

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación del Proyecto Piloto de Inyección de Agua en Yacimientos de
Crudos de Alta Viscosidad Aplicado en la Formación Napo “M-1” del
Campo Amazonía

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleos con Mención en Recobro por
Inyección de Agua y Gas**

Presentado por:

Ing. Marcos Joaquín Cadena Balón

Ing. Mauricio Javier Garces Moreira

GUAYAQUIL - ECUADOR

JUNIO 2022

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar una etapa más de mi vida.

A mi familia que ha sabido apoyarme y sobre todo ha tenido gran paciencia a lo largo de esta nueva aventura académica

A mis amigos que me han brindado su apoyo incondicional cada vez que lo necesite.

A los profesores que compartieron sus conocimientos con nosotros

Marcos Cadena

AGRADECIMIENTO

El mayor agradecimiento a mis padres Marcos y Janny, que siempre se esforzaron para que nunca me falte nada, me apoyaron arduamente día tras día. Seguramente este logro sería un orgullo para mi papá quien me guía desde el cielo.

A mis hermanos José, Jenny y Cinthya, gracias por darle color a mi vida y guiarme, gracias por la paciencia.

Al MSc. Juan Fernando Romero por su tiempo, dedicación, valiosa ayuda y por sus genuinas ganas de brindarnos sus conocimientos

A todos nuestros compañeros y amigos por el apoyo durante esta etapa de estudios.

Marcos Cadena

DEDICATORIA

Para Eira Otita y Aura Maria, mis ángeles desde el cielo, las llevo presente en mis pensamientos y en mi corazón. Procuro honrar su memoria siempre y en todo lugar.

A mi hijo, Bruno, mi más grande bendición y mi mayor motivación. Desde que llegaste a mi vida todos mis esfuerzos y logros son por ti y para ti. Espero que te sientas orgulloso de mi.

A mi compañera de vida, Ángela, quien ha caminado a mi lado y brindado su apoyo durante tantos años. No lo hubiera logrado sin ti. Te amo.

Para Liliana y Javier, mis viejos, sé que este logro será un motivo de satisfacción para ustedes como padres. Gracias a ustedes soy lo que soy y gracias a su guía, estoy donde estoy.

A mis hermanos, Gema y Alain, y mis sobrinos; espero haber sido y seguir siendo un buen ejemplo para ustedes.

Dedicación especial a mi querido abuelo Demetrio Elias, eres el mejor.

Mauricio Garces

AGRADECIMIENTO

A Dios y a mis abuelas, que me cuidan y me dan su bendición desde el cielo.

A mi esposa e hijo por su amor, paciencia, comprensión y sobre todo la motivación para continuar. A mis padres por su apoyo de toda una vida. A mis hermanos. Agradezco a nuestra institución educativa, ESPOL, por permitirnos ser parte de este proceso de enseñanza, y por facilitar la accesibilidad a este programa para quienes a la par de nuestras labores en la industria buscamos el aprendizaje y crecimiento académico.

Al MSc. Juan Fernando Romero por su gran ayuda como tutor, su aporte de tiempo y contribución de conocimientos que hicieron posible el desarrollo y la consecución de este proyecto.

De igual manera un agradecimiento a mis compañeros maestrantes por la colaboración y compañerismo durante la maestría.

Mauricio Garces

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponden conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Mauricio Javier Garces Moreira, Marcos Joaquín Cadena Balón, y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Mauricio Javier
Garces Moreira

Marcos Joaquín
Cadena Balon

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Juan Fernando Romero

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente trabajo se desarrolló con el objetivo de analizar el comportamiento y efectividad del proyecto piloto de inyección de agua en el yacimiento de crudo pesado de la formación Napo "M-1" en el Campo Amazonía para establecer directrices y criterios que puedan ser aplicados en yacimientos de similares características de otros campos petroleros de la Cuenca Oriente.

Se realizó la formulación del problema y justificación de este. Actualmente en la Cuenca Oriente, algunos campos actualmente muestran una tendencia de declinación de la producción en proporción directa con el tiempo, esto principalmente por factores tales como la disminución paulatina de la presión del yacimiento o una relación desfavorable de movilidad agua-petróleo en especial en yacimientos conteniendo petróleo crudo de alta viscosidad y bajo grado API.

Se trabajó sobre un proyecto piloto de inyección de agua en el yacimiento Napo "M-1" del campo Amazonía, cuyo crudo se caracteriza por bajo grado API y tener alta viscosidad. La evaluación y análisis que se realizó en referencia a cada uno de los aspectos, directrices y resultados de este proyecto supone una fuente importante de información y referencias para la industria hidrocarburífera ecuatoriana.

Para poder identificar cual sería la tasa de inyección más idónea para este proyecto piloto, se efectuó la simulación dinámica de yacimientos a varias tasas o caudales de inyección de agua para evaluar cuál de estas generaría mejores resultados en cuanto al incremento del volumen de reservas finales a ser recuperadas. Se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo del perfil de producción de los pozos que estarían influenciados por este proceso, con la finalidad de tener una perspectiva de las tendencias y resultados que tuvo la inyección, independientemente, sobre cada uno de los pozos productores activos del campo Amazonia.

Palabras Clave: Inyección, alta viscosidad, caudal de inyección

ABSTRACT

The present work was developed with the aim of analyzing the performance and effectiveness of the water injection pilot project in the Napo "M-1" reservoir which is heavy oil bearing at the Amazonía field. To also establishes guidelines and criteria which could be applied in other fields with similar characteristics at the Oriente Basin.

The formulation of the problem and its justification was established. Currently, in the Oriente basin, most of fields show a trend of oil production decline in direct ratio to time, due to mainly factors such as gradual reservoir pressure decrease or an unfavorable water-oil mobility ratio, especially in reservoirs containing crude oil of high viscosity and low API gravity.

A detailed analysis was carried out of the water injection pilot project in the Napo "M-1" reservoir, which crude oil is characterized by low API gravity and high viscosity. The evaluation and analysis that was made in reference to each of all aspects regarded to the project, allowed to get results and relevant criteria that could be considered as such of guidelines as well as important source of information and references for the Ecuadorian hydrocarbon industry.

To identify which should be the most suitable injection rate for this pilot project, a dynamic reservoir simulation was performed at various water injection rates to evaluate which rate would generate the better results in terms of the higher reserves volume to be recovered. A qualitative and quantitative analysis of production profile was made on every currently producing well at the Amazonía field. The objective was to understand of the water injection trends and its effects in all wells that could be influenced by the injection process.

Keywords: Injection, high viscosity, injection flow

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	7
RESUMEN	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XII
CAPÍTULO 1	13
1. Introducción	13
1.1 Descripción del problema	13
1.2 Justificación del problema	14
1.3 Objetivos	15
1.3.1 Objetivo General.....	15
1.3.2 Objetivos Específicos.....	16
1.4 Marco teórico	16
1.4.1 Principios fundamentales de la inyección de agua	16
1.4.2 Métodos de recuperación	17
1.4.3 Recuperación primaria.....	17
1.4.4 Recuperación Secundaria.....	18
1.4.5 Recuperación terciaria (EOR).....	19
1.4.6 Tipos de inyección	19
1.4.7 Eficiencia de desplazamiento.....	22
1.4.8 Ecuación de flujo fraccional	24

1.4.9	Ecuación de avance frontal.....	25
1.4.10	Relación de movilidad.....	27
1.4.11	Métodos de predicción.....	28
1.4.12	Métodos de monitoreo	30
CAPÍTULO 2.....		33
2.	Metodología	33
2.1.1	Ubicación geográfica	33
2.1.2	Geología del campo Amazonia	34
2.2	Análisis petrofísico	35
2.4	Aspectos relevantes del proyecto de inyección en campo Amazonia.	41
2.4.1	Factores y recursos	41
2.4.2	Ubicación y arreglo de pozos campo amazonia.	41
2.4.3	Correlación entre pozos.....	42
2.4.4	Selección del pozo inyector.	43
2.4.5	Conversión del pozo Amazonía - 99H.....	44
2.4.6	Estimación del efecto del proyecto de inyección de agua.	46
CAPITULO 3.....		49
3.	RESULTADOS Y ANALISIS.....	49
3.1	Tasa optima de inyección y estimación de EUR.....	49
3.2	Perfil de inyección del pozo Amazonía - 99H	50
3.3	Producción de agua del campo Amazonia	52
3.4	Pozos influenciados por el proceso de inyección	53
3.5	Monitoreo y medición de trazador químico.	54
3.6	Perfil de producción de los pozos influenciados por el proceso de inyección. .	55
3.6.1	Pozo Amazonia – 43.....	56
3.6.2	Pozo Amazonia – 44.....	57
3.6.3	Pozo Amazonia - 95.....	58

3.6.4	Pozo Amazonia - 98H.....	59
3.6.5	Pozo Amazonia - 100H.....	60
3.6.6	Pozo Amazonia - 112.....	61
3.6.7	Pozo Amazonia - 114H.....	63
3.6.8	Pozo Amazonia - 153H.....	64
3.6.9	Pozo Amazonia - 154.....	65
3.7	Curvas de diagnóstico de los pozos influenciados por el proceso de inyección 66	
3.8	Análisis de flujo fraccional	72
3.9	Mapa de burbuja – Producción localizada.....	73
3.10	Producción de petróleo anual del campo Amazonia.....	74
3.11	Producción acumulada de petróleo del campo Amazonia – Antes y después de la inyección.....	74
3.12	Curvas de declinación del campo Amazonia.....	75
3.13	Proyección de la producción acumulada de petróleo del campo Amazonia como consecuencia del proceso de inyección.....	77
3.14	VRR del campo Amazonia	77
3.15	Simulación de producción del campo Amazonia	78
3.16	Análisis económico	80
CAPITULO 4		82
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	82
BIBLIOGRAFÍA		83

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BFPD	Barriles Fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BAPD	Barriles de agua por día
SWC	Saturación de agua connata
ED	Eficiencia de desplazamiento
ER	Eficiencia de recuperación
NP	Petróleo producido
N	Petróleo Original En Sitio (POES)
FW	Flujo fraccional
Q	Caudal
l	Distancia en la dirección de flujo
θ	Ángulo entre el yacimiento y la horizontal
PC	Presión capilar (petróleo-agua)
$\Delta\rho$	Diferencia de densidades entre agua y petróleo
G	Gravedad
VT	Velocidad total
UW	Viscosidad del agua
UO	Viscosidad del petróleo

KO	Permeabilidad del petróleo
KW	Permeabilidad del agua
M	Relación de movilidad
VRR	Relación de reemplazo volumétrico (Voidage Replacement Ratio)

SIMBOLOGÍA

°F	Fahrenheit
°C	Centígrados
Bbl	Barriles
PSI	libras por pulgada cuadrada
In	Pulgadas
Ft	Pies
mD	milidarcy

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Tipos de empuje en los yacimientos	18
Figura 1.2 Tipos de arreglos de pozos	21
Figura 1.3 Perfil de saturación de agua	26
Figura 1.4 Curva de flujo fraccional ampliada.....	26
Figura 1.5 Curva de control de inyección	32
Figura 2.1 Ubicación Geográfica del campo Amazonia	34
Figura 2.2 Registro de Interpretación Petrofísica, yacimiento “U inferior”, Pozo Amazonía - 96.....	36
Figura 2.3 Registro de Interpretación Petrofísica, yacimiento Napo “M-1”, Pozo Amazonia - 45.....	36
Figura 2.4 Interpretación de Registros del Pozo Amazonia - 85,	38
Figura 2.5 Registros y descripción litológica, Napo “M-1”, Pozo Amazonia – 85.	39
Figura 2.6 Registros eléctricos, pozo Amazonia 85, Napo “M-1”	40
Figura 2.7 Distribución de pozos en el Campo Amazonia	42
Figura 2.8 Correlación de pozos del campo Amazonía	43
Figura 2.9 Perfil de producción diaria pozo Amazonía- 99 H.....	44
Figura 2.10 Producción diaria vs BSW pozo Amazonía – 99 H	44
Figura 2.11 Esquema referencial de estado mecánico – Pozo inyector Amazonia - 99H	45
Figura 2.12 Simulación por capas del efecto de la inyección de agua en Napo “M-1” ..	47
Figura 2.13 Esquema de una prueba de inyección de trazadores	48
Figura 3.1 EUR a distintas tasas de inyección de agua.....	50
Figura 3.2 Caudal y presión de inyección, Pozo Amazonía 99 H	51
Figura 3.3 Producción petróleo vs caudal de inyección, Campo Amazonía.....	51
Figura 3.4 Producción diaria promedio de agua	52
Figura 3.5 Producción mensual de agua campo Amazonía.....	53
Figura 3.6 Pozos influenciados por el proyecto piloto de inyección de agua	54
Figura 3.7 Medición de tritio en pozos horizontales	55
Figura 3.8 Medición de tritio en pozos direccionales	55
Figura 3.9 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 43.....	56
Figura 3.10 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 43	57

Figura 3.11 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 44.....	57
Figura 3.12 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 44	58
Figura 3.13 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 95.....	58
Figura 3.14 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 95	59
Figura 3.15 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 98 H	59
Figura 3.16 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 98 H	60
Figura 3.17 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 100 H	60
Figura 3.18 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 100 H	61
Figura 3.19 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 112.....	61
Figura 3.20 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 112.....	62
Figura 3.21 Producción diaria vs BSW pozo Amazonia 112.....	62
Figura 3.22 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 114 H	63
Figura 3.23 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 114 H	63
Figura 3.24 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 153 H	64
Figura 3.25 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 153 H	64
Figura 3.26 Producción diaria vs BSW pozo Amazonía 153 H	65
Figura 3.27 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 154.....	65
Figura 3.28 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 154	66
Figura 3.29 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 43.....	67
Figura 3.30 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 44.....	67
Figura 3.31 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 95.....	68
Figura 3.32 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 98 H	68
Figura 3.33 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 100 H	69
Figura 3.34 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 112.....	69
Figura 3.35 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 114 H	70
Figura 3.36 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 153 H.....	70
Figura 3.37 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 154.....	71
Figura 3.38 Curva de flujo fraccional Campo Amazonía.....	72
Figura 3.39 Plot $-X$ versus N_p Campo Amazonía	72
Figura 3.40 Producción localizada de Petróleo por pozo.....	73
Figura 3.41 Producción localizada de agua por pozo	73
Figura 3.42 Producción anual de crudo Campo Amazonía.....	74

Figura 3.43 Producción acumulada de petróleo del campo Amazonia – Antes y después de la inyección	75
Figura 3.44 Producción diaria promedio Campo Amazonía.....	75
Figura 3.45 Producción diaria promedio Campo Amazonía, antes y después de inyección de agua	76
Figura 3.46 Comparativa producción de crudo con inyección y sin inyección.....	76
Figura 3.47 Proyección de la producción acumulada de petróleo como consecuencia de la inyección de agua.....	77
Figura 3.48 VRR plot Campo Amazonía.....	78
Figura 3.49 Simulación de producción año 2006 – Vista transversal del campo Amazonia	79
Figura 3.50 Simulación de producción año 2018 – Vista transversal del campo Amazonia	79
Figura 3.51 Simulación de producción año 2020 – Vista transversal del campo Amazonia	80
Figura 3.52 Simulación de producción año 2022 – Vista transversal del campo Amazonia	80
Figura 3.53 Pronostico de reservas caso base e incremental debido a plan de inyección	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Método de predicción relacionados primordialmente con la heterogeneidad del yacimiento.....	29
Tabla 2.1 Descripción de la Presentación de los Resultados del Análisis petrofísico. ..	35
Tabla 2.2 Datos petrofísicos, yacimiento Napo “M-1”, Campo Amazonía.....	38
Tabla 2.3 Reservas de petróleo del yacimiento Napo “M-1”	40
Tabla 2.4 Simulación de tasas de inyección del proyecto piloto.	46
Tabla 3.1 Análisis de curvas de diagnóstico pozos influenciados por pozo Amazonía 99 H	71
Tabla 3.2 Resultados económicos para el plan de inyección de agua.....	81

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

A partir del año 1972, la Cuenca Oriente se convirtió en la principal zona productora de petróleo crudo en el Ecuador. El mayor porcentaje de la producción actual de petróleo crudo del país proviene de esta zona. En la última década se ha planteado, como una necesidad prioritaria para el estado, el incremento de la tasa de producción diaria de petróleo crudo hasta valores cercanos al millón de barriles de petróleo por día.

En este sentido, la expansión de las capacidades de producción y diversificación de los métodos de explotación sumados al incremento del recobro de las reservas de petróleo deben ser considerados como los desafíos y objetivos a cumplir por parte de la industria petrolera ecuatoriana.

Por consiguiente, para alcanzar dicha meta propuesta es necesario la revisión e implementación de nuevos proyectos o procesos de recuperación secundaria y mejorada, no solo enfocados a los campos más prominentes con reservas de crudos convencionales sino también en los campos aquellos donde predomina la existencia de crudo pesado y de alta viscosidad.

1.1 Descripción del problema

Los yacimientos descubiertos, explorados y explotados en los distintos campos de la Cuenca Oriente, presentan características particulares en cuanto al tipo de crudo que contienen, pudiendo ser estos petróleos livianos, petróleos pesados e inclusive extra pesados. En aproximadamente cinco décadas de producción de esta Cuenca, la gran mayoría de campos, y sus respectivos yacimientos; han sido explotados principalmente mediante mecanismos de producción primaria.

Actualmente, algunos de estos campos se consideran campos maduros, y muchos otros muestran una tendencia de declinación de la producción en proporción directa

con el tiempo, esto principalmente por factores tales como la disminución paulatina de la presión del yacimiento o una relación desfavorable de movilidad agua-petróleo en especial en yacimientos conteniendo petróleo crudo de alta viscosidad y bajo grado API, lo cual constituye una dificultad adicional para la extracción y producción óptima del hidrocarburo.

La inyección de agua es uno de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada más utilizado para mejorar el recobro final de petróleo de los yacimientos productores. Sin embargo, existe muy poca información acerca de los resultados en proyectos y procesos exitosos de inyección de agua en yacimientos de crudo pesado de la Cuenca Oriente de nuestro país.

Fundamentados en lo anteriormente descrito, en el campo Amazonía se propuso e implementó un proyecto piloto de inyección de agua en el yacimiento Napo "M-1", cuyo crudo se caracteriza por bajo grado API y tener alta viscosidad. La evaluación y análisis que se realice en referencia a cada uno de los aspectos, directrices y resultados de este proyecto supone una fuente importante de información y referencias para la industria hidrocarburífera ecuatoriana en cuanto a procesos de inyección de agua aplicados a yacimientos de crudo pesado y de alta viscosidad.

1.2 Justificación del problema

En la Cuenca Oriente del Ecuador, un gran porcentaje del petróleo crudo por producir a futuro es de características de crudo pesado (bajo grado API y alta viscosidad) y siendo la inyección de agua uno de los procesos más factibles para mejorar el recobro de petróleo in situ, por su bajo costo y facilidad operativa; es fundamental identificar plenamente los aspectos claves del proceso de inyección de agua en yacimientos con petróleo crudo pesado mediante el estudio de las características petrofísicas de los yacimientos, la validación de los parámetros operativos y el monitoreo de los resultados para poder consolidar un proceso efectivo que permita incrementar o en su defecto mantener la producción de petróleo.

En el campo Amazonía se identificaron dos situaciones adversas, semejantes a muchos otros campos de la Cuenca Oriente, y que son propias de un campo que tiene en su haber varias décadas de actividad como productor de hidrocarburos.

Por una parte, el alto volumen de agua de formación producido como consecuencia del incremento de corte de agua en varios de los pozos activos del campo, que representa un pasivo operacional y podría en determinadas circunstancias sobrepasar las capacidades de almacenamiento de sus facilidades. Y, por otro lado, la disminución de la capacidad productora de uno de sus yacimientos, específicamente de Napo "M-1".

Tomando en cuenta la problemática que representa para el campo Amazonia el enfrentar estas condiciones poco favorables, se abordó la iniciativa de implementar un proyecto piloto de inyección de agua con la finalidad de mantener el índice de productividad y, además en el proceso; intentar incrementar el factor de recobro del crudo de alta viscosidad que esta formación contiene.

El proyecto piloto implementado a partir de febrero del 2019 en el yacimiento Napo "M-1" del campo Amazonia que contiene petróleo crudo con gravedades API entre 11° a 13° presenta una gran oportunidad de evaluar la capacidad de este método de recuperación para mitigar un descenso prematuro de la producción y mejorar el factor de recobro de petróleo crudo ya que proporcionará datos de campo y resultados plenamente medibles durante el periodo que esté en ejecución.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar el comportamiento y efectividad del proyecto piloto de inyección de agua en el yacimiento de crudo pesado Napo "M-1" en el Campo Amazonía para establecer directrices y criterios que puedan ser aplicados en yacimientos de similares características de otros campos petroleros de la Cuenca Oriente.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Validar cuantitativamente la eficiencia del sistema de inyección de agua en la formación Napo “M-1” para crudos viscosos mediante evaluación de datos tales como tasas de producción, tasa de recuperación de reservas; con la finalidad de extender la aplicación de este proceso hacia otros campos de la Cuenca oriente del país.

Efectuar análisis comparativo de los parámetros de producción de crudos pesados del yacimiento Napo “M-1” en el campo Amazonia antes y después de la aplicación del sistema de inyección de agua.

- Definir los lineamientos y variables de mayor relevancia que se deben considerar para seleccionar y aplicar la inyección de agua como método efectivo de recuperación secundaria en yacimientos con características y propiedades similares a la formación Napo “M-1” del campo Amazonia.
- Evaluar la aplicación de un método de recuperación mejorada de crudos pesados para el campo Amazonia, cuyos principios de aplicación estén estrechamente relacionados a la inyección de agua tomando como referencia los resultados obtenidos en el proyecto actual.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Principios fundamentales de la inyección de agua

Durante la vida de un campo petrolero, llega el momento en que el empuje natural asociado con el mecanismo de producción existente en los yacimientos disminuirá, por lo que se requerirá energía adicional para mantener una buena tasa de producción.

Una de las tecnologías más utilizadas es la inyección de agua, que es el proceso mediante el cual inyectamos agua para aumentar la presión en los yacimientos y mover el petróleo de las áreas no barridas a los pozos de producción, aumentando así la recuperación final del petróleo.

Las primeras consideraciones al organizar el diseño de la inyección son determinar dónde acceder a la fuente de agua para inyección, su compatibilidad con el agua connata, la continuidad en el yacimiento y la baja viscosidad del crudo a recuperar.

1.4.2 Métodos de recuperación

Los procedimientos de recuperación de petróleo se organizan en: convencionales y avanzados. Los convencionales utiliza la energía propia del yacimiento (ya sea por flujo natural o mediante un sistema de levantamiento artificial) o es alimentado por energía auxiliar que utiliza recursos especiales del yacimiento como agua o gas y tiene como objetivo mejorar la recuperación del petróleo móvil en el yacimiento.

Sin embargo, EOR también utiliza recursos que no son de yacimiento, como polímeros, surfactantes, etc., con el objetivo de cambiar las propiedades entre la roca y el líquido, así como nuevas tecnologías en producción y perforación de pozos, rendimiento y control de yacimientos inteligentes, control de agua y más.

1.4.3 Recuperación primaria

La recuperación primaria comprende la producción debida a la energía natural del yacimiento que es suficiente para llevar los fluidos del yacimiento a los pozos y luego a el área. En este periodo, el desplazamiento de fluidos está regido por las fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares.

La eficiencia de movimiento es dependiente primordialmente de los mecanismos de empuje o de producción que se muestran en el yacimiento y son los mostrados en la figura 2.1. Es fundamental indicar que en este periodo es considerada la producción con sistemas de levantamiento artificial como bombeo hidráulico, bombeo mecánico y electro-sumergible, etcétera.

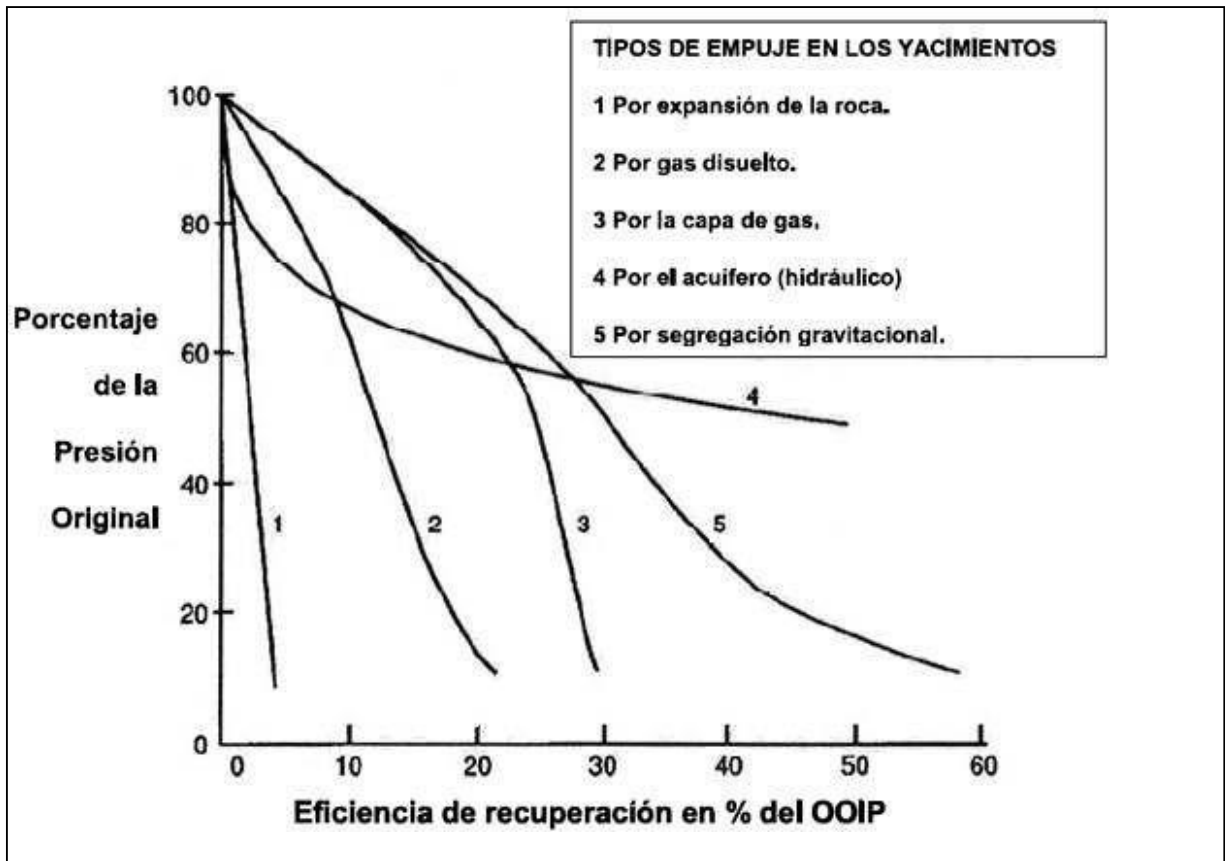


Figura 1.1 Tipos de empuje en los yacimientos

Fuente: (Abdus Satter, 1994) Elaborado por: Satter and Thakur

1.4.4 Recuperación Secundaria

La finalidad de dichos procesos es conservar o restaurar la energía del yacimiento con el objetivo de proporcionar un empuje adicional a los fluidos del yacimiento por medio de la inyección de fluidos en forma inmisible que no están afectando las características físicas y químicas de los fluidos, por consiguiente, se inyectan fluidos propios del yacimiento como: gas, agua y conjunción agua-gas (Paris de Ferrer, 2001).

Comúnmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en el área de producción para barrer el petróleo del yacimiento. La fase de recuperación secundaria alcanza su límite una vez que el fluido inyectado (agua o gas) se crea en porciones considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica. La utilización sucesiva de la recuperación primaria y la recuperación

secundaria en un yacimiento de petróleo genera en torno al 15% al 40% del petróleo original que existe en el sitio.

1.4.5 Recuperación terciaria (EOR).

Los procedimientos de recuperación EOR (Enhanced Oil Recovery) permanecen enfocados a generar el petróleo no movible por medio de la inyección de recursos que comúnmente no permanecen presentes en el yacimiento, sin embargo, que son inyectados a condiciones concretas a fin de cambiar de manera considerable la conducta fisicoquímica de los fluidos del yacimiento.

Los procedimientos de recuperación mejorada usados en la actualidad integran: surfactantes-micelares, inyección de vapor, polímeros, hidrocarburos miscibles, CO₂ y procedimientos térmicos. Los procedimientos EOR no permanecen restringidos como una recuperación secundaria o terciaria, ciertos campos necesitan la aplicación de alguno de los procedimientos mencionados inclusive a partir de la recuperación inicial.

1.4.6 Tipos de inyección

1.4.6.1 Inyección periférica o externa

Se fundamenta en inyectar agua fuera del sitio donde se localiza el petróleo, a partir de la periferia del yacimiento. Este procedimiento es conocido como inyección clásica, en donde el agua se inyecta en el acuífero que está junto al contacto agua-petróleo.

Las primordiales ventajas de este procedimiento son:

- Se usan pocos pozos.
- No necesita precisamente de la perforación de pozos extras, debido a que tienen la posibilidad de utilizar pozos cerrados con bajo potencial como inyectoras.

Esto reduce la inversión en zonas donde se poseen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es bastante enorme. No es preciso

una explicación bastante descriptiva del yacimiento para empezar el proceso de inyección.

Generalmente posibilita un recobro elevado de petróleo con una menor producción de agua. En esta clase de plan, la producción de agua podría ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto reduce los precios de las facilidades de producción de área para la división agua – petróleo.

Las desventajas de este procedimiento de inyección son:

- Parte del agua inyectada no se usa para mover el petróleo.
- Dificulta conseguir un seguimiento descriptivo del frente de invasión, como es viable realizarlo en la inyección de agua en arreglos.
- En ciertos yacimientos, la inyección periférica de agua no es capaz de conservar la presión de la parte central del mismo y se necesita hacer una inyección en arreglos en dicha parte del yacimiento.
- La inyección periférica puede fracasar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
- El proceso de invasión y movimiento es lento y, por consiguiente, la recuperación de la invasión es a extenso plazo.
- Principalmente, se supe por una inyección de agua en arreglos mientras se sabe mejor el yacimiento.

1.4.6.2 Inyección en arreglos

Se ocupa de inyectar agua en el sitio donde está el crudo. Esto trae como resultado que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Además, se sabe cómo inyección interna. En el instante de

planear el proceso de recuperación secundaria, en el campo se va a poder conceptualizar arreglos regulares donde los pozos inyectores y productores conforman figuras geométricas conocidas y variadas.

