

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación del Proyecto Piloto de inyección de agua y pronóstico de producción e inyección futura en el campo Amo yacimiento Basal Tena.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magister en Petróleo, mención en Recobro por Inyección de agua y gas.

Presentado por:

Loor Izurieta Angel Alfredo

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a las mujeres de mi vida, Mileydi, Estela, Maoly, Denisse y a mi familia quienes, con su amor, paciencia, motivación y esfuerzo, son en los pilares sobre los cuales he construido y alcanzado un logro más.

Angel Alfredo Loor Izurieta

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar al Creador por permitir desarrollarme en lo que me apasiona, a mi núcleo familiar por todo ese apoyo y ánimos brindados durante el curso de la presente maestría. Agradezco a mi tutor, docentes y compañeros, todos colegas de la industria, por la ayuda y conocimientos compartidos a lo largo de todo mi proceso formativo.

Angel Alfredo Loor Izurieta

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Angel Alfredo Loor Izurieta y doy mi 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”

Angel Loor Izurieta

EVALUADORES

Ing. Andreina Alarcón, MSc.

PROFESOR DE LA MATERIA

Ing. Fernando Sagnay, MSc.

PROFESOR DE LA MATERIA

Ing. Andrés Gaibor, MSc.

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El proyecto de inyección de agua en el campo Amo, yacimiento Basal Tena requiere de una evaluación técnico-económica que permita, determinar la eficiencia del proceso hasta la fecha, ajustar el modelo de simulación y los mapas de arena, generar un pronóstico de producción futura, todo esto como línea base para la implementación de nuevos frentes de inyección en la zona centro y sur y demás campos cercanos.

El análisis se realiza mediante el seguimiento de los parámetros de inyección y producción de los pozos influenciados, que permiten ajustar el modelo de simulación, para luego evaluar mediante el método de Buckley – Leverett la inyección; se utiliza la metodología de variables adimensionales de Simmons & Falls para analizar de forma cuantitativa y cualitativa los diferentes parámetros asociados al proceso, se incluye para el análisis las curvas de Chan, se genera los pronósticos de producción mediante las curvas DCA y las sensibilidades para cada pozo, junto con un pronóstico gráfico mediante el método de Blasingame.

Se generó los nuevos mapas de arena productora; la evaluación mediante Buckley-Leverett mostró poca eficiencia y un bajo factor de recobro secundario, esperado por las condiciones del reservorio, sin embargo, el análisis mediante variables adimensionales mostró eficiencia en el proceso y describió de forma cualitativa todas las etapas, teniendo un desplazamiento normal mediante el análisis de curvas de Chan, y generando así el nuevo pronóstico hasta el límite económico para los influenciados.

El factor de recobro secundario obtenido muestra un incremental de 1.8% desde el inicio de la inyección hasta la fecha, el EUR para el pozo Amo A12 es de 1.7 MMbbls y para el Amo A4 de 0.94 MMbbls a la tasa actual de inyección, sin embargo, el análisis de sensibilidades muestra un incremento sustancial incrementando el fluido de levantamiento de cada pozo. El proyecto fue exitoso y se pagó durante los primeros años de producción incremental, y sirve como base para los futuros proyecto.

Palabras Clave: Inyección de agua, eficiencias, incrementales, pronósticos.

ABSTRACT

The water injection project in the Amo field, Basal Tena reservoir, requires a technical-economic evaluation that allows determining the efficiency of the process to date, adjusting the simulation model and the sand maps, generating a production forecast, all this as a baseline for the implementation of new injection fronts in the central and southern areas and other nearby fields.

The analysis is carried out by monitoring the injection and production parameters of the influenced wells, which allow the simulation model to be adjusted, and then the injection is evaluated using the Buckley-Leverett method; the methodology of dimensionless variables of Simmons & Falls is used to quantitatively and qualitatively analyze the different parameters associated with the process, the Chan curves are included for the analysis, the production forecasts are generated through the DCA curves and the sensitivities for each well, along with a graphic forecast using the Blasingame method.

The new producing sand maps were generated; the evaluation by Buckley-Leverett showed little efficiency and a low secondary recovery factor, expected by the conditions of the reservoir, however, the analysis using dimensionless variables showed efficiency in the process and qualitatively described all the stages, having a normal displacement through the analysis of Chan curves, and thus generating the new forecast up to the economic limit for those influenced.

The secondary recovery factor obtained shows an incremental of 1.8% from the start of the injection to date, the EUR for the Amo A12 well is 1.7 MMbbls and for the Amo A4 0.94 MMbbls at the current injection rate, however, the sensitivity analysis shows a substantial increase by increasing the lifting fluid of each well. The project was successful and paid for itself during the first few years of incremental production, and serves as a foundation for future projects.

Keywords: Water injection, efficiencies, incremental, forecasts.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	5
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE ecuaciones	XII
CAPÍTULO 1	13
1. Introducción.....	13
1.1 Descripción del problema	13
1.2 Justificación del problema	13
1.3 Objetivos	14
1.3.1 Objetivo General.....	14
1.3.2 Objetivos Específicos.....	14
1.4 Marco teórico	15
1.4.1 Características geofísicas y geológicas del campo	15
1.4.2 Geología de la formación Productora & Receptora	16
1.4.3 Historial de Producción del campo Amo Basal Tena.....	18
1.4.4 Piloto de Inyección de agua en Amo Basal Tena	19
1.4.5 Pronóstico inicial de Proyecto Piloto	19
CAPÍTULO 2.....	21
2. Metodología.....	21

2.1	Recopilación y revisión de datos	21
2.1.1	Seguimiento de pruebas de inyección Amo A11 BT	21
2.1.2	Seguimiento de parámetros de producción pozo productor Amo A12... ..	24
2.1.3	Seguimiento de parámetros de producción pozo productor Amo A4.....	25
2.1.4	Tasa de sustitución de volumen (Voidage Replacement Ratio - VRR)..	26
2.1.5	Pruebas de tendencias químicas en pozos productores	27
2.2	Ajuste al modelo de simulación y generación de mapas de arenas	27
2.2.1	Modelo Estático	27
2.2.2	Modelo Dinámico	31
2.3	Flujo Fraccional y métodos convencionales de evaluación inyección.....	35
2.4	Cálculos de eficiencia con metodología de variables adimensionales	36
2.4.1	Inyección de agua adimensional (DWI).....	36
2.4.2	Factor de Recobro Adimensional (RF).....	36
2.4.3	Tasa efectiva de inyección (Inj.Th) & Tasa efectiva de producción (Prod.Th)	37
2.4.4	Relación inyección-producción (IWR) y utilización (Útil).....	37
2.4.5	Razón de Producción de petróleo (OPR)	38
2.4.6	Evaluación del piloto mediante metodología de variables adimensionales.	38
2.5	Análisis de curvas de Chan (productores)	39
2.6	Análisis de Sensibilidades y comparativas con las curvas de declino.....	40
2.6.1	Pozo productor Amo A12	40
2.6.2	Pozo productor Amo A4.....	41
2.7	Estimación de EUR método gráfico	41
2.8	Evaluación Económica del Proyecto	42
2.8.1	Inputs técnicos.....	42

2.8.2	Perfil de producción	42
2.8.3	Flujo de caja y VAN	43
2.8.4	Sensibilidades.....	43
CAPÍTULO 3		45
3.	Resultados Y ANÁLISIS	45
3.1	Mapa Neto de Arena y área de influencia del proyecto	45
3.2	Flujo Fraccional y evaluación mediante Buckley-Leverett.	45
3.3	Resultados evaluación mediante variables adimensionales	46
3.3.1	Cálculos con variables adimensionales	46
3.3.2	Factor de Recobro secundario vs Inyección de agua convencional	47
3.3.3	Utilización vs Inyección de agua adimensional.	48
3.3.4	Tasa de inyección efectiva vs Utilización de agua.	48
3.3.5	Relación inyección-producción vs Utilización de agua.	49
3.3.6	Razón de producción de petróleo vs Inyección de agua adimensional .	50
3.4	Análisis de curvas de Chan.	51
3.5	Análisis de curvas de declino y sensibilidades.	52
3.5.1	Declino y sensibilidades Amo A12	52
3.5.2	Declino y sensibilidades Amo A4	54
3.6	Estimación EUR método gráfico (Blasingame).	56
CAPÍTULO 4		58
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	58
	Conclusiones	58
	Recomendaciones	59
BIBLIOGRAFÍA		60

ABREVIATURAS

BOPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barriles de agua por día
GOR	Relación gas petróleo
WOR	Relación agua petróleo
POES	Petróleo original en sitio
DCA	Análisis de curvas de declinación
SPE	Sociedad de Ingenieros en Petróleo
API	Instituto Americano de Petróleo
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Anual Neto
DWI	Inyección de agua adimensional
RF	Factor de recobro
RFSEC	Factor de recobro secundario
OPR	Razón de producción de petróleo
IWR	Relación inyección producción
UTIL	Utilización de agua
INY.TH	Tasa efectiva de inyección de agua
PROD.TH	Tasa efectiva de producción de fluidos
EUR	Recobro último estimado de petróleo
PVT	Análisis de presión, volumen y temperatura de petróleo
VRR	Tasa de sustitución de volumen
BES	Bombeo electrosumergible
ARPS	Curvas de declinatoria tipo (J.J. Arps 1956).
SCAL	Análisis de núcleos especializados en laboratorio
DST	Prueba de presión durante la perforación (Drill Stem Test)
HCPV	Volumen poroso saturado con hidrocarburo
SOTE	Sistema de oleoducto Transecuatoriano
OCP	Oleoducto de crudos pesados
CAPEX	Gastos de capital
OPEX	Gastos de operación

SIMBOLOGÍA

Psi	Libras por pulgada cuadrada
ft	pies
BSW	Basic Sedimental Water (corte de agua y sedimentos)
Km	Kilometro
Pb	Presión de Burbuja
Mbbls	Miles de barriles
MMbbls	Millones de barriles
m	Metro
ED	Eficiencia de desplazamiento
Pi	Presión Inicial
°API	Grados API
PVT	Petróleo Volumen temperatura
BT	Arenisca /yacimiento productor Basal Tena
Np	Acumulada de Petróleo
N	Acumulada de fluido
Boi	Factor volumétrico del petróleo a presión Inicial
Bob	Factor volumétrico del petróleo a presión de burbuja
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Bw	Factor volumétrico de formación del agua
Rsi	Relación de solubilidad del gas en petróleo inicial
Bbl	Barriles
Scf	Pies Cúbicos estándares
K	permeabilidad
Net	neto
Sor	Saturación de petróleo residual
Swc	Saturación de agua connata
Qi	Caudal de Inyección
Qp	Caudal producido
Pws	Presión de reservorios
Pwh	Presión de inyección en cabeza

Df	Diferencial de flujo
Tb	Tiempo de ruptura
Kro	Permeabilidad Relativa del petróleo
Sw	Saturación de agua
Swi	Saturación de agua inicial
E Cx	Exponente de Corey de agua
E Co	Exponente de Corey de petróleo
Soi	Saturación de petróleo inicial
So	Saturación de petróleo
Uo	Viscosidad del petróleo
Uw	Viscosidad del agua
Fw	Flujo fraccional
Swf	Saturación de agua a nivel de flujo fraccional, del frente
Swp	Saturación de agua en el rompimiento
Wi	Volumen acumulado de inyección

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Sección Sísmica Yacimiento Basal Tena Campo Amo.....	16
Figura 1.2 Mapa de Canales Campo Amo.....	18
Figura 1.3 Historial de Producción del campo Amo yacimiento Basal Tena.	18
Figura 1.4 Mapa de isópacas comunicación de canales Amo A11/A12.	20
Figura 1.5 Mapa de isópacas de canales en campo Amo.	20
Figura 2.1 Metodología para evaluación de piloto de inyección Amo Basal Tena.	21
Figura 2.2 Histórico de inyección del pozo Amo-A-11.	22
Figura 2.3 Histórico de presión de cabeza e inyección Amo A11.	22
Figura 2.4 índice de inyectividad pozo Amo A11	23
Figura 2.5 Hallplot Amo A11.....	23
Figura 2.6 Histórico de Producción Amo A12	24
Figura 2.7 Histórico de producción pozo Amo A4 BT.	25
Figura 2.8 Tasa de Sustitución de Volumen entre inyector y productores.	27
Figura 2.9 Modelo Estructural estratigráfico del Campo Amo	28
Figura 2.10 Modelo de Facies con 3 escenarios y sus datos de entrada.....	28
Figura 2.11 Función Distribución de Permeabilidades Campo Amo Basal Tena.	29
Figura 2.12 Comparación de canales en Campo Amo	30
Figura 2.13 Prueba centrífuga de presión capilar del pozo AMO-2, Basal Tena.....	32
Figura 2.14 Curva de permeabilidades relativas campo Amo BT	33
Figura 2.15 Curva de permeabilidades relativas campo Amo BT	35
Figura 2.16 Curva tipo de Chan para diagnóstico de conificaciones.....	40
Figura 2.17 Seguimiento de producción pozo AMO-A-12, yacimiento Basal Tena.	40
Figura 2.18 Seguimiento de producción pozo AMO-A-4-RE1, Basal Tena.	41
Figura 2.19 Curva tipo WOR vs NP para cálculo de EUR.	41
Figura 2.20 Input técnico evaluación económica piloto de inyección	42
Figura 2.21 Perfil de producción pozo Amo A12.....	43
Figura 2.22 Flujo de caja piloto de inyección de agua.	43
Figura 2.23 Sensibilidades Valor actual neto piloto inyección de agua.....	44
Figura 3.1 Mapas Estructural y neto de arena actualizado, Basal Tena.	45

Figura 3.2 Mapas Estructural y neto de arena actualizado, Basal Tena.	46
Figura 3.3 Gráfica Factor de Recobro secundario vs Inyección de agua adimensional.	47
Figura 3.4 Gráfica Utilización de agua vs Inyección de agua adimensional.	48
Figura 3.5 Gráfica Tasa efectiva de inyección vs Utilización de agua.....	49
Figura 3.6 Gráfica Tasa efectiva de inyección vs Utilización de agua.....	49
Figura 3.7 Gráfica Razón de producción de petróleo vs Inyección de agua adimensional	50
Figura 3.8 Gráfica Incremental de petróleo vs Agua inyectada.....	51
Figura 3.9 Gráfica Curva de Chan Amo A12	51
Figura 3.10 Gráfico Curva de Chan Amo A	52
Figura 3.11 Gráfico Curva de Chan Amo A	53
Figura 3.12 Gráfico Curva de Chan Amo A12	54
Figura 3.13 Gráfico Curva de Chan Amo A	55
Figura 3.14 Gráfico Curva de Chan Amo A	56
Figura 3.15 Gráfico Curva WOR vs NP Amo A12.....	57
Figura 3.16 Gráfico Curva WOR vs NP Amo A4.....	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características de subsuelo de pozo Amo A11.	19
Tabla 1.2 Características de inyección pozo Amo A11	20
Tabla 1.3 Resumen pozos posibles influenciados por inyección	20
Tabla 2.1 Parámetros de producción pozo Amo A12	25
Tabla 2.2 Parámetros de producción pozo Amo A4	26
Tabla 2.3 Resultados de pruebas de tendencia de agua de producción.....	27
Tabla 2.4 Comparación promedio de porosidad modelo 3D y registro eléctrico	29
Tabla 2.5 Valores promedios permeabilidad horizontal & vertical y relación.....	29
Tabla 2.6 Estimación de volumen 3 escenarios modelados Basal Tena.	30
Tabla 2.7 Propiedades de Fluido Basal Tena.....	31
Tabla 2.8 Resumen de las muestras PVT de Amo	31
Tabla 2.9 Asignación de Propiedades del PVT del pozo AMO-2 al modelo.....	31
Tabla 2.10 Curvas de Permeabilidad Relativa agua-petróleo utilizadas en el modelo de facies	33
Tabla 2.11 Presiones y profundidad de referencia para cada canal de Amo Basal Tena	34
Tabla 2.12 Petróleo Original para cada canal del Modelo del yacimiento	34
Tabla 3.1 Tabla resultados evaluación métodos convencionales	46
Tabla 3.2 Tabla ejemplo resultados evaluación método Simmons-Falls.....	47
Tabla 3.3 Tabla input para análisis de sensibilidades y estimación de recursos Amo A12	53
Tabla 3.4 Tabla resultado de estimación de recursos Amo A4	54
Tabla 3.5 Tabla input para análisis de sensibilidades y estimación de recursos Amo A4	55
Tabla 3.4 Tabla resultado de estimación de recursos Amo A4	56

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1 Cálculo de Tasa de Sustitución de volumen	26
Ecuación 2.2 Ecuaciones para flujo fraccional y Buckley-Leverett	35
Ecuación 2.2 Inyección de agua adimensional DWI	36
Ecuación 2.3 Factor de recobro adimensional RF	36
Ecuación 2.4 Tasa efectiva de inyección Inj.Th.	37
Ecuación 2.5 Tasa efectiva de Producción Prod.TH.....	37
Ecuación 2.6 Relación inyección IWR	37
Ecuación 2.7 Utilización	38
Ecuación 2.8 Razón de Producción de petróleo OPR	38

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El campo Amo, está localizado al Sureste de la región amazónica ecuatoriana, en la provincia de Orellana, en el cantón Aguarico, dentro de la cuenca Oriente en del corredor Capirón - Tiputini.

El proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Amo yacimiento Basal Tena tiene sus orígenes en 2017 posterior a un análisis de declinación natural de los pozos llevado a cabo en la locación de Amo A, dicha plataforma drena reservas de la zona norte del campo Amo en bloque 16 del cual se produce petróleo pesado de gravedad promedio 17° API.

1.1 Descripción del problema

El proyecto piloto de inyección de agua en la zona norte del campo Amo requiere la evaluación de desempeño del proceso de inyección y comportamiento de los pozos influenciados que permitan actualizar los modelos estructural y estratigráfico del campo en base a la información obtenida durante el periodo implementado, generando así el requerido Forecast de producción para ser comparado con las curvas de iniciales de declino por ARPS hasta el agotamiento, con la finalidad de realizar los ajustes necesarios para optimizar el proceso actual de inyección periférica llevada a cabo en Basal Tena, desde los puntos técnicos, operacionales y económicos.

1.2 Justificación del problema

La mencionada evaluación requerida nos permitirá analizar y estimar la producción de petróleo futura, así como la inyección de agua en el campo Amo, para maximizar el factor de recobro de petróleo en la arenisca Basal Tena, dándole un soporte adicional de presión, drenando reservas asociadas, mediante los ajustes al modelo de simulación y métodos analíticos de predicción con los cuales se logrará una mayor eficiencia en el proceso de inyección, y

consecuentemente sea una línea base para los proyectos subsiguientes a ser implementados en el bloque.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar el piloto de inyección de agua implementado en el campo Amo y pronóstico de producción e inyección futura en Basal Tena para el diseño de estrategias de optimización del proceso que incrementen el factor de recobro.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Ajustar el modelo de simulación del campo Amo mediante el análisis de desempeño del piloto de inyección de agua implementado y los resultados obtenidos hasta la fecha para la actualización de mapas de arena productora.
- Pronosticar la producción de fluidos futura, asociado a la inyección de agua mediante ajustes al modelo de simulación y métodos analíticos de predicción para estimar el factor de recobro final e incremental del yacimiento.
- Proponer estrategias de optimización del piloto de inyección de agua, a partir de un análisis de sensibilidades y comparativa de curvas de declino inicial y post-inyección para mejorar el recobro de petróleo del yacimiento Basal Tena en el campo Amo.
- Evaluar económicamente el piloto de inyección, así como las estrategias de optimización propuestas mediante el indicador relación beneficio/costo para implementar nuevos frentes de inyección en las zonas norte, centro y sur del campo Amo.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Características geofísicas y geológicas del campo

La Cuenca Oriente se considera como una cuenca de ante-país asociada al levantamiento andino. Baby et al. (1999) y Rivadeneira y Baby (1999) reconocen 3 dominios estructurales controlados por grandes fallas orientadas NNE-SSW que se prolongan hacia el Norte en Colombia. Cada dominio estructural representa un “play” petrolero individualizado, con características propias de sus trampas y crudos.

Estos dominios son el Sub-Andino, Corredor Sacha-Shushufindi, y el Sistema invertido Capiron-Tiputini, este último dominio situado en la parte oriental de la cuenca Oriente donde se encuentra en campo Amo.

En este play Oriental se han descubierto hasta la fecha 7.6 billones de barriles in situ. Muestra una gradación en la calidad de los crudos, con predominio de crudos medianos (20-30 ° API) hacia el NNO, y de los crudos pesados (<20 ° API) en dirección centro y Este.

La estructura del campo AMO consiste en un anticlinal alargado con un eje preferencial norte-sur. Dos fallas sub-verticales inversas limitan la estructura hacia el Oeste. Estas fallas afectaron a las secuencias estratigráficas cretácicas, tales como los yacimientos Areniscas U, T, M1 y Basal Tena. El campo Amo es el bloque levantado al Este y el bloque hundido se encuentra al Oeste del plano de falla.

La sección sísmica (figura 1.1) muestra la profundidad (ft) del yacimiento Basal Tena, objeto de la inyección de agua y las formaciones terciarias Tiyuyacu y Ortegua que constituyen sellos estratigráficos que permitieron el entrapamiento de petróleo. Esta característica valida el carácter impermeable de las formaciones suprayacentes, que impidieron la migración de Petróleo en la escala del tiempo geológico (millones de años).

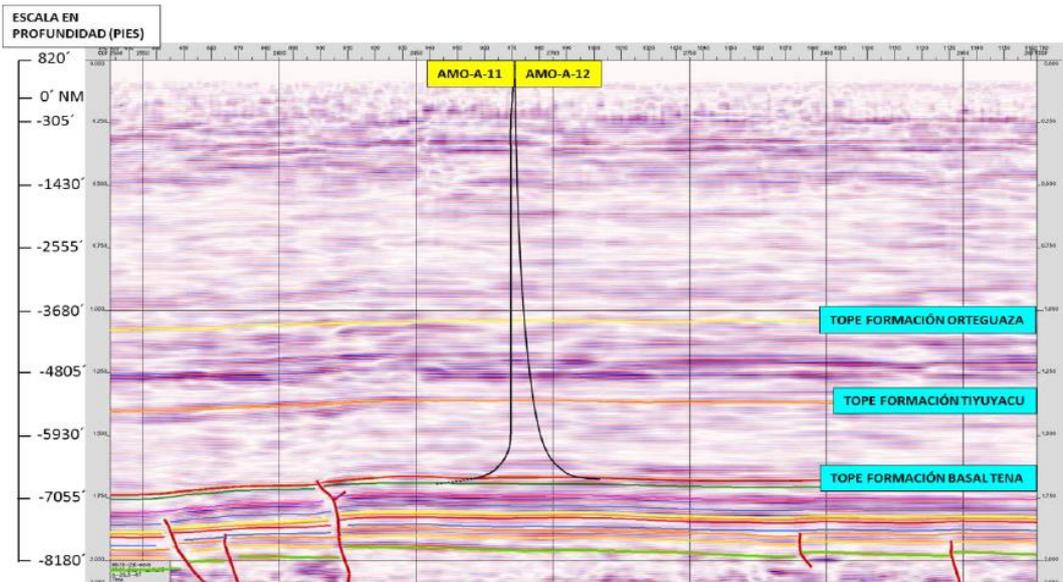


Figura 1.1 Sección Sísmica Yacimiento Basal Tena Campo Amo

1.4.2 Geología de la formación Productora & Receptora

La unidad estratigráfica Arenisca Basal Tena corresponde a una secuencia basal de la Formación Tena de origen marino somero a continental, correspondiente al Cretácico tardío (Jaillard 1997), 75 (± 5) millones de años. Barragán et al. (2007) la ubican como parte del Ciclo “V” Sedimentario (Campaniano – Maestrichtiano Inferior) de la secuencia Hollín-Napo-Basal Tena depositada en Cuenca Oriente.

1.4.2.1 Arenisca Basal Tena

La arenisca Basal Tena está presente en el campo Amo, es una arenisca fluvial con influencia de mareas que se depositó posterior a la transgresión de la secuencia superior de la arenisca M1, sobre yace a la discordancia Tope Napo.

La arenisca es cuarzosa, de color blanco, hialina, transparente a translúcida, menormente cafésina, tamaño de grano medio, menormente grueso, hacia el tope se hace de grano fino, grano suelto de forma subangular a subredondeado, cemento no visible, trazas de “shows” manchas de petróleo.

Las diferentes campañas de perforación permitieron encontrar el yacimiento estratigráfico Arenisca Basal Tena con potencial hidrocarbúfero para producir.

El entrapamiento de la Arenisca Basal Tena es estructural y el mecanismo de producción es mediante acuífero lateral. Particularmente el pozo AMO-A-11 produjo hidrocarburos alcanzando una acumulada de 219.4 Mbbbl. La última producción se registró el 24 de octubre de 2010.

Las evaluaciones petrofísicas de registros eléctricos, coronas de pozo y producción histórica muestran que la Arenisca Basal Tena posee buenas propiedades de yacimiento. En el campo Amo se ha estimado un espesor promedio de 10 pies (max: 17 pies, min: 1 pie), una porosidad promedio de 18 % (max: 21%, min: 12%), una saturación de agua promedio de 32% (max: 47 %, min: 14%) y una permeabilidad (K_{air}) de corona promedio de 6 darcies (max: 12 D, min: 0.4 D) en Amo-2.

El análisis de la amplitud sísmica en las líneas 2D, ha permitido elaborar un mapa de espesores de arena en el cual se destaca una configuración de canales fluviales con geometrías meandriformes. La creación del mapa con regresión lineal de espesor – amplitud sísmica ha sugerido la presencia de seis canales, los mismos que han sido nombrados con letras en orden alfabético de Norte a Sur: A, B, C, D, E, F (figura 1.2).

La interpolación de contornos en base a la respuesta de la amplitud sísmica y los datos del pozo sugiere que los canales se encuentran separados hidráulicamente.

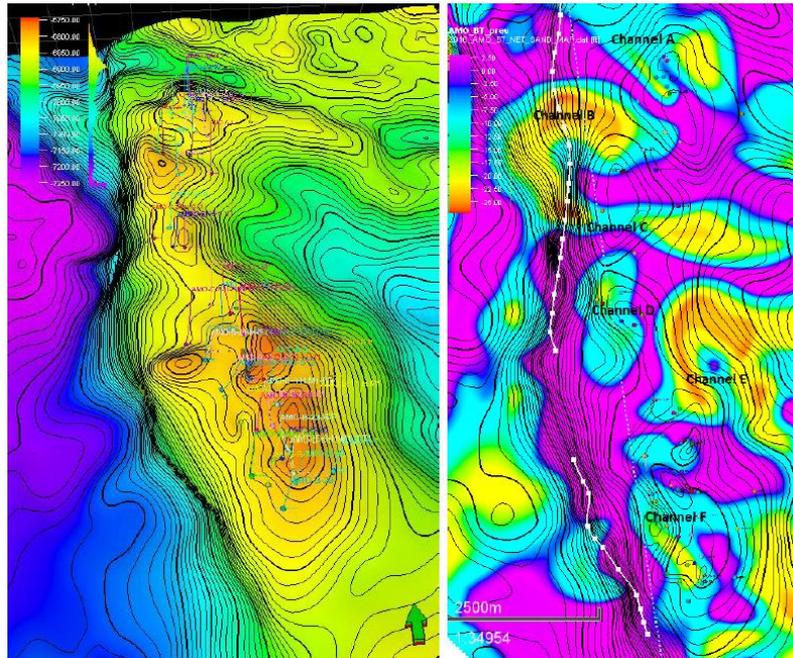


Figura 1.2 Mapa de Canales Campo Amo

1.4.3 Historial de Producción del campo Amo Basal Tena

El campo Amo produce desde el reservorio Basal Tena desde diciembre 1994; 14 recompletaciones fueron realizadas, 4 se encuentran en producción, teniendo un Factor de recobro de 14%. La salinidad media de agua de formación de la arenisca Basal Tena es 48125 ppm NaCl (J. Sotomayor, 2004).

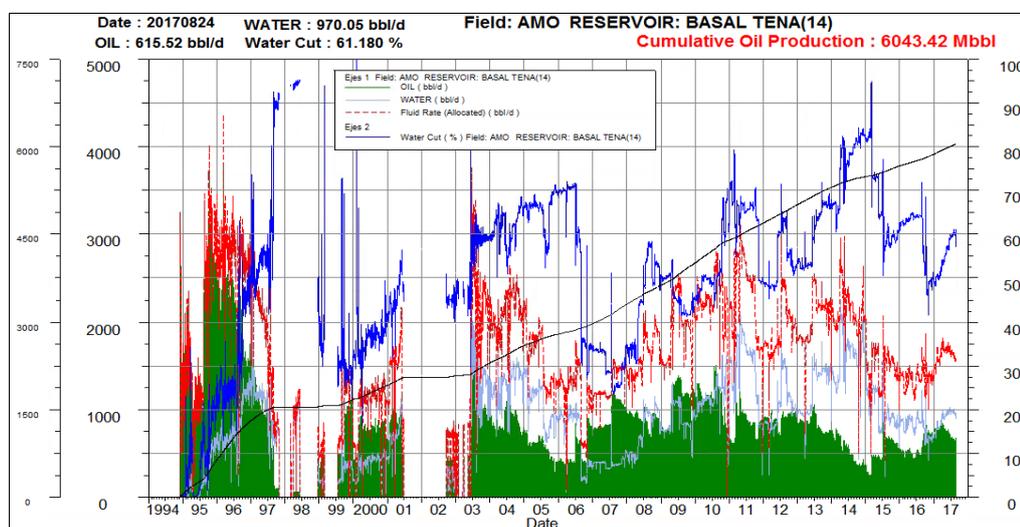


Figura 1.3 Historial de Producción del campo Amo yacimiento Basal Tena.

1.4.4 Piloto de Inyección de agua en Amo Basal Tena

La ejecución del Proyecto Piloto inició con la conversión del pozo Amo-A-11 de productor a inyector de agua en el yacimiento Basal Tena; conectando una línea entre el cabezal del pozo reinyector Amo-A-6 y el cabezal del pozo Amo-A-11; lo cual permitió que se compartiera la fuente de presión y agua de inyección.

Se utilizó una línea de 2" a nivel de los cabezales entre el pozo Amo-A-11 y Amo-A-6. Se instaló un medidor de flujo de turbina de 1,5" para medición. una válvula de control de flujo de 2" tipo aguja para control, y para monitorear la presión de inyección se instaló un manómetro en el cabezal del pozo Amo-A-11.

El pozo Amo-A-11 inició su inyección el día martes 06 de febrero de 2018; a continuación se muestra la información de subsuelo de Basal Tena (tabla 1.1).

Tabla 1.1 Características de subsuelo de pozo Amo A11.

Yacimiento	Pozo	Tope TVDSS MD (ft)	Base TVDSS MD (ft)	Gross TVD MD (ft)	Neto Arena TVD MD (ft)	Neto reservorio = Neto Pago				
						Espesor TVD (ft)	Promedio Porosidad (V/V)	Promedio Saturación Agua (V/V)	Volumen Arcilla (V/V)	Neto/Gross (dec)
BASAL TENA	AMO-A-11	6858.1	6871.8	13.7	10.4	9.3	0.188	0.253	0.104	0.675
		8108.4	8191.0	82.6	63.3					

1.4.5 Pronóstico inicial de Proyecto Piloto

La inyección de agua planificada en el pozo Amo-A-11 afectaría al pozo Amo-A-12, pues éste es el único productor activo del canal del yacimiento BT en el área de influencia del potencial inyector. Además, el radio de invasión estimado (558 m) comparado con la distancia entre pozos Amo-A-11 y el pozo Amo-A-12 (424m en subsuelo) sugiere que Amo-A-12 sería beneficiado por la inyección.

La interpretación geológica en base a los datos sísmicos y datos de pozo sugiere que la producción del pozo Amo-A-4, proviene de un canal distinto del yacimiento Basal Tena (Figura 1.5). La distancia de este (tabla 1.3) al inyector Amo-A-11 descartaría que se beneficie de la inyección. Sin embargo, se realizará monitoreo de la producción, presión y salinidad también en el pozo Amo-A-4, para validar las interpretaciones de los modelos (figura 1.4).

Tabla 1.2 Características de inyección pozo Amo A11

Caudal (bfpd)	2200
Tiempo de inyección (días)	1886
Espesor, h (pies)	9
Porosidad, ϕ (fracción)	0.19
Swi (fracción)	0.25
Bwi (BY/BN)	1.031
Área Invasión, m ²	979321
Radio de Invasión Estimado, m	558

Tabla 1.3 Resumen pozos posibles influenciados por inyección

Pozo	Yacimiento	Estatus del pozo	Distancia al pozo Amo-A-11 (m)	Beneficio de Inyección	Comentario
Amo-A-12	Basal Tena	productor	424	Si	presión en declino actual
Amo-A-112-H	M1	abandonado	789	No	bajo potencial Basal Tena
Amo-A-10-H	M1	abandonado	593	No	bajo potencial Basal Tena
Amo-A-6	M1	inyector	1668	No	produjo de Basal Tena y fue cementado
Amo-A-4-H-RE1	Basal Tena	productor	1000	No	está en otro canal, a monitorear

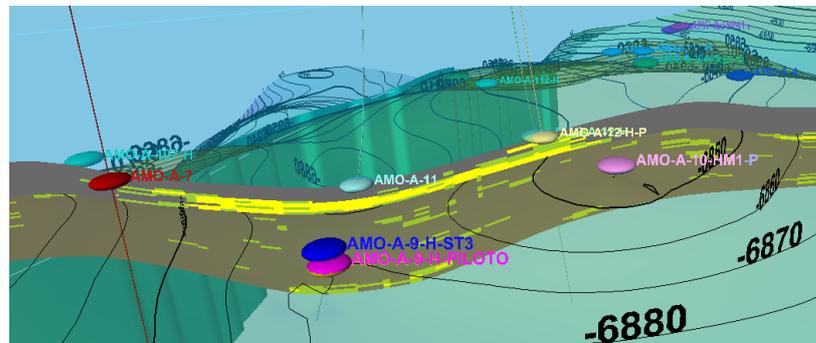


Figura 1.4 Mapa de isópacas comunicación de canales Amo A11/A12.

