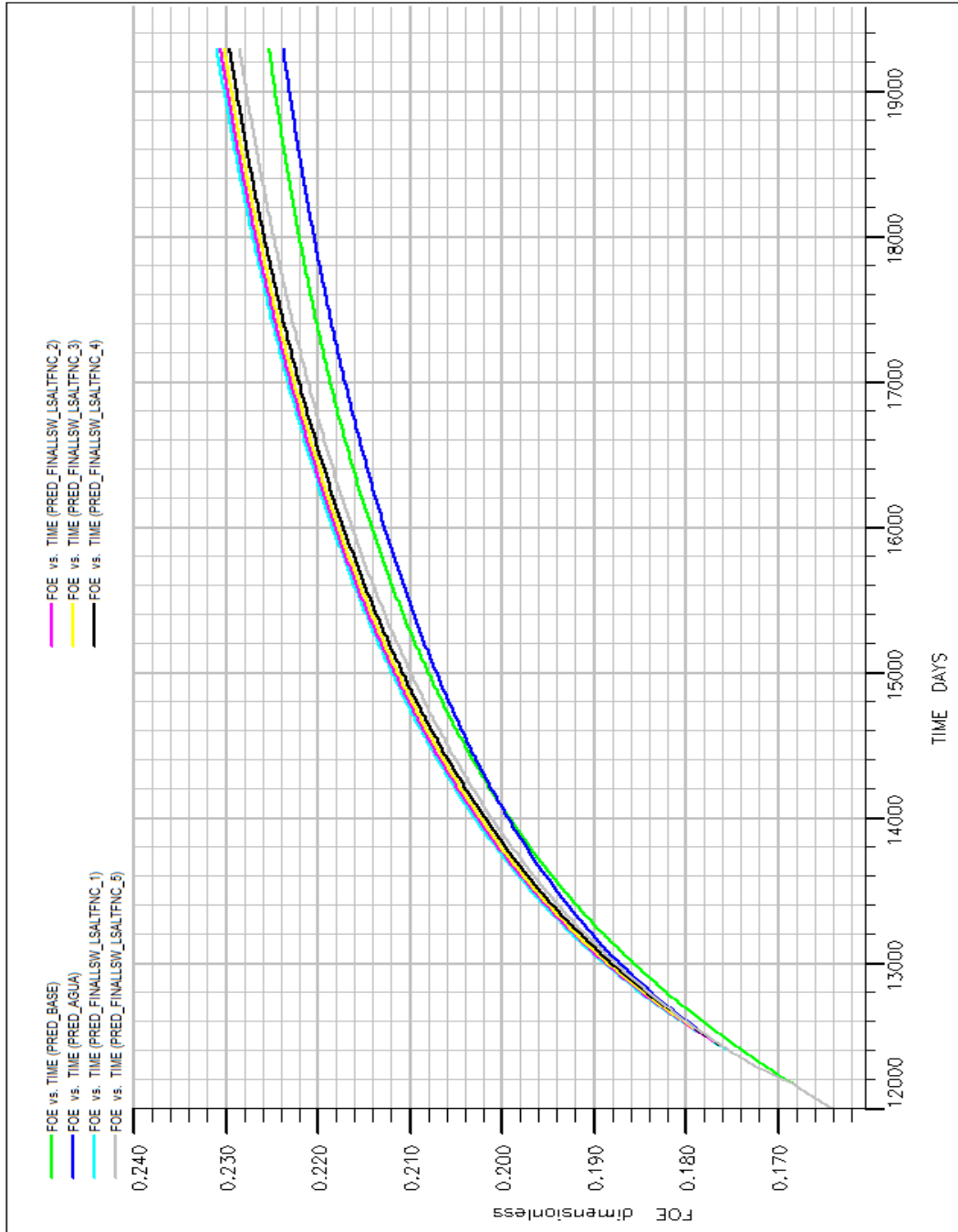


Factor de recobro del campo en la inyección de agua a diferentes concentraciones.



ANEXO D. Figura del factor de recobro para el campo nutria del análisis de sensibilidad para el parámetro del factor de peso.

Factor de recobro para el campo Nutria, LSALTFNC



ANEXO E. Figura del factor de recobro para el campo nutria del análisis de sensibilidad para el parámetro de caudales de inyección.

Factor de recobro para el campo Nutria, Caudales de Inyección.