La selección del arreglo es dependiente de la composición y parámetros del yacimiento, de la continuidad de las arenas, permeabilidad (K), porosidad (ϕ), número y postura de los pozos existentes. Los tipos más comunes de arreglos son:

- Línea directa
- Línea alterna
- Arreglos de 5, 7, y 9 pozos.

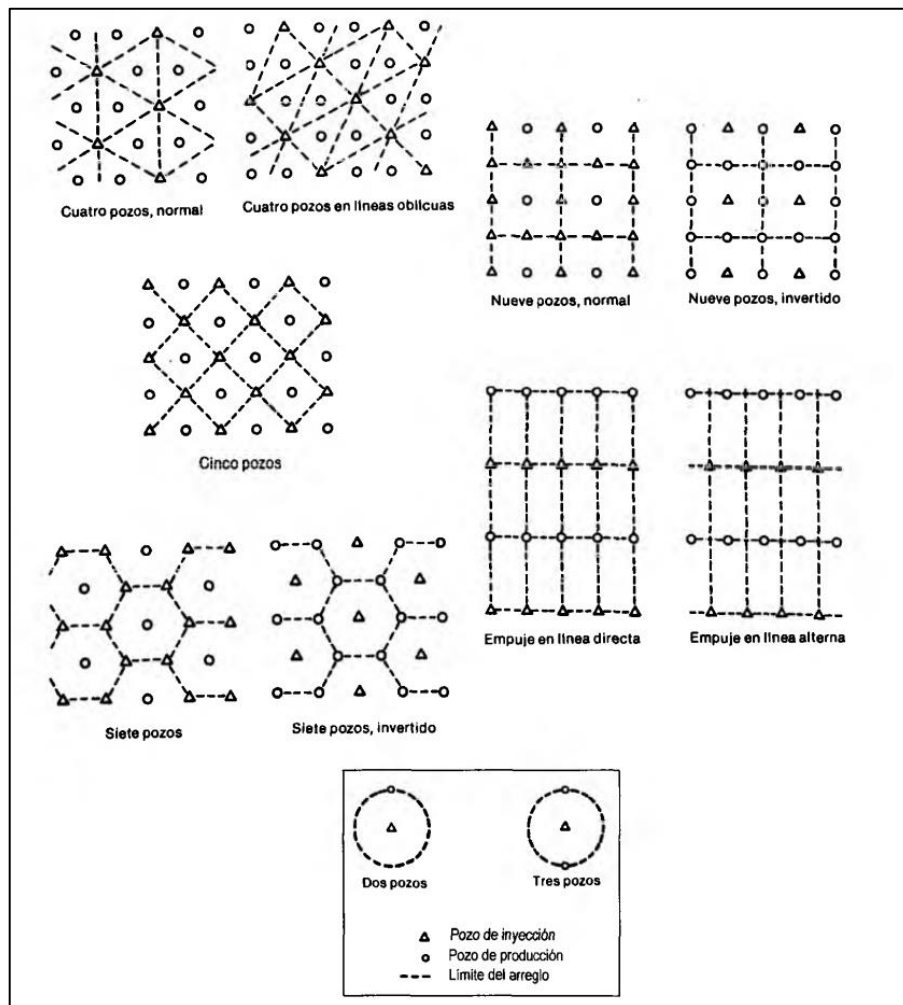


Figura 1.2 Tipos de arreglos de pozos

Fuente: (Magdalena Paris de Ferrer, 2001) Elaborado por: Craig

Las ventajas de utilizar modelos de inyección con arreglos son entre otras:

- Instantánea contestación del yacimiento.
- Altas eficiencias areales de barrido.
- Posibilita un óptimo control del frente de invasión y del elemento de recuperación.
- Reduce el impacto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
- Veloz crecimiento en presiones.
- El volumen recuperado del área de aceite es enorme en un lapso de tiempo corto.

Y las desventajas observadas en este tipo de modelos de inyección son:

- Necesita mayor seguimiento y control que la inyección externa y, por consiguiente, más requerimiento de recursos humanos.
- Comparativamente con la inyección externa, este procedimiento necesita una más grande inversión, debido al elevado número de pozos inyectoros.
- Necesita mejor explicación del yacimiento.
- El número de pozos inyectoros es elevado.
- Más riesgosa que la externa.

1.4.7 Eficiencia de desplazamiento

Se define la eficiencia al desplazamiento de petróleo por un agente desplazante, agua o gas, por:

$$E_D = \frac{\text{volumen de petróleo desplazado}}{\text{volumen de petróleo contactado por agua o gas}}$$

$$E_D = \frac{1 - Swc - Som}{1 - Swc} \quad (1.1)$$

Dónde:

Som = saturación de petróleo promedio en el medio poroso, variable en el tiempo.

Swc = saturación de agua con nata.

La eficiencia de desplazamiento teórica variaría entre 0 y 1. Siendo 1 el valor que corresponde a la saturación nula de petróleo en el medio poroso.

En la práctica, aun barriendo el yacimiento por extenso tiempo, queda una saturación de petróleo atrapada.

Por esa razón, la eficiencia está reducida por la saturación residual de petróleo, Som=Sor, para ED mayor. La eficiencia al movimiento está influenciada por las condiciones iniciales, el agente desplazante, el volumen de este que ha sido inyectado y las características de la roca, de los fluidos y de la interacción roca-fluido.

A lo largo del barrido de un yacimiento la eficiencia al movimiento coincidiría con la eficiencia en la recuperación, ER, si hipotéticamente el fluido inyectado contactara todo el petróleo del yacimiento.

$$E_D = E_R = \frac{N_p}{N} \quad (1.2)$$

Dónde:

Np= petróleo producido

N= petróleo original en sitio (poes)

1.4.8 Ecuación de flujo fraccional

Según (Leverett, 1941) se define el flujo fraccional Como la cantidad de agua que hay en el flujo total del líquido en condiciones de yacimiento

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_t} = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \quad (1.3)$$

Se debe tener en cuenta que los Q representan caudales en condiciones de yacimiento. Reemplazando estos caudales por sus expresiones según Darcy en la ecuación (1.3) para un yacimiento inclinado se tiene.

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_o}{u_o * v_t} \left(\frac{dP_c}{dl} + g \cdot \Delta\rho \cdot \text{sen}\theta \right)}{1 + \frac{u_w \cdot k_o}{u_o \cdot k_w}} \quad (1.4)$$

Reemplazando los caudales por sus expresiones según Darcy en la ecuación (1.3) para un yacimiento horizontal y despreciando el gradiente de presión capilar cuando no existe término gravitacional se tiene:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{u_w \cdot k_o}{u_o \cdot k_w}} \quad (1.5)$$

Dónde:

l = distancia en la dirección de flujo

θ = ángulo entre el yacimiento y la horizontal

P_c = presión capilar (petróleo-agua)

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre agua y petróleo

g = gravedad

v_t = velocidad total

u_w = viscosidad del agua u_o = viscosidad del petróleo

K_o = permeabilidad del petróleo K_w = permeabilidad del agua

K_{ro} y K_{rw} están definidas al mismo valor de S_w y por esto el cociente del denominador no representa una relación de movilidades.

1.4.9 Ecuación de avance frontal

Buckley y Leverett (1942) dedujeron que la velocidad de avance de un punto de saturación constante, es igual a la velocidad del flujo total por la variación del flujo fraccional a un tiempo dado.

$$\left(\frac{dL}{dt}\right)_{sw} = \frac{QT}{A \cdot \phi} \cdot \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_t \quad (1.6)$$

Dónde:

$$\frac{df_w}{dS_w} = f'_w, \text{ La pendiente de la curva de flujo fraccional a una saturación dada.}$$

QT=iw es el caudal total (igual al caudal de inyección iw)

dL/dt= es la velocidad de avance del punto de saturación especificado.

Integrando la ecuación 1.6 resulta:

Wi= (iw.t) y el producto L.A. $\phi = V_p$ (volumen poral)

$$\frac{V_p}{W_i} = \frac{L.A. \cdot \phi}{iw \cdot t} = \frac{1}{W_{id}} = f'_w \quad (1.7)$$

Entonces $W_{id} = W_i/V_p$ (volúmenes porales acumulados de agua inyectada)

$$\frac{1}{W_{id}} = f'_w \quad (1.8)$$

La figura 1.3 ilustra un perfil esquemático de saturación de agua a lo largo de una longitud dada. La saturación S_{wf} simboliza a la del frente de agua, por detrás del cual, la saturación varía gradualmente hasta el valor $(1-S_{or})$ y puede ser representada por una saturación promedio. Figura 1.3.

Representando las relaciones anteriores sobre una curva de flujo fraccional ampliada y sabiendo que S_{we} es el valor de la saturación del frente en la salida del sistema se tiene la figura 1.4:

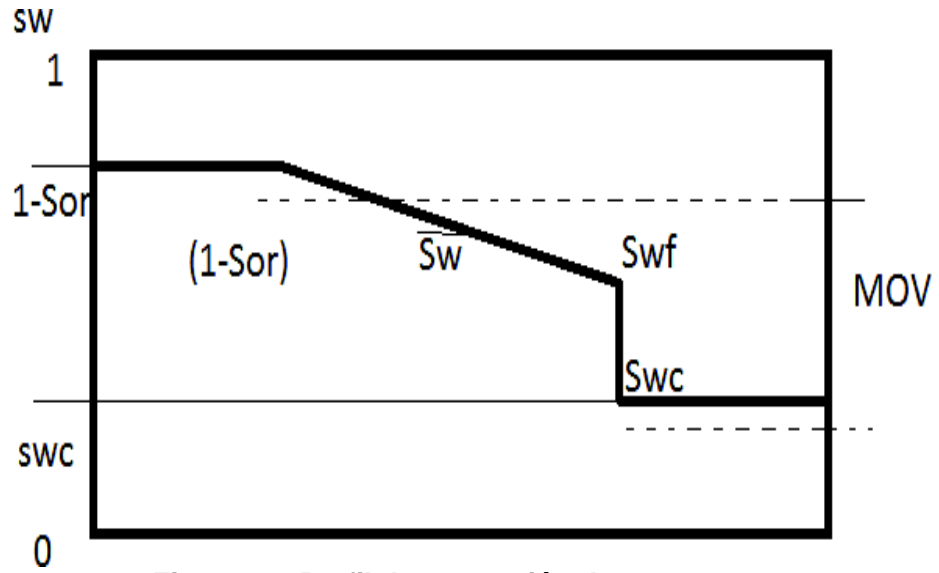


Figura 1.3 Perfil de saturación de agua

Fuente: (Paradiso, 2004)

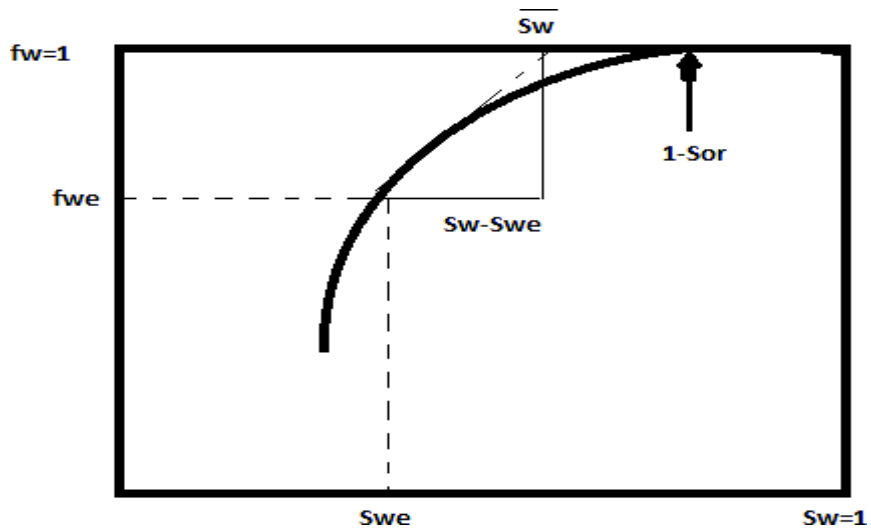


Figura 1.4 Curva de flujo fraccional ampliada

Fuente: (Paradiso, 2004)

Welge, (1952) dedujo la siguiente expresión:

$$N_{pd} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we}) \cdot W_{id} \quad (1.9)$$

Donde:

Npd y Wpd representan volumen poral acumulado.

Se puede distinguir 4 fases en el proceso de movimiento:

- Inicio de la inyección y formación de un frente de agua
- Arribo del frente de agua al pozo productor
- Movimiento y producción de petróleo en compañía de una producción de agua creciente.
- Fase final, con alta cantidad de agua en la producción

El procedimiento de Buckley y Leverett no posee presente la geometría del movimiento ni los cambios de espesor del yacimiento, tampoco las heterogeneidades del mismo, solo explica el movimiento de petróleo en una sola magnitud y no sirve para describir el fenómeno de la igualdad del frente y la canalización del agua por medio del petróleo una vez que se supera cierta rapidez de movimiento a la que se llama rapidez crítica.

1.4.10 Relación de movilidad

Se define como la razón entre la movilidad de las fases por detrás del frente y la movilidad del petróleo por delante del frente.

El modelo de desplazamiento frontal (flujo difuso): presume que por detrás del frente la saturación de agua es menor que $(1-S_{or})$ y por lo tanto fluyen agua y petróleo, dado esto la relación de movilidades (M) resulta:

$$M = \frac{(k_{w@S_w}/\mu_w) + (K_{o@S_w}/\mu_o)}{(K_{o@S_{wc}}/\mu_o)} \quad (1.10)$$

$k@S$ = Indica a que valor de saturación se define K

En el modelo de desplazamiento tipo pistón, se admite que por detrás del frente la saturación de agua es igual a $(1-S_{or})$ y por lo tanto solo fluye agua, entonces la relación de movilidad resulta:

$$M = \frac{K_w}{u_w} * \frac{u_o}{K_o} = \frac{K_{rw}}{u_w} * \frac{u_o}{K_{ro}} \quad (1.11)$$

La interacción de movilidades pertenece a los límites más relevantes que caracterizan al movimiento:

- Si $M < 1$, la movilidad de los fluidos por detrás del frente va a ser menor que la del petróleo y el movimiento va a ser bastante eficiente.
- Si $M=1$ las movilidades son las mismas y el movimiento es eficiente.
- Si $M > 1$, la movilidad de los fluidos por detrás del frente supera a la del petróleo y el movimiento es ineficiente.

1.4.11 Métodos de predicción

Método de predicción perfecto es ese que incluye todo lo relativo a los efectos del flujo de los fluidos, del tipo de arreglo de pozos y de la heterogeneidad del yacimiento, de la misma forma que se especifica a continuación:

1.4.11.1 Efectos del flujo de los fluidos:

- permeabilidades relativas
- presencia de un frente y de un gradiente de saturación
- posibilidad de saturación de gas inicial

1.4.11.2 Efectos del tipo de arreglo de los pozos:

- variación de la eficiencia de barrido areal anteriormente y después de la disolución en función de la razón de movilidad
- aplicabilidad a cualquier tipo de arreglo
- no necesita datos de laboratorio publicados o extras a los convencionales

1.4.11.3 Efectos de la heterogeneidad del yacimiento:

- consideración de yacimientos estratificados
- variación areal y vertical de la permeabilidad
- presencia de flujo entre capas

La utilización del procedimiento de predicción perfecto necesita de mucha información acerca de la roca y de los fluidos, así como también detalles sobre la heterogeneidad del yacimiento. Por esto, tal método no existe y los que hasta ahora se han desarrollado son solo aproximaciones.

1.4.11.3.1 Resoluciones empíricas

Según (Craig, 1982) los procedimientos de predicción incluirán todos los efectos pertinentes del flujo de fluidos, del arreglo de pozos y de la heterogeneidad, además estima la predominación los efectos de viscosidad, capilaridad y la gravedad sobre el desplazamiento de los fluidos. Un procedimiento de predicción de este género producirá una concordancia entre la conducta predicho y el real. Sin embargo, un procedimiento de predicción perfecto requeriría además información descriptiva de la composición del yacimiento, posiblemente bastante más de la que en la actualidad poseemos en cualquier yacimiento.

Tabla 1.1 Método de predicción relacionados primordialmente con la heterogeneidad del yacimiento

Método de Yuster-Suder-Calhoun	Consideraron que la inyección de agua se realiza por medio de 3 fases: El desplazamiento radial del agua hacia afuera, con una reducción de la infectividad mientras se llena el espacio de gas. Un tiempo intermedio de reducción de la infectividad del agua luego de la interferencia de los pozos de inyección de agua adyacentes, hasta el llenado completo. Un lapso final de infectividad de agua constante. Se supuso un movimiento tipo pistón con fugas
Método de Prats-Matthews-Jewett-Baker	La infectividad inicial de agua se controla por medio de las movilidades del agua inyectada y de los bancos de aceite. Luego de la surgencia del agua, se aplica una correlación que relaciona la infectividad con la parte radial del pozo productor, invadida por agua. Se implica movimiento tipo pistón con fugas.

	La producción de cualquier capa es solamente de gas en la fase de llenado, de petróleo a lo largo del lapso que avanza entre el llenado y la irrupción de agua y luego agua y petróleo.
Método de Stiles	Considera diferentes posiciones del frente de invasión en las capas areales llenas de líquido, con diferentes permeabilidades, considerando cada capa aislada de las demás.
Método de Dykstra-Parsons	Supone un barrido lineal, existe una fácil técnica gráfica para utilizar el método de Dykstra Parson. Relaciona la recuperación a una relación de producción agua petróleo de 1,5,25,100 con respecto a la variación de permeabilidad, la relación de movilidad y las saturaciones de agua congénita y de agua al término de la inyección.

1.4.12 Métodos de monitoreo

1.4.12.1 Relación de reemplazo volumétrico

Relación de reemplazo volumétrico por sus cifras en inglés (Voidage replacement ratio) es la interacción de barriles de fluido inyectado al yacimiento sobre los barriles de fluido producido.

La tasa de reemplazo de porosidad se puede calcular de manera rápida usando fluidos inyectados y realizados en un lapso de tiempo definido (normalmente a diario o mensual) o en forma acumulada por medio de la utilización de los fluidos inyectados y elaborados acumulativos.

En la situación de la interacción VRR acumulativa, es común para comenzar los números de producción acumulativos al inicio de inyección de agua. Ciertos autores han usado datos acumulados desde FILLUP (el punto en el cual se inyecta el agua se cree que han llenado la saturación de gas disponible en el depósito).

Los valores de la interacción VRR de menos de la unidad resultan muy usuales en inyección de agua en campos maduros.

En aquellos casos, además es típico mirar el decrecimiento de las tasas de producción de petróleo, el incremento de los cortes de agua y el incremento del GOR, junto con el decrecimiento de las presiones del yacimiento. Varios procesos de inyección de agua operan bastante por arriba de la tasa de reemplazo de porosidad de 1,0 (algunas de hasta 2,0 o superior) a lo largo de años.

Invariablemente esto involucra salir de la inyección del área y, constantemente se asocia con depósitos enormemente fracturados, mala calidad en la alianza de cemento o que el agua inyectada se direcciona a cualquier otro sitio que no sea el yacimiento esperado. Si la interacción VRR se conserva en 1,0 no supone que el yacimiento está siendo operado a presión constante.

La presión no se mantiene en el sentido de que los balances de materiales de fluidos se conservan. Más relevante todavía, una tasa de 1.0 no supone que la inundación se está gestionando con efectividad. La relación VRR debería ser seguida no solamente a grado de campo, sino por yacimiento, por bloque de fracasa e inclusive por el jefe. Racionalizar modelos acostumbra a ser especialmente eficaz para complementar el seguimiento de reemplazo de porosidad.

1.4.12.2 Gráficas de control de agua

Las Curvas de Chan, ayudan a comprender el origen del agua de los pozos productores. La metodología es bastante simple y solo necesita de datos de producción: interacción agua-petróleo (WOR).

Se hace a graficar la WOR y la derivada de WOR (WOR') versus tiempo en un gráfico log-log. En la figura 1.5 a Se observa la simulación de 3 casos comunes de inyección deficiente y el procedimiento para distinguirlos.

Si se observa que el WOR' reduce con el tiempo, podría tratarse de un caso de conificación; un incremento súbito seguido de una meseta es típico de una región ladrona de alta permeabilidad en el pozo inyector; en lo que un crecimiento abrupto de la WOR y WOR' sugiere la vida de flujo perteneciente de las cercanías del pozo. Así mismo en la figura 1.5 b se observan 2 casos tradicionales de inyección exitosos.

El primer caso se basa en el barrido habitual de un yacimiento por impacto del agua, aunque hablamos de un alto volumen de agua (el corte de agua es constantemente > 60%). En el segundo caso se observa una canalización en un sistema que lleva un barrido de crudo.

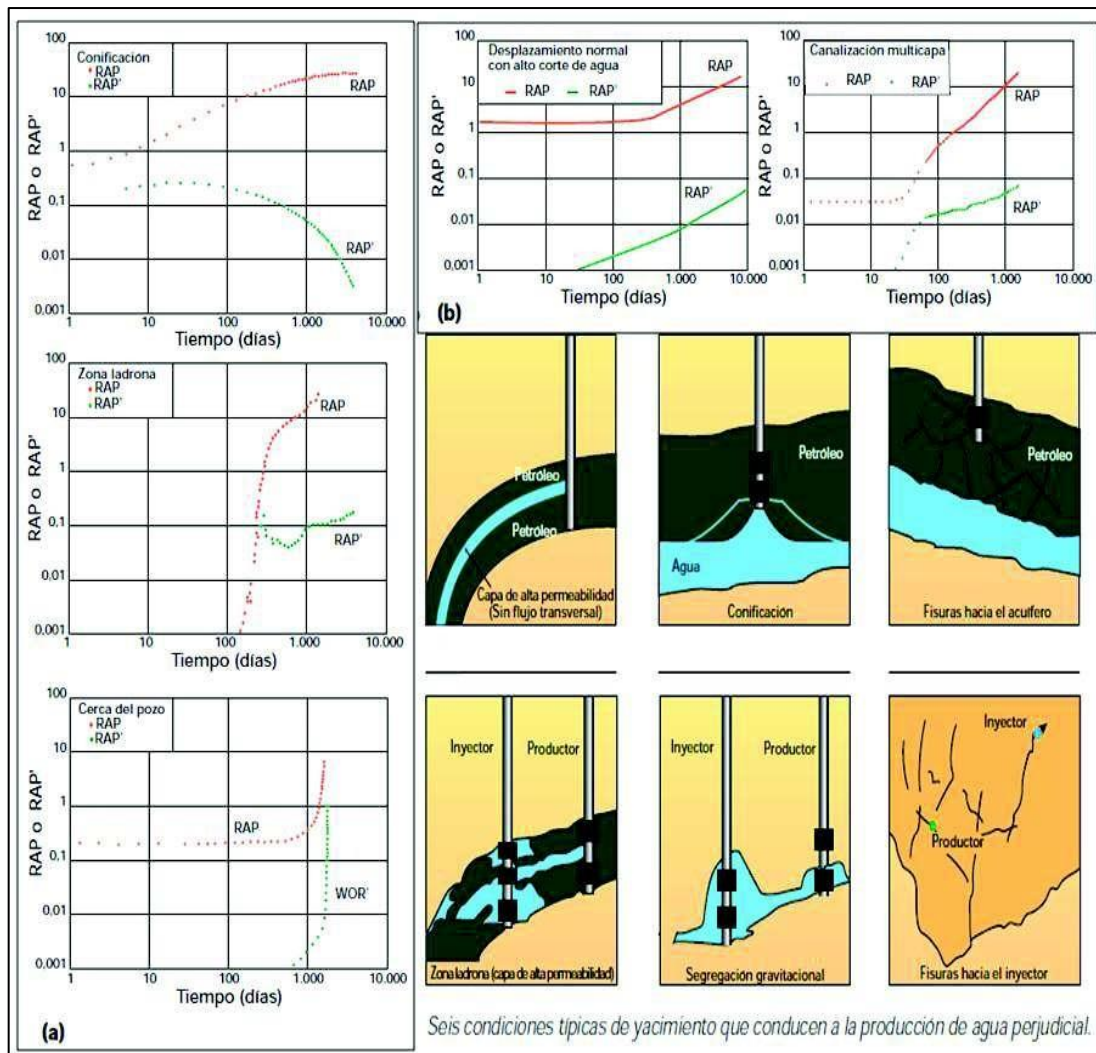


Figura 1.5 Curva de control de inyección

Fuente: (CHAN, 1995)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Como punto de partida se estableció una metodología enfocada en la planificación y revisión de cada una de las variables que formarían parte del proceso de inyección de agua en el campo Amazonia, tomando las previsiones técnicas y económicas necesarias para asegurar óptimos resultados del proyecto piloto desde su inicio.

Posteriormente se continuó con la parte descriptiva y de desarrollo en la cual se gestionaron las secuencias operativas, recursos, datos, parámetros y condiciones del proceso. Finalmente, la metodología nos condujo hasta el análisis cuantitativo de los resultados obtenidos, mismos que tienen un rol decisivo para discernir si fue efectivo o no el proyecto de inyección de agua para el yacimiento de crudo pesado Napo “M-1”.

2.1. Aspectos generales del campo Amazonia

2.1.1 Ubicación geográfica

- Localización geográfica: Ecuador, provincia de Sucumbíos, noreste de la Cuenca Oriente (Figura 2.1). Al norte con el cantón Sansahuari, al sur por el Bloque 15 y Bloque 12, al este por la reserva Cuyabeno y al oeste por el cantón Shushufindi.
- Límites geológicos: Al este el Escudo Guayanés y al oeste de la Cordillera de los Andes.

El campo Amazonia se encuentra ubicado en la región central de la Cuenca Oriente del Ecuador y al sur del campo Amazonia B.



Figura 2.1 Ubicación Geográfica del campo Amazonia

Las acumulaciones de petróleo en Amazonia corresponden a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales, las mismas que fueron desarrolladas con las pruebas iniciales de producción del pozo Amazonía - 01 que se realizaron en el primer semestre de 1978, descubriendo los yacimientos hidrocarburíferos Napo “M-1” con un petróleo de alrededor de 11.5 a 13.2° API y “U Inferior” con un crudo de 19.6° API.

2.1.2 Geología del campo Amazonia

El campo Amazonía se define y separa considerando como referencia las fallas locales y regionales. Toda el área de interés del campo fue cubierta por los datos de sísmicas 3D. Cinco partes de datos sísmicos 3D fueron analizados desde 1997 a 2003, con un área total de 630 km².

El campo Amazonia fue descubierto e inició su producción en la década de 1970, pero no fue sino hasta 1997 que se puso en producción con regularidad. Fueron los resultados de las pruebas iniciales de los pozos “exploratorios”, con los cuales se probó petróleo comercialmente explotable en los yacimientos de las arenas Napo “U Inferior” y “M-1”,

Dentro del campo Amazonia, la zona productora y de principal interés es la arena Napo “M-1”, seguida en importancia es la arenisca Napo “U”.

2.2 Análisis petrofísico

Para el análisis y evaluación de registros de pozos verticales, direccionales y horizontales, la herramienta ELAN y el Módulo de Interpretación Petrofísica PRIZM, fueron utilizados para generar parámetros petrofísicos extensos, completos y precisos de porosidad, saturación, permeabilidad y litología en las arenas M1 y U del Campo Amazonía A como yacimientos principales.

El modelo permite establecer los volúmenes de cuarzo, ilita, petróleo y agua. Para ayudar a la elaboración y validación del modelo, la presentación del análisis mostrado en la Tabla 2.1 incluye lo siguiente:

Presentación (izquierda a derecha)	Descripción:
Pista Litológica:	Facies litológicas de acuerdo con el criterio establecido para el modelo geológico del yacimiento.
Pista Profundidad	Profundidad en MD o TVD (pies).
Pista Correlación	GR, SP, y Caliper
Pista Permeabilidad:	Permeabilidad derivada de registros (10000mD a 0mD escala lineal).
Pista Saturación:	Saturación de agua, Sw (escala 1 a 0).
Pista Porosidad:	Porosidad (escala 50% a 0%) conteniendo las zonas de petróleo, agua e hidrocarburos móviles (el área naranja representa la diferencia en saturación entre la zona invadida y la zona virgen).
Pista Litológica: (ELAN)	Resultados litológicos del análisis ELAN.

Tabla 2.1 Descripción de la Presentación de los Resultados del Análisis petrofísico.