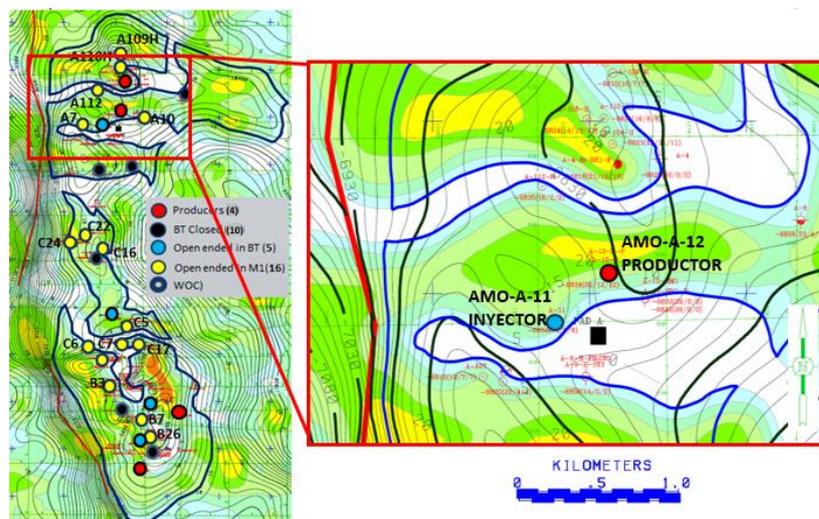


Figura 1.5 Mapa de isópacas de canales en campo Amo.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología que se utilizó en el presente proyecto se detalla a continuación.

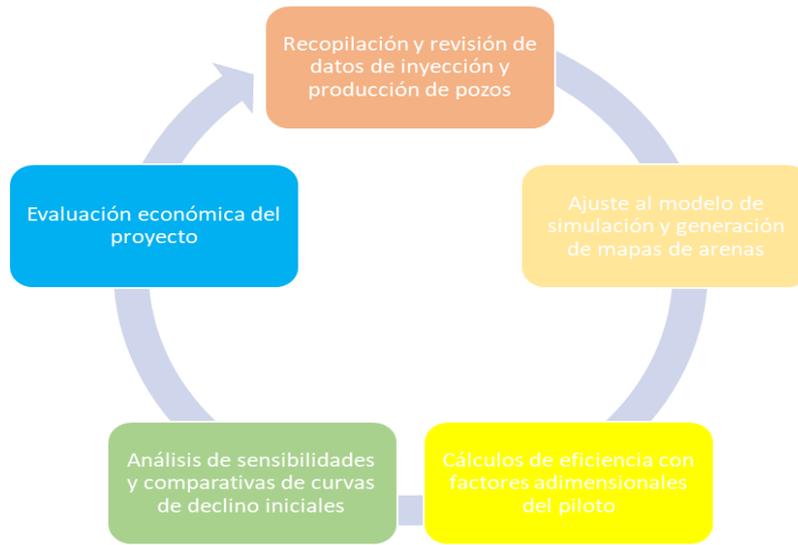


Figura 2.1 Metodología para evaluación de piloto de inyección Amo Basal Tena.

2.1 Recopilación y revisión de datos

2.1.1 Seguimiento de pruebas de inyección Amo A11 BT

El pozo AMO-A-11 inició su inyección el día 06 de febrero de 2018, y hasta el 31 de mayo de 2022 se tienen los siguientes datos de inyección:

-Tiempo de inyección a la fecha:	1575 días
-Volumen de agua inyectada a la fecha:	1138 Kbls
-Tasa promedio de inyección:	878 bapd
-Presión de inyección en cabeza:	2684 psi
-Presión de inyección en fondo:	5990 psi
-Presión en el anular del pozo:	0 psi
-Índice de inyectividad actual:	0.18 bapd/psi
-Salinidad de agua de inyección:	22,000 ppm NaCl
-Salinidad de agua de formación:	46,000 ppm NaCl

En el tratamiento físico del agua de formación dentro de las facilidades de producción, se separa constantemente las partículas de sólidos y de hidrocarburos; obteniendo valores promedio menores a 100 ppm de sólidos totales y menores a 10 ppm de hidrocarburo disueltos en el agua de inyección.

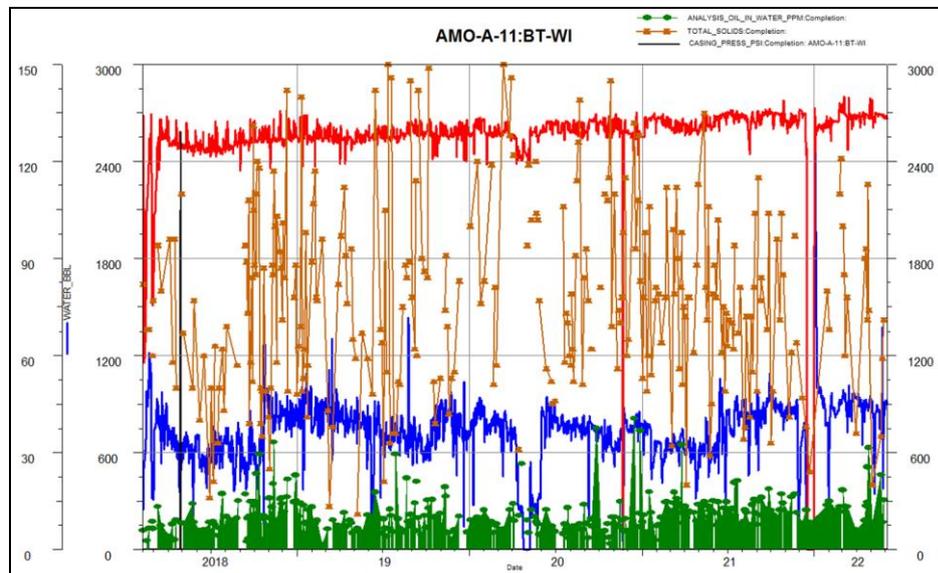


Figura 2.2 Histórico de inyección del pozo Amo-A-11.

A continuación (figura 2.3), se muestran los últimos datos de caudal de inyección y presión en cabeza del pozo Amo-A-11 en el yacimiento Basal Tena.

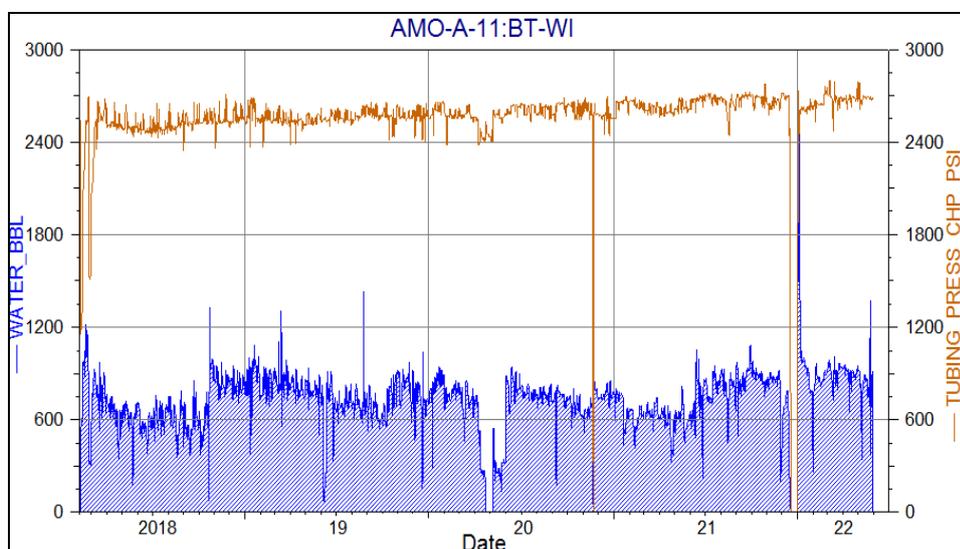


Figura 2.3 Histórico de presión de cabeza e inyección Amo A11.

Como se muestra a continuación (Figura 2.4), el índice de inyectividad durante la mayor parte del período de inyección se ha ubicado entre 0.10 y 0.25 bapd/psi.

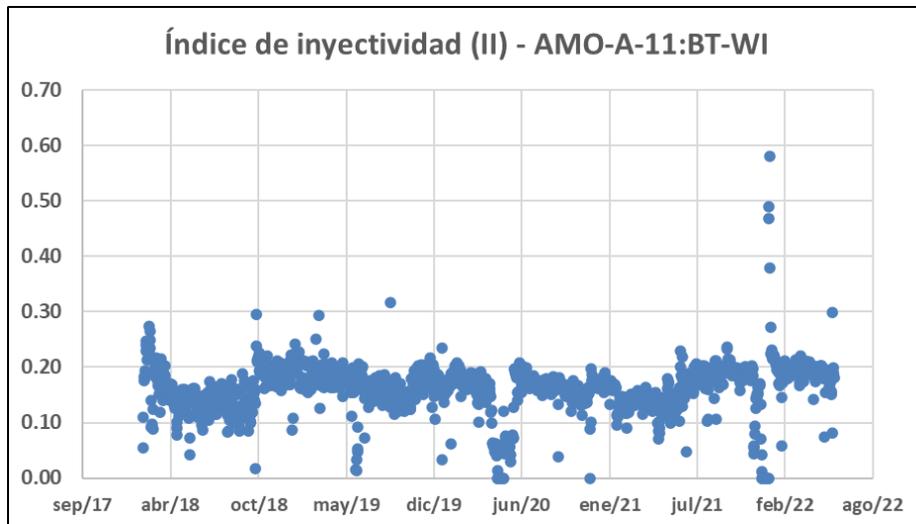


Figura 2.4 índice de inyectividad pozo Amo A11

Los cambios de inyectividad han variado normalmente en un rango dentro del 20% sin haberse observado en el gráfico de Hallplot incremento del daño de formación del pozo (Figura 2.5).

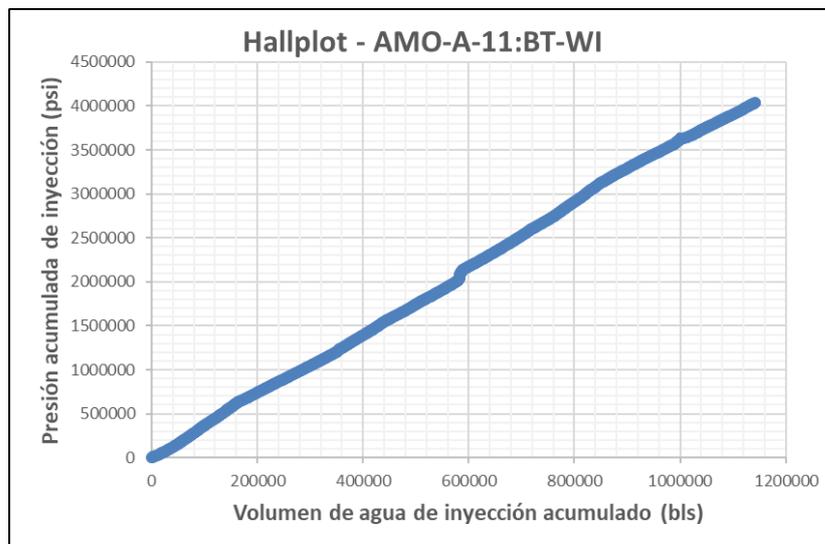


Figura 2.5 Hallplot Amo A11

2.1.2 Seguimiento de parámetros de producción pozo productor Amo A12

Los datos de producción del pozo Amo-A-12 siguen mostrando el efecto de la inyección de agua del pozo Amo-A-11.

Desde septiembre 2018 se observa disminución de los valores de salinidad del agua de producción. Posteriormente, en octubre incrementó la productividad y el BSW (02/11/2018); lo cual se interpretó como que el punto de ruptura del agua de inyección en el productor ocurrió en ese momento (269 días) (Figura 2.6).

Posterior al punto de ruptura del agua se observa un incremento gradual del corte de agua, hasta un punto máximo de aprox. 90%, luego y hasta la fecha no se aprecia una tendencia declinatoria clara de producción de petróleo.

El rango de valores de salinidad del yacimiento BT en el campo Amo se encuentran entre 42000-48000 ppm, y el agua de inyección 22000 ppm NaCl.

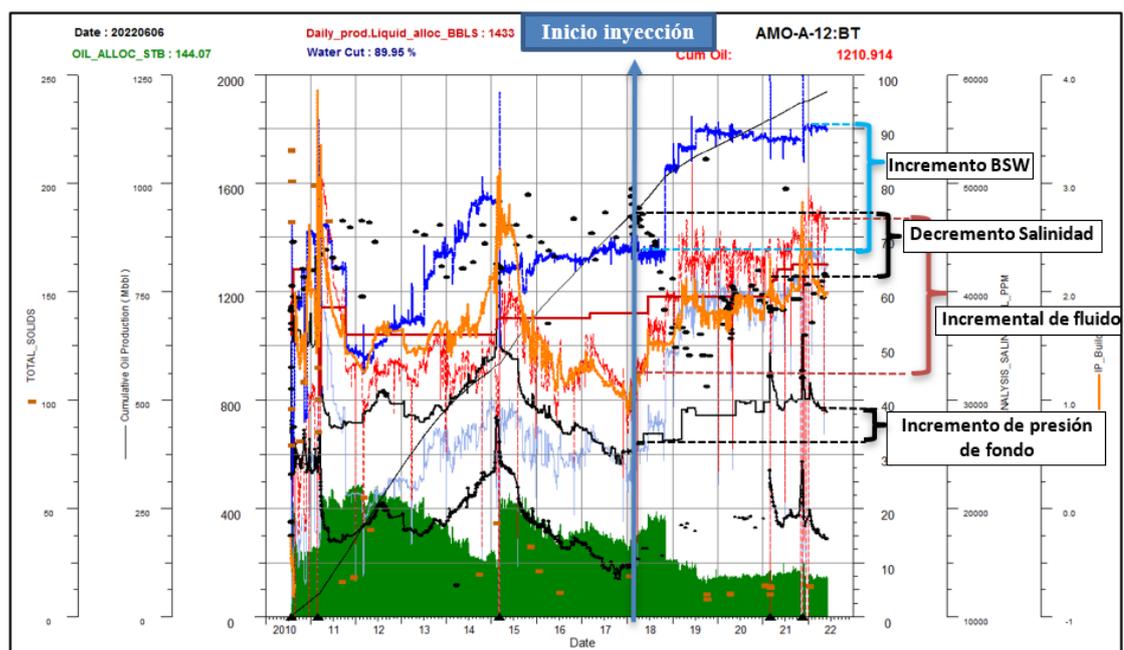


Figura 2.6 Histórico de Producción Amo A12

A continuación, se muestra la tabla comparativa de los parámetros de producción del Amo-A-12 antes del inicio de inyección con los valores actuales.

Tabla 2.1 Parámetros de producción pozo Amo A12

Parámetro	Inicio inyección (06-02-2018)	Fecha actual (31-05-2022)	Diferencia
Caudal de fluido (bfpd)	800	1445	645
Corte de agua (% BSW)	60	89.85	29.85
Salinidad de agua (ppm NaCl)	46,000	40,590	-5410
Índice de productividad (bls/psi)	1.17	1.99	0.82
Presión de fondo fluyente (psi)	615	821	206

2.1.3 Seguimiento de parámetros de producción pozo productor Amo A4

El análisis del comportamiento de producción del Amo-A-4 indica la posibilidad que el canal de arena donde se encuentra ubicado estaría conectado con el canal del pozo productor Amo-A-12 y el pozo inyector Amo-A-11.

La presión de fondo observada en el Amo-A-4 muestra un comportamiento incremental a partir del inicio de la inyección, lo cual soporta la hipótesis de la conexión entre los canales (Figura 1.5). De ser así, el agua de inyección del Amo-A-11 se estima irrumpió en el pozo sin decrementar la salinidad del agua de producción dado un incremento de BSW y presión de fondo (22/04/2019).

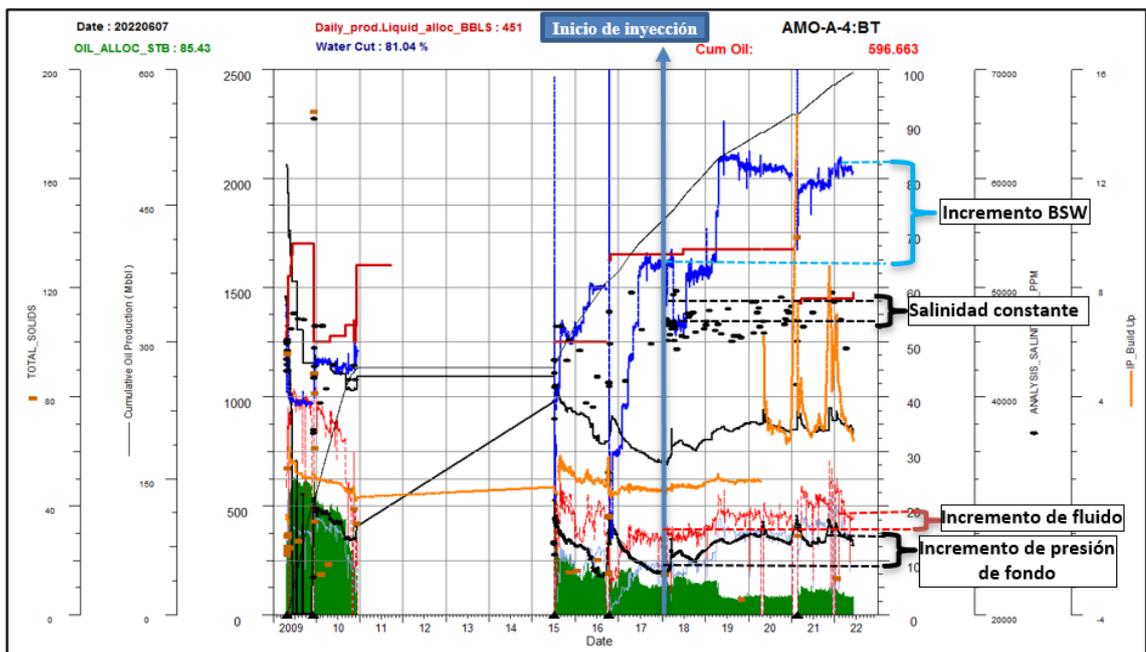


Figura 2.7 Histórico de producción pozo Amo A4 BT.

A continuación, se muestra una tabla comparativa de los parámetros de producción antes del inicio de la inyección con los últimos valores registrados.

Tabla 2.2 Parámetros de producción pozo Amo A4

Parámetro	Inicio inyección (06-02-2018)	Fecha actual (31-05-2022)	Diferencia
Caudal de fluido (bfpd)	262	451	189
Corte de agua (% BSW)	58.4	81.1	22.7
Salinidad de agua (ppm NaCl)	46,942	48,675	1733
Índice de productividad (bls/psi)	0.38	4.55	4.17
Presión de fondo fluuyente (psi)	615	900	285

2.1.4 Tasa de sustitución de volumen (Voidage Replacement Ratio - VRR)

Para los procesos de mantenimiento de energía en yacimientos, como la inyección de fluido, la tasa de sustitución de volumen (VRR) representa un factor de vigilancia, no sólo para los cálculos de balance de fluidos (inyección vs Producción) sino también por su relación con la tasa de disminución o aumento de energía del yacimiento (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). El cálculo de la tasa de remplazo entre el inyector Amo-A-11 y los productores Amo-A-12 y Amo-A-4 se calcula:

Ecuación 2.1 Cálculo de Tasa de Sustitución de volumen

$$VRR = \frac{q_{ainj} \times B_w}{(q_{oprod} \times B_o) + (q_{ainj} \times B_w)}$$

Donde:

q_{ainj} : Caudal de inyección de agua (bapd)

q_{oprod} : Caudal de producción de petróleo (bppd)

B_w = Factor volumétrico del agua (bapd)

B_o = Factor volumétrico del petróleo (bppd)

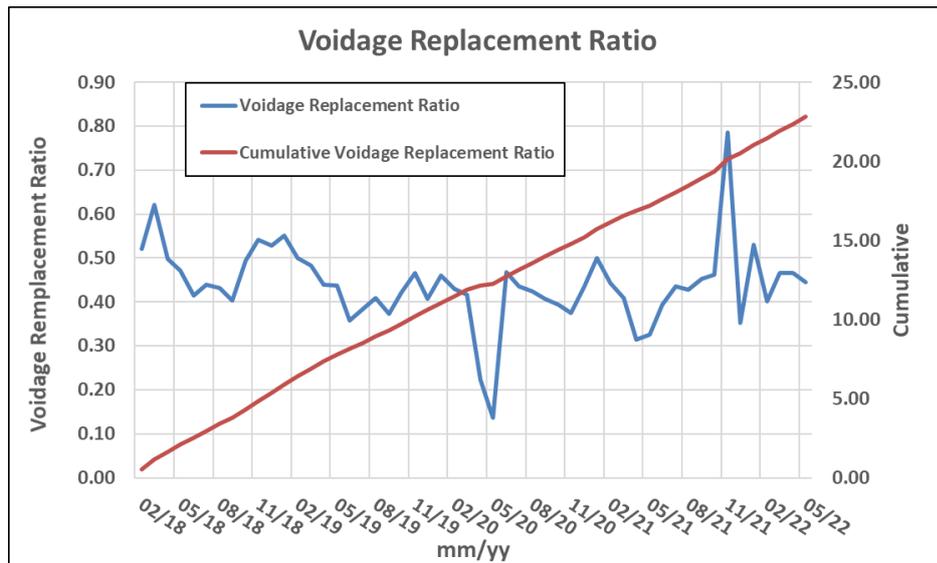


Figura 2.8 Tasa de Sustitución de Volumen entre inyector y productores.

2.1.5 Pruebas de tendencias químicas en pozos productores

El análisis del agua producida en los pozos Amo-A-12 y Amo-A-4 para condiciones de producción en superficie (200°F & 300psia) y de fondo, muestran una tendencia “Corrosiva”. Cabe mencionar que el tratamiento químico del sistema de producción en superficie es monitoreado y readecuado periódicamente para contrarrestar todas las tendencias observadas.

Tabla 2.3 Resultados de pruebas de tendencia de agua de producción

Fecha de prueba	Pozo	Tendencia actual
Diciembre-2021	Amo A-12 BT	Corrosiva
Diciembre-2021	Amo-A-4 BT	Corrosiva

2.2 Ajuste al modelo de simulación y generación de mapas de arenas

2.2.1 Modelo Estático

Dentro de los datos de ajuste para el modelo estático tenemos como datos de entradas cuatro unidades estratigráficas construidas paralelamente a las superficies de referencia M1C y Basal Tena. Estas superficies muestran estar afectadas por un salto de falla 80 pies aproximadamente (Figura 2.9).

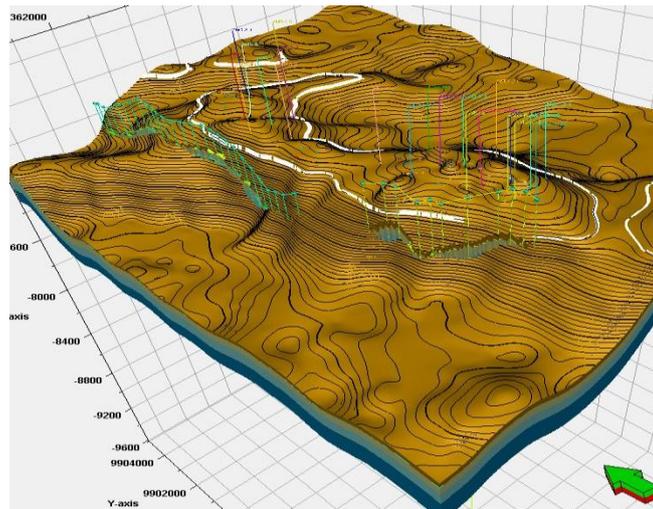


Figura 2.9 Modelo Estructural estratigráfico del Campo Amo

Las superficies estructurales muestran que el Campo Amo está compuesto por una serie de culminaciones que conforman la estructura anticlinal que entrampó hidrocarburo (figura 2.9). La línea blanca en el mapa representa al cierre estructural del yacimiento Basal Tena a -6880 pies SSTVD.

La continuidad de los canales era la mayor incertidumbre del modelo de Facies, debido a los datos de producción del pozo Amo A4 que también fue influenciado por la inyección, permitiendo evaluar adecuadamente la conexión de canales, un ejemplo el canal del Amo-A-4 del canal de los Amo-A-11 y Amo-A-12.

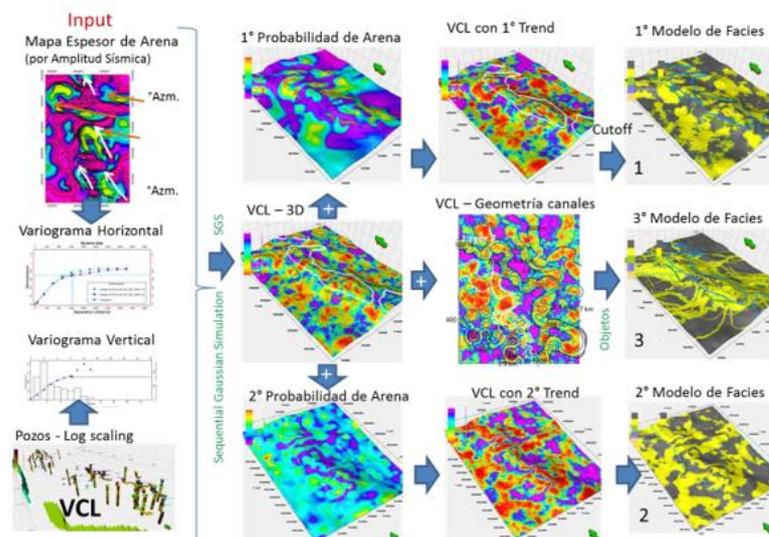


Figura 2.10 Modelo de Facies con 3 escenarios y sus datos de entrada.

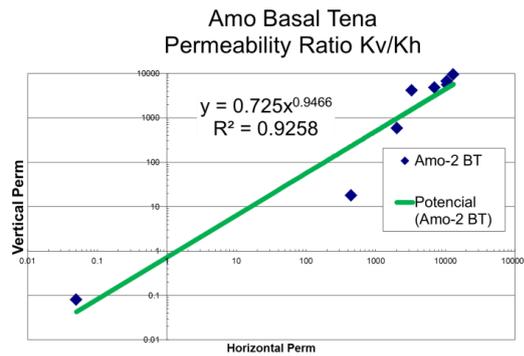


Figura 2.11 Función Distribución de Permeabilidades Campo Amo Basal Tena.

La distribución de porosidad se muestra a continuación en la tabla

Tabla 2.4 Comparación promedio de porosidad modelo 3D y registro eléctrico

Unidad	Porosidad		
	Promedio propiedad	Promedio registro	Desviación estándar
Basal Tena	0.1773	0.1699	0.0498
M1A	0.1364	0.1697	0.06
M1C	0.2245	0.2369	0.0342
Lower M1	0.1949	0.1984	0.0640

Los escenarios geológicos muestran los valores altos de permeabilidad hacia el centro de canales, valores bajos hacia los bordes de canal, y valores mínimos fuera de los canales. Se visualizan valores medios de permeabilidades, tabla 2.5

Tabla 2.5 Valores promedios permeabilidad horizontal & vertical y relación

Unidad	Permeabilidad		
	Promedio K Horizontal	Promedio K Vertical	Proporción Kv/Kh
Basal Tena	1890	728	0.38
M1A	733	433	0.59
M1C	4455	3846	0.86
Lower M1	2452	1507	0.61

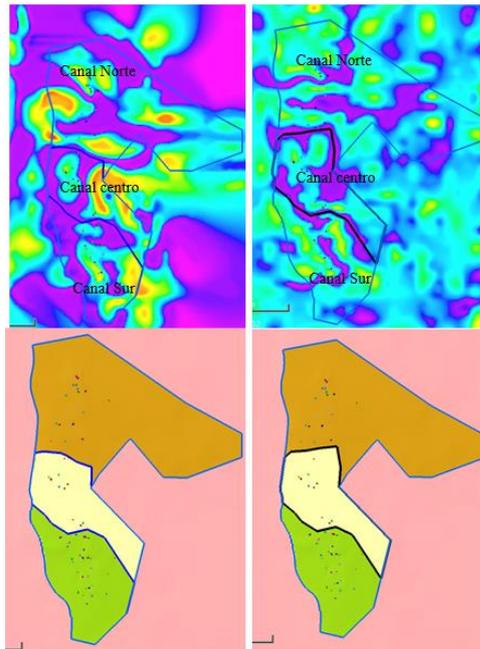


Figura 2.12 Comparación de canales en Campo Amo

Las estimaciones determinísticas de los volúmenes se encuentran en la tabla 2.6. Los escenarios 1 y 2 fueron evaluados en la simulación dinámica. El 3 que tiene un concepto de canales apilados, muestra conexiones entre ellos a lo largo de la estructura Amo, pero los datos de contactos de fluidos nos sugieren que no sería posible la conexión del canal centro con el norte y/o sur.

Tabla 2.6 Estimación de volumen 3 escenarios modelados Basal Tena.

Escen	Zones	Plataforma	Bulk volume [*10 ⁶ bbl]	Net volume [*10 ⁶ bbl]	Pore volume [*10 ⁶ bbl]	HCPV oil [*10 ⁶ bbl]	STOIIP [*10 ⁶ bbl]
1	BT	Canal Norte	367	193	34.21	25	23.79
1	BT	Canal Centro	56	26	4.50	3	3.05
1	BT	Canal Sur	299	130	21.72	16	15.12
	Total						41.97
2	BT	Canal Norte	352	199	36.27	28	25.76
2	BT	Canal Centro	59	24	4.46	3	3.11
2	BT	Canal Sur	299	182	33.75	26	23.93
2	Total						52.81
3	BT	Canal Norte	367	172	28.64	21	19.47
3	BT	Canal Centro	56	39	6.69	5	4.60
3	BT	Canal Sur	299	212	35.05	26	24.28
3	Total						48.35

2.2.2 Modelo Dinámico

2.2.2.1 Propiedades del Fluido de Yacimiento

Las propiedades de fluido de yacimiento usadas se muestran a continuación

Tabla 2.7 Propiedades de Fluido Basal Tena

Pozo	Capa	Lab.	Punzados (ft)	Fecha	Prof. Muestra	Tipo de muestra	Temp. Fm.	Pr inicia	Pb	GOR (ft3/b)
Amo-1	Basal Tena	SLB	7560-7570	oct-94	7565	de Fondo	208	3265	516	87
Amo-2	Basal Tena	SLB	7596-7608	feb-95	7608	de Fondo	195	3290	545	77

Tabla 2.8 Resumen de las muestras PVT de Amo

Pozo	Capa	Densidad Petróleo		Viscosidad Petróleo		Factor Volumétrico		°API
		Inicial (gr/cm3)	A Pb. (gr/cm3)	Inicial (cP)	A Pb. (cP)	Inicial (bbl/stb)	A Pb. (bbl/stb)	
Amo-1	Basal Tena	0.852	0.843	No inform.	No inform.	1.130	1.141	19.3
Amo-2	Basal Tena	0.897	0.890	69	47	1.086	1.094	16.6

Se puede ver que el petróleo es altamente subsaturado, con una presión de burbuja muy baja. Esto último sumado que todos los datos de presión estática registrados indican que en la práctica el yacimiento no se acerca a la presión de saturación. Por ello, el modelo, para fines prácticos es un modelo bifásico.

A partir de estos PVTs, se seleccionó para la construcción del modelo dinámico el del Amo-2, debido a que el PVT del pozo Amo-1 no dispone de viscosidades.

Tabla 2.9 Asignación de Propiedades del PVT del pozo AMO-2 al modelo

GOR	Presión	Factor Volumétrico	Viscosidad
MSCF/STB	psi	RB/STB	cP
0	15	1.049	53.5
0.019	100	1.065	45.8
0.033	200	1.075	40.5
0.045	300	1.083	36.6
0.060	455	1.098	28.5
	1000	1.093	32.1
	2000	1.084	38.8
	3000	1.075	45.5
	3226	1.073	47.1

4000	1.066	52.1
------	-------	------

2.2.2.2 Propiedades del Agua de formación

Debido a que no existía un análisis del agua, las propiedades PVT del agua fueron obtenidas por correlaciones tomando en cuenta la presión, temperatura y salinidad de esta. Los parámetros utilizados son los siguientes:

- Densidad específica: 1.02
- Bw (rb/stb) 1.021
- Viscosidad (cp) 0.384

2.2.2.3 Presión Capilar

Los perfiles de los pozos y las coronas muestran una muy pequeña zona de transición cerca del contacto agua-petróleo de pocos pies. Esto indica la existencia de presiones capilares muy bajas, las cuales son consistentes con las altas permeabilidades absolutas que muestran las arenas.

Debido a que la zona de transición es inversamente proporcional a la diferencia de densidades entre las fases, y como las dos fases tienen densidades parecidas debido a la gravedad del petróleo, podemos concluir que la presión capilar tiene una magnitud muy baja, como muestran sus datos.