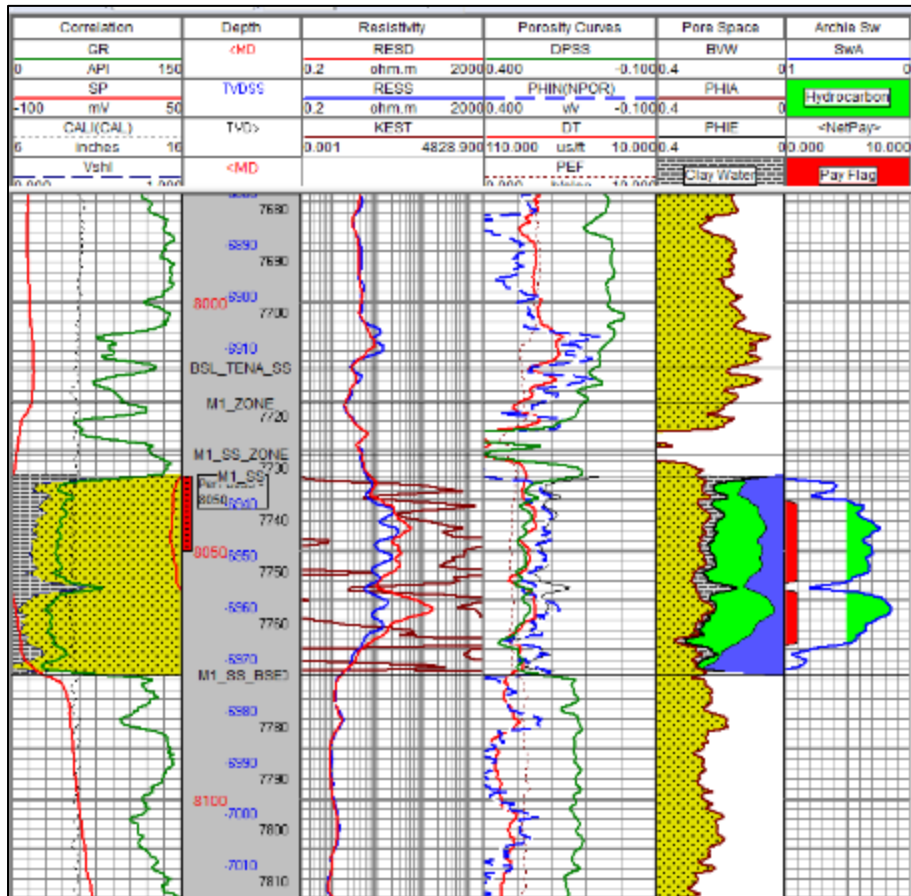


Figura 2.3 Registro de Interpretación Petrofísica, yacimiento Napo "M-1", Pozo Amazonia - 45

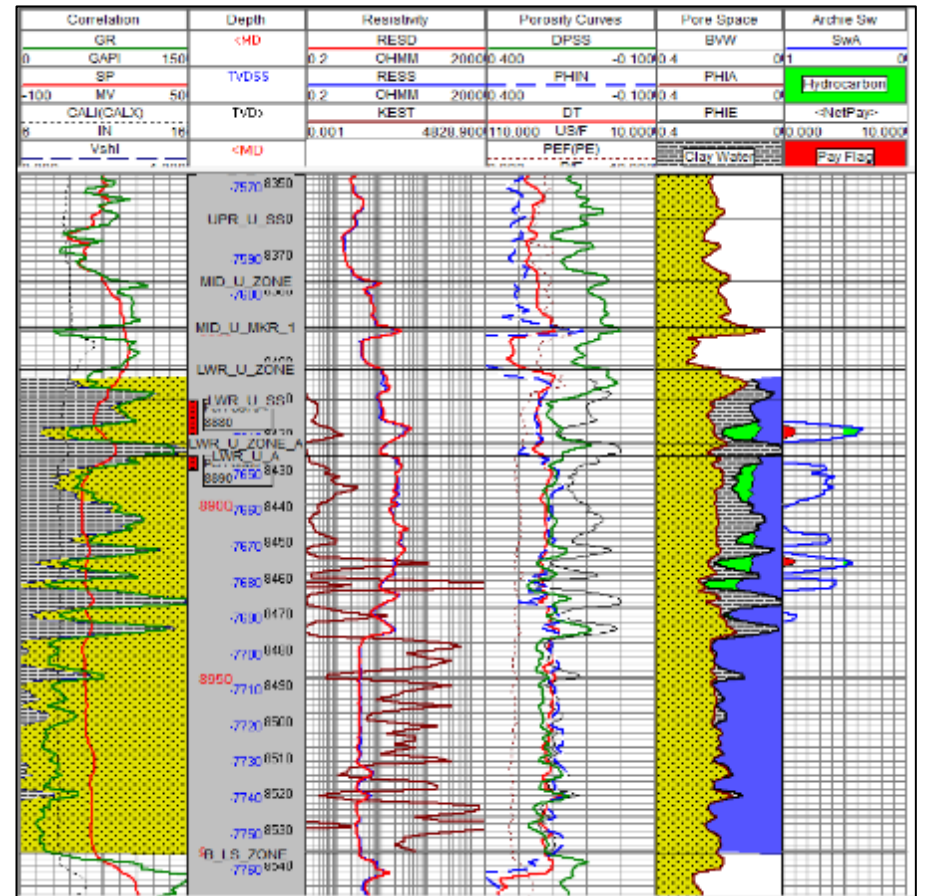


Figura 2.2 Registro de Interpretación Petrofísica, yacimiento "U inferior", Pozo Amazonía - 96

2.2.1 Porosidad

La porosidad promedio del campo Amazonia es de 24%, este valor es el resultado de la medida de la densidad, con registros neutrón-sónico utilizados como complementos principalmente. Se asumió una densidad de matriz de cuarzo de 2.64 g/cc basado en la porosidad de las muestras de núcleos y relaciones de densidad. Para la interpretación se asumió una densidad del fluido de 0.99 g/cc.

2.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad promedio medida es de 3500 a 4000 milidarcys (mD), valores que fueron obtenidos utilizando la ecuación de lito-porosidad-permeabilidad (Herrón) de los registros.

2.2.3 Saturación de agua

La ecuación de saturación de agua doble - Archie - fue utilizada para la determinación de la saturación de agua. Se utilizó un exponente de cementación " m " = 2,0, basado en análisis de núcleos (SCAL). El exponente de saturación " n " y el factor de saturación ' a ' han sido establecidos en 2,0 y 1,0; respectivamente.

Basado en las cuatro relaciones de las propiedades, las propiedades petrofísicas de las rocas y los "cut off" de los yacimientos y complementado con un proceso minucioso e interpretación de todos los registros de pozos, se define la base de datos para los yacimientos, como se puede observar en la Figura 2.9 tomada como ejemplo una sección del gráfico de los registros del pozo Amazonia 19 perforado en mayo del 2001.

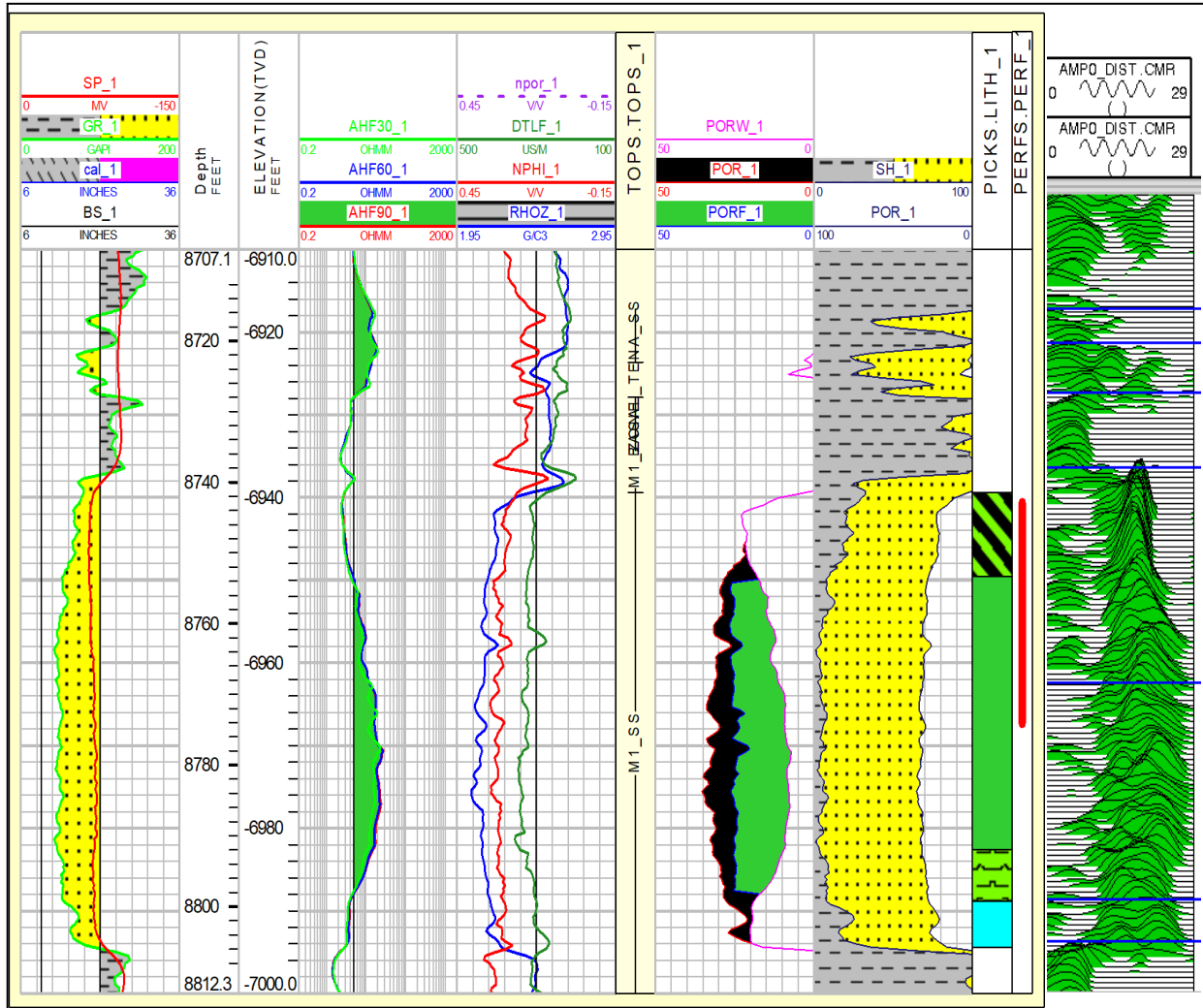


Figura 2.4 Interpretación de Registros del Pozo Amazonia - 85, yacimiento Napo “M-1”

2.2.4 Parámetros petrofísicos promedio del campo

Los principales parámetros petrofísicos del yacimiento Napo “M-1” del campo Amazonía se ilustran en la siguiente tabla:

Tabla 2.2 Datos petrofísicos, yacimiento Napo “M-1”, Campo Amazonía

Yacimiento	Espesor	Porosidad	Rw	Sw
	(pies)	(%)	(Ohm)	(%)
Napo “M-1”	19.30	25.1	0.143	35.5

2.3 Yacimiento Napo “M-1”

La formación Napo está compuesta de una serie de secuencias cíclicas, las cuales se componen de areniscas continentales y marino-marginales, lutitas, lodolitas y carbones,

así como calizas marinas y arcillas. Las areniscas entrecruzadas dentro de las secuencias de la formación Napo se dividen en miembros del más antiguo al más reciente (de más a menos profundo): “T”, “U”, “M-2” y “M-1”.

La arena Napo “M-1” (Figuras 2.5 y 2.6) se le interpreta como una depositación dentro de un ambiente estuarino, influenciado por mareas durante el transcurso de un prolongado descenso y subsecuente levantamiento del nivel del mar. Basada en el estudio de núcleos, se comprueba que representa una secuencia compleja de canales estuarinos, dominados por secuencias fluviales y de marea que varían gradualmente a canales de marea abandonados y rellenos por secuencias de lodos.

Tiene una base erosiva que termina en las lutitas marinas subyacentes a la formación Napo Superior y se encuentra cubierta por un intervalo regional de carbón/lodolita y arcillas carbonáceas. Esta sección se la interpreta como la representación de la progradación de una llanura de costa sobre la secuencia estuarina.

Sobre el carbón/lodolita y las arcillas carbonáceas, se encuentra una unidad regresiva de depósitos de llanura de inundación pertenecientes a la formación Tena. Estos depósitos representan la primera evidencia del levantamiento de los Andes al oeste, y ocurre durante el Cretácico Tardío a Terciario Temprano.

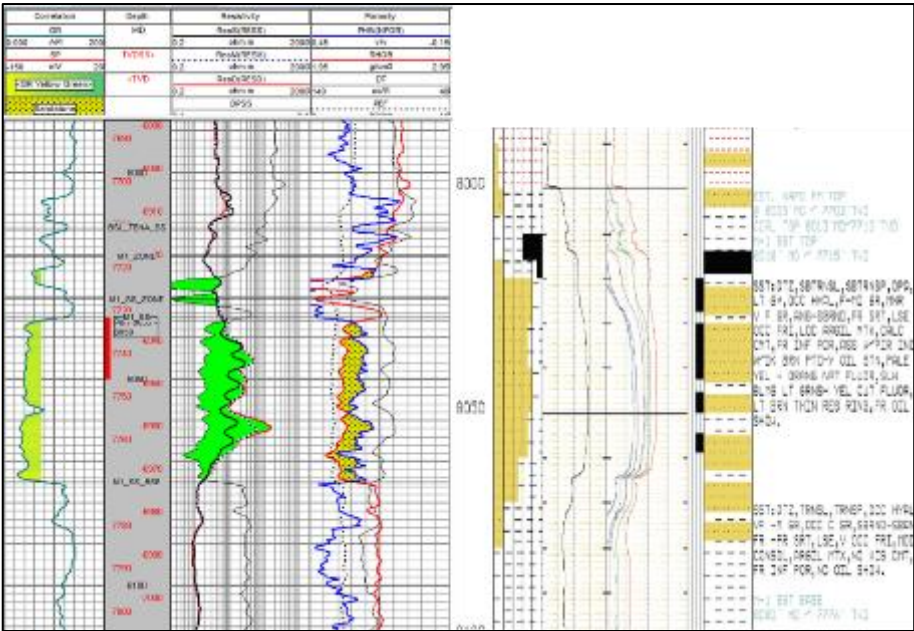


Figura 2.5 Registros y descripción litológica, Napo “M-1”, Pozo Amazonia – 85.

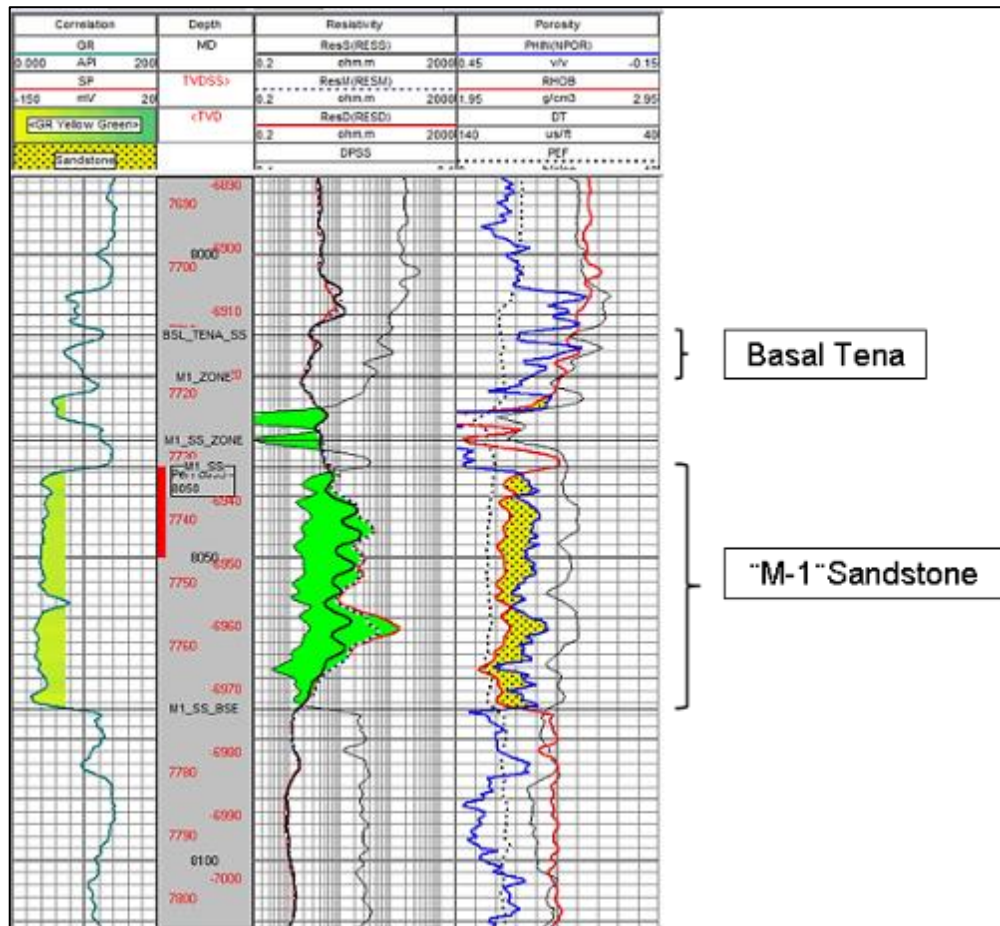


Figura 2.6 Registros eléctricos, pozo Amazonia 85, Napo “M-1”

2.3.1 Reservas estimadas de Napo “M-1”

Tabla 2.3 Reservas de petróleo del yacimiento Napo “M-1”

PARAMETRO	RESULTADO
<i>Volumen de roca</i>	45,873 Acre/pie
<i>Porosidad promedio</i>	0.2466
<i>Saturación promedio</i>	0.7233
<i>Petróleo en sitio (POES)</i>	57'132.902 bbl
<i>Factor de Recobro</i>	0.13
<i>Reservas probadas</i>	6'870,747 bbl
<i>Petróleo producido</i>	2'571,373 bbl
<i>Reservas remanentes</i>	4'299,374 bbl

2.4 Aspectos relevantes del proyecto de inyección en campo Amazonia.

2.4.1 Factores y recursos

La aplicación de este proyecto piloto de inyección de agua en el yacimiento Napo "M-1" del campo Amazonía fue motivada por importantes factores técnicos y económicos. Desde el punto de vista técnico, factores como no disponer de suficiente información referencial de procesos similares aplicados exitosamente a yacimientos con semejantes características, o el tener una elevada producción de agua de formación; son condiciones que requieren tomar iniciativas enfocadas a dar soluciones eficaces y rentables.

En lo económico, está de por medio la producción de petróleo; que no es solo importante para quienes operan el campo Amazonia, sino también para muchos ámbitos del país en general. Mantener la producción y mejorar el recobro de las reservas es imperativo y por ende se deben efectuar acciones oportunas para lograrlo.

En cuanto a los recursos necesarios para su implementación, se encontraron todas las condiciones favorables para este proyecto ya que se tenía disponible la mayoría de estos sin tener que incurrir en altos costos de inversión.

Se disponía de pozos cuyas capacidades de producción de crudo ya no eran suficientemente rentables para mantenerlos en actividad, pero que a la vez presentaban condiciones geográficas y geológicas favorables para procesos de inyección de agua. Y en el tema de facilidades se necesitaría únicamente realizar un proceso de reacondicionamiento de uno o dos pozos y construir la respectiva línea de inyección para poner en marcha el proyecto de inyección.

2.4.2 Ubicación y arreglo de pozos campo amazonia.

El campo Amazonia este compuesto por un conjunto de 19 pozos, divididos entre 6 horizontales y 13 pozos verticales y/o direccionales.

Hasta enero del año 2019, solamente 12 de los 19 pozos estaban en producción, los 7 pozos restantes estaban cerrados.

Distribuidos en un área total de 7,076.132 metros cuadrados, los principales pozos en producción mantienen una relativa cercanía entre ellos, y podríamos describir su arreglo según su distribución en el subsuelo como una forma poligonal.

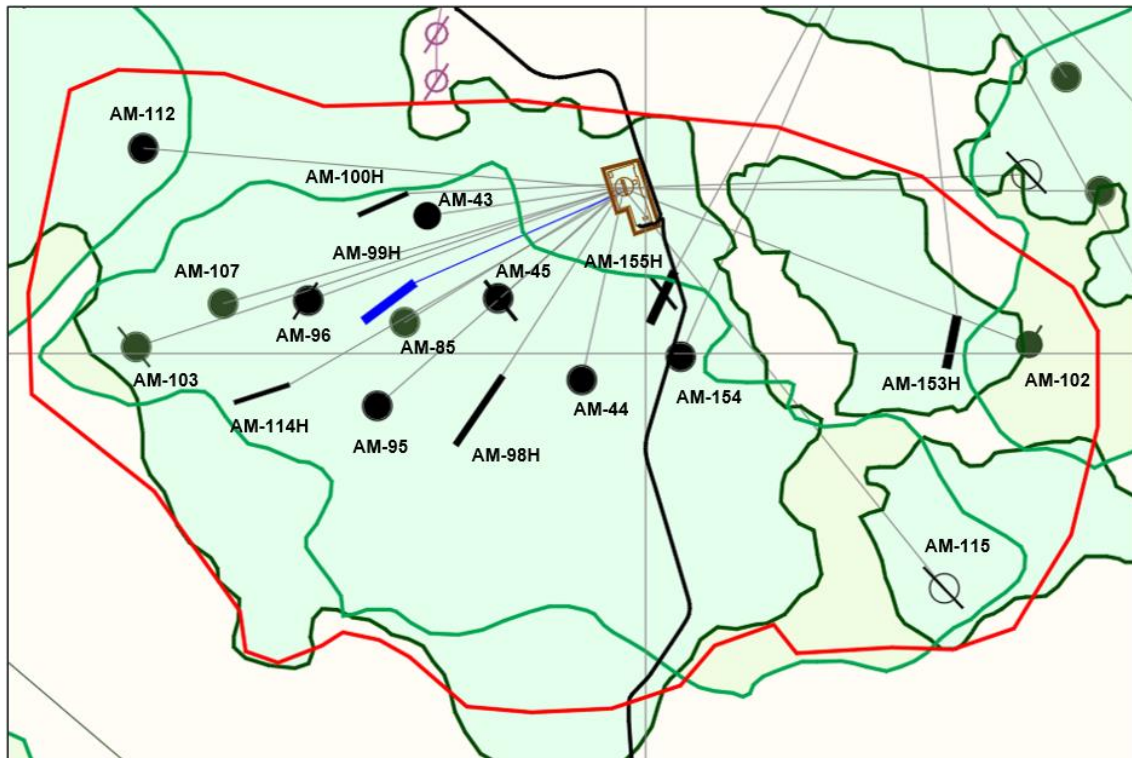


Figura 2.7 Distribución de pozos en el Campo Amazonia

2.4.3 Correlación entre pozos

A partir de la información disponible sobre el campo Amazonía, tales como características geológicas y petrofísicas, coordenadas geográficas, registros eléctricos, correlaciones de profundidades y datos relevantes de los pozos perforados, se determinó que los pozos del campo están conectados hidráulicamente probablemente debido a una depositación en un solo tiempo geológico.

Esta condición supone un panorama favorable para la implementación de un proceso de inyección de agua y genera expectativas positivas en cuanto al éxito y efectividad del proyecto.

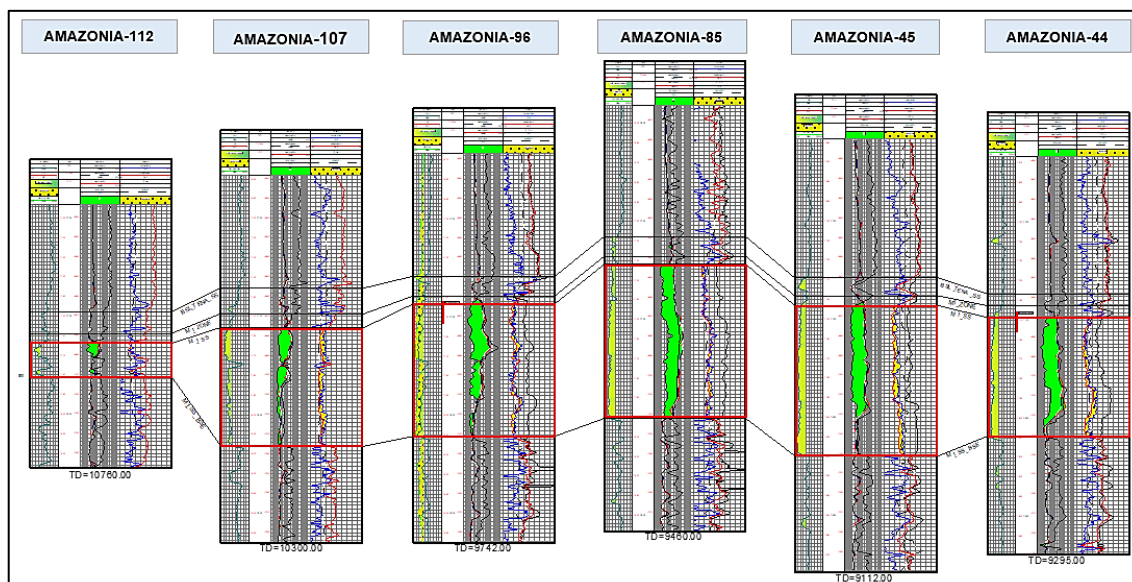


Figura 2.8 Correlación de pozos del campo Amazonía

2.4.4 Selección del pozo inyector.

La intención fundamental del proyecto fue procurar el incremento del factor de recobro de crudo de alta viscosidad, y con esto, mantener tendencia favorable de los índices de producción. Por lo tanto, definir y seleccionar el pozo sería un paso muy relevante en el proceso.

Para la selección del pozo que dio paso a la ejecución de este importante proyecto piloto de inyección de agua en el campo Amazonia se realizó en primera instancia la revisión y evaluación de todas las variables, parámetros y condiciones del campo que han sido previamente descritos.

Así, pues, el más opcionado fue el pozo Amazonía A-99H. Un pozo horizontal, en primera instancia perforado para ser productor de petróleo y cuya formación objetivo fue el yacimiento Napo "M-1".

Esta localizado en la parte central del campo y debido a su ubicación supone una excepcional área de influencia sobre 9 a 10 de los pozos productores del campo, consolidándolo como candidato singular para este proyecto piloto.

Su historial como productor data de inicios del año 2008, y sus curvas de producción mostraron una declinación significativa en el volumen de petróleo producido luego del primer año de actividad. A la par, se evidenció un incremento en la producción de agua y un alto porcentaje de corte de agua o BSW por sus siglas en inglés (Basic Sediments and Water), lo que provocó que sus volúmenes estén por debajo del límite económico de producción de petróleo establecido para el campo Amazonía.

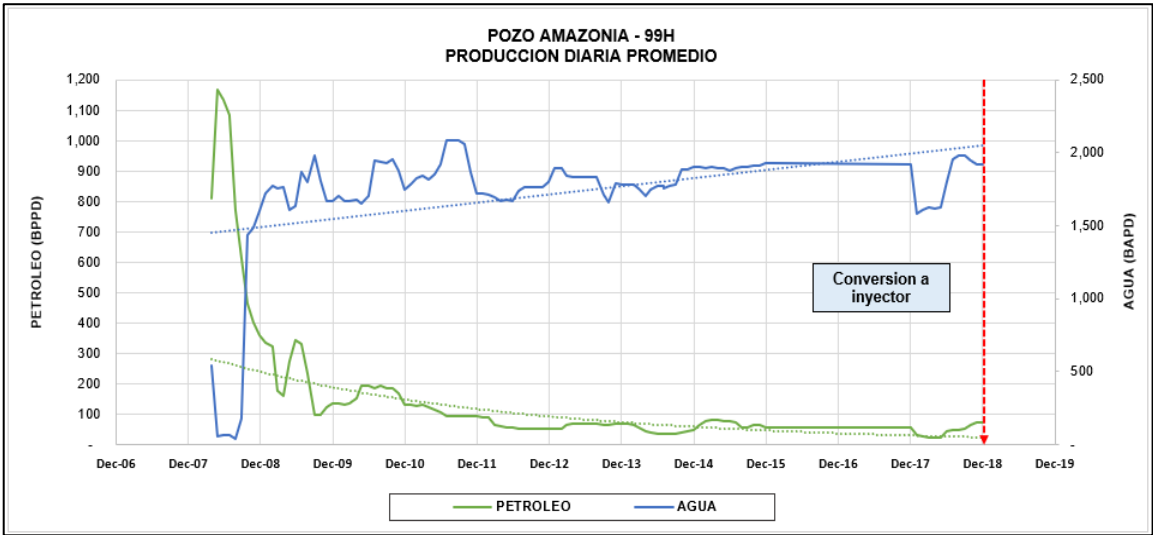


Figura 2.9 Perfil de producción diaria pozo Amazonía- 99 H

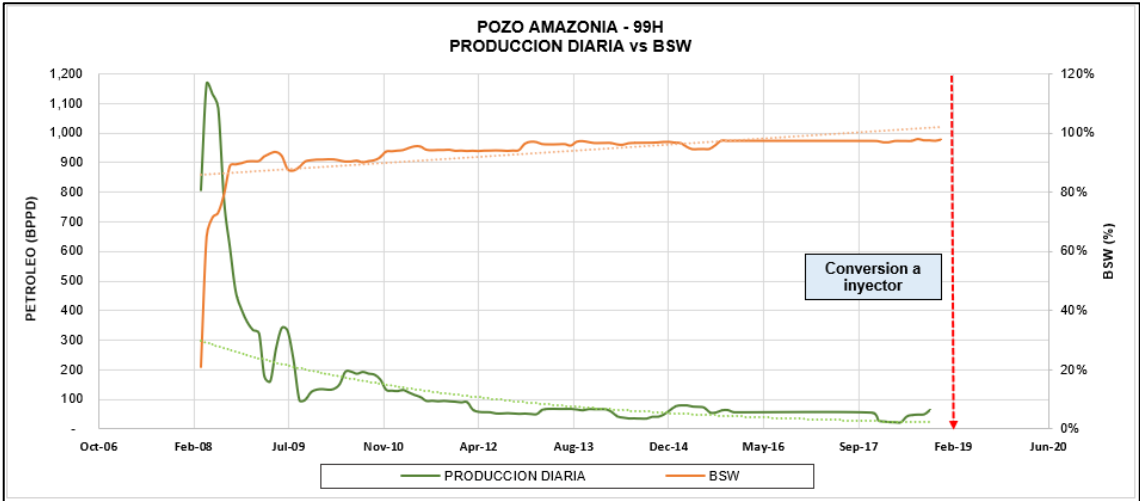


Figura 2.10 Producción diaria vs BSW pozo Amazonía – 99 H

2.4.5 Conversión del pozo Amazonía - 99H.

Una vez estudiado y escogido el pozo idóneo para dar inicio al proyecto piloto de inyección de agua en el campo Amazonia, el siguiente paso en la ejecución fue la

conversión del pozo desde ser productor de petróleo a ser inyector de agua para recuperación mejorada.

Esta parte del proceso se llevó a cabo mediante una operación de reacondicionamiento #1 o workover #1, donde se retiró la bomba de producción y se bajó una completación de inyección. El pozo esta completado con 795 pies de mallas de 6 5/8 pulgadas de diámetro, que fueron situadas a lo largo de toda la sección horizontal con hoyo abierto (longitud: 762 pies).

El ensamblaje de fondo se complementó con un packer, el cual fue asentado en el casing o tubería de revestimiento de 9.675 pulgadas a una profundidad de 8,880 pies. La operación en total fue realizada en un tiempo aproximado de 12 días y sin inconvenientes operativos, proporcionando así las condiciones para arrancar la inyección de agua en la formación Napo "M-1".