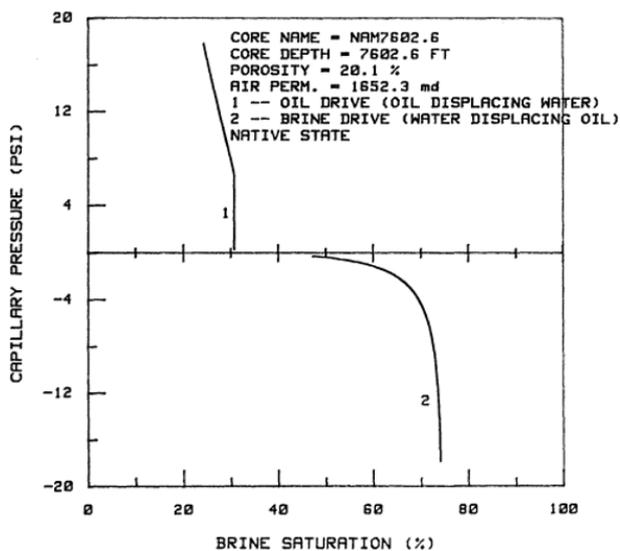


Figura 2.13 Prueba centrífuga de presión capilar del pozo AMO-2, Basal Tena.

2.2.2.4 Permeabilidades Relativas

Se estudiaron los experimentos SCAL de permeabilidad relativa realizados en coronas de estos yacimientos y se concluye que tenemos arenas mojadas por agua; si las arenas fueran mojadas por petróleo, y con la alta viscosidad de estos crudos, el corte de agua fuera más alto que el que muestran los pozos, y la recuperación de petróleo fuera mucho más baja.

En consecuencia, se decidió utilizar la permeabilidad relativa como un parámetro de ajuste, con un comportamiento bastante parecido al de flujo segregado, lo cual es consistente con la alta permeabilidad de los yacimientos.

La única prueba especial de análisis de núcleo con que se disponía es la realizada en el pozo Amo-2 a una profundidad de 7602.6 ft SSTVD.

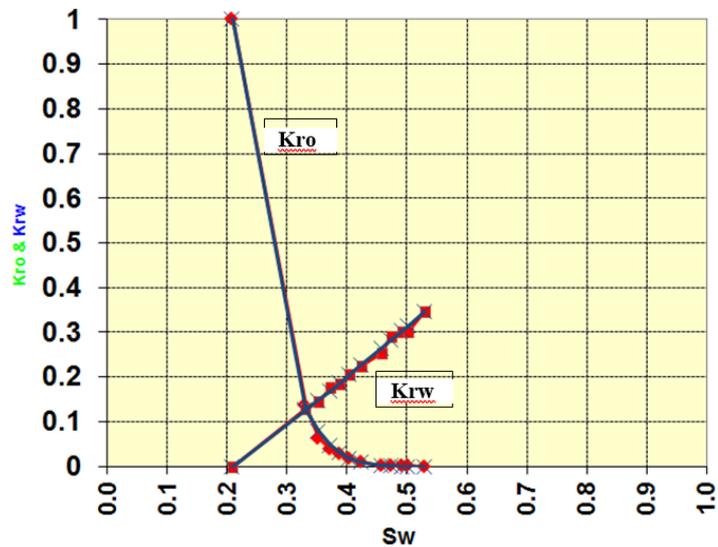


Figura 2.14 Curva de permeabilidades relativas campo Amo BT

Tabla 2.10 Curvas de Permeabilidad Relativa agua-petróleo utilizadas en el modelo de facies

Sw	kro	krw	fw	kr no	Kr nw
0.2100	1.00	0.00	0.00	1.00	0.00
0.3321	0.14	0.13	0.99	0.13	0.13
0.3535	0.06	0.15	0.997	0.08	0.15
0.3724	0.04	0.18	0.998	0.05	0.17
0.3886	0.03	0.19	0.999	0.03	0.19

0.4059	0.02	0.21	0.999	0.02	0.21
0.4240	0.01	0.23	1.000	0.01	0.23
0.4581	0.00	0.25	1.000	0.00	0.26
0.4740	0.00	0.29	1.000	0.00	0.28
0.4923	0.00	0.30	1.000	0.00	0.30
0.5026	0.00	0.30	1.000	0.00	0.31
0.5300	0.00	0.35	1.000	0.00	0.35

2.2.2.5 Modelo Consolidado

Para comparar el POES calculado por el modelo geocelular y el modelo escalado, se inicializó el modelo utilizando los datos de SCAL y PVT presentados. Además, se utilizó el valor de la prueba de presión de yacimiento BT, registrado en el DST del pozo Amo-2; 3200 psi al datum: 6833 ft SSTVD.

Tabla 2.11 Presiones y profundidad de referencia para cada canal de Amo Basal Tena

Canal	Inicio producción	OWC	Presión (psi)	Datum
		(ft - tvdss)		(ft - tvdss)
Norte	29/01/1995	6900	3200	6833
Centro	05/12/1994	6850	3200	6833
Sur	18/08/1995	6885	3200	6833

Acuíferos analíticos tipo Fetchovich fueron conectados en las capas activas que se encuentran en los límites del contacto agua petróleo, para modelar el movimiento de agua y mantenimiento de presión histórico observado en canal.

La tabla 2.12 muestra los POES resultantes para el escenario 2 y los canales, una vez hecho el ajuste histórico. Los resultados se comparan con los valores del modelo estático con error del 4% en los canales de mayor producción.

Tabla 2.12 Petróleo Original para cada canal del Modelo del yacimiento

Canal	POES	POES	Diferencia (%)
	Dinámico(MMStb)	Estático(MMStb)	
Norte	26.97	25.8	4.4
Centro	4.29	3.1	27

Sur	25.01	23.9	4.3
Total	56.27	52.8	6.1

2.3 Flujo Fraccional y métodos convencionales de evaluación inyección

Se usaron las ecuaciones de desplazamiento de fluidos inmiscibles para construir la curva de flujo fraccional, así como el uso de la metodología de Buckley-Leverett para tener una línea base con el método cualitativo de variables adimensionales.

Ecuación 2.2 Ecuaciones para flujo fraccional y Buckley-Leverett

Permeabilidad relativa del petróleo	Permeabilidad relativa del agua	Cálculo del Np
$K_{ro} = \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{Co}$	$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{Cw}$	$N_p = \frac{AL\theta(S_{wtp} - S_{wi})}{B_o}$
Saturación de petróleo antes de la ruptura	Saturación de petróleo en la ruptura	Flujo Fraccional
$S_{o\alpha} = (1 - S_{wi})$	$S_o = (1 - S_{wtp})$	$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} u_w}{k_{rw} u_o}}$
Diferencial de flujo	Tiempo de ruptura	Acumulado de inyección
$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{swp} = \frac{f_{wf}}{S_{wf} - S_{wc}}$	$t_{BT} = \frac{L * A * \phi}{5.615 * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{swp}}$	$W_i = q_i * t$
Factor de recobro por recuperación secundaria	Razón de movilidad	Eficiencia de desplazamiento
$FRS = E_D * E_A * E_V$	$M_{w,o} = \frac{k_{rw} u_o}{k_{ro} u_w}$	$E_D = \frac{(S_{wtp})_{bt} - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$

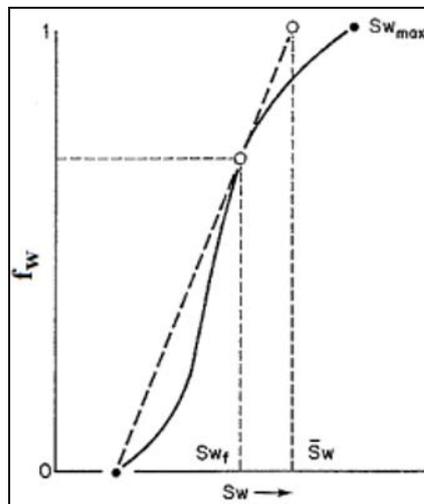


Figura 2.15 Curva de permeabilidades relativas campo Amo BT

2.4 Cálculos de eficiencia con metodología de variables adimensionales

El uso de variables adimensionales para proyectos de inyección de agua fue desarrollado por Simmons & Falls, SPE-96469-MS, en aras de describir el rendimiento de un proceso de este tipo sin hacer mayor énfasis en la influencia de las operaciones llevadas a cabo durante la evaluación de este.

Su desarrollo es en base al volumen poroso saturado de petróleo (HCPV), dado que es un parámetro que facilita convertir datos de producción e inyección acumulados en magnitudes de tipo adimensional.

2.4.1 Inyección de agua adimensional (DWI)

Relación entre el volumen de agua inyectada acumulado y volumen poroso ocupado por el petróleo (HCPV). La eficiencia de la inyección de agua cambia conforme el proceso madura, por lo que el factor DWI permite evaluar el comportamiento de otras variables como la utilidad a través de cualquier punto de madurez y el recobro de hidrocarburo.

Ecuación 2.3 Inyección de agua adimensional DWI

$$DWI = \frac{\text{Inyección de Agua Acumulada} \times B_w}{HCPV}$$

Donde: B_w = Factor volumétrico del agua

2.4.2 Factor de Recobro Adimensional (RF)

Variable que permite monitorear el comportamiento del factor de recobro a partir del inicio del proceso de inyección, siendo considerado un parámetro adimensional de producción altamente importante; a medida que el proceso crece en madurez, es decir DWI incrementa, el mencionado factor RF aumenta.

Ecuación 2.4 Factor de recobro adimensional RF

$$RF = \frac{\text{Producción Acumulada de Petróleo} \times B_o}{HCPV} \times 100$$

Donde: B_o = Factor volumétrico del petróleo

Graficando el comportamiento del RF vs DWI, la curvatura, caracteriza la eficiencia que se viene obteniendo en el proceso de inyección y la que se mantuvo en cualquier punto de este, es decir, si la curva manifiesta una pendiente pronunciada, la inyección ha sido eficiente, caso contrario si presenta una pendiente suave se infiere un proceso ineficiente y de un bajo recobro.

2.4.3 Tasa efectiva de inyección (Inj.Th) & Tasa efectiva de producción (Prod.Th)

La denominada tasa efectiva de inyección es calculada como el porcentaje o fracción del volumen poroso saturado de petróleo que fue inyectado en un año.

Ecuación 2.5 Tasa efectiva de inyección Inj.Th.

$$\text{Inj. Th} = \frac{\text{Agua Inyectada (12 meses)}}{\text{HCPV}} \times 100; \left(\frac{\% \text{HCPV}}{\text{año}} \right)$$

Esta variable denota la velocidad de inyección del agua de formación, debiendo ser monitoreada de manera continua para garantizar la tasa de inyección económica viable calculada a inicios del proyecto.

Así mismo, la tasa efectiva de producción hace referencia a la fracción de HCPV producido en un año calendario. Este dato nos proporciona luces sobre la velocidad de extracción y al ser contrastado con la tasa de inyección mencionada, faculta validar el balance del patrón de inyección

Ecuación 2.6 Tasa efectiva de Producción Prod.TH

$$\text{Prod. Th} = \frac{\text{Fluidos Totales Producidos (12 meses)}}{\text{HCPV}} \times 100; \left(\frac{\% \text{HCPV}}{\text{año}} \right)$$

2.4.4 Relación inyección-producción (IWR) y utilización (Útil)

La relación inyección – producción es calculada como el cociente entre la tasa efectiva de inyección y la tasa efectiva de producción.

Ecuación 2.7 Relación inyección IWR

$$\text{IWR} = \frac{\text{Inj. Th}}{\text{Prod. Th}}$$

En la metodología de Simmons y Falls, la utilidad del agua, es considerada como una medida de la eficiencia de inyección en la vida de un proceso de inyección para sus diferentes estados de maduración.

Ecuación 2.8 Utilización

$$\text{Util} = \frac{\text{Agua Inyectada (a X meses)}}{\text{Petróleo Producido (a X meses)}}; \left(\frac{B_w}{B_o}\right)$$

Este parámetro puede ser calculado también como el inverso de la pendiente en la curva RF vs. DWI, siendo estimado en un periodo entre 3 meses a 1 año dependiente del tiempo de respuesta que muestre el campo en evaluación.

2.4.5 Razón de Producción de petróleo (OPR)

Es la relación entre el factor de recobro de un arreglo a una madurez de proceso dada y el factor de recobro del pronóstico, en base a un comportamiento ideal en al mismo punto de madurez analizado.

Ecuación 2.9 Razón de Producción de petróleo OPR

$$\text{OPR} = \frac{\text{RF sec del patrón}}{\text{RF sec pronóstico}} @ \text{DWI}$$

Siendo entonces que valores mayores a 1 indicarían que el arreglo de inyección ha excedido el factor de recobro estimado, infiriendo alta eficiencia de inyección.

2.4.6 Evaluación del piloto mediante metodología de variables adimensionales.

El análisis conjunto de los gráficos que se describen a continuación será de gran utilidad para la identificación de factores que disminuyan la eficiencia.

- FR vs DWI compara el factor de recobro secundario en el arreglo de pozo en función del HCPV inyectado, teniendo un proceso deficiente cuando el DWI es alto y el RFsec es bajo, dado que requieren altos volúmenes porosos de inyección para obtener respuesta positiva en la producción.

- Útil vs DWI permite conocer la cantidad de barriles de agua requeridos para producir un barril de hidrocarburo. Se busca un valor de utilización menor o igual a 1, sin embargo, se pueden alcanzar mayores por la heterogeneidad del reservorio y condiciones de operación.

El valor máximo de utilización es alcanzado al inicio de la inyección, durante el llenado; la utilización disminuye alcanzando su mínimo antes de la ruptura en los productores, teniendo así luego de esta, un incremento gradual del BSW, incrementando la utilización y disminuyendo la eficiencia de inyección.

- Inj Th vs Útil, permite ver la relación entre la eficiencia de proceso de inyección actual y la velocidad de inyección en un año determinado. Una baja utilización a la mayor tasa de inyección posible denota un buen desempeño del proceso.
- IWR vs Útil, establece la relación entre la cantidad de agua inyectada y de fluidos producidos. Si $IWR > 1$ se asume pérdidas en una porción del volumen inyectado, aumentando la utilización del agua.

Si $IWR < 1$ la eficiencia de inyección es mejor (mayor producción de fluidos en relación con el agua inyectada), sin que sea garantía de baja utilización dado que este último depende de petróleo que se produce.

- OPR vs DWI, si la $OPR > 1$, el rendimiento se encuentra por encima del esperado al inicio de la inyección, teniendo así que a medida que la inyección incrementa, el valor de OPR decrementa, indicando un bajo rendimiento deseado.

2.5 Análisis de curvas de Chan (productores)

Para evaluar la intrusión de agua en los pozos productores del presente proyecto se analizarán las tendencias de las curvas de Chan, SPE-30775-MS.

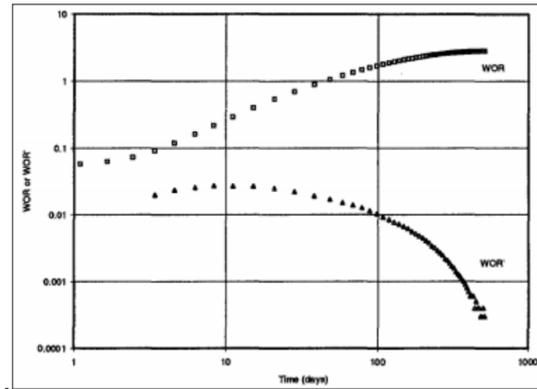


Figura 2.16 Curva tipo de Chan para diagnóstico de conificaciones.

2.6 Análisis de Sensibilidades y comparativas con las curvas de declino

2.6.1 Pozo productor Amo A12

La Figura 2.17 muestra los resultados de producción obtenidos. Las áreas de colores muestran el perfil de producción base (sin inyección) y las líneas de color azul muestran los datos reales de producción obtenidos hasta el 31/05/22.

La disminución de producción de diciembre 2021 es consecuencia de la fuerza mayor decretada debido a la paralización de los oleoductos de (SOTE y OCP).

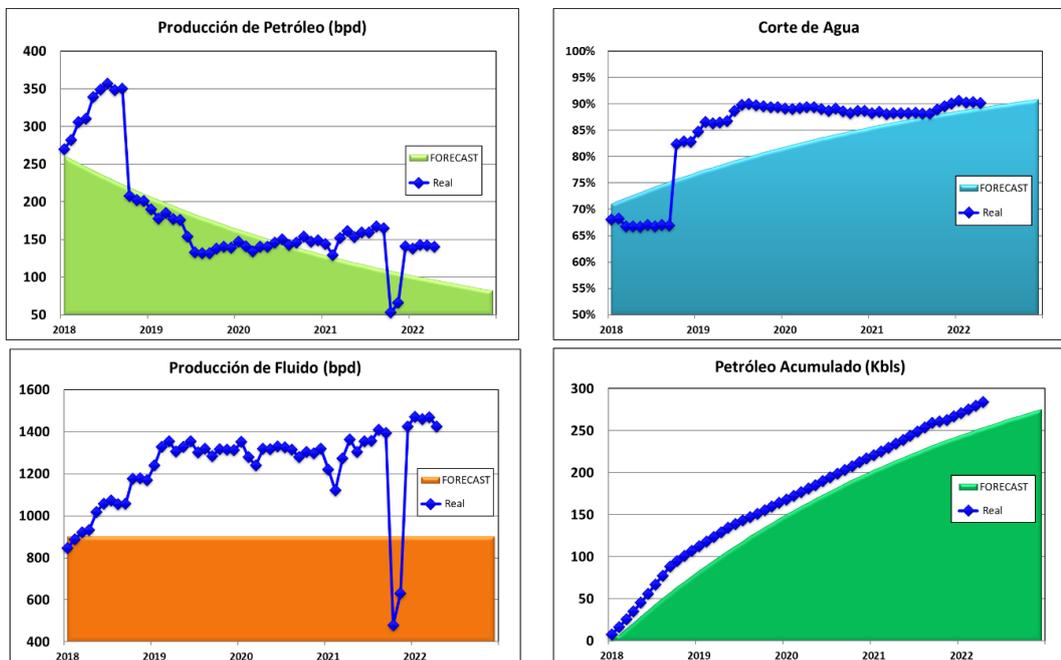


Figura 2.17 Seguimiento de producción pozo AMO-A-12, yacimiento Basal Tena.

2.6.2 Pozo productor Amo A4

El monitoreo continuará del comportamiento del pozo, sin embargo, el impacto en la inyección se aprecia positivo, ya que se está produciendo por encima de la curva base de producción estimada antes del inicio de la inyección (Figura 2.18).

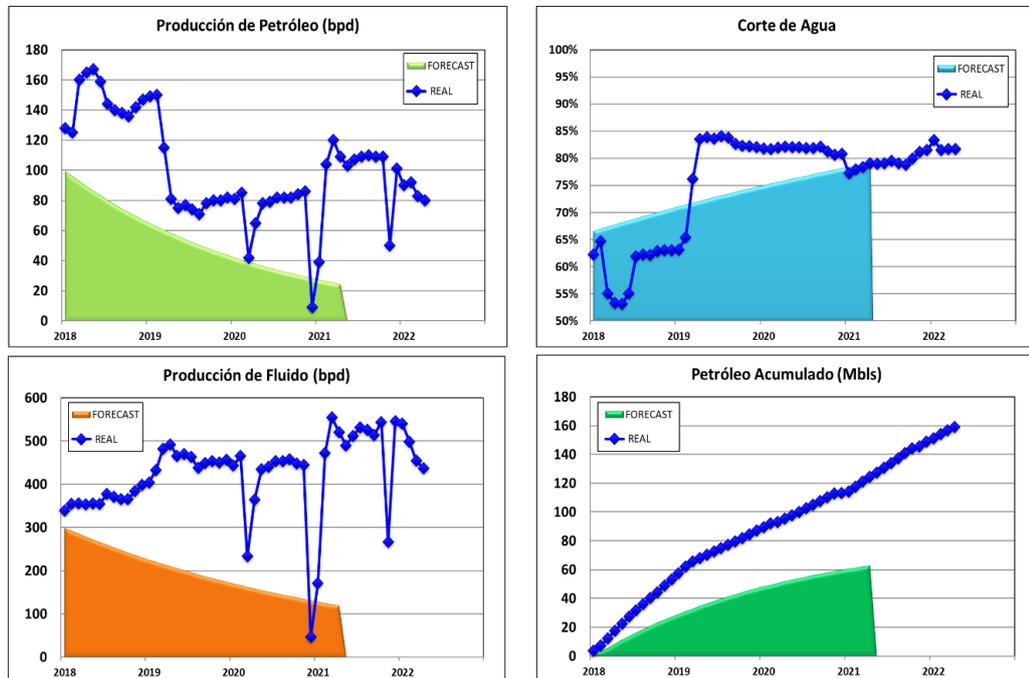


Figura 2.18 Seguimiento de producción pozo AMO-A-4-RE1, Basal Tena.

2.7 Estimación de EUR método gráfico

Se estimará las reservas recuperables a través del análisis e interpretación del comportamiento del WOR mediante el método de Blasingame, SPE-77569-MS, el cual extrapola el valor máximo de WOR producible para determinar el EUR.

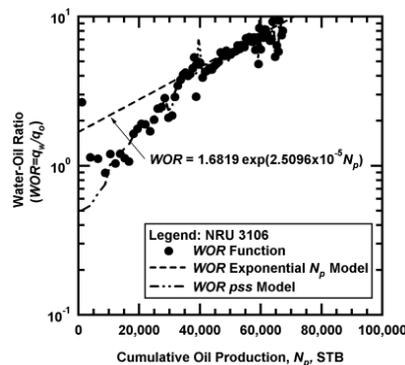


Figura 2.19 Curva tipo WOR vs NP para cálculo de EUR.

2.8 Evaluación Económica del Proyecto

2.8.1 Inputs técnicos

Los inputs técnicos incrementales para el periodo diciembre 2017 a diciembre 2022 (finalización del contrato) son:

Reservas	MbIs	0,098
Fluido	MbIs	0,527
Consumo interno	MbIs	0,002
OPEX Variable	M\$	0,286
CAPEX WO	M\$	0,289

Figura 2.20 Input técnico evaluación económica piloto de inyección

- Consumo interno: 3.73 barriles de crudo por cada 1,000 barriles de fluido.
- Opex variable: 0.0366 \$ por barril fluido + 2.7147 \$ por barril petróleo.
- Tarifa de servicios definitiva para el 2017: 37.24 \$/bbl.
- Inflación Opex: 0% hasta el 2020 y 2% en adelante.
- Resultados están expresados:
 - Working Interest: 35%
 - 01 de enero de 2017.
 - Tasa de descuento: 11.17%.
- Se asume que si bien, la producción incremental es atribuible a una recuperación secundaria, el ingreso adicional se valora de acuerdo con la tarifa base del Bloque operador.
- Se asume también que 40 k\$ (del Capex total de 289k\$) que corresponden a instalaciones de superficie serán utilizados del presupuesto de ISUP. De otra forma sería necesario realizar una reforma presupuestaria para inversiones adicionales no contempladas.

2.8.2 Perfil de producción

El perfil de producción para el pozo Amo A12 se presenta a continuación:

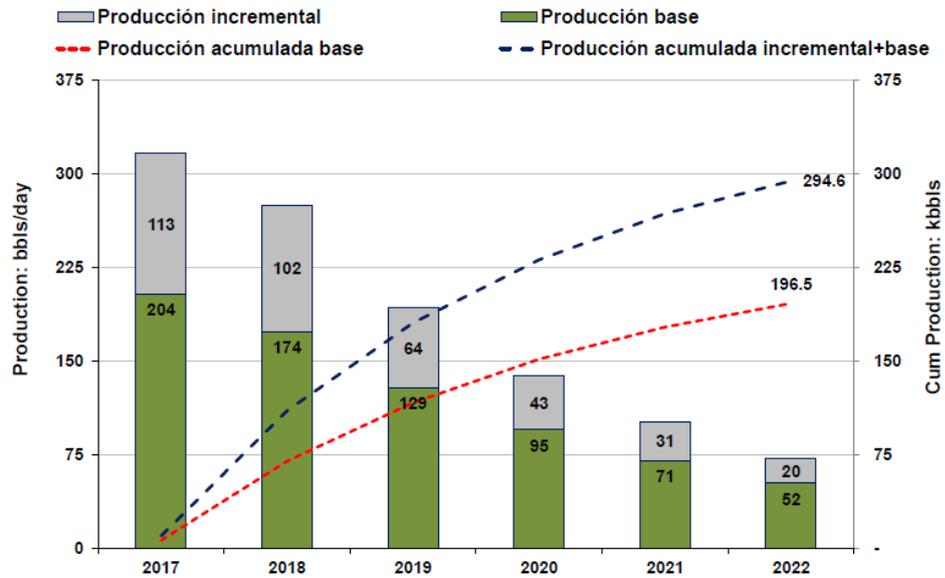


Figura 2.21 Perfil de producción pozo Amo A12.

2.8.3 Flujo de caja y VAN

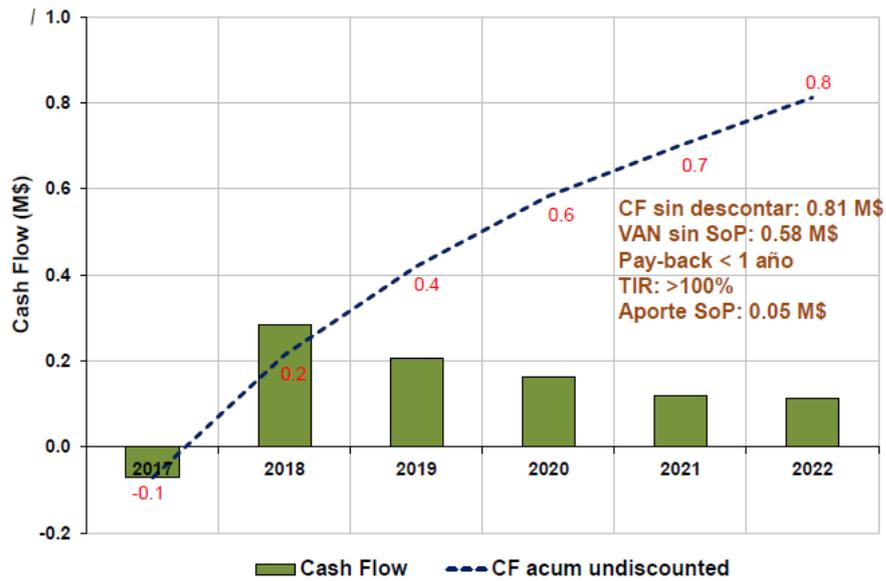


Figura 2.22 Flujo de caja piloto de inyección de agua.

2.8.4 Sensibilidades

Bajo los escenarios analizados, la evaluación económica tiene un resultado positivo:

- VAN (neto) 0,58 M\$ @1.1.2017 WACC: 11,17%.

- De acuerdo con el anterior análisis realizado en marzo del 2017, se ve una disminución de 0,2 M\$ en el valor del VAN esto es debido a un cambio de fechas de inicio del proyecto (de marzo a diciembre del 2017); asimismo un aumento en los costos de trabajos de workover del orden de 0.1M\$.
- El gráfico araña muestra que el proyecto es mucho más sensible a una variación en precio y producción que a una variación en Opex y Capex.

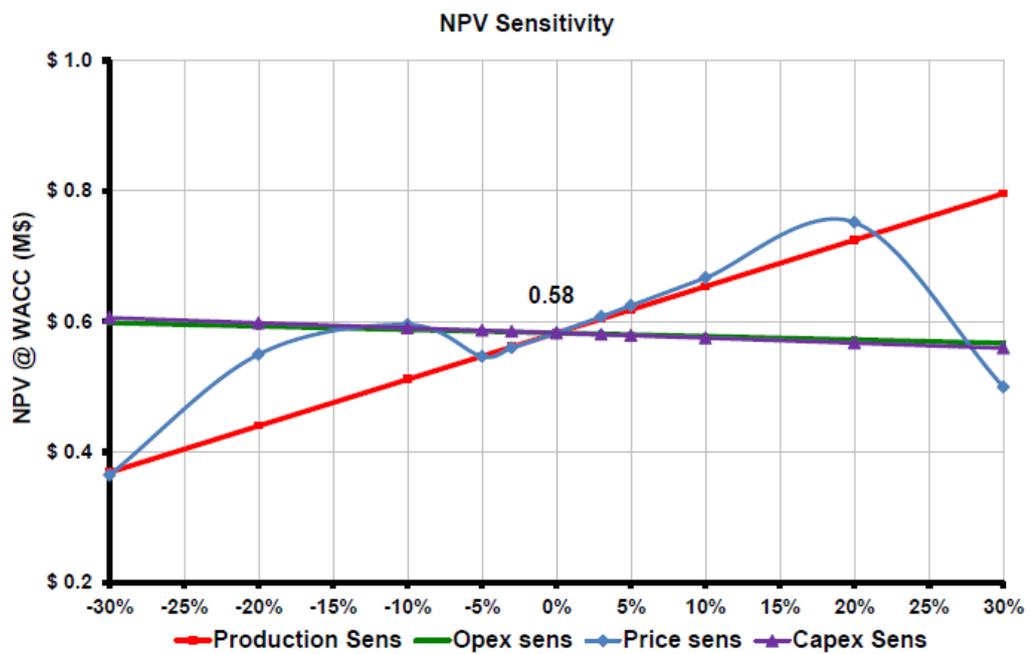


Figura 2.23 Sensibilidades Valor actual neto piloto inyección de agua.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Mapa Neto de Arena y área de influencia del proyecto

Se realizó la actualización del mapa estructural y neto de la arena, yacimiento Basal Tena, donde producto de la simulación y seguimiento al proceso de inyección se estableció la conexión del canal estratigráfico (A & B) entre los pozos productores Amo A12/A4 y el inyector Amo A11.

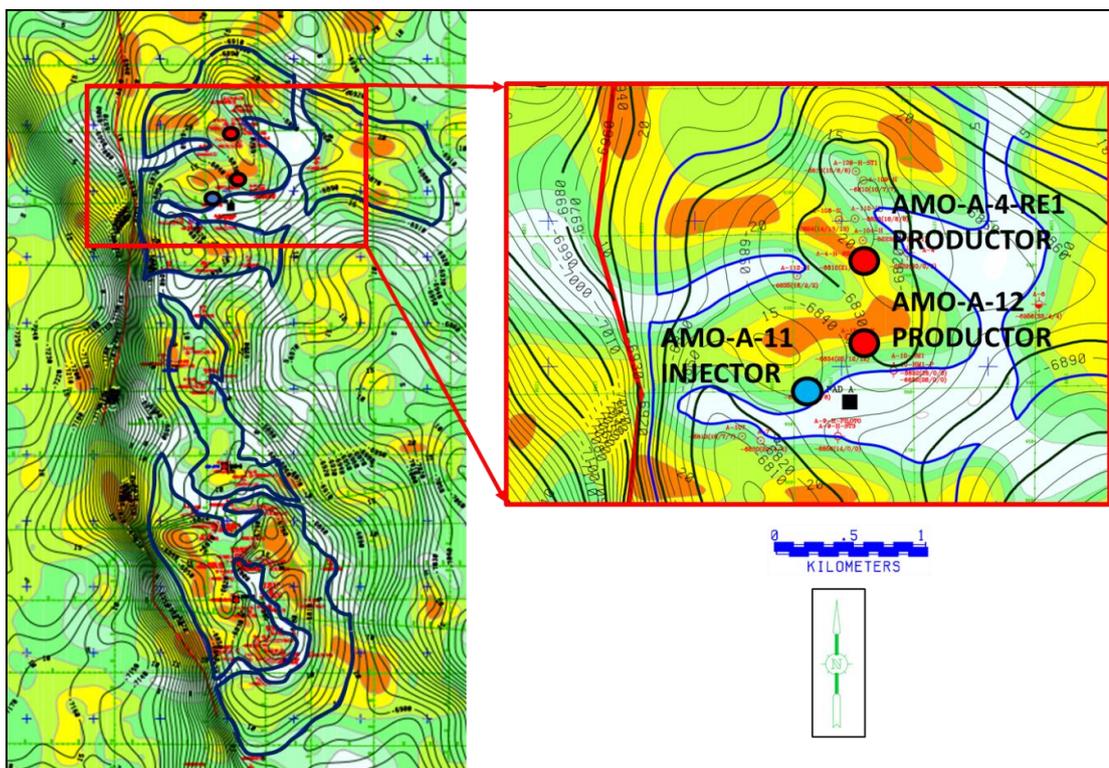


Figura 3.1 Mapas Estructural y neto de arena actualizado, Basal Tena.

3.2 Flujo Fraccional y evaluación mediante Buckley-Leverett.

La evaluación de la curva de flujo fraccional y la aplicación del método de Buckley y Leverett permitieron tener los primeros resultados bajo las consideraciones de este, obteniendo eficiencias bajas, excepto la eficiencia areal, con un factor de recobro secundario a la ruptura del 1.56% en el pozo Amo A12 (más cercano).