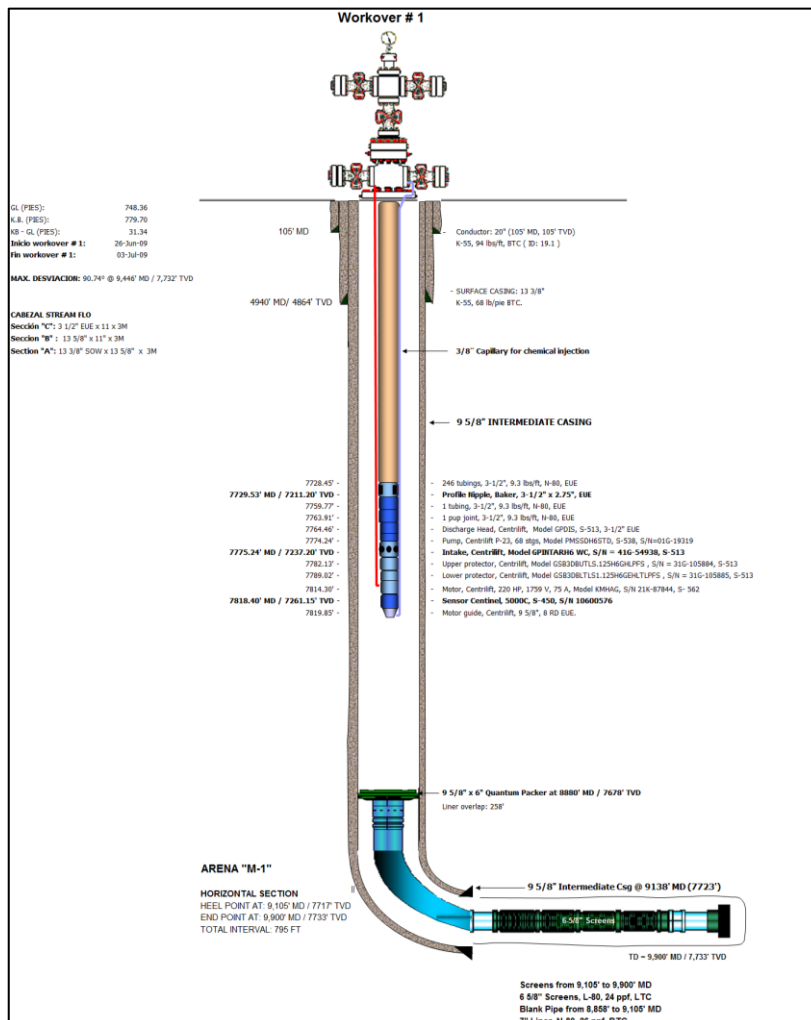


Figura 2.11 Esquema referencial de estado mecánico – Pozo inyector Amazonia - 99H

2.4.6 Estimación del efecto del proyecto de inyección de agua.

2.4.6.1 Simulación de tasas de inyección

Para poder identificar cual sería la tasa de inyección más idónea para este proyecto piloto, se efectuó la simulación dinámica de yacimientos a varias tasas o caudales de inyección de agua para evaluar cuál de estas generaría mejores resultados en cuanto al volumen de reservas a ser recuperadas (EUR). La simulación y sus efectos se describen a continuación:

Tabla 2.4 Simulación de tasas de inyección del proyecto piloto.

POZO INYECTOR AMAZONIA - 99H		
	Tasa de inyección (BAPD)	EUR (MMBBL)
1	1000	1.084
2	2000	1.073
3	5000	1.021
4	10000	0.828
5	15000	0.751
6	20000	0.696
7	25000	0.554

2.4.6.2 Simulación de modelos de producción (“Screening”)

Una vez definido el pozo inyector y su ubicación, además de las variables petrofísicas y geológicas, características del petróleo contenido en el yacimiento a intervenir (crudo de alta viscosidad) y la simulación de tasas de inyección; consecuentemente se procedió a realizar la proyección del efecto que generaría la inyección de agua sobre la producción y recobro de petróleo en el yacimiento Napo “M-1” del campo Amazonia.

Antes de poner en marcha el proyecto piloto y para tener datos referenciales, se realizó una simulación por capas o “screening”.

Es necesario indicar que por la alta heterogeneidad del yacimiento Napo “M-1”, el mismo fue dividido en 12 capas para la simulación dinámica.

Esta simulación, basada en modelos de producción; se proyectó hasta el año 2025 y consideró dos escenarios. El primer escenario sin aplicar la inyección de agua (caso base) y el segundo escenario en el cual si se implementa el proceso de inyección en la formación Napo "M-1".

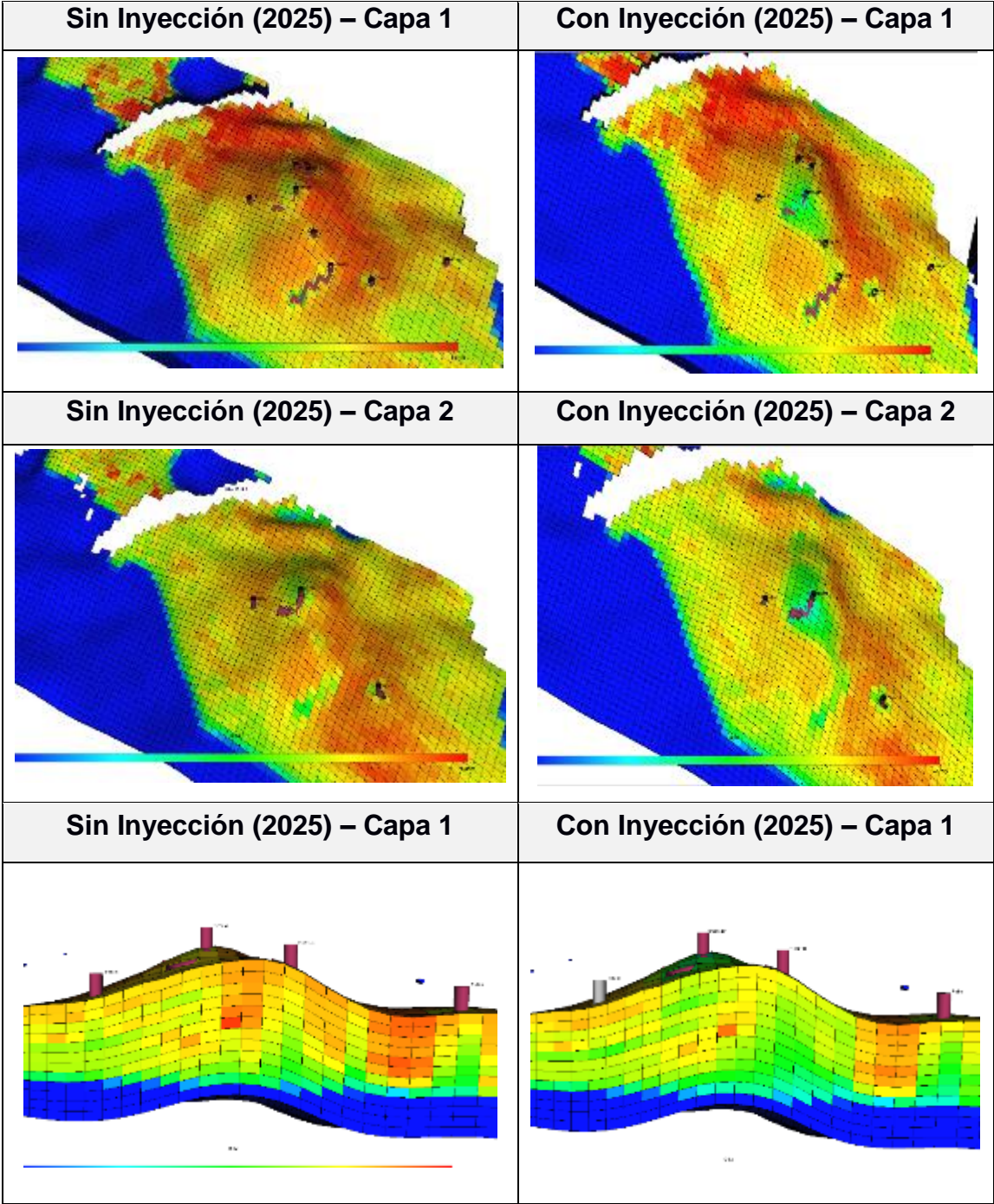


Figura 2.12 Simulación por capas del efecto de la inyección de agua en Napo "M-1"

2.4.6.3 Trazadores químicos y monitoreo de datos de producción.

Dentro de la metodología de este proyecto piloto se incluyó la aplicación de trazadores químicos, que en este caso sería Tritio. El uso de este recurso fue pensado para tener un indicativo “in situ” que permita medir ciertamente cual sería el alcance en términos de distancia-área; y el tiempo de acción que tendría el proceso de inyección en el yacimiento Napo “M-1”.

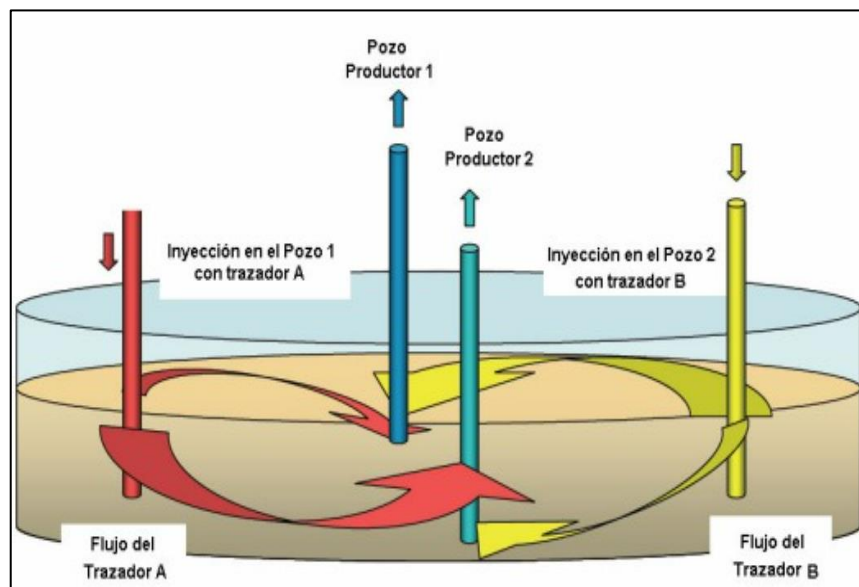


Figura 2.13 Esquema de una prueba de inyección de trazadores

Fuente: Ramírez Sabag, 2008

Con el proyecto en ejecución por un periodo de tiempo considerable, se procedió con el monitoreo de los datos reales de la producción obtenidos de cada uno de los pozos del campo para complementar el análisis de sin número de aspectos específicos como perfiles de producción, curvas de declinación, curvas de diagnóstico y de comportamiento del proceso de inyección.

Estos serían, finalmente; los elementos que validen los resultados y dictaminen las conclusiones de este proyecto piloto de inyección de agua.

CAPITULO 3

3. RESULTADOS Y ANALISIS

El proyecto piloto de inyección de agua como método de recuperación de producción de crudos de altas viscosidad, aplicado en el yacimiento Napo "M-1" del campo Amazonía; inició su ejecución a través del pozo inyector Amazonía-99H en el mes de febrero del año 2019.

Se estimó originalmente un periodo de prueba y evaluación de 24 meses, sin embargo, dicho periodo se ha extendido hasta la fecha actual, debido a los efectos favorables que mostró este proceso. El presente documento hace referencia a 36 meses de datos de campo de varios pozos productores de Napo "M-1", que conforman la muestra sobre la cual se realizaron los análisis y valoraciones pertinentes en concordancia con los objetivos inicialmente planteados.

3.1 Tasa óptima de inyección y estimación de EUR

Acorde con la simulación de tasas de inyección, al aplicar caudales de 1000 y 2000 BAPD respectivamente (Tabla 2.3), la recuperación de reservas sería ligeramente mayor que con 5000 BAPD, sin embargo, estos caudales de inyección no eran completamente favorables para el proyecto debido a la alta tasa de producción y al alto volumen de agua de formación disponible del campo Amazonia.

Por lo tanto, la tasa de inyección de agua óptima para el proyecto piloto se estableció en 5000 BAPD, para generar una recuperación final estimada (EUR) y consecuentemente poder maximizar la disposición del agua de formación que se tenía en exceso en las facilidades o instalaciones de superficie.

Se determinó que con el caudal de inyección de 5000 BAPD se tendría una recuperación estimada de reservas de 1.021 MMBBL de petróleo, considerando un periodo de tiempo desde el inicio del proceso hasta el año 2025.

Por otra parte, se evidenció que para tasas mayores a 5000 BAPD se produjo una disminución en las reservas estimadas a ser recuperadas (EUR), por lo cual, estas tasas de inyección no eran recomendables para su aplicación.

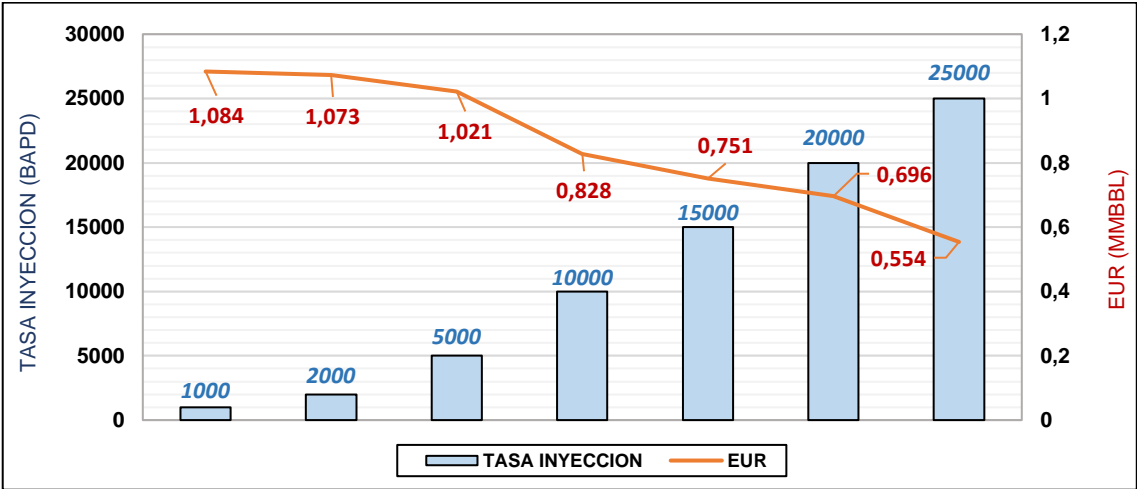


Figura 3.1 EUR a distintas tasas de inyección de agua

3.2 Perfil de inyección del pozo Amazonía - 99H

Considerando la simulación de las tasas de inyección posibles, y sus resultados previamente descritos, se estableció el caudal base de inyección en 5000 BAPD. Con esta premisa se inició con la ejecución del proyecto y la evaluación del efecto resultante que tiene este caudal sobre las presiones de inyección y la producción de petróleo del campo.

Al ser un proyecto piloto, la posibilidad de aumentar o disminuir la tasa de inyección aplicada fue una de las variables posibles del proceso. Así, en el último periodo del proyecto se probó con un incremento del caudal de inyección hasta 8000 BAPD y se mantuvo el monitoreo respectivo para identificar los resultados que se generarían.

La presión de inyección presentó una tendencia de crecimiento lineal en los primeros 10 meses de inyección con picos máximos de alrededor de 1700 psi, sin embargo, posteriormente tuvo un comportamiento más estable con valores entre 500 y 700 psi. En la etapa más reciente del proyecto, la presión respondió de forma directamente proporcional al incremento de la tasa de inyección.

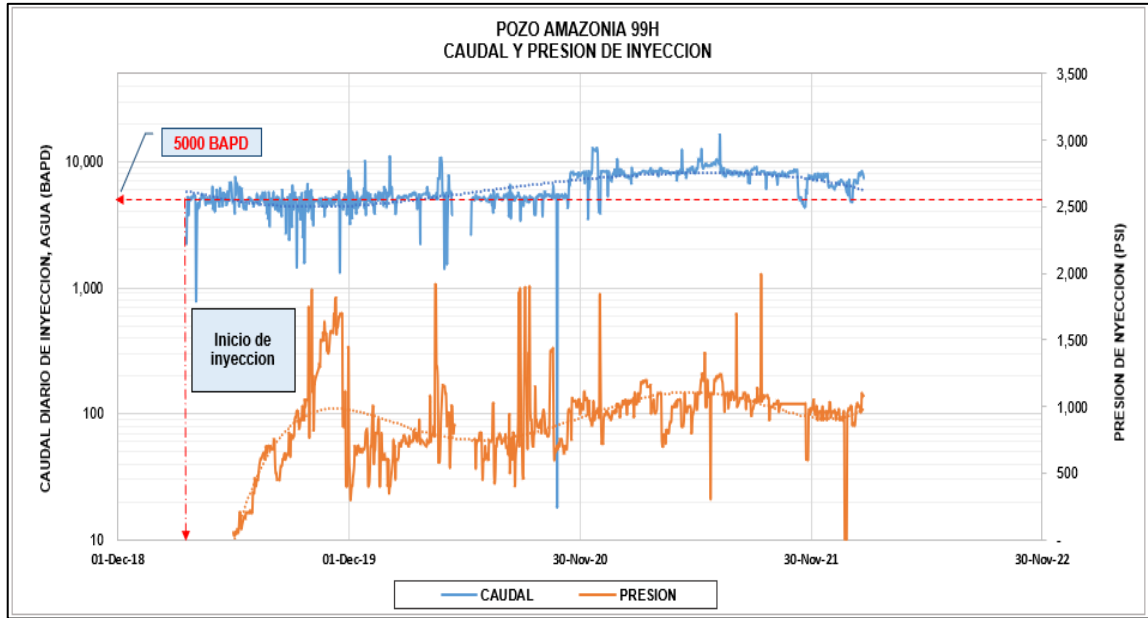


Figura 3.2 Caudal y presión de inyección, Pozo Amazonía 99 H

Al graficar la tasa de inyección de agua promedio de cada mes, versus la producción mensual promedio de petróleo del campo Amazonía, se observa que al incrementar el caudal de inyección por encima de los 5000 BAPD no se genera un incremento sostenido en la producción y mantiene una tendencia relativamente lineal.

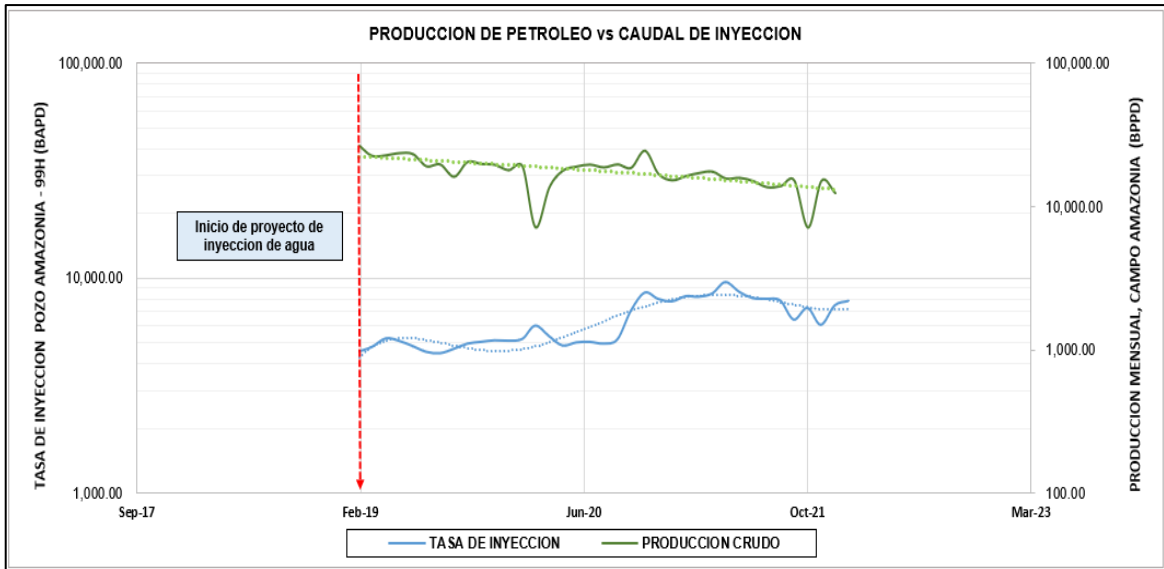


Figura 3.3 Producción petróleo vs caudal de inyección, Campo Amazonía

Sin embargo, se pueden notar determinados intervalos de tiempo durante el proceso de inyección de agua, en los cuales se tuvo ligeros aumentos en la producción mensual de

petróleo. Para poder identificar esta condición de forma más certera, se realizaron análisis complementarios que son descritos más adelante.

3.3 Producción de agua del campo Amazonia

Uno de los factores para determinar el éxito y la eficacia de un proceso de inyección es precisamente cuantificando la producción de agua en función del tiempo. El volumen de producción de agua es un parámetro de mucha relevancia.

Puesto en contexto, si durante el proceso de inyección no se evidencia una tendencia de incremento significativo en el volumen de agua producido, o en su defecto si se observa que existe una normalización o estabilización de la producción de agua, entonces se podría considerar que la inyección está ejecutándose de forma correcta.

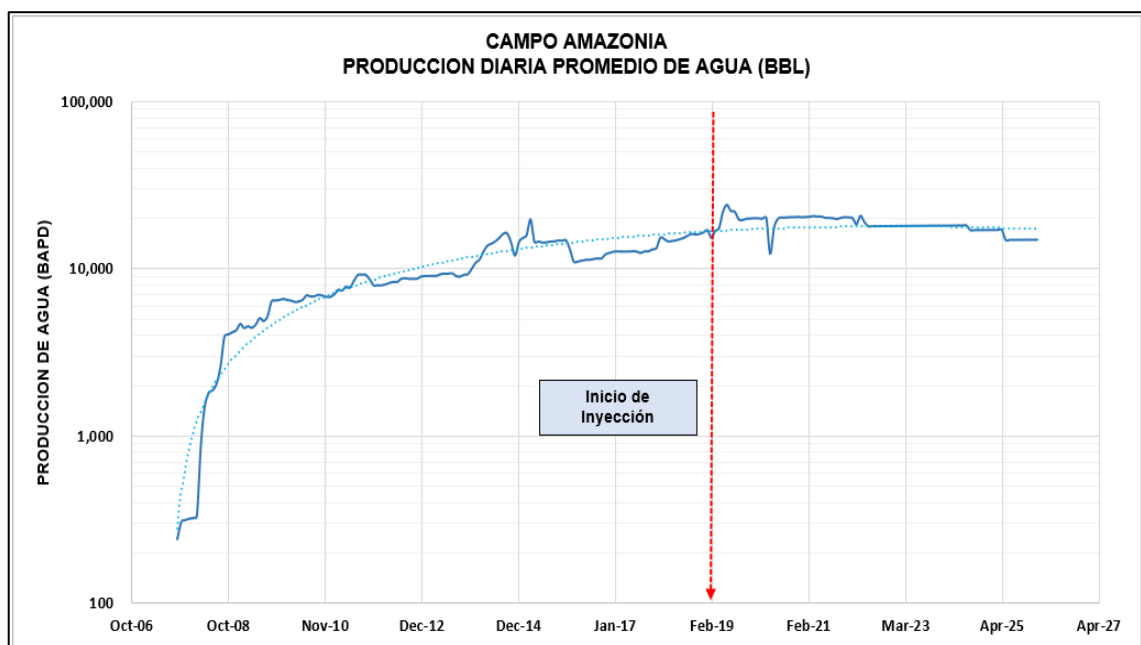


Figura 3.4 Producción diaria promedio de agua

Los resultados de la producción diaria promedio y la producción mensual de agua del campo Amazonia con respecto al tiempo evidencian que no existe un incremento significativo del agua producida.

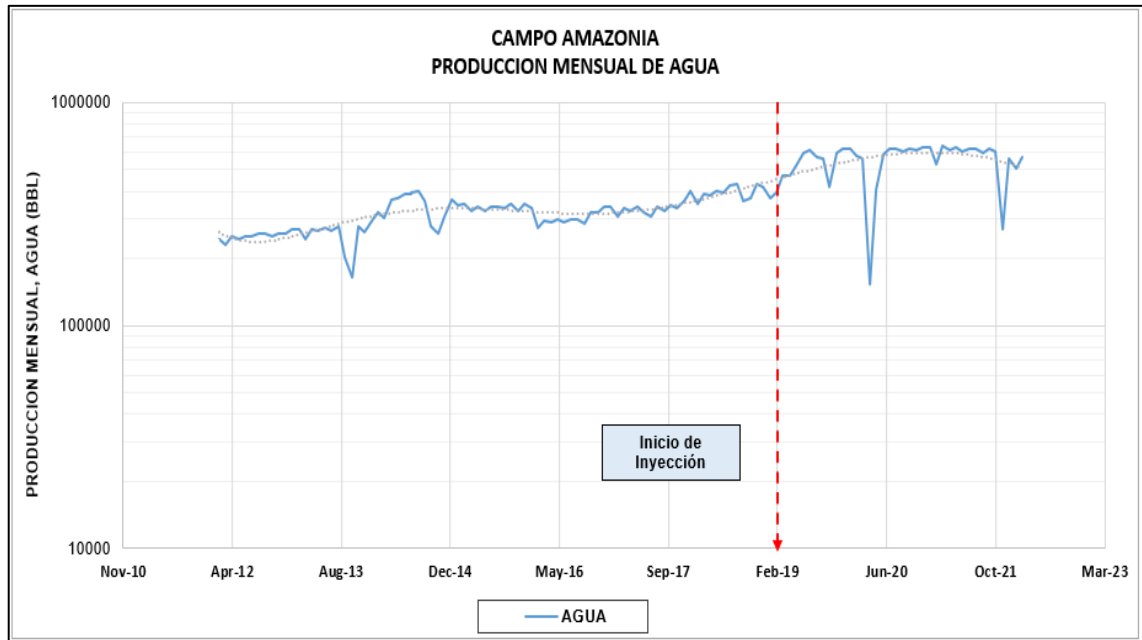


Figura 3.5 Producción mensual de agua campo Amazonía

3.4 Pozos influenciados por el proceso de inyección

Reiterando lo mencionado en el capítulo 2, los pozos del campo Amazonía están interconectados hidráulicamente entre las distintas locaciones. Por lo tanto, se esperaría que los pozos completados como productores de Napo “M-1” respondan a los efectos de la inyección de agua.

Acorde con las correlaciones geológicas del yacimiento y la localización estratégica del pozo Amazonía - 99H, la inyección de agua tendrá influencia sobre los siguientes pozos: Amazonía - 43, 44, 98H, 100H, 112, 114H, 153H y 154. Todos estos pozos son productores de crudo pesado del yacimiento Napo “M-1” del campo Amazonia.

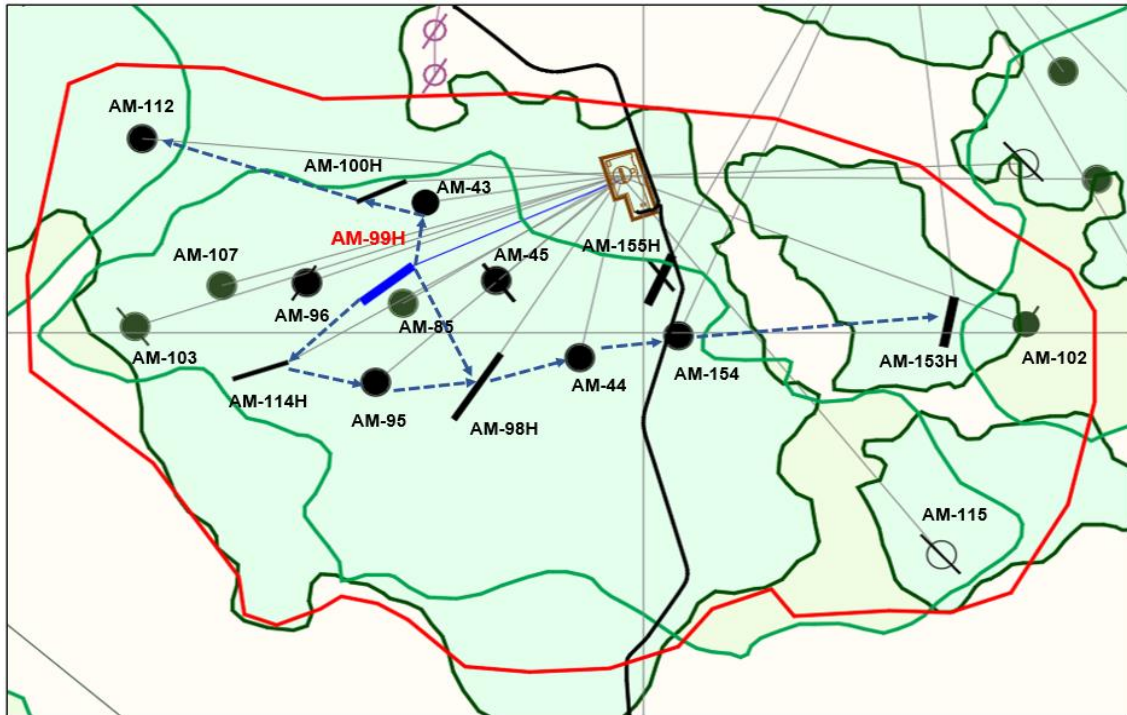


Figura 3.6 Pozos influenciados por el proyecto piloto de inyección de agua

3.5 Monitoreo y medición de trazador químico.

Para la trazabilidad del proyecto de inyección de agua, se trabajó con el elemento Tritio, medido en concentraciones de CPM/5ml. Se estableció un tamaño de muestra conformado por 6 pozos en total, divididos en dos grupos de 3 horizontales y 3 direccionales respectivamente.

Las mediciones iniciales mostraron que el primer pozo en dar lecturas de concentración de tritio fue el pozo horizontal Amazonía - 153H, cuyas lecturas datan del 26 febrero del 2019, aproximadamente luego de 19 días del inicio de la inyección. Casi inmediatamente después, el 19 de marzo del 2019, se obtuvieron lecturas del trazador en el pozo direccional Amazonía - 154. Este resultado era de esperarse debido a que los pozos Amazonía - 153H y Amazonía - 154 son contiguos.

Continuando con el monitoreo, los próximos pozos con lecturas positivas de tritio fueron el Amazonía - 43, Amazonía - 98H y Amazonía - 114H, todos estos juntos en el mismo muestreo con fecha de 15 de mayo del 2019. Y finalmente el pozo Amazonía - 44, que proporcionó lecturas del trazador el 20 de mayo del 2019.

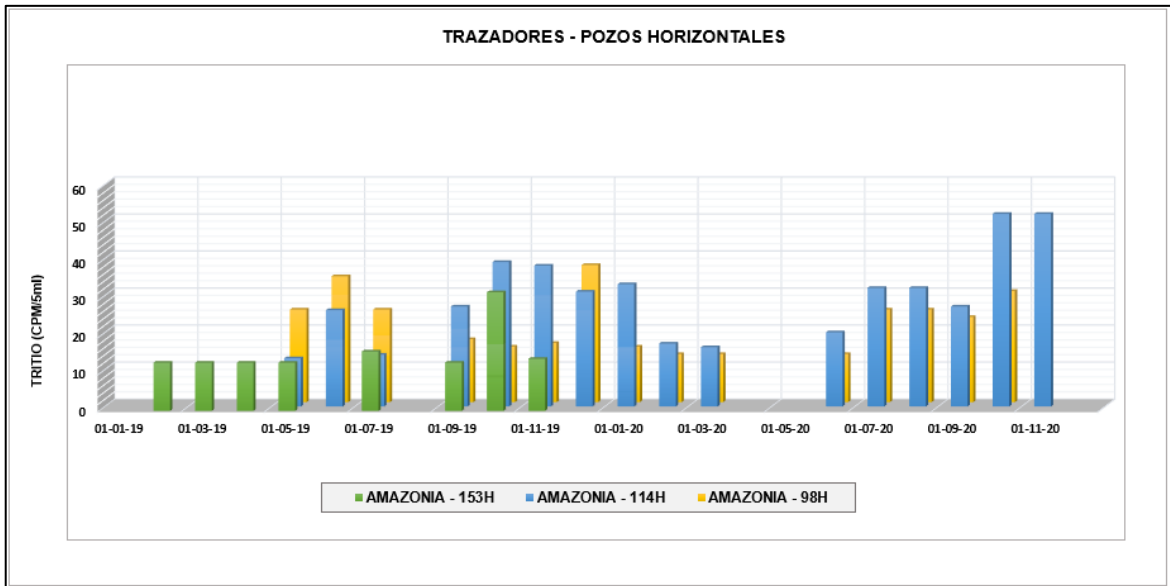


Figura 3.7 Medición de tritio en pozos horizontales

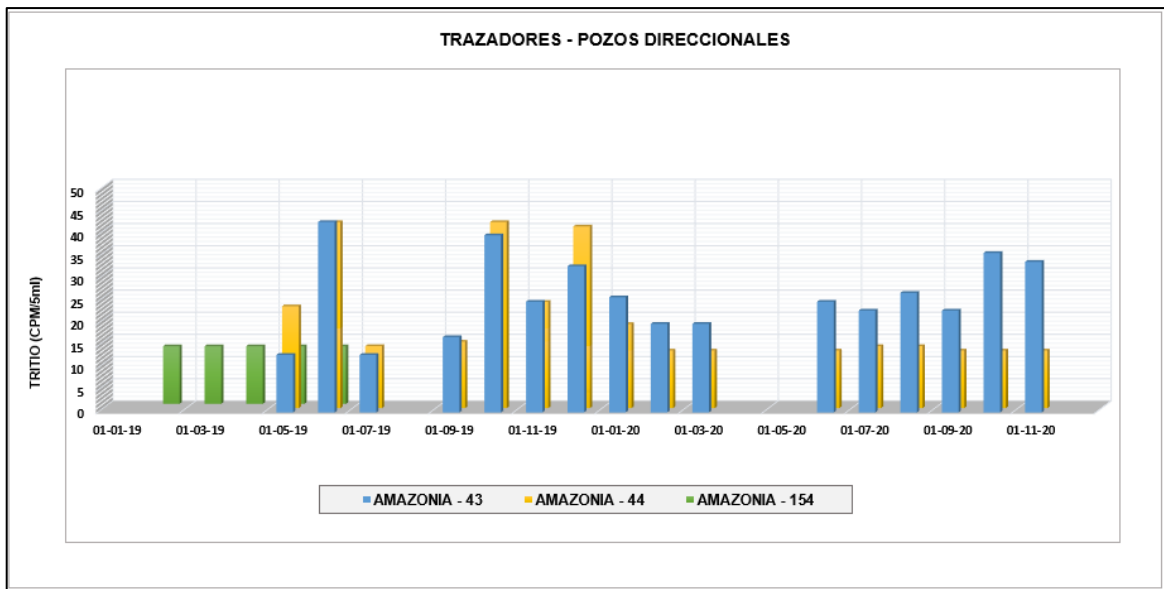


Figura 3.8 Medición de tritio en pozos direccionales

3.6 Perfil de producción de los pozos influenciados por el proceso de inyección.

Como parte de la evaluación del alcance del proyecto piloto de inyección de agua en la formación Napo "M-1" mediante el pozo inyector Amazonía - 99H, se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo del perfil de producción de los pozos que estarían influenciados por este proceso, con la finalidad de tener una perspectiva de las tendencias y resultados que tuvo la inyección, independientemente, sobre cada uno de los pozos productores activos del campo Amazonia.

Este análisis incluye la producción diaria promedio y la producción mensual de agua y de petróleo de los pozos del campo Amazonía con los datos de campo tomados a lo largo del ciclo productivo de cada uno de estos. Para algunos pozos específicos extendió el análisis y se revisó el comportamiento del BSW con respecto a la producción diaria de petróleo.

3.6.1 Pozo Amazonia – 43

A continuación, se describe gráficamente el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 43, distinguiendo las tendencias antes y después de la inyección de agua.

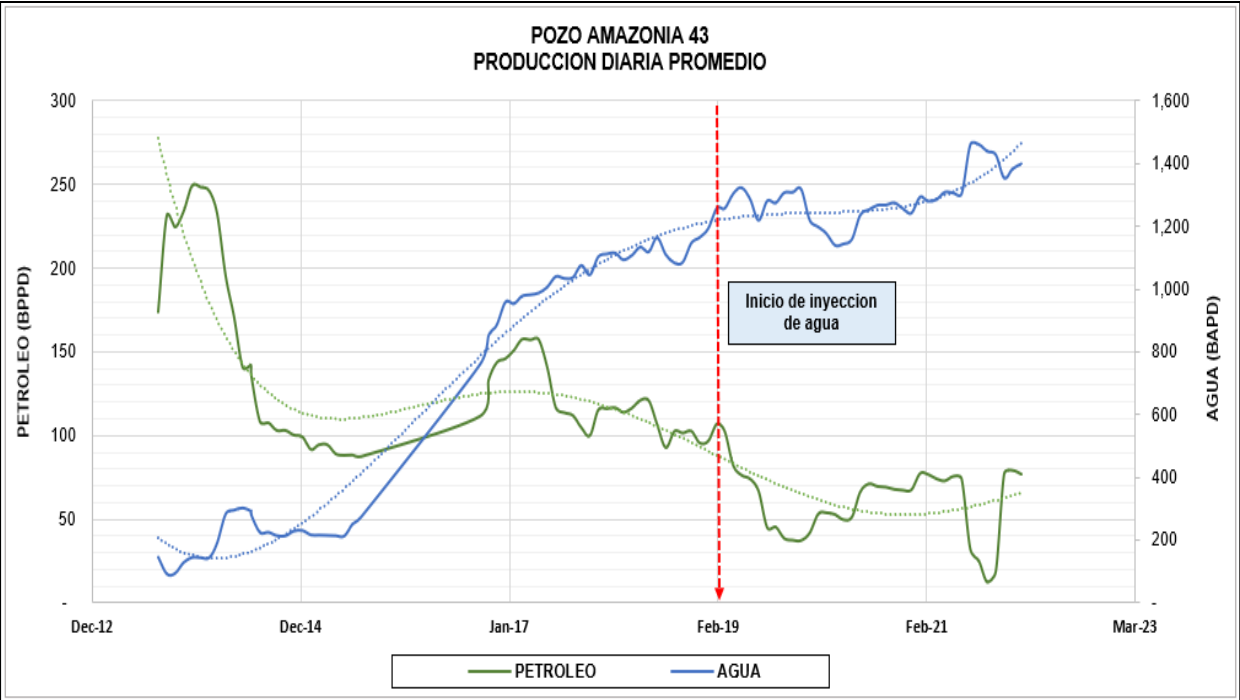


Figura 3.9 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 43

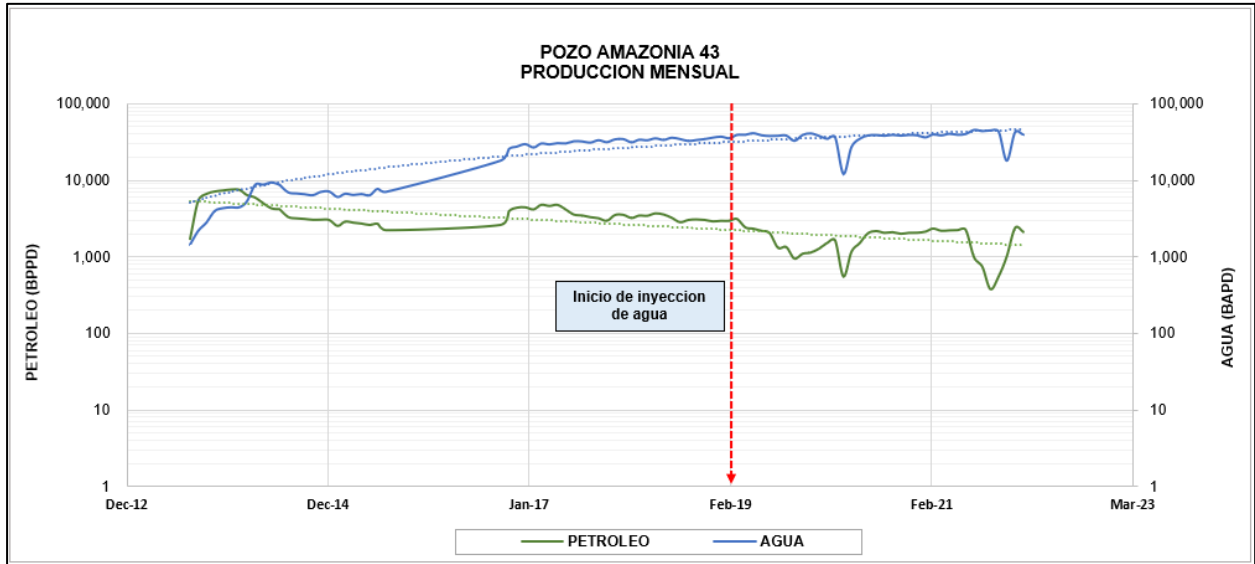


Figura 3.10 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 43

3.6.2 Pozo Amazonia – 44

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 44, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

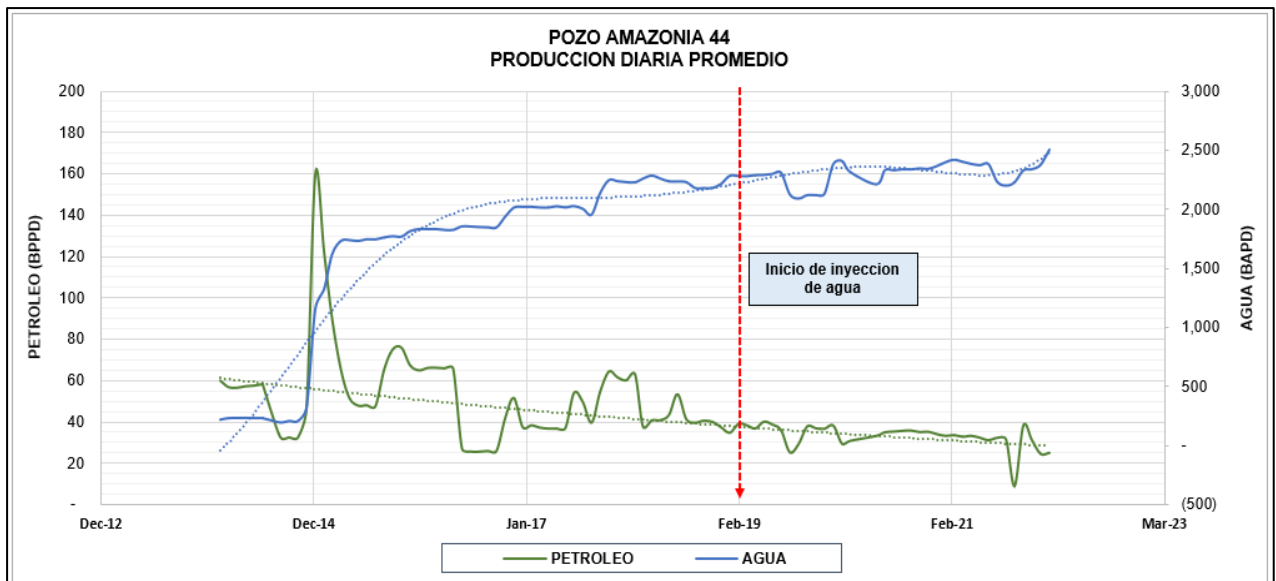


Figura 3.11 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 44

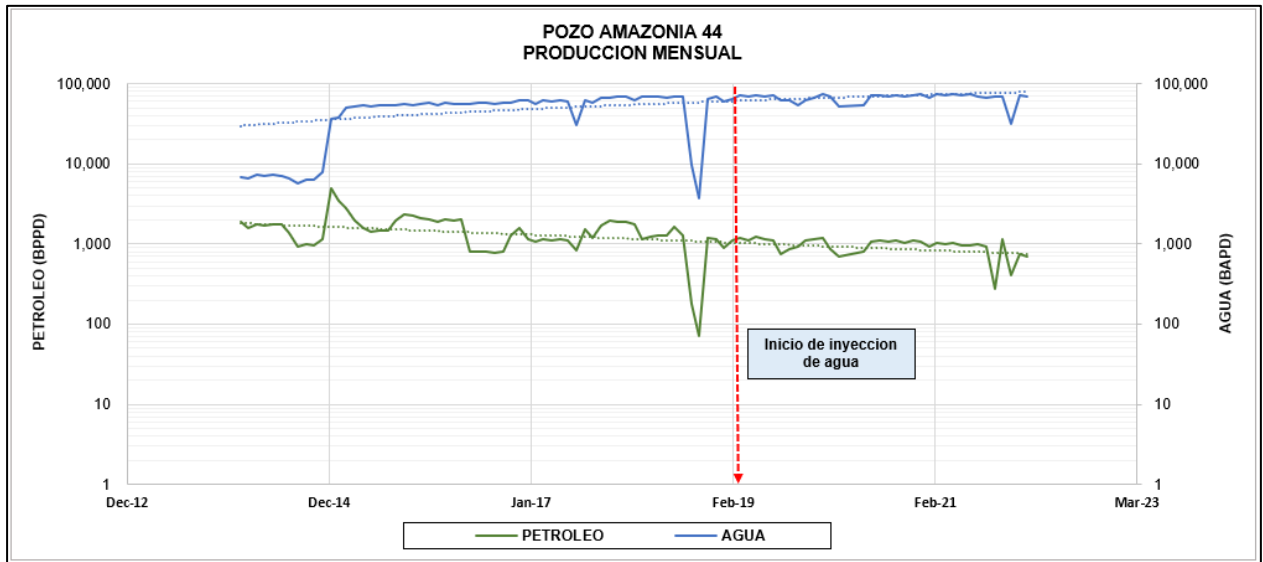


Figura 3.12 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 44

3.6.3 Pozo Amazonia - 95

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 95, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

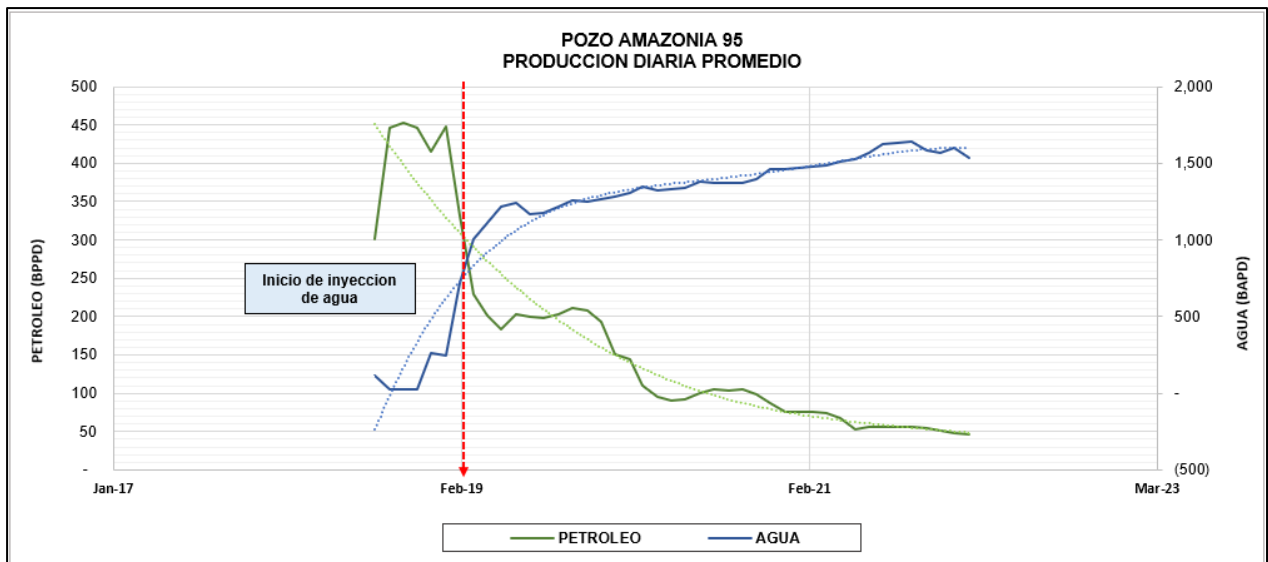


Figura 3.13 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 95

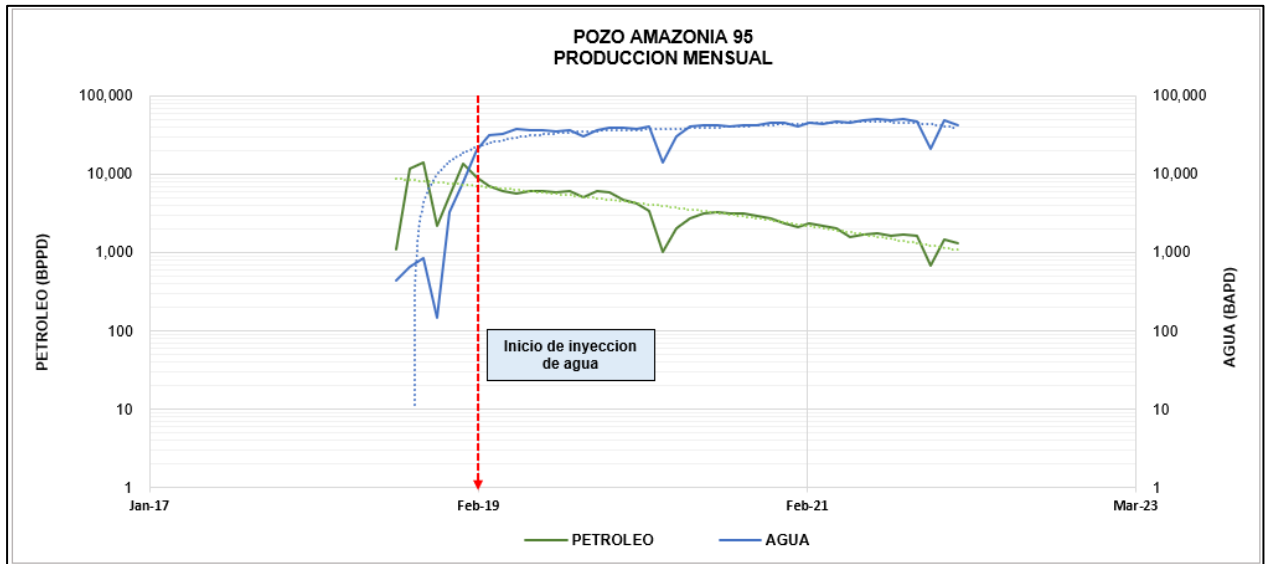


Figura 3.14 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 95

3.6.4 Pozo Amazonia - 98H

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 98H, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

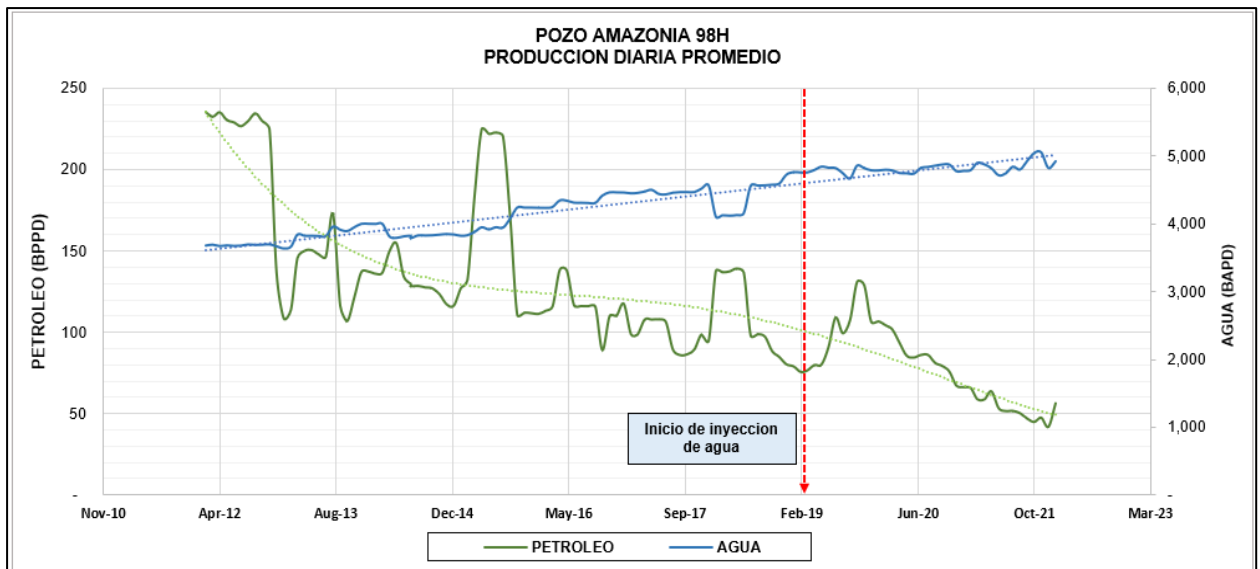


Figura 3.15 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 98 H

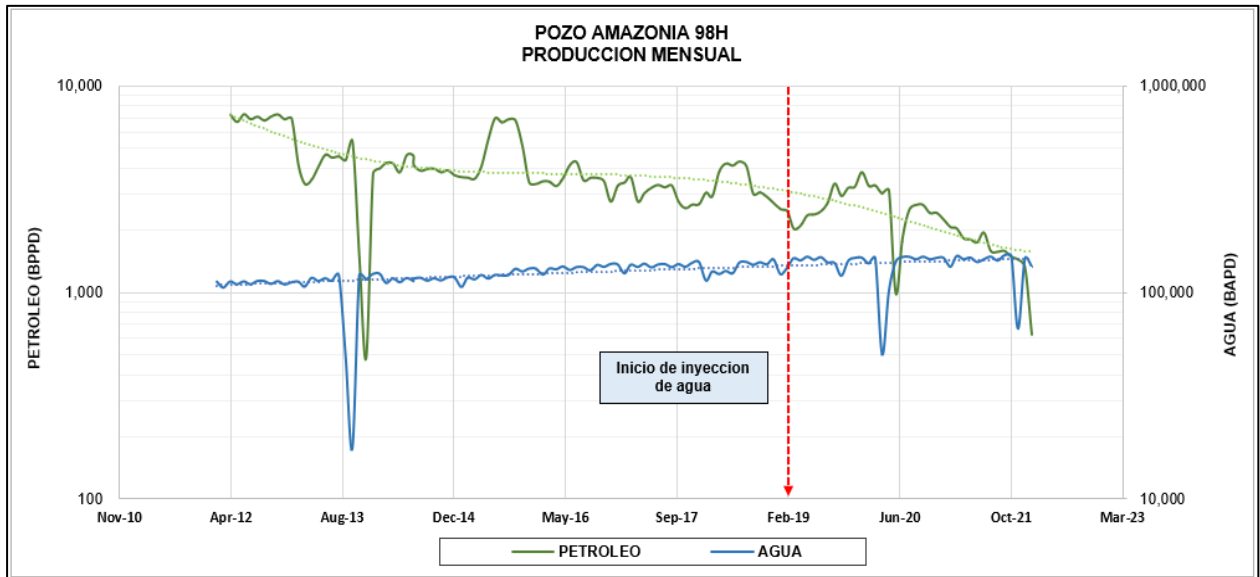


Figura 3.16 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 98 H

3.6.5 Pozo Amazonia - 100H

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 100H, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

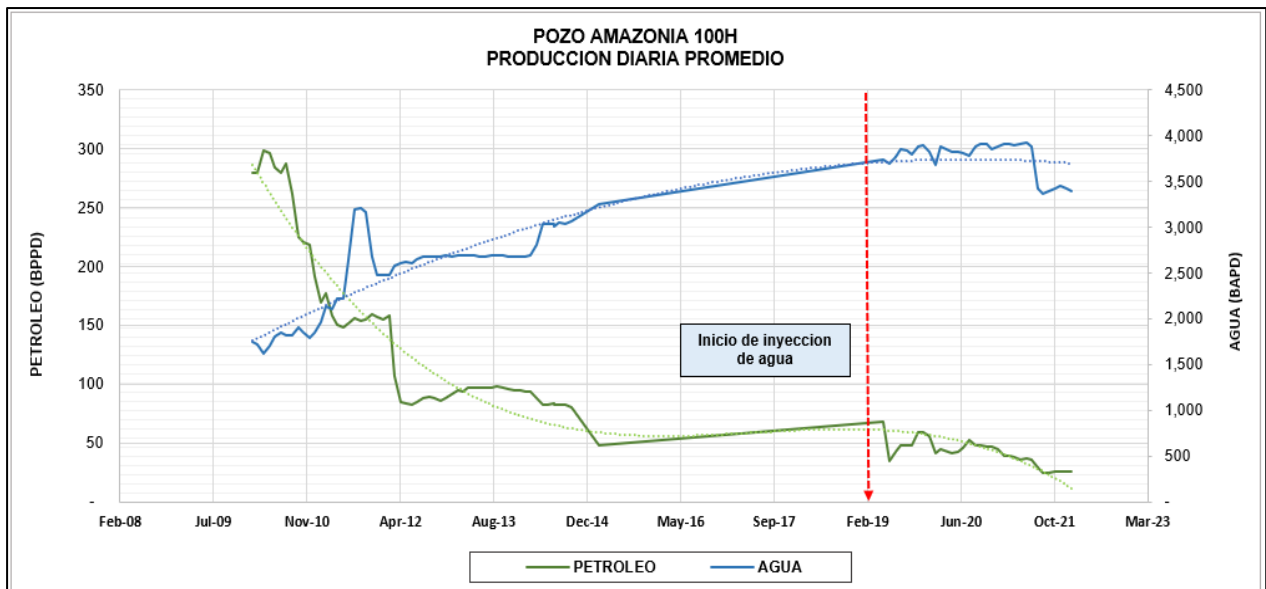


Figura 3.17 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 100 H

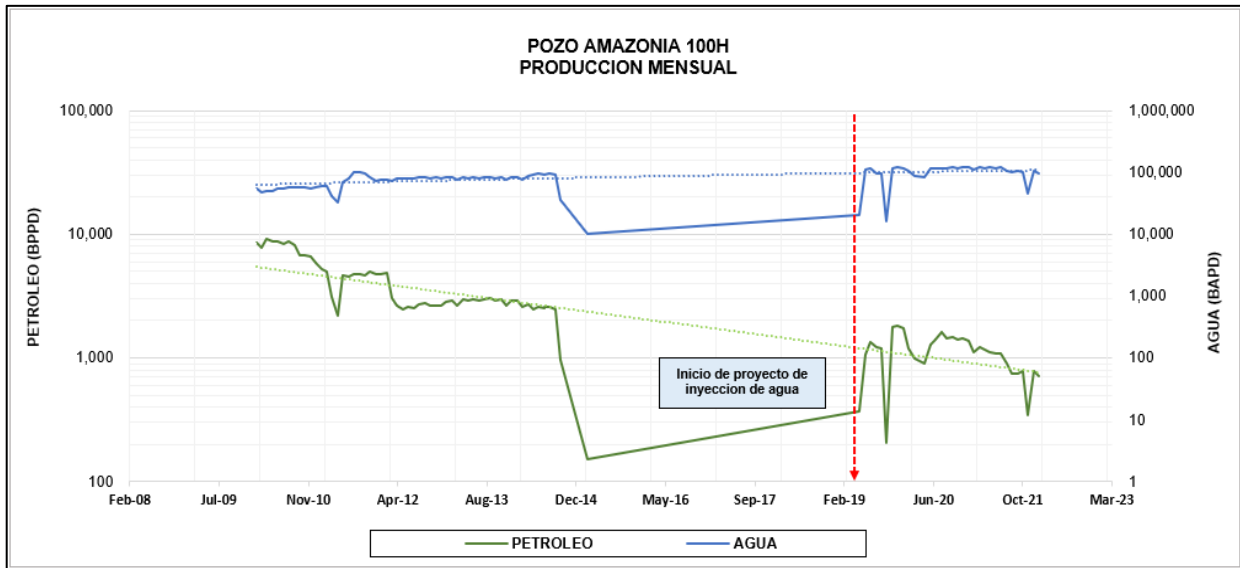


Figura 3.18 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 100 H

3.6.6 Pozo Amazonia - 112

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 112, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

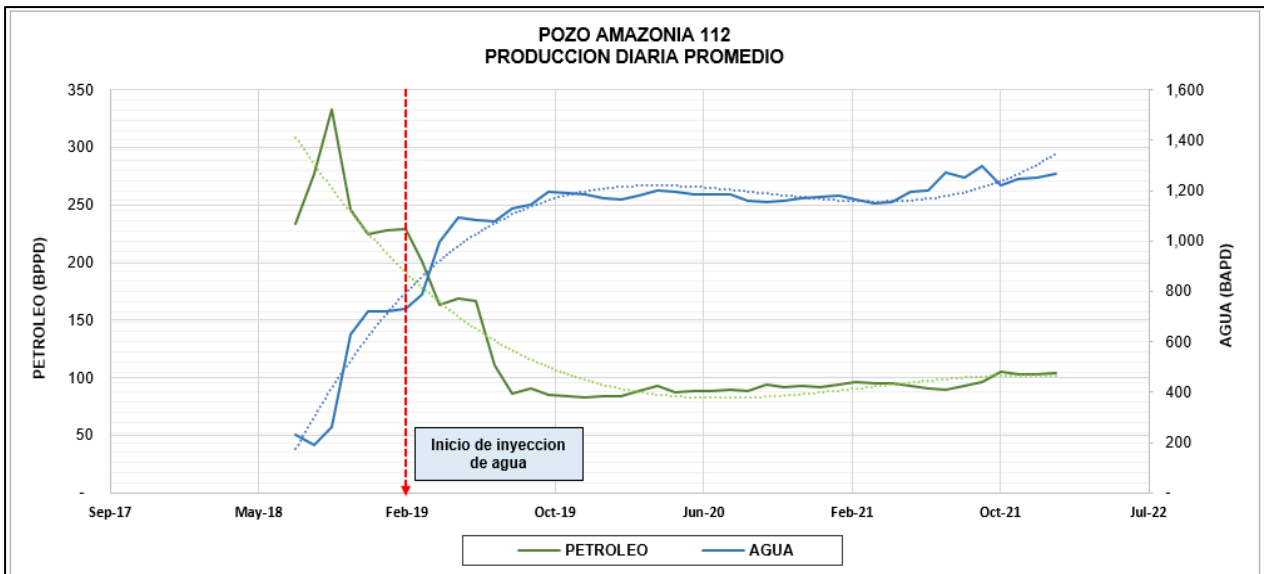


Figura 3.19 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 112

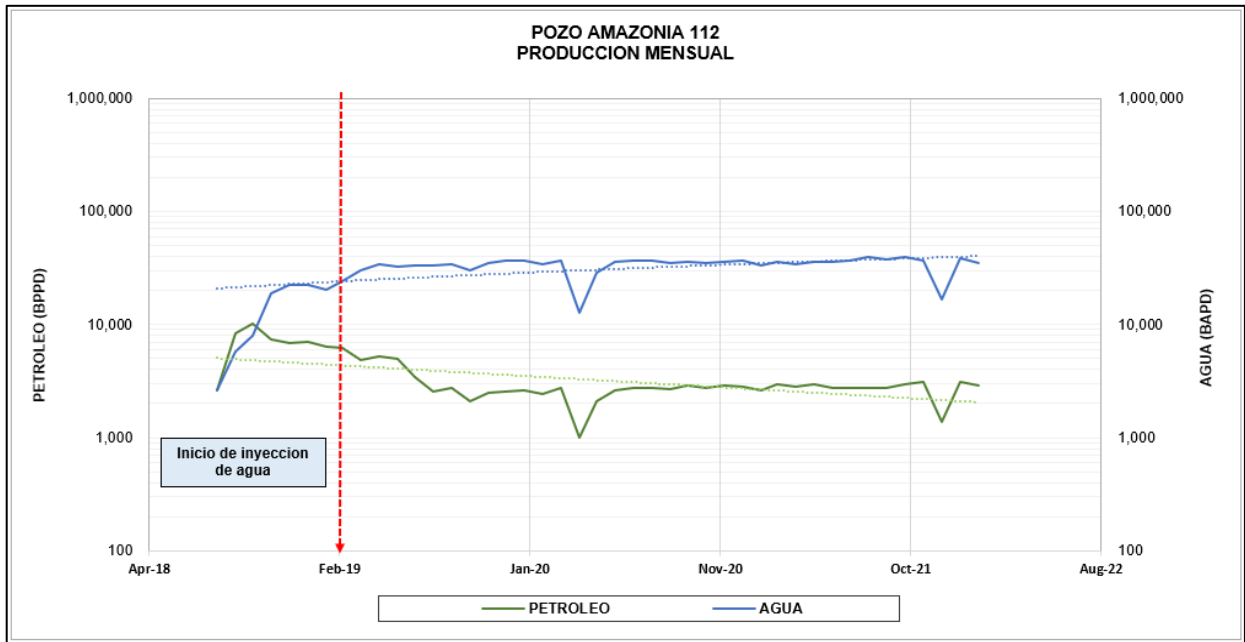


Figura 3.20 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 12

Para este pozo se procedió también con una revisión de su producción diaria, en comparativa con el BSW.