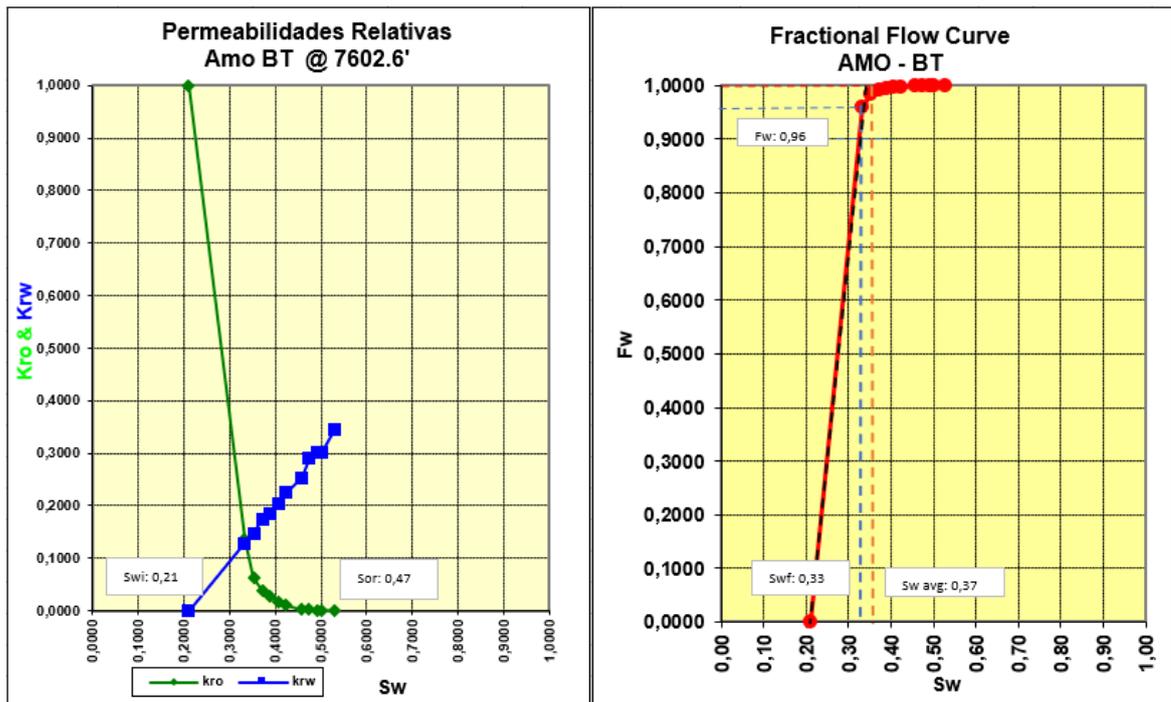


Figura 3.2 Mapas Estructural y neto de arena actualizado, Basal Tena.

Tabla 3.1 Tabla resultados evaluación métodos convencionales

PARAMETROS Y RESULTADOS	VALOR
Saturación de agua del frente: Swf	Swf = 0.33
Flujo fraccional en el frente: fwf	Fwf = 0.96
Saturación de agua en el rompimiento: Swp	Swp = 0.37
Petróleo recuperado hasta el rompimiento (Np)	Np = 712783
El diferencial de flujo	df = 8
Tiempo de ruptura pozo Amo A12	tb= 144
Tiempo de Ruptura pozo Amo A12	tb= 325
Eficiencia de Desplazamiento	Ed= 0.1519
Eficiencia de barrido areal	Ea= 0.79
Eficiencia de barrido vertical	Ev= 0.13
Factor de recobro secundario	FRsec= 1.56%
Razón de Movilidad agua-petróleo	Mw,o= 448
Reservas por recuperación secundaria (Increm)	Rsec= 401856
Volumen acumulado de inyección	Wi= 172800

3.3 Resultados evaluación mediante variables adimensionales

3.3.1 Cálculos con variables adimensionales

Siguiendo la metodología de Simmons & Falls, se creó las hojas de cálculo mediante excel para graficar las curvas de evaluación. En la tabla 3.2 se puede ver un ejemplo de datos y cálculos puntuales a tiempos distintos de inyección.

Tabla 3.2 Tabla ejemplo resultados evaluación método Simmons-Falls

AMO B11 BT WI			VAR. ADIN	AMO A12 BT			AMO A4 BT		
Date	WATER _BBL	Cum Water Inj	DWI	Cum Oil Production	Cum Water Productio	RF AA12	Cum Oil Production	Cum Water Production	RF AA4
11/2/2018	833	175633	0,0064	1015246	1813320	0,3415	477606	458588,2	0,1557
2/6/2019	876	256108	0,00934	1034654	1906801	0,4173	491333	481848	0,2094
2/7/2019	771	256879	0,00937	1034859	1907777	0,4181	491485	482102,3	0,21
2/8/2019	944	257823	0,0094	1035065	1908754	0,4189	491638	482356,8	0,2106

VARIABLES ADIMENSIONALES						VAR. CALC.			VAR. ADIN	VAR.CAL	VAR. AD
RF SEC	UTIL AA12	UTIL AA4	Inj. Th	Prod.Th	IWR	FR AA12 Pron	FR AA4 Pron	FR SEC Pron	OPR	Increme ntal acumul	UTIL
0,4972	2,0096	4,4064	0,6273	1,2969	0,48368	0,254	0,09	0,344	1,44611	147861	1,3801
0,6267	2,3979	4,7794	0,9147	1,8321	0,49924						1,5968
0,6281	2,4005	4,7802									1,598
0,6295	2,4047	4,7842									1,6003

3.3.2 Factor de Recobro secundario vs Inyección de agua convencional

El gráfico resultante muestra buena pendiente al inicio de la inyección, lo que denota la mejor eficiencia del proceso previo a la ruptura alcanzada cuando se inyectaron (desplazaron) 0.0064 volúmenes porosos saturados con petróleo.

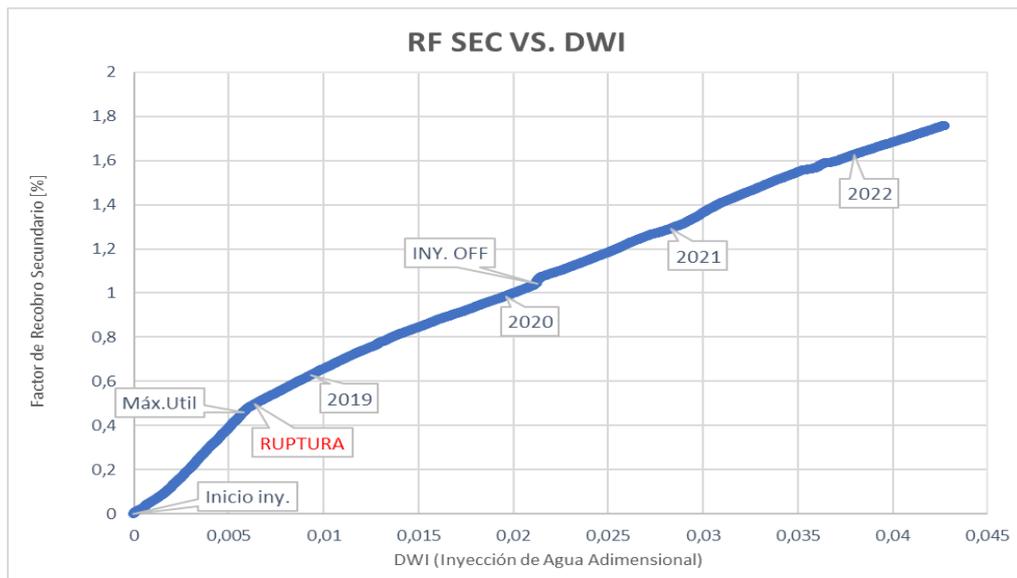


Figura 3.3 Gráfica Factor de Recobro secundario vs Inyección de agua adimensional.

La eficiencia del proceso decae a medida que se inyecta mayor cantidad de volumen poroso saturado de hidrocarburo, producto de una menor pendiente de curva, que se ve influenciada por puntos de cierre de inyección.

3.3.3 Utilización vs Inyección de agua adimensional.

El pico de utilización inicial de agua se da por el efecto de llene posterior al inicio de la inyección, teniendo así, la máxima eficiencia en el punto previo a la ruptura por la baja cantidad (utilización) de agua usada para producir un barril de petróleo a una baja cantidad de volumen poroso inyectado. El gráfico muestra cualitativamente una reducción en la pendiente de la curva de utilización.

Después del cuarto año de inicio de inyección se evidencia una utilización de 2.6 barriles de agua inyectados por barril de petróleo producido desplazado con inyección, siendo aún eficientes pese a las condiciones del reservorio.

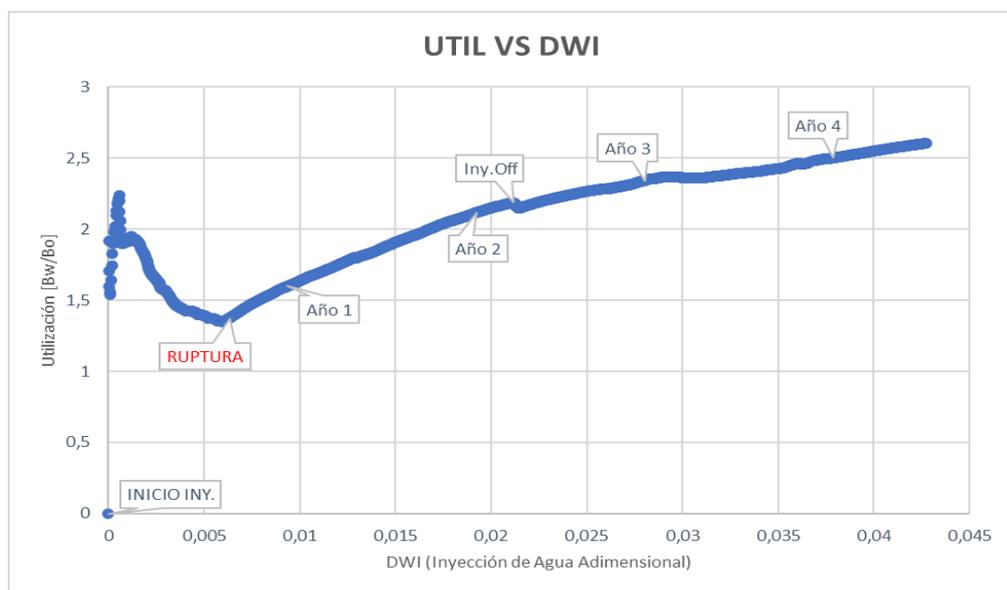


Figura 3.4 Gráfica Utilización de agua vs Inyección de agua adimensional.

3.3.4 Tasa de inyección efectiva vs Utilización de agua.

La curva de inyección efectiva nos muestra una baja fracción de inyección de volumen poroso en el primer año con una utilización baja, la línea de tendencia de los puntos tiene un comportamiento exponencial, lo que es un buen indicativo de mantener estable una utilidad de agua relación 5 a 2 [bbl agua inyectado/ bbl petróleo producido], a medida que incrementa el volumen poroso anual inyectado en el reservorio.

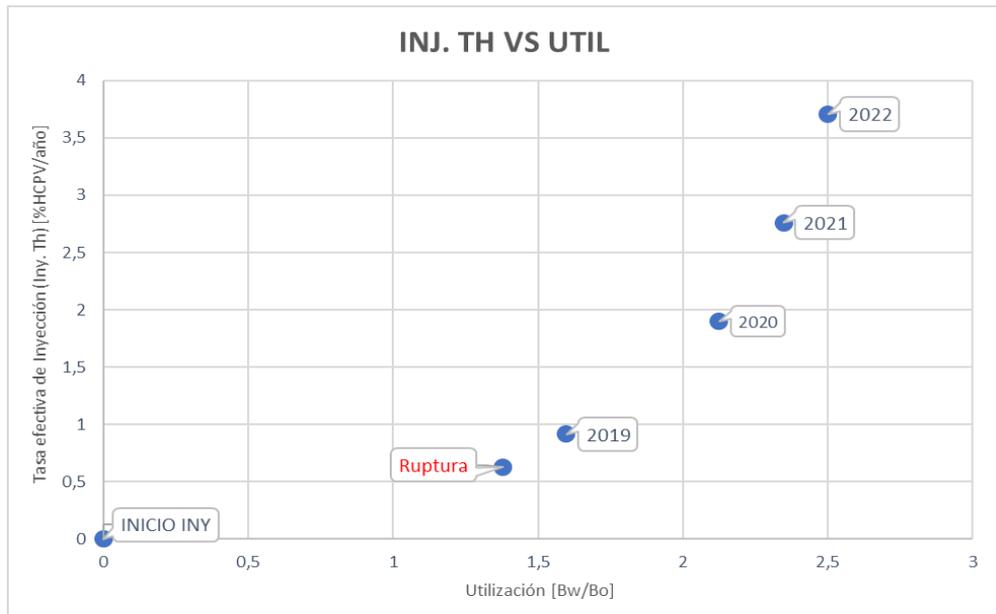


Figura 3.5 Gráfica Tasa efectiva de inyección vs Utilización de agua

3.3.5 Relación inyección-producción vs Utilización de agua.

La curva relación de inyección-producción nos muestra valores menores a 1 para todos los años del proceso lo que nos muestra eficiencia del proceso a nivel del patrón de inyección línea directa, dado que estamos produciendo mayor cantidad de fluidos a la del inyectado, manteniendo presión en la arena Basal Tena; a medida que crece la utilización del agua, normal en estos procesos.

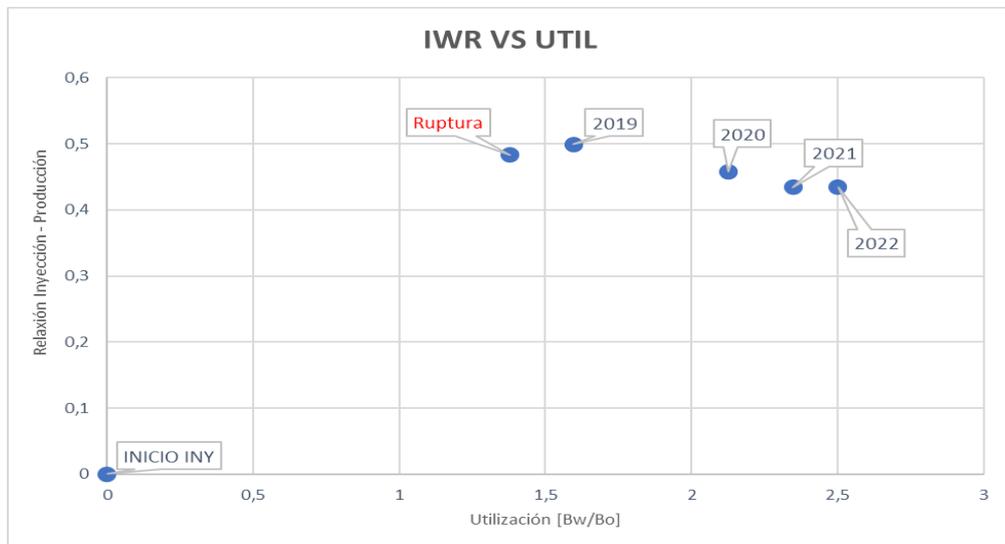


Figura 3.6 Gráfica Tasa efectiva de inyección vs Utilización de agua

3.3.6 Razón de producción de petróleo vs Inyección de agua adimensional

Para todos los años de inyección desde el inicio del proceso, la razón de producción de petróleo es mayor a 1 lo que indica que el recobro secundario ha sido mayor que el estimado, por lo que a medida que la inyección de la fracción de volumen poroso saturado con hidrocarburo incrementa, proceso normal, la razón de producción de petróleo tiende a la baja.

Se puede evidenciar que si incrementamos el caudal de inyección (mayor fracción HCPV inyectados) la pendiente de la curva incrementa; caso contrario como se espera, la pendiente decrementa, tendiendo a perder eficiencia.

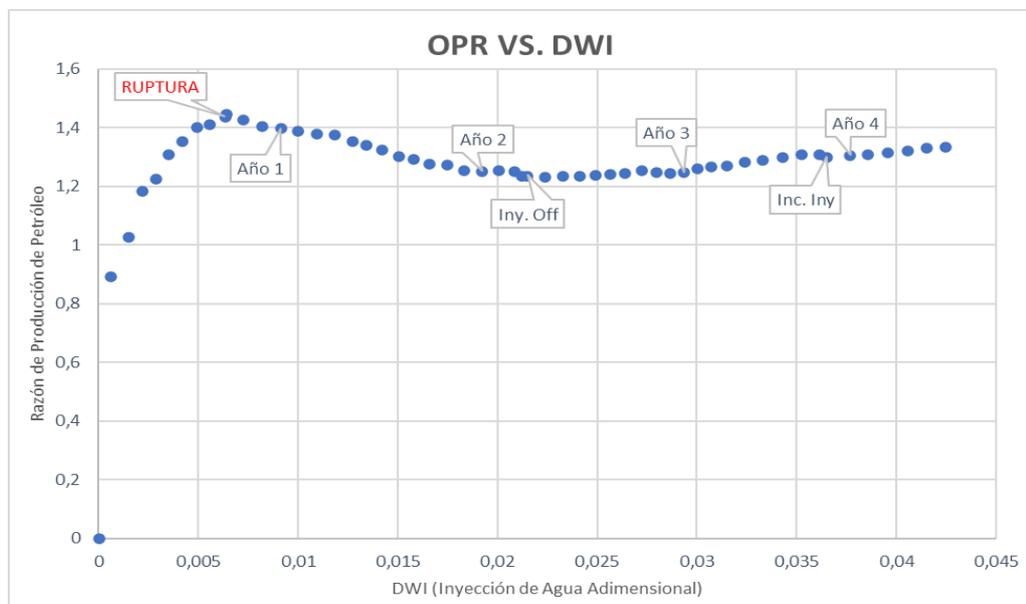


Figura 3.7 Gráfica Razón de producción de petróleo vs Inyección de agua adimensional

A manera de referencia, se construyó la curva de incremental de petróleo vs el acumulado de inyección de agua, el cual nos muestra una baja pendiente antes de la ruptura, y a medida que el acumulado de agua inyectado incrementa, la pendiente de la curva lo hace consigo, hasta evidenciar un comportamiento cuasi lineal, solo siendo afectado por los cierres de inyección o incremental de caudal de inyección.