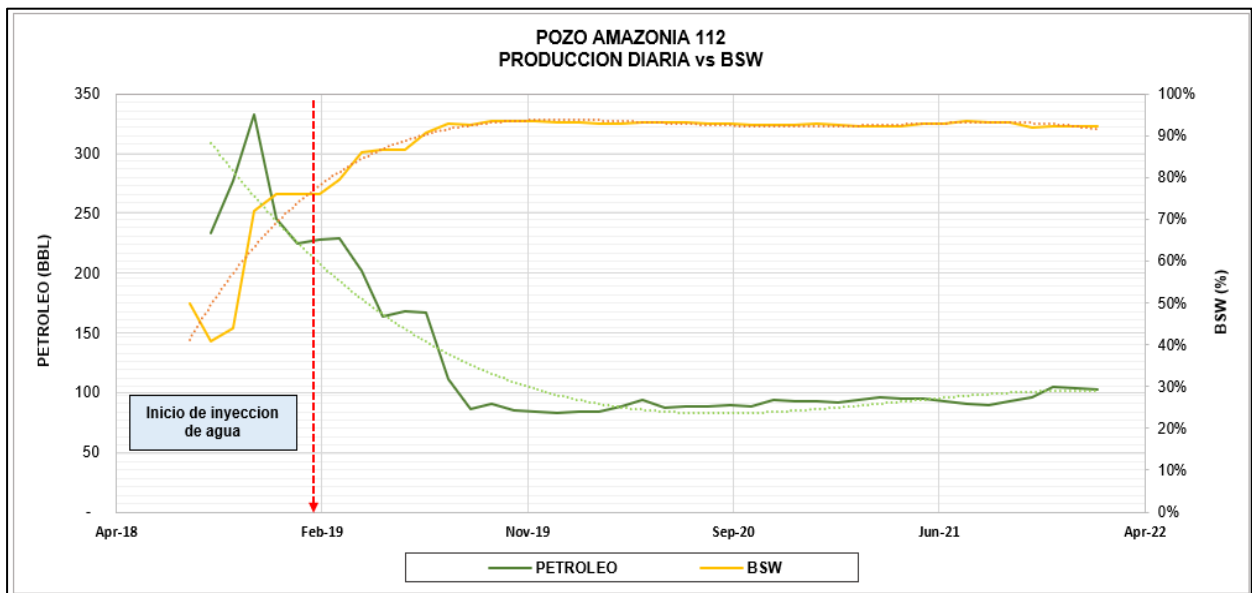


Figura 3.21 Producción diaria vs BSW pozo Amazonia 112

3.6.7 Pozo Amazonia - 114H

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 114H, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

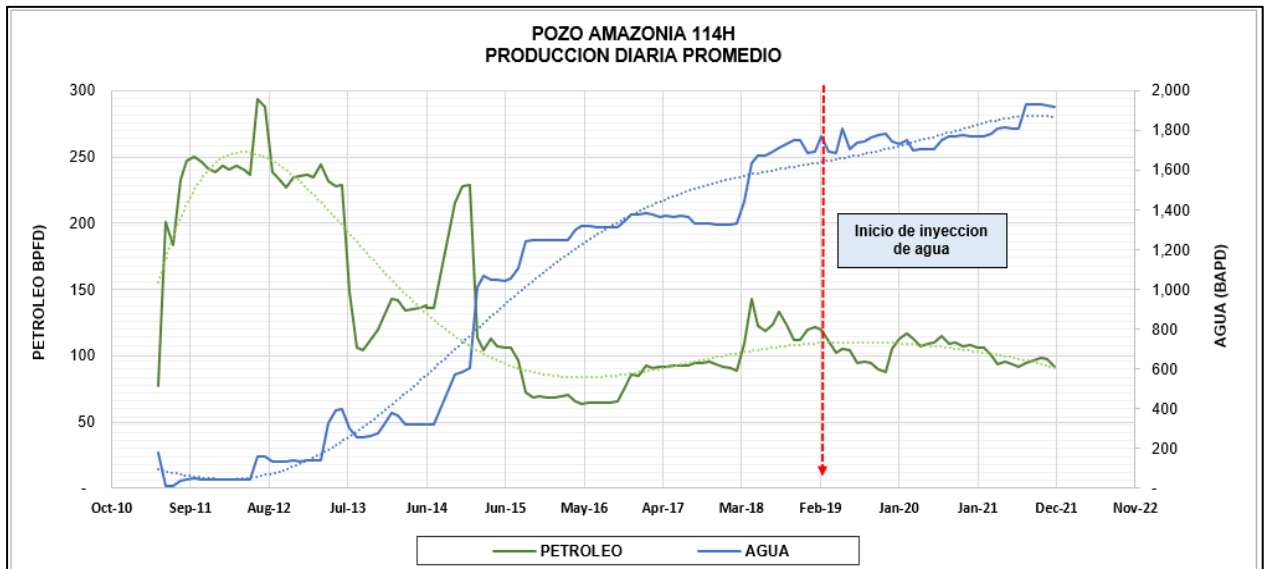


Figura 3.22 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 114 H

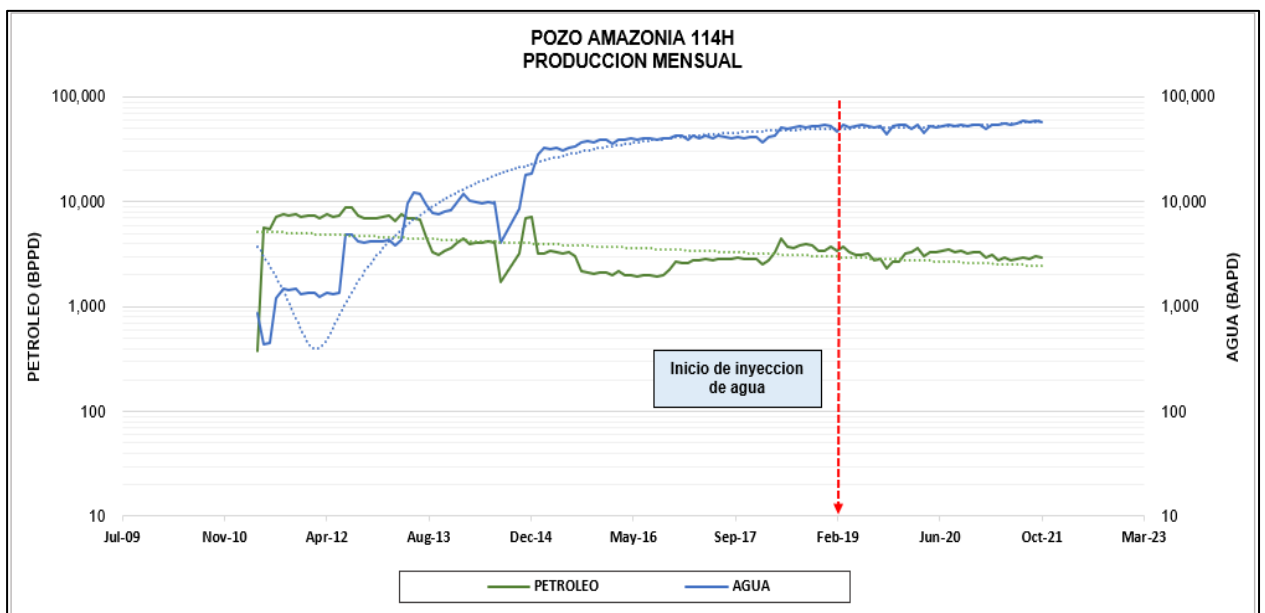


Figura 3.23 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 114 H

3.6.8 Pozo Amazonia - 153H

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 153H, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

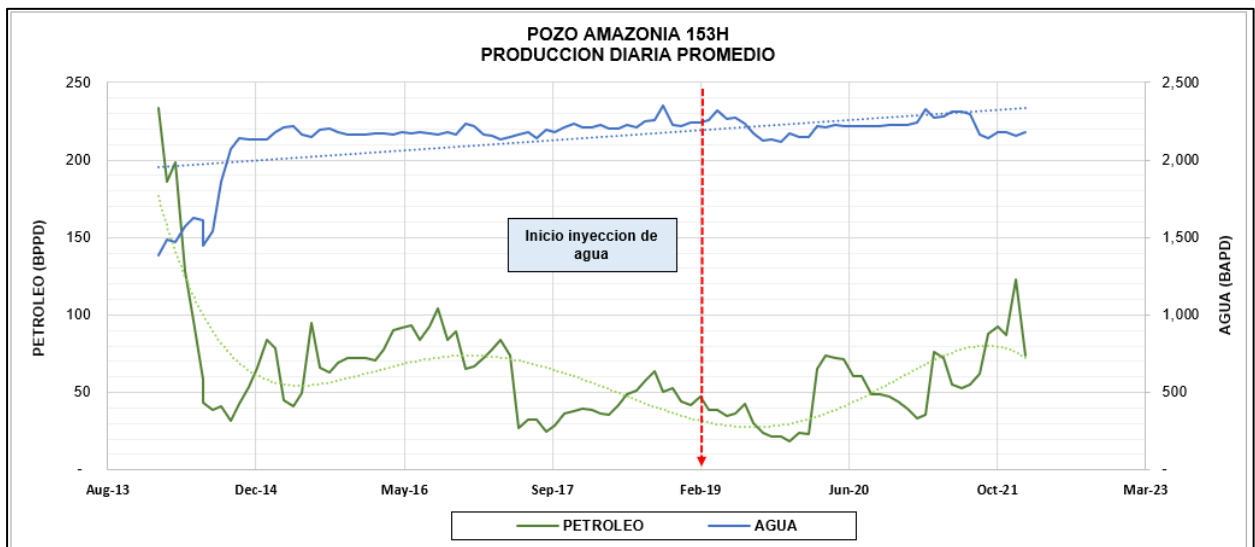


Figura 3.24 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 153 H

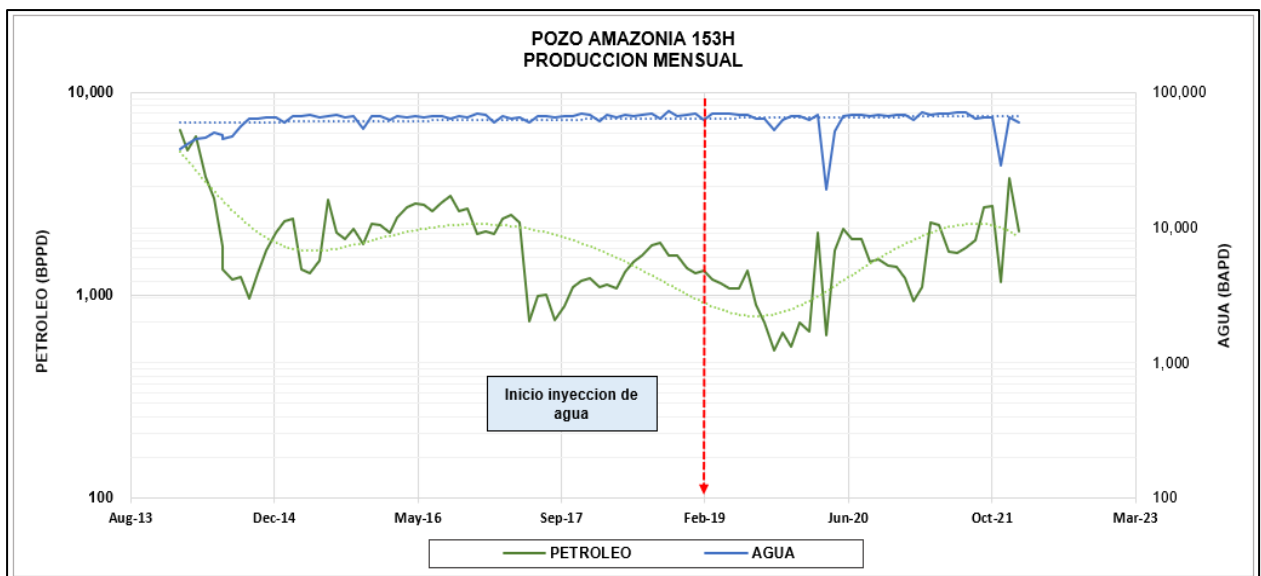


Figura 3.25 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 153 H

Para este pozo se procedió también con una revisión de su producción diaria, en comparativa con el BSW.

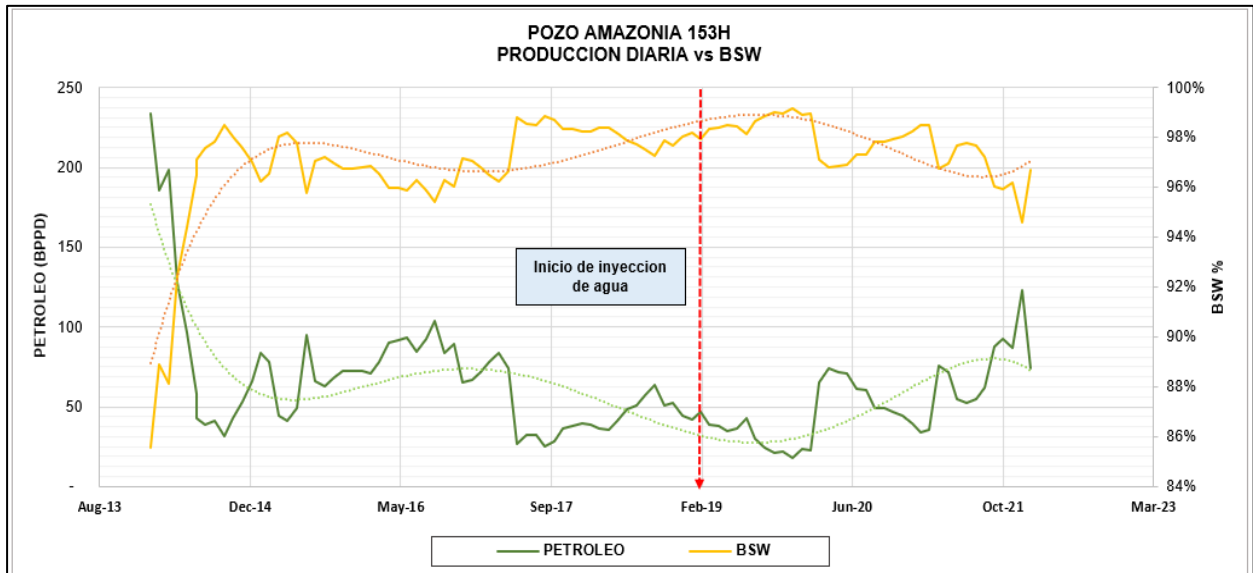


Figura 3.26 Producción diaria vs BSW pozo Amazonía 153 H

3.6.9 Pozo Amazonia - 154

Se realizó la gráfica de los datos de campo para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo y agua del pozo Amazonia – 154, revisando las tendencias antes y después implementar el proceso de inyección de agua.

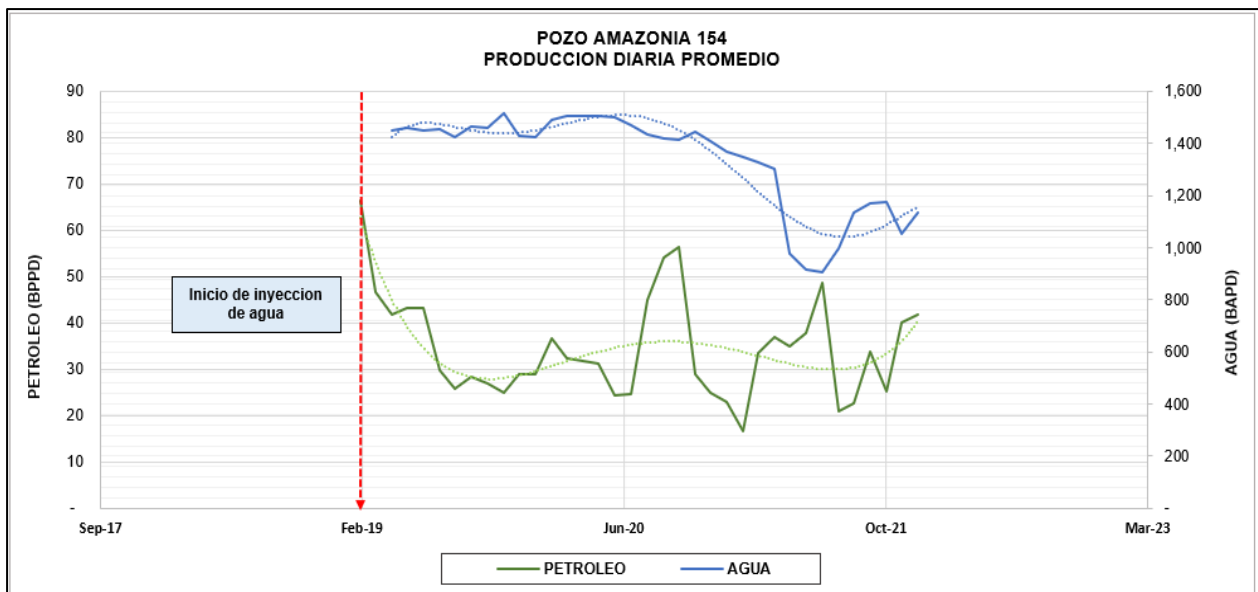


Figura 3.27 Producción diaria petróleo, agua pozo Amazonía 154

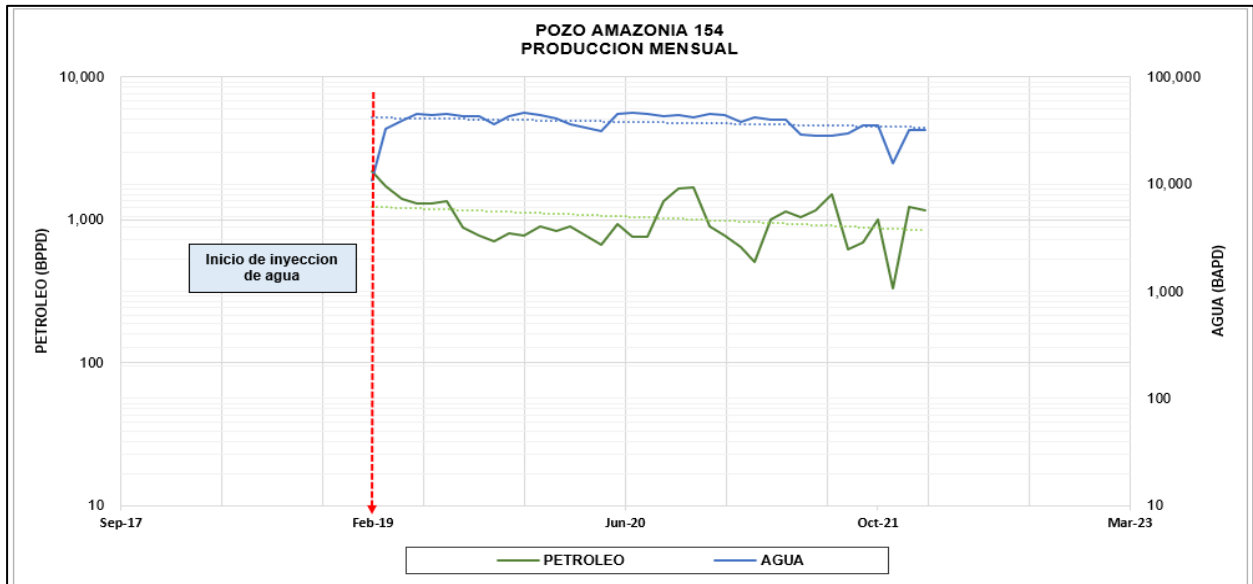


Figura 3.28 Producción mensual petróleo, agua pozo Amazonía 154

3.7 Curvas de diagnóstico de los pozos influenciados por el proceso de inyección

Una de las metodologías para identificar los problemas de flujo de agua o gas en la industria petrolera es la aplicación de las Curvas de Diagnostico o conocidos como Curvas de Chan, que a partir de mediados de los años noventa, ha ayudado a comprender el origen y/o característica de la intrusión del agua en los pozos productores.

Considerando las pendientes de las curvas de WOR y WOR' para determinar el comportamiento del agua inyectada. Para el caso del presente estudio se tiene un análisis de la influencia del pozo Amazonía 99 H con respecto a los demás pozos interconectados hidráulicamente entre las distintas locaciones.

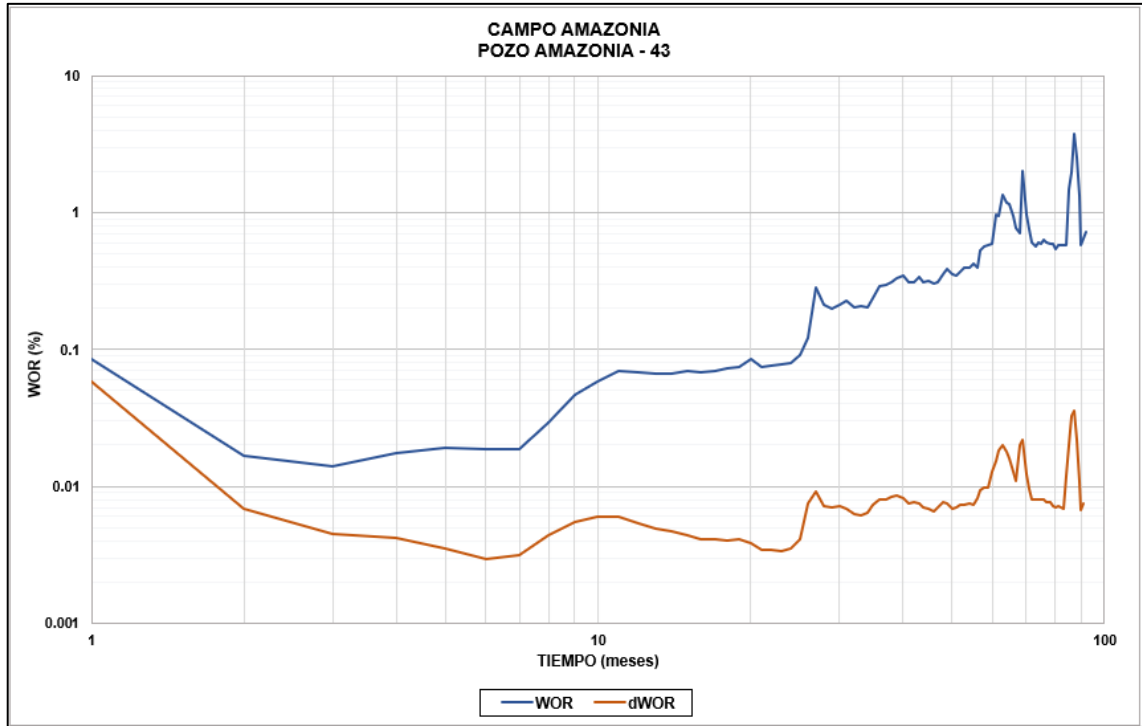


Figura 3.29 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 43

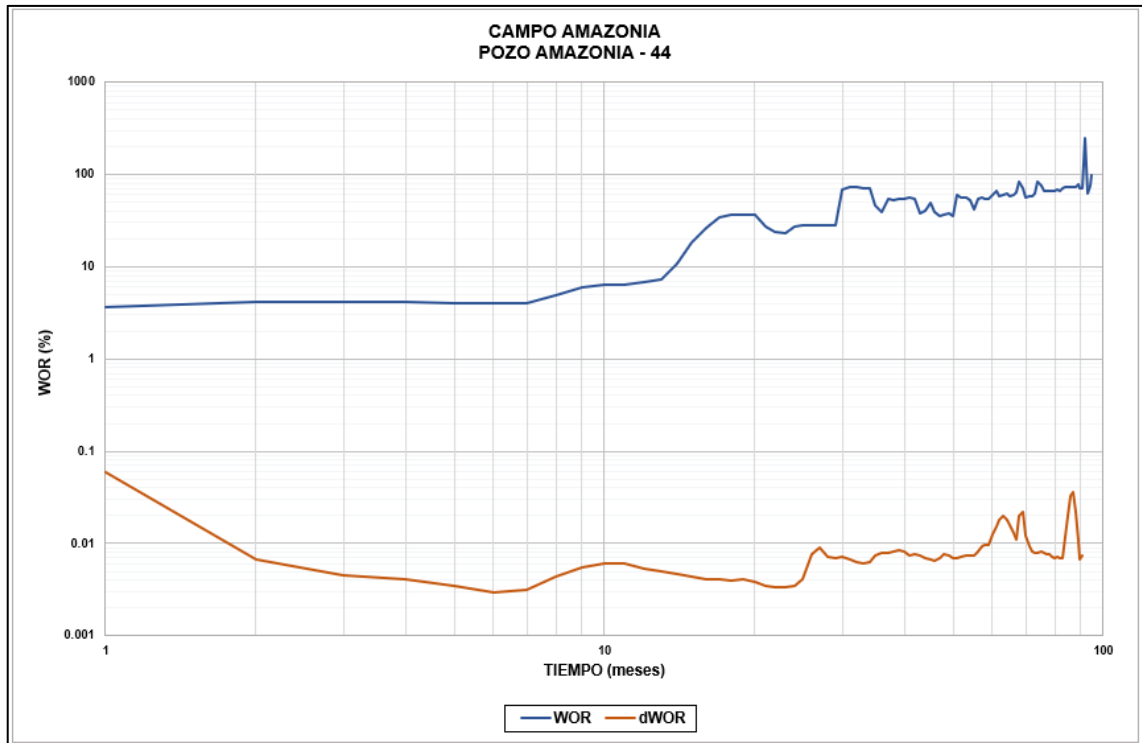


Figura 3.30 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 44

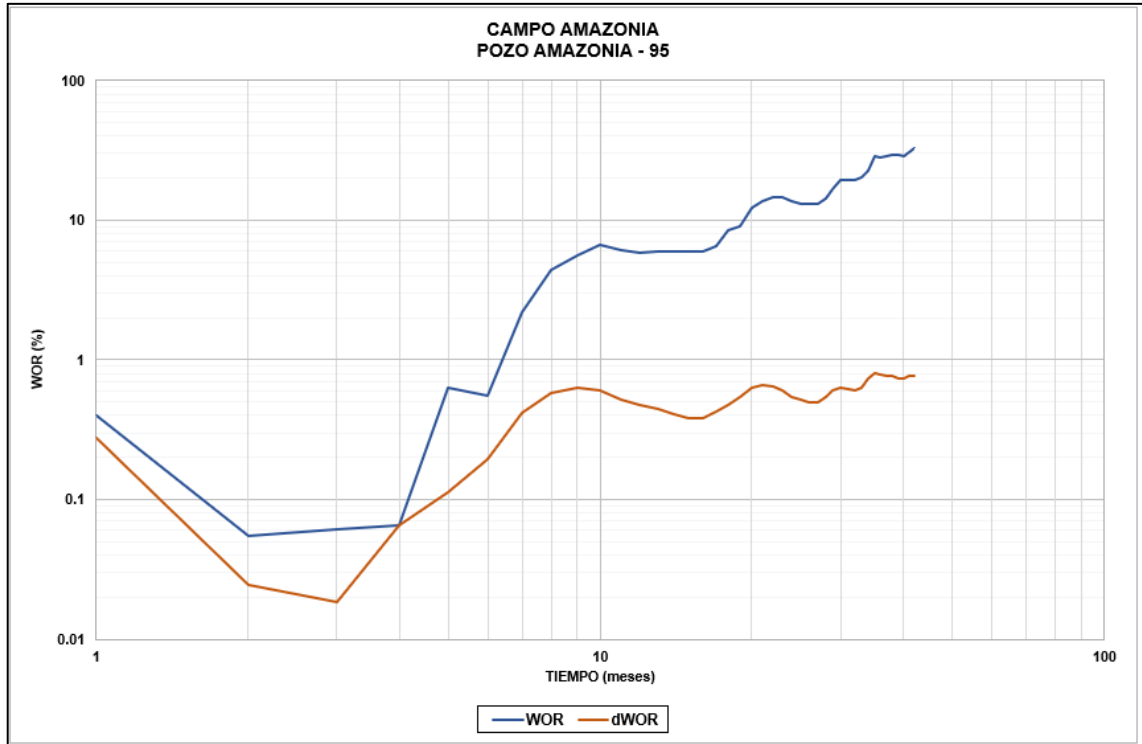


Figura 3.31 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 95

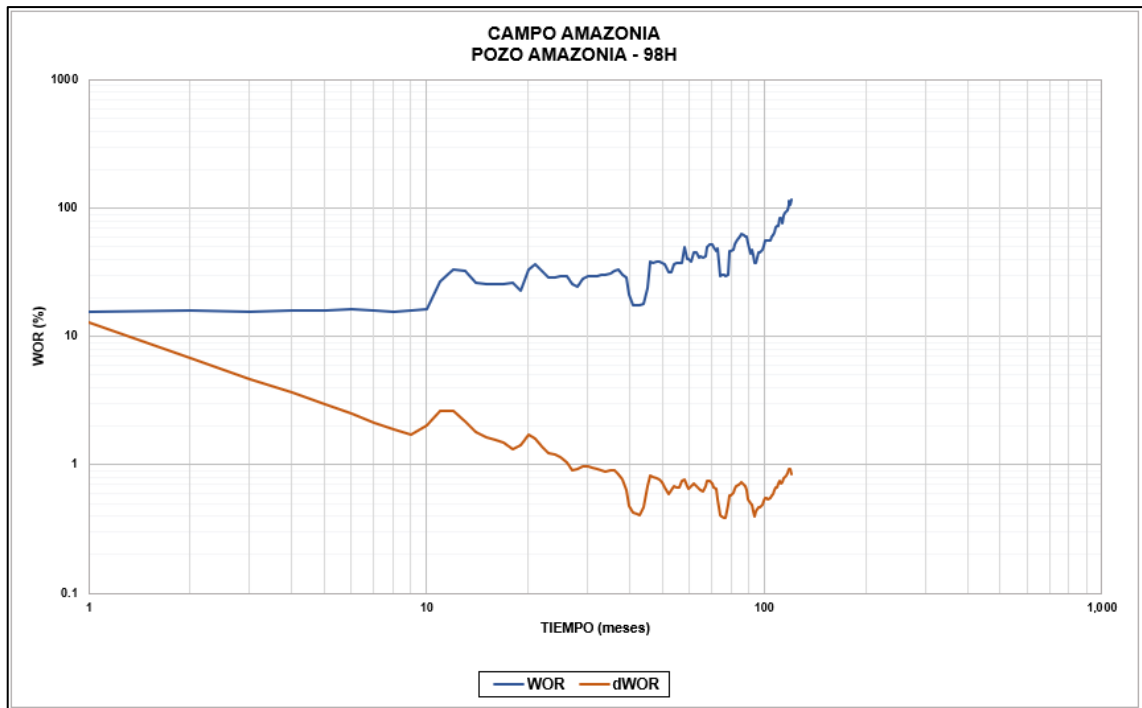


Figura 3.32 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 98 H

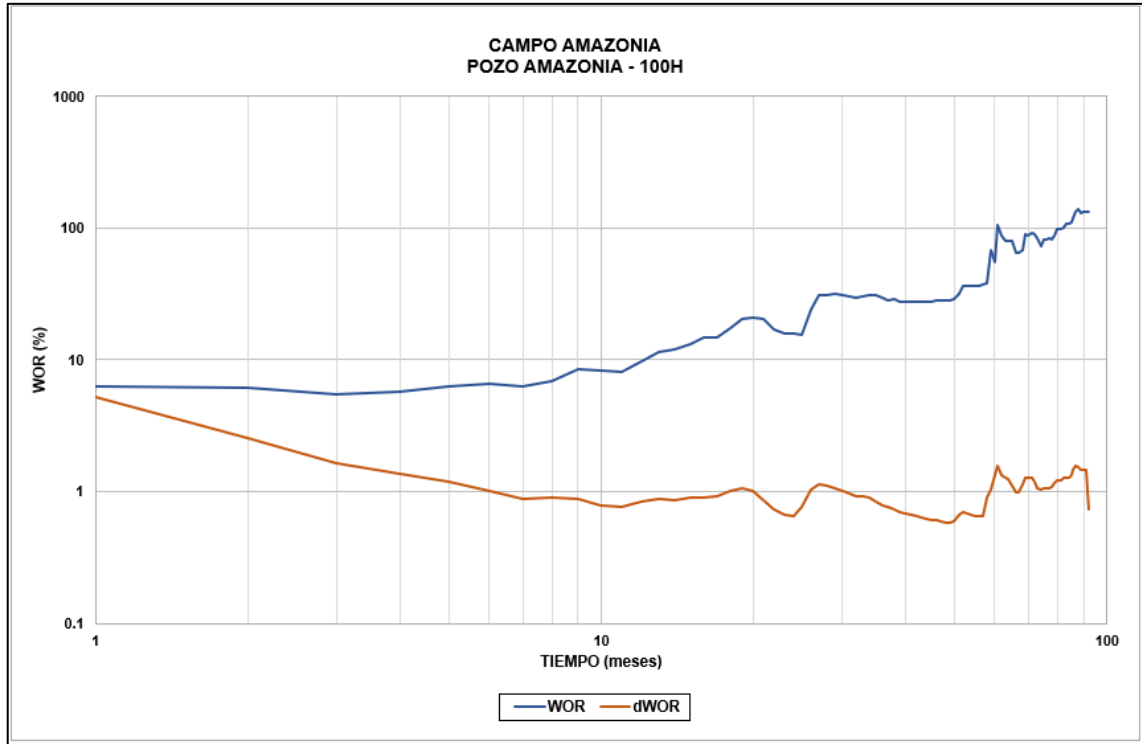


Figura 3.33 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 100 H

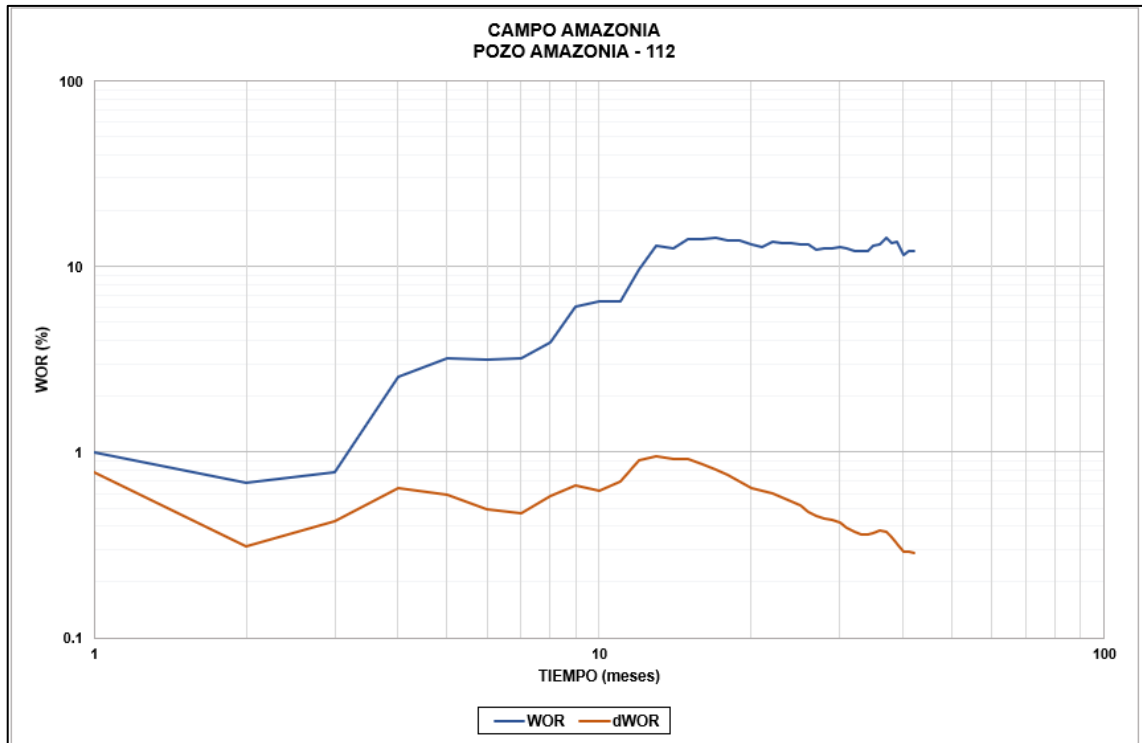


Figura 3.34 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 112

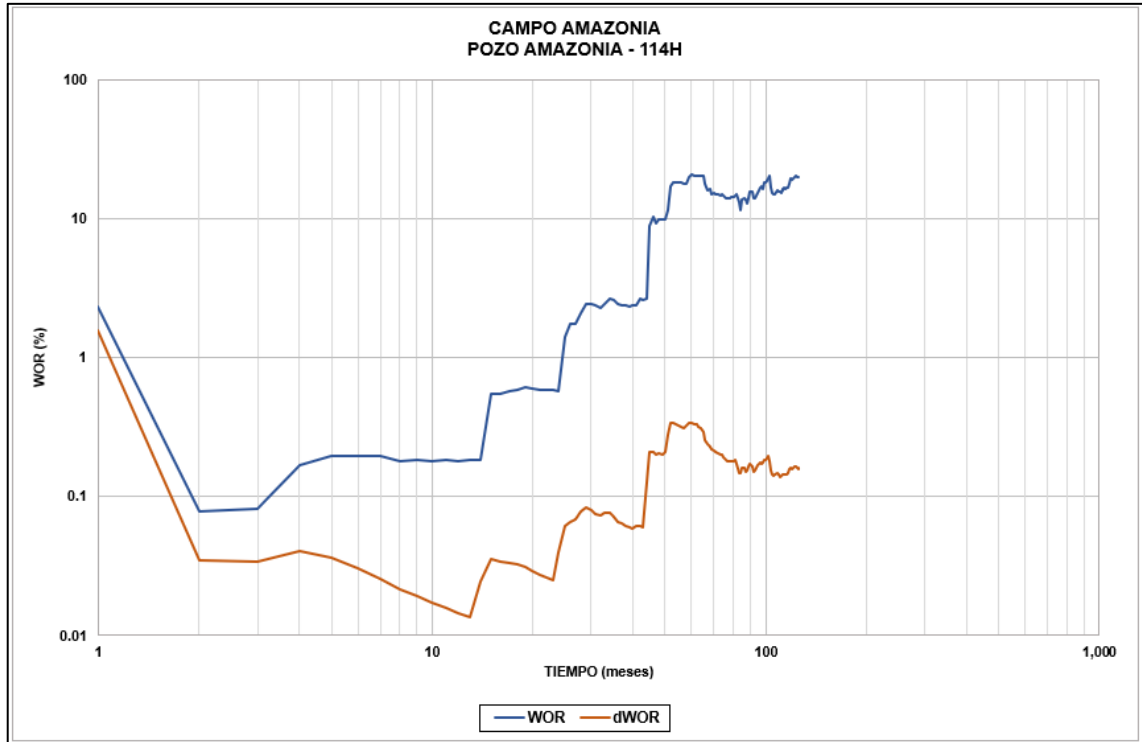


Figura 3.35 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 114 H

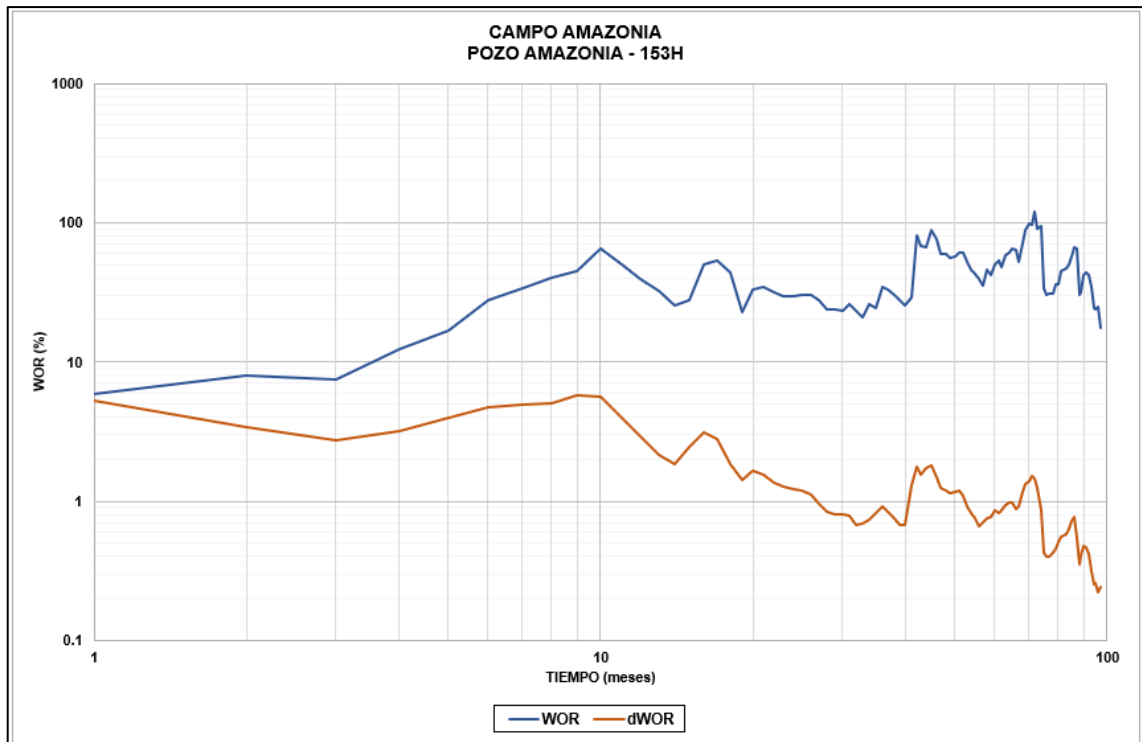


Figura 3.36 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 153 H

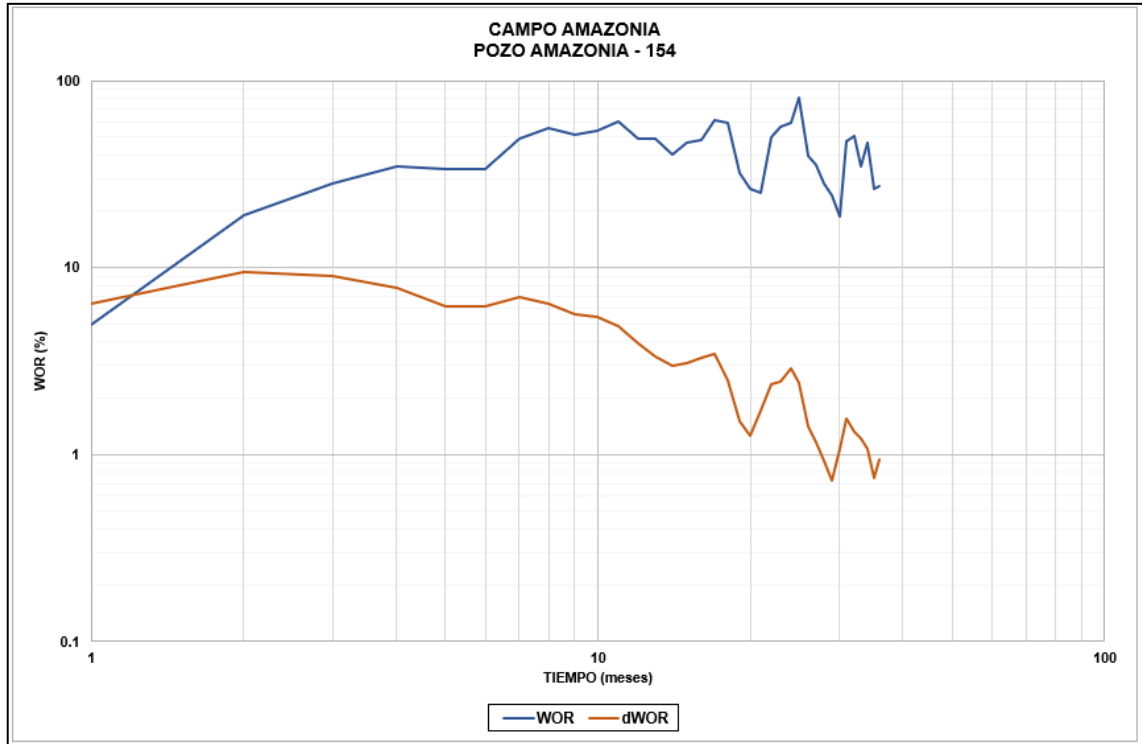


Figura 3.37 Curvas de diagnóstico pozo Amazonía 154

Los resultados de la evaluación de las curvas de diagnóstico se describen a continuación:

Tabla 3.1 Análisis de curvas de diagnóstico pozos influenciados por pozo Amazonía 99 H

INYECTOR	POZOS INFLUENCIADOS				
	AMAZONIA 43	AMAZONIA 44	AMAZONIA 95	AMAZONIA 98 H	AMAZONIA 100 H
Amazonía 99 H	Desplazamiento normal con alto corte de agua	Desplazamiento normal con alto corte de agua	Canalización multicapa, posteriormente desplazamiento normal con alto corte de agua	Conificación	Desplazamiento normal con alto corte de agua
	AMAZONIA 112	AMAZONIA 114	AMAZONIA 153 H	AMAZONIA 154	
	Desplazamiento normal con alto corte de agua, posterior canalización	Desplazamiento normal con alto corte de agua	Conificación	Conificación	

3.8 Análisis de flujo fraccional

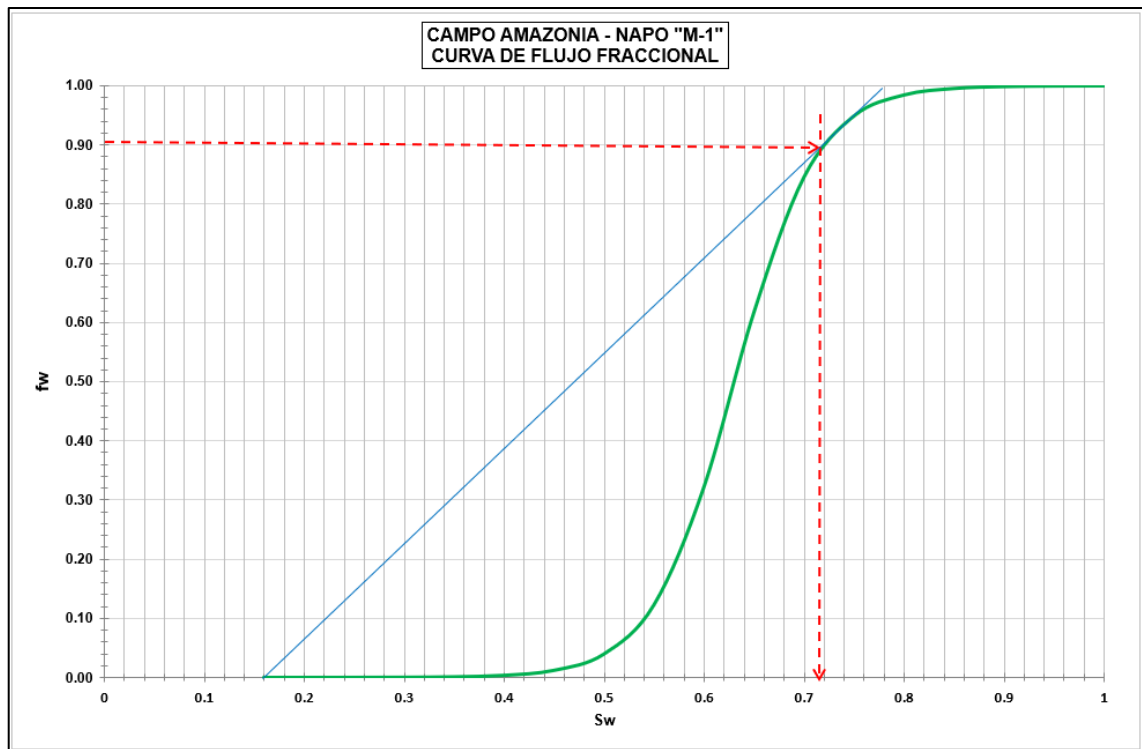


Figura 3.38 Curva de flujo fraccional Campo Amazonía

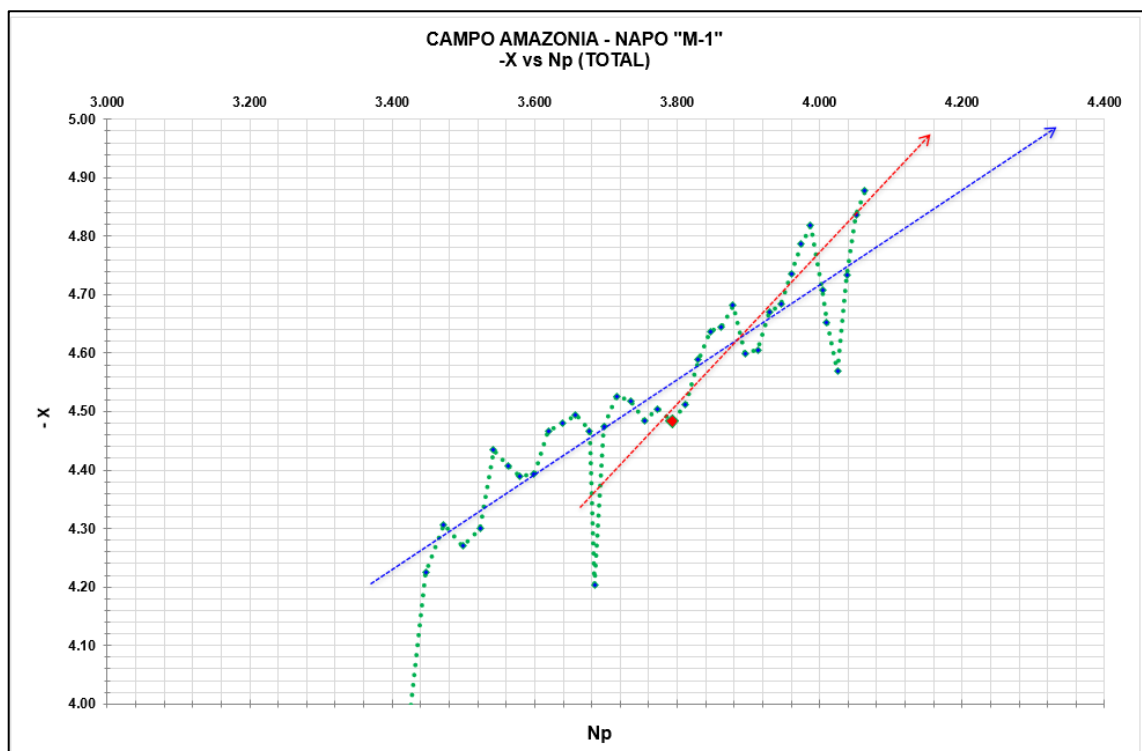


Figura 3.39 Plot $-X$ versus N_p Campo Amazonía

3.9 Mapa de burbuja – Producción localizada.

Los mapas de burbuja proporcionan información beneficiosa, dado que permiten delinear gráficamente las zonas dentro del yacimiento que han sido barridas por la inyección del Campo Amazonía se puede identificar las zonas con mayor producción de agua y petróleo alrededor de los pozos: Amazonía 98 H, Amazonía 114 H, Amazonía 100 H, Amazonía 85, Amazonía 44, Amazonia 43

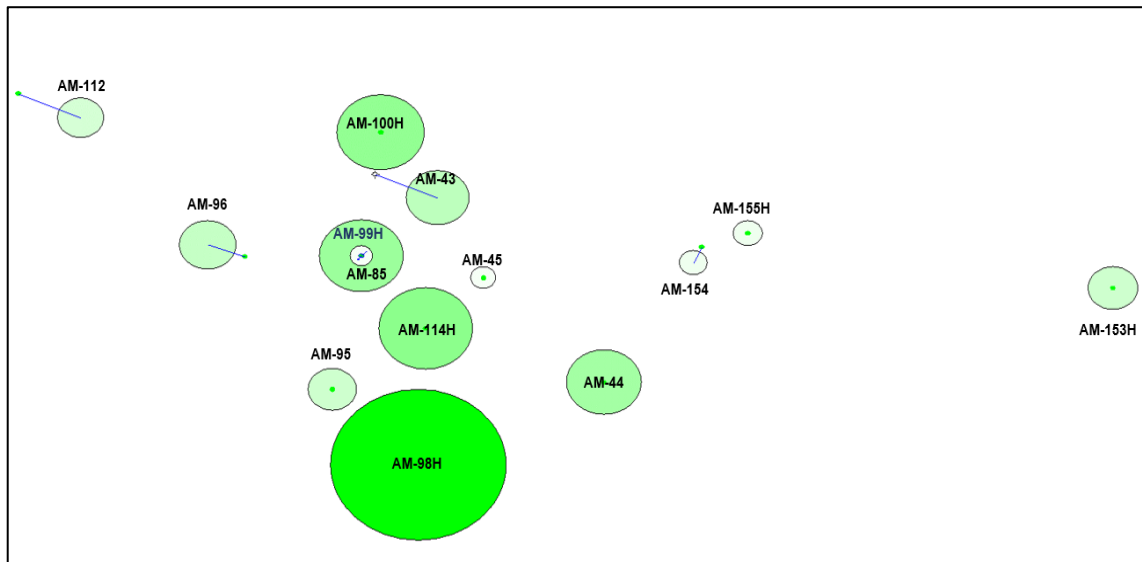


Figura 3.40 Producción localizada de Petróleo por pozo

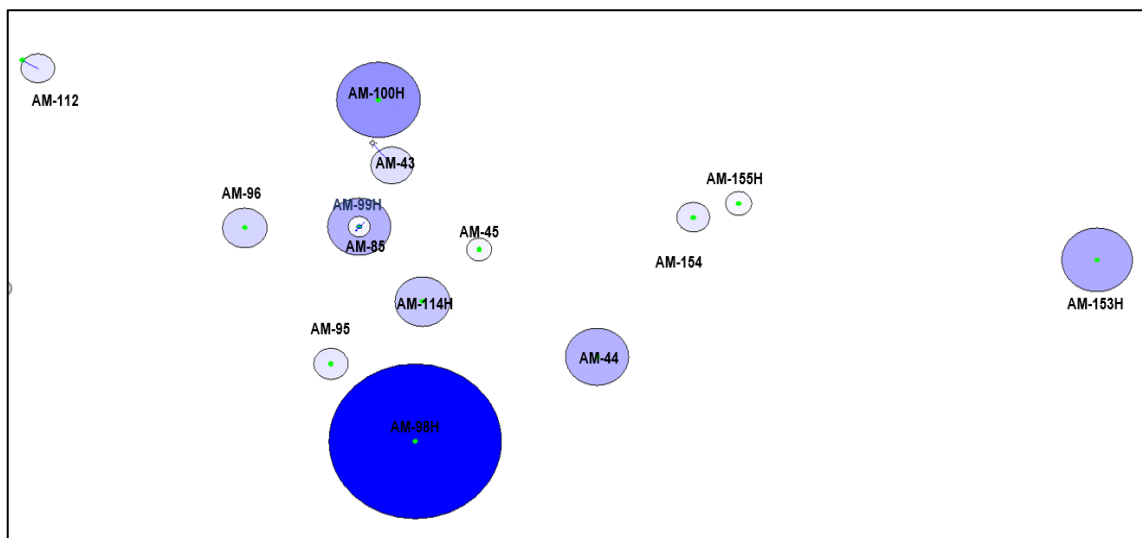


Figura 3.41 Producción localizada de agua por pozo

3.10 Producción de petróleo anual del campo Amazonia

Se procedió con el desglose de la producción total del campo Amazonia para evaluar la tendencia del volumen anual de producción de crudo, medida en millones de barriles, desde el 2012 hasta el 2021.

A partir del 2014 se observa una ligera tendencia de disminución. Para el año 2017 se tuvo un decrecimiento de aproximadamente 60 mil barriles en el volumen de petróleo producido con respecto al año 2016. Esta caída fue recompensada para el 2018 con la incorporación a la producción de los pozos Amazonia - 95 y Amazonia - 112.

Para el 2019, año en el que inicio con la inyección de agua en el yacimiento Napo “M-1” se generó un aumento en la producción de crudo de 80 mil barriles con respecto al año anterior, siendo esto ciertamente un indicio del impacto positivo que tuvo este proyecto piloto en sus primeros meses de implementación.

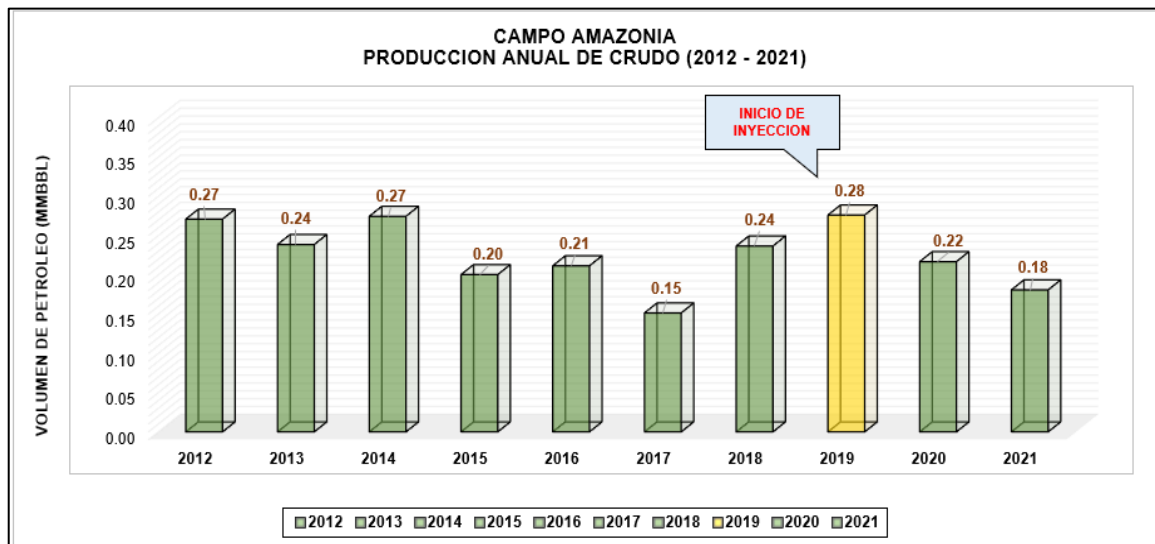


Figura 3.42 Producción anual de crudo Campo Amazonía

3.11 Producción acumulada de petróleo del campo Amazonia – Antes y después de la inyección.

Este análisis describe a la producción mensual acumulada de petróleo de todo el campo Amazonía desde febrero del 2016 hasta febrero del 2022. Se realizó una diferenciación de los valores obtenidos durante los 36 meses previos y los 36 meses posteriores al inicio del proyecto de inyección de agua, de tal modo que se tenga una comparativa de la producción resultante para un mismo periodo de tiempo.

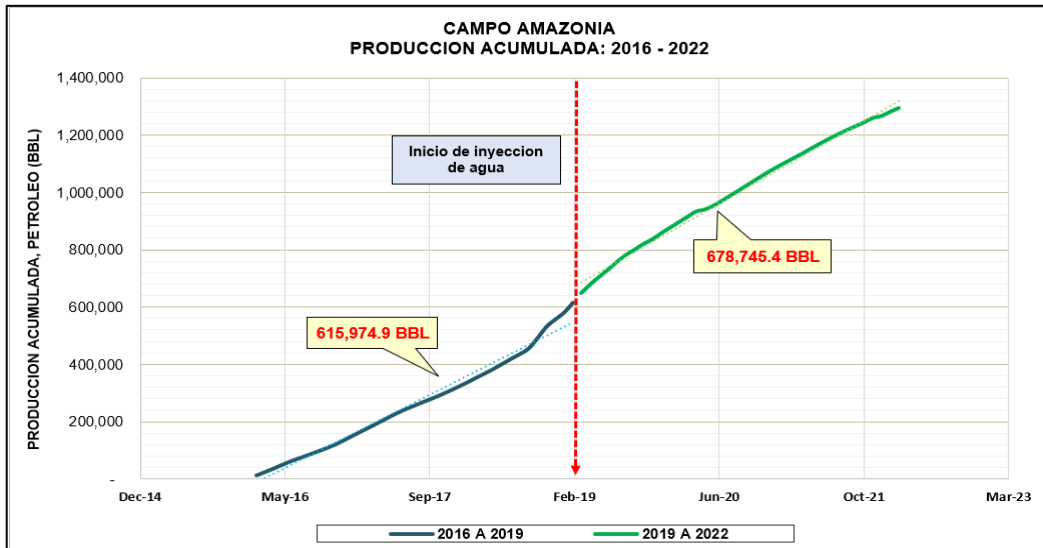


Figura 3.43 Producción acumulada de petróleo del campo Amazonia – Antes y después de la inyección

3.12 Curvas de declinación del campo Amazonia.

Referenciados en el historial de producción del campo Amazonia se procedió con el desarrollo de las curvas de declinación para estimar la producción futura de petróleo del campo Amazonia. Para efectos de este estudio se estableció a las curvas de declinación como curvas de tipo exponencial (Willhite, 1986)

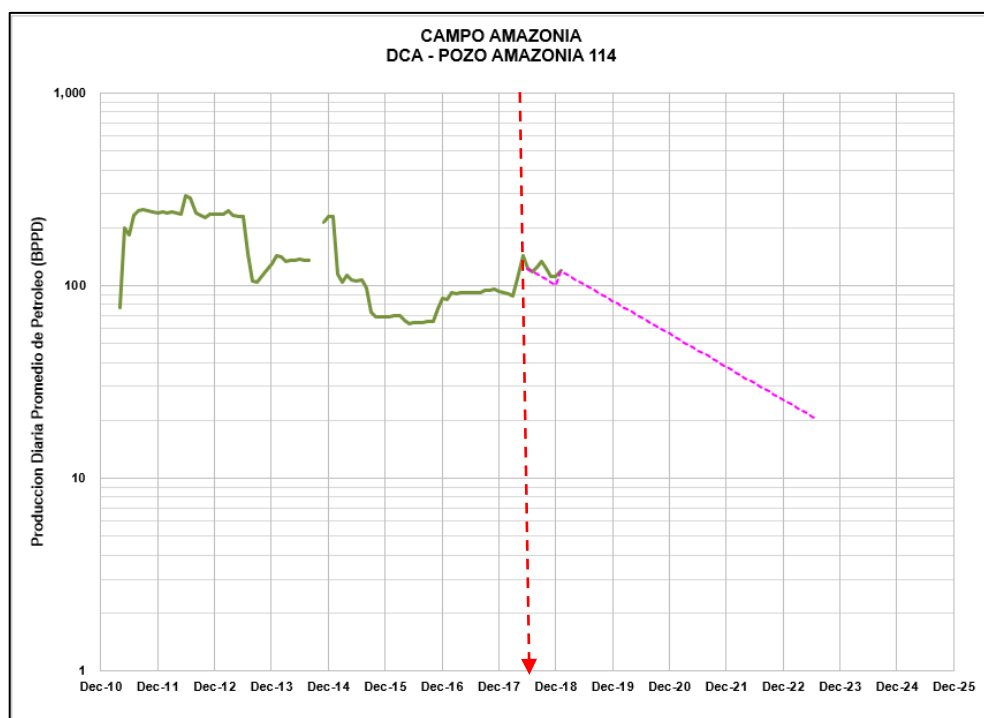


Figura 3.44 Producción diaria promedio Campo Amazonía

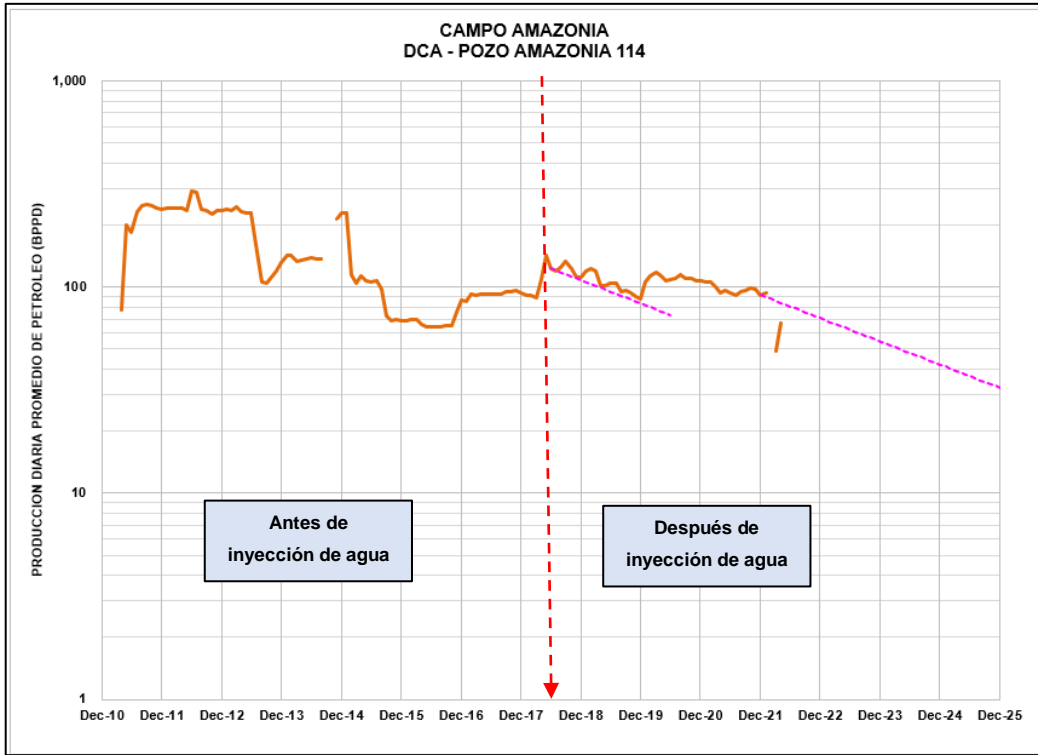


Figura 3.45 Producción diaria promedio Campo Amazonía, antes y después de inyección de agua

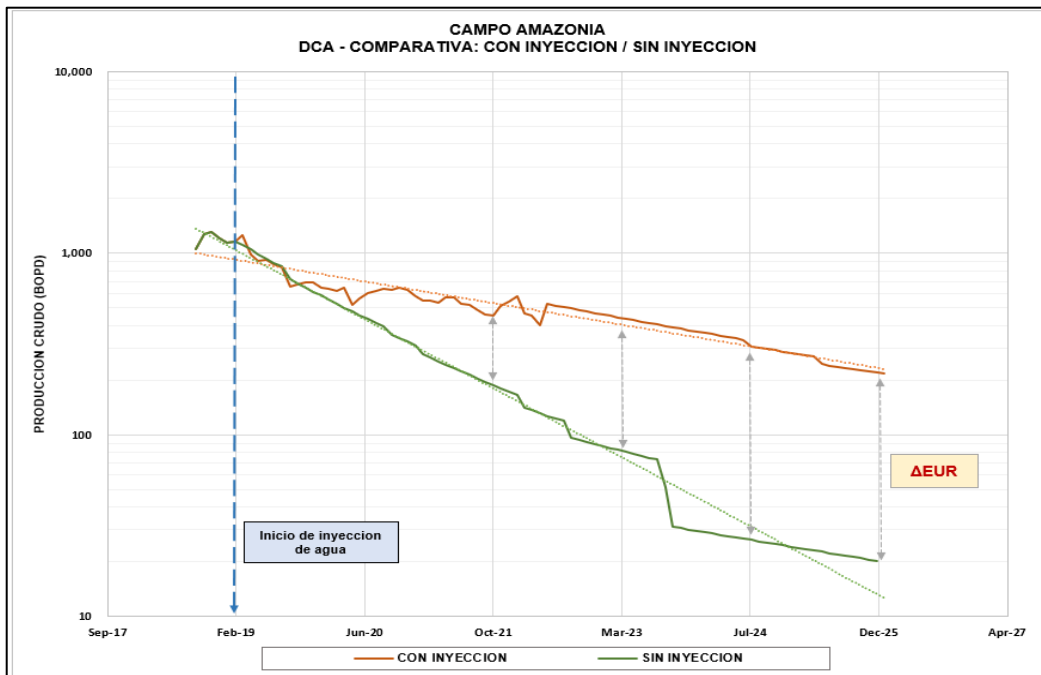


Figura 3.46 Comparativa producción de crudo con inyección y sin inyección

3.13 Proyección de la producción acumulada de petróleo del campo Amazonia como consecuencia del proceso de inyección.

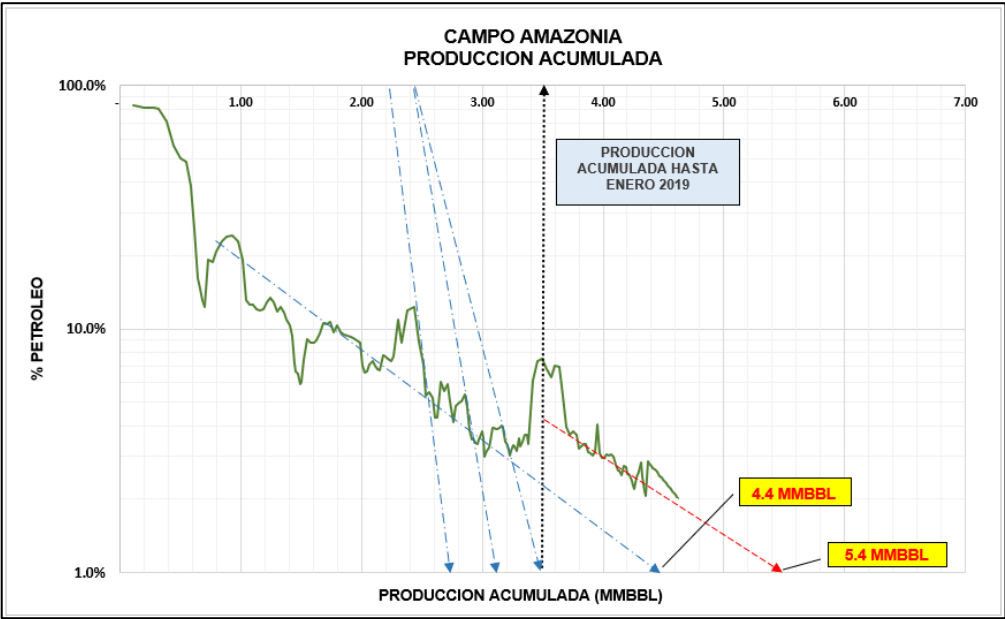


Figura 3.47 Proyección de la producción acumulada de petróleo como consecuencia de la inyección de agua

3.14 VRR del campo Amazonia

La relación entre el volumen inyectado con respecto al volumen producido (VRR) del campo Amazonia oscila entre los valores de 0.2 y 0.45, lo que nos indica un reemplazo de la inyección por producción cercanos al 50%.

Estos valores son completamente aceptables considerando que se está aplicando la inyección sobre petróleo de alta de viscosidad, y son un indicativo de que el proceso de inyección está generando efectos positivos en el recobro de este tipo de crudo.

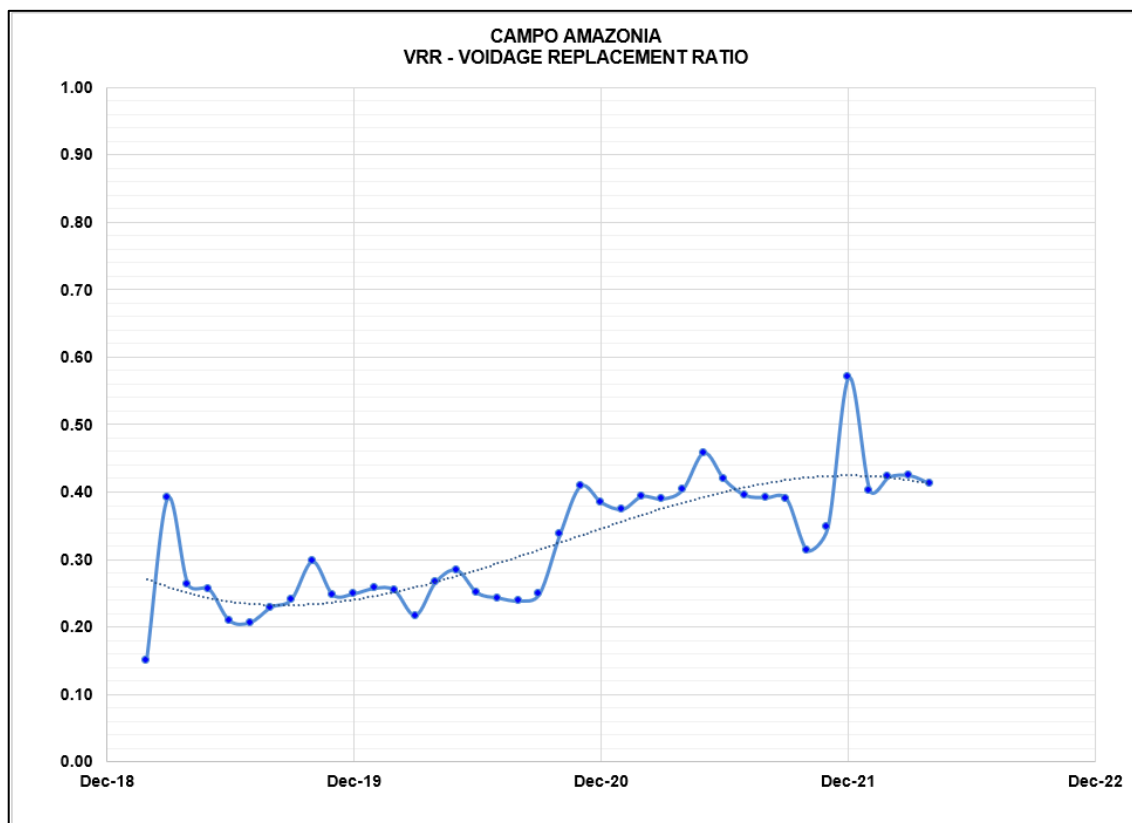


Figura 3.48 grafico VRR Campo Amazonía

3.15 Simulación de producción del campo Amazonia

En los inicios del proyecto piloto de inyección de agua se elaboró una simulación de la producción del campo basada en datos o resultados supuestos que nos brindó un panorama favorable para la ejecución de este proceso en el yacimiento de petróleo pesado Napo “M-1”.

Actualmente, y luego de haber implementado la inyección de agua, se procedió con una nueva y más acertada simulación de la producción del yacimiento. Esta simulación esta soportada y generada en base a datos reales del campo y esto permite que se consolide la validez y efectividad del proyecto piloto.

A continuación, se describen gráficamente los resultados del efecto de la inyección de agua en la producción de petróleo de alta viscosidad del yacimiento Napo “M-1” del campo Amazonia.

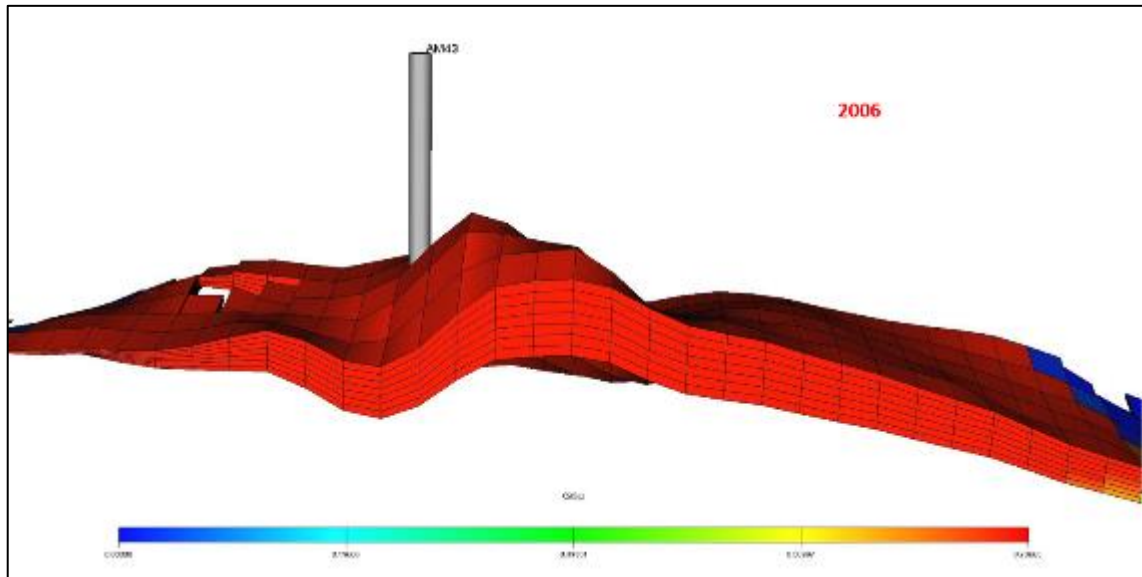


Figura 3.49 Simulación de producción año 2006 – Vista transversal del campo Amazonia

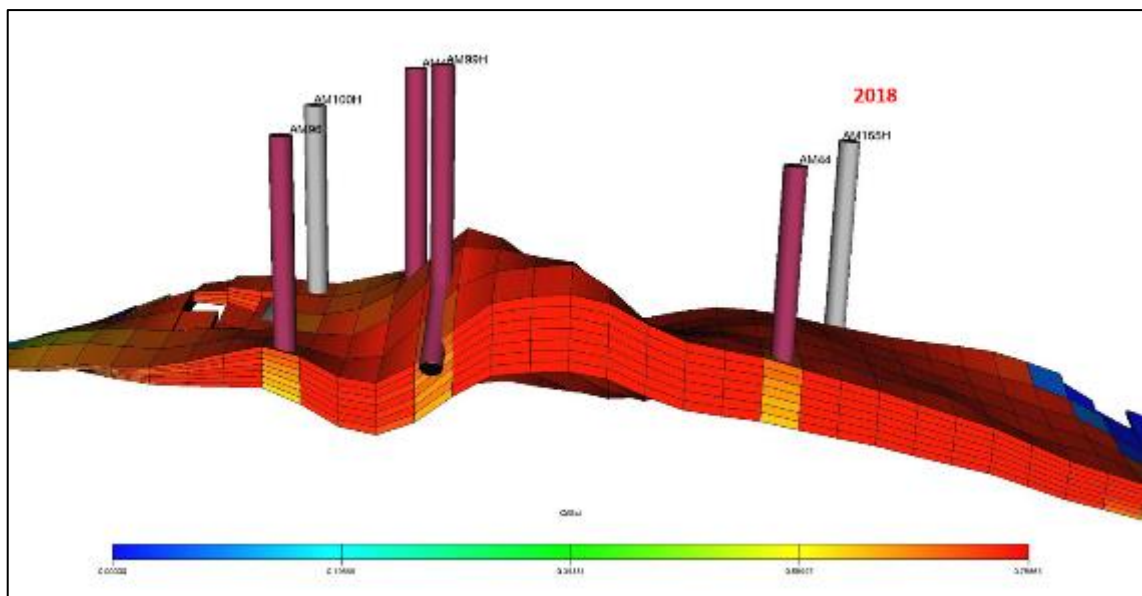


Figura 3.50 Simulación de producción año 2018 – Vista transversal del campo Amazonia

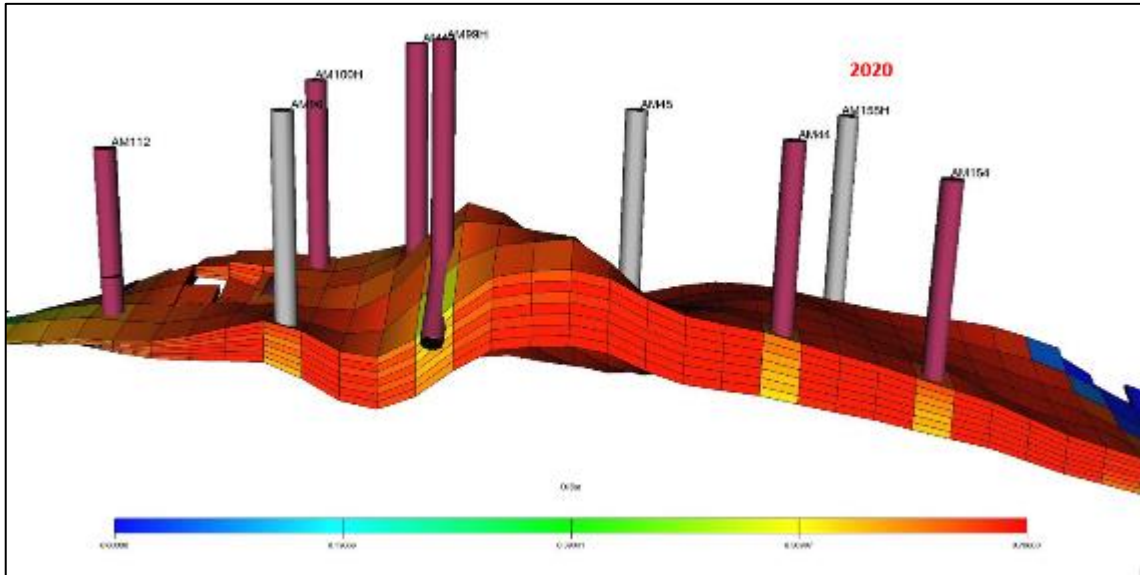


Figura 3.51 Simulación de producción año 2020 – Vista transversal del campo Amazonia

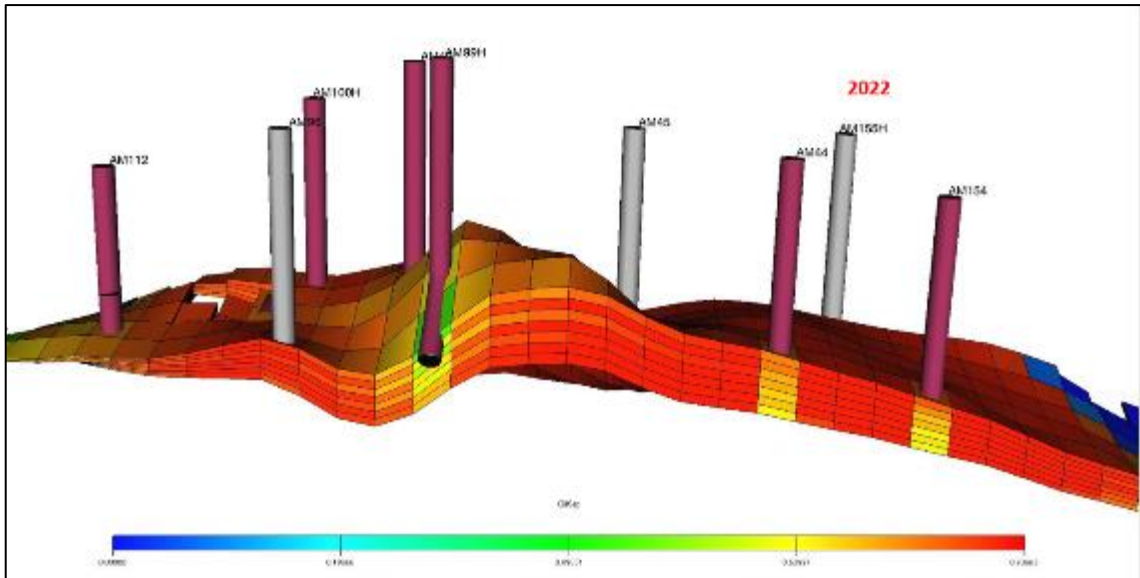


Figura 3.52 Simulación de producción año 2022 – Vista transversal del campo Amazonia

3.16 Análisis económico

Por último y no menos importante se tiene el análisis económico de la implementación del plan piloto de inyección mostrando en los escenarios mostrados en la tabla 3.2 siempre un NPV mayor a cero. Lo más importantes es que se tiene un incremental de reservas de 636 MBO con costos relativamente bajos, el mismo que representa su mayor fortaleza de cara a la continuidad del negocio pudiendo generarse replicación del plan

hacia zonas aledañas al campo Amazonía con similares características de yacimiento. Se utilizó un precio promedio del WTI a 60 dólares por barril.

Tabla 3.2 Resultados económicos para el plan de inyección de agua

RESULTADOS ECONOMICOS						
DESCRIPCION	RECUPERACION INCREMENTAL DE RESERVAS (MBO)	INVERSION (US\$M)	US\$/bbl	Resultados		
				NPV @ 10%	NPV @ 12%	NPV @ 15%
-WO (265 K) -Sistema de inyección (1,708 K)	636	1,974	5.42	6,383	5,715	4,836

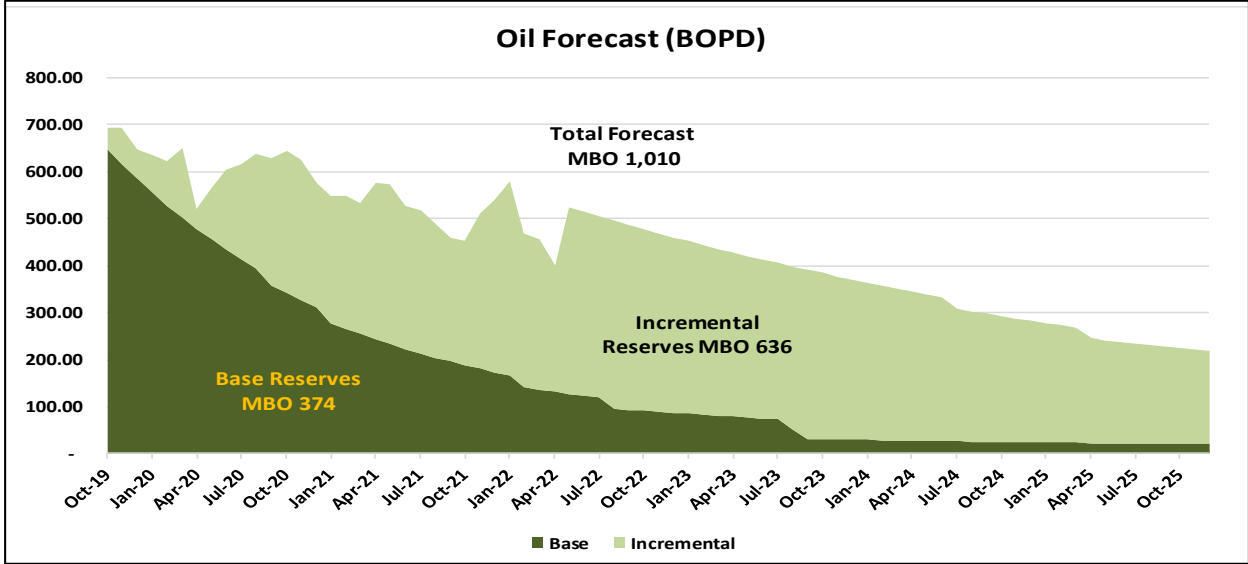


Figura 3.53 Pronostico de reservas caso base e incremental debido a plan de inyección

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se han determinado las siguientes conclusiones.

- El proyecto piloto ha generado resultados positivos y ha demostrado ser factible y exitoso.
- Como consecuencia de la inyección hasta febrero del 2022, se logró producir 630 mil barriles de petróleo adicionales a los que se habían proyectado (Caso Base).
- Se eligió el caudal de inyección de 5000 bapd y no los caudales de 1000 y 2000 bapd a pesar de tener un mayor EUR; porque la diferencia no era significativa en términos de recobro final, así como también permitía alivianar un volumen mayor de agua en las facilidades de superficie.
- La producción mensual acumulada en los 36 meses previos al proceso de inyección fue menor a la producción generada 36 meses después de iniciar la inyección.
- La producción de agua del campo ha tomado una tendencia estable.
- Incrementar el caudal de inyección, no generó un incremento de la producción de petróleo.
- Los pozos del campo que dieron las primeras lecturas de concentración de tritio (trazador) fueron también los pozos que tuvieron un mejor perfil de producción y en los cuales se evidencio un efecto incremental como consecuencia de la inyección de agua.

Se recomienda:

- Controlar la calidad de agua de inyección para evitar taponamientos o daños mecánicos en la tubería a causa de la corrosión.
- Continuar con el monitoreo permanente de los parámetros de superficie y de fondo en los pozos productores para identificar posibles cambios de comportamiento y que perjudiquen con el objetivo de la inyección de agua

BIBLIOGRAFÍA

Craig, Forrest (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.

Abdus Satter (1994). Integrated Petroleum Reservoir Management. Tulsa, Oklahoma, U.S.A

Willhite, G. P. (1986) Waterflooding. SPE Textbook Series Vol. 3. Third Edition. Kansas, USA.

Smith J. Cobb W (1992). Waterflooding Notebook, Lubbock, Texas

Paris de Ferrer, Magdalena (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela

A. Mai, A. Kantzas (2008). Mechanisms of Heavy Oil Recovery by Low Rate Waterflooding. SPE paper Number: SPE-134247-PA. Canadá

Constantin G. Popa, (2002). Waterflooding by Horizontal Injectors and Producers. Artículo presentado International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference (PE/PS-CIM/CHOA), Alberta, Canada

K.S. Chan, (1995). Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, U.S.A