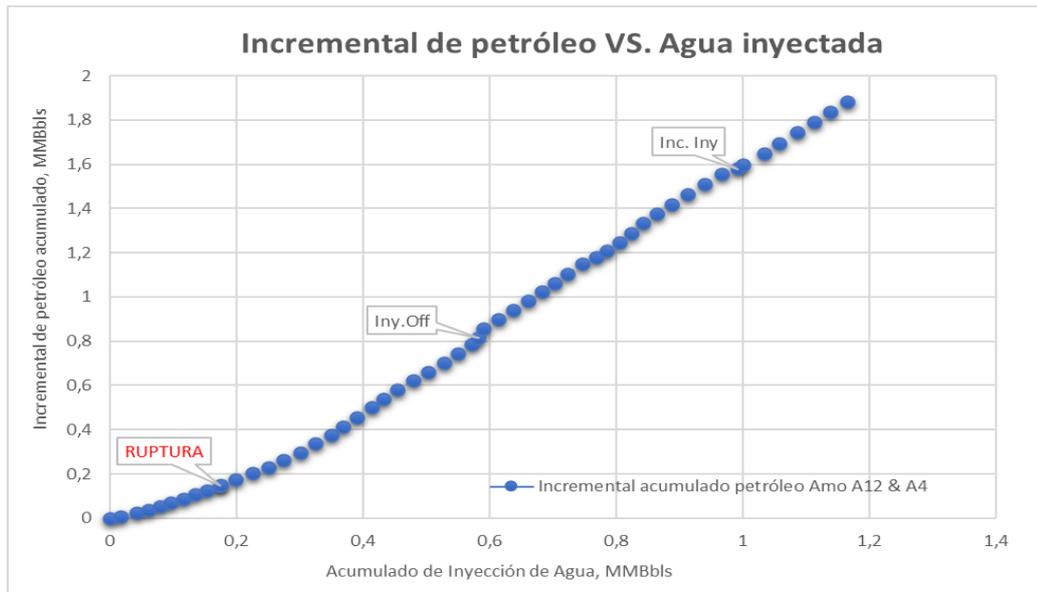


Figura 3.8 Gráfica Incremental de petróleo vs Agua inyectada

3.4 Análisis de curvas de Chan.

La gráfica nos muestra una conificación inicial del agua hasta que la pendiente de la derivada se hace cero a los 800 días de producción (inicio 24/07/2010), posterior se muestra estabilidad, para al momento de la ruptura a los 3023 días (2/11/18) un cambio de pendiente que indica conificación tardía en lo posterior.

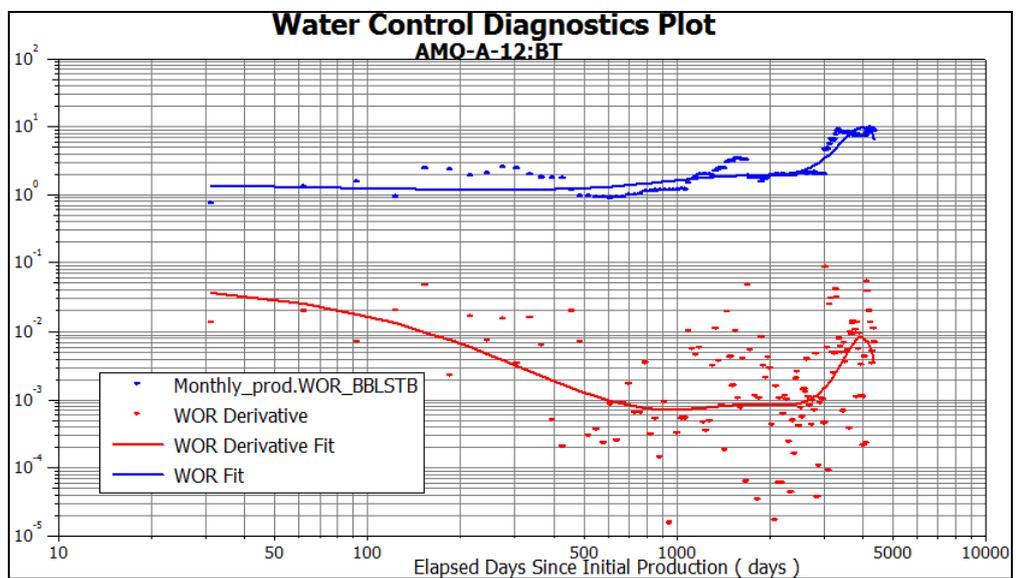


Figura 3.9 Gráfica Curva de Chan Amo A12

La gráfica nos muestra una conificación inicial temprana del agua hasta que la pendiente de la derivada se hace cero a los 300 días de producción (inicio 21/04/2009), posterior se muestra estabilidad, para al momento de la ruptura a los 3653 días (22/4/19) un cambio de pendiente que indica conificación tardía en lo posterior o desplazamiento normal con altos cortes de agua.

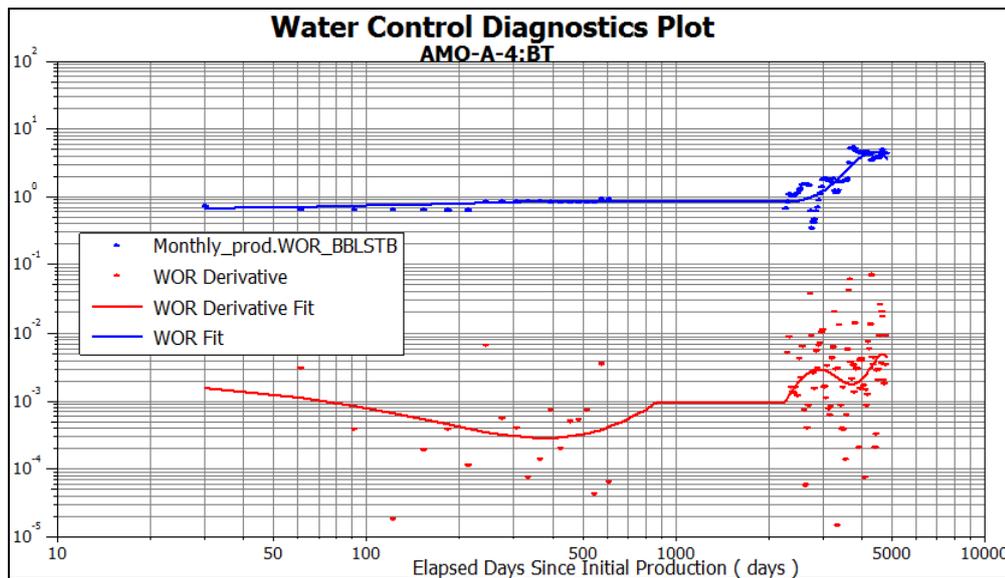


Figura 3.10 Gráfico Curva de Chan Amo A

3.5 Análisis de curvas de declino y sensibilidades.

3.5.1 Declino y sensibilidades Amo A12

Para el pozo Amo A12, la declinación es de tipo exponencial, siendo el límite económico una producción de 10 bopd en el campo, a la fecha tiene un N_p 1214.62 Mbbls, lo que se traduce en un EUR de 1714.66 Mbbls de petróleo para el 31/08/2050, a la tasa de producción actual. El declino anual exponencial es de 8.85337% y reservas de 500.044 Mbbls.

Se espera el corte de agua vaya incrementando en el tiempo, por lo que el mantenimiento de presión de la arena dada la presión baja de BT es fundamental para alcanzar estos valores.

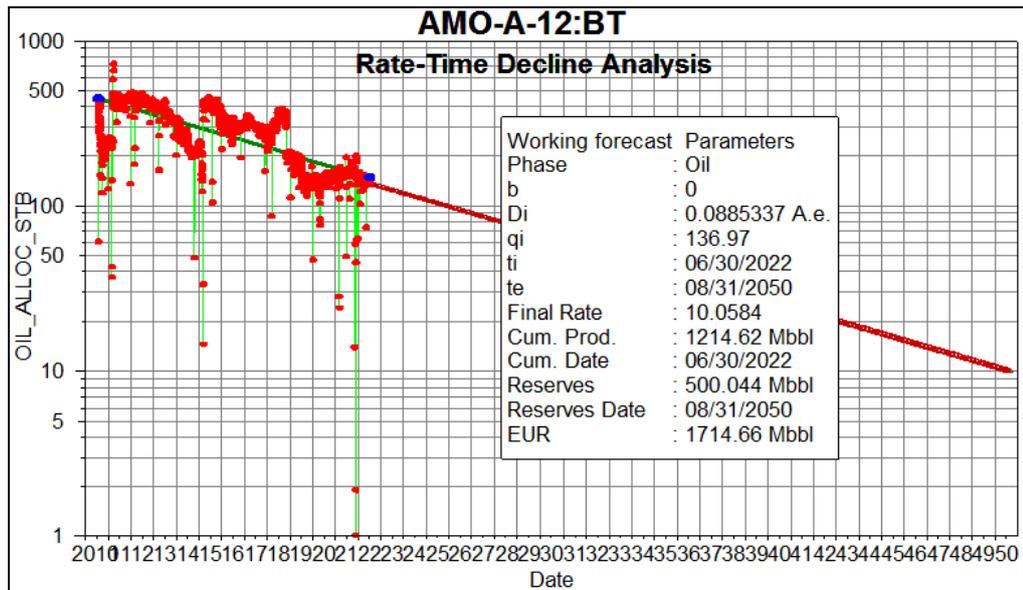


Figura 3.11 Gráfico Curva de Chan Amo A

Se trabajaron las sensibilidades para 3 caudales de producción con el siguiente input en base a la curva de declino base en excel, tomando en consideración caudales mínimo, actual y máximo con el mismo tipo de serie y equipo BES, obteniendo la fecha al límite económico y al agotamiento para los 3 casos.

Tabla 3.3 Tabla input para análisis de sensibilidades y estimación de recursos Amo A12

Fill: Input data boxes				
	1C	2C	3C	
Fluido inicia	1174,03	1283,25	1386,25	
BSW inicial	85,78%	85,78%	85,78%	
Petroleo	125,2103	136,8586	147,84356	
Declino anu	8,85%	8,85%	8,85%	
Dmin	8,0%	8,0%	8,0%	
b	0	0	0	
Restricciones (10 bopd min)				
Limite BSW	99,02%	99,10%	99,17%	
Fecha arran	1/6/2022	1/6/2022	1/6/2022	
	1C	2C	3C	
Lim económico.	30/9/2048	30/9/2048	30/9/2048	11,51
Agotamiento	30/6/2075	30/6/2076	30/4/2077	1

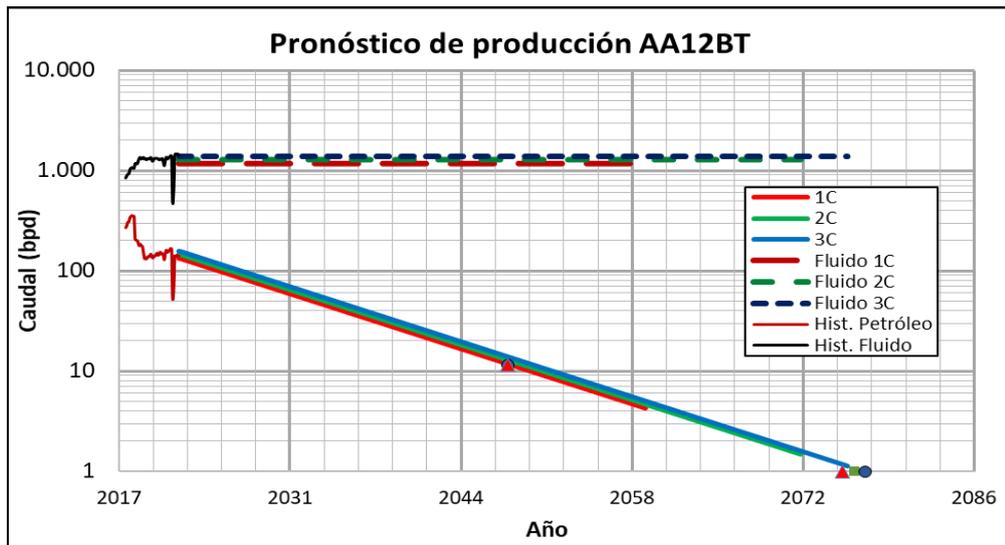


Figura 3.12 Gráfico Curva de Chan Amo A12

Tabla 3.4 Tabla resultado de estimación de recursos Amo A4

Estimación de Recursos	Al límite económico de Repsol (kbls)	Al agotamiento (kbls)	Valores iniciales de producción estimados (a 01/06/2022)			Factores de declino de Arps		
			Qt (bpd)	BSW (%)	Qoi (bpd)	Declino Anual (Di)	Exponente de declinación (b)	Declino mínimo (Dmin)
C1	459	483	1174,03	85,78	167	0,089	0	0,08
C2	501	532	1283,25	85,78	182	0,089	0	0,08
C3	541	578	1386,25	85,78	197	0,089	0	0,08

3.5.2 Declino y sensibilidades Amo A4

Para el pozo Amo A4, la declinación es de tipo hírbólica con exponente de declinación b de 0.2859, siendo el límite económico una producción de 10 bopd en el campo, a la fecha tiene un Np 599.057 Mbbls, lo que se traduce en un EUR de 940.39 Mbbls de petróleo para el 31/03/2050, a la tasa de producción actual. El declino anual exponencial es de 10.5492% y reservas de 341.341 Mbbls.

Se espera el corte de agua vaya incrementando en el tiempo, por lo que el mantenimiento de presión de la arena dada la presión baja de BT es fundamental para alcanzar estos valores.

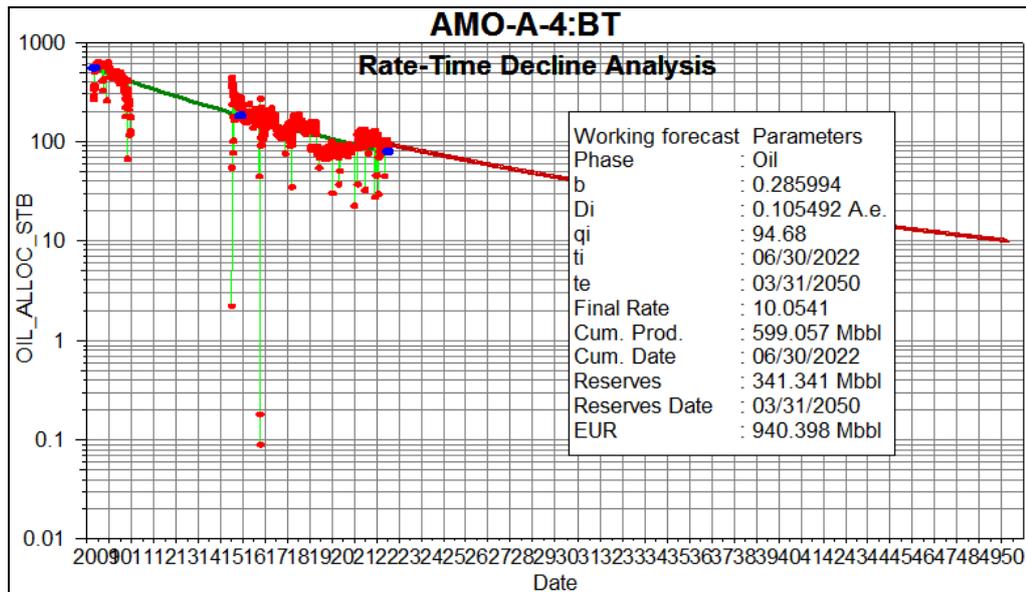


Figura 3.13 Gráfico Curva de Chan Amo A

Se trabajaron las sensibilidades para 3 caudales de producción con el siguiente input en base a la curva de declino base en excel, tomando en consideración caudales mínimo, actual y máximo con el mismo tipo de serie y equipo BES, obteniendo la fecha al límite económico y al agotamiento para los 3 casos.

Tabla 3.5 Tabla input para análisis de sensibilidades y estimación de recursos Amo A4

Fill: Input data boxes			
	1C	2C	3C
Fluido inicia	397,06	501,56	589,26
BSW inicial=	74,57%	74,57%	74,57%
Petroleo	75,7292685	95,6600	112,38661
Declino anu.	10,55%	10,55%	10,55%
Dmin=	7,0%	7,0%	7,0%
b	0,285994	0,285994	0,285994
Restricciones (10 bopd min)			
Limite BSW	97,48%	98,01%	98,30%
Fecha arran	1/6/2022	1/6/2022	1/6/2022

	1C		2C		3C	
Lim Económico	28/2/2047	10,01	31/5/2050	10,03	31/7/2052	10,02
Agotamiento	31/1/2079	1	30/6/2082	1	30/9/2084	1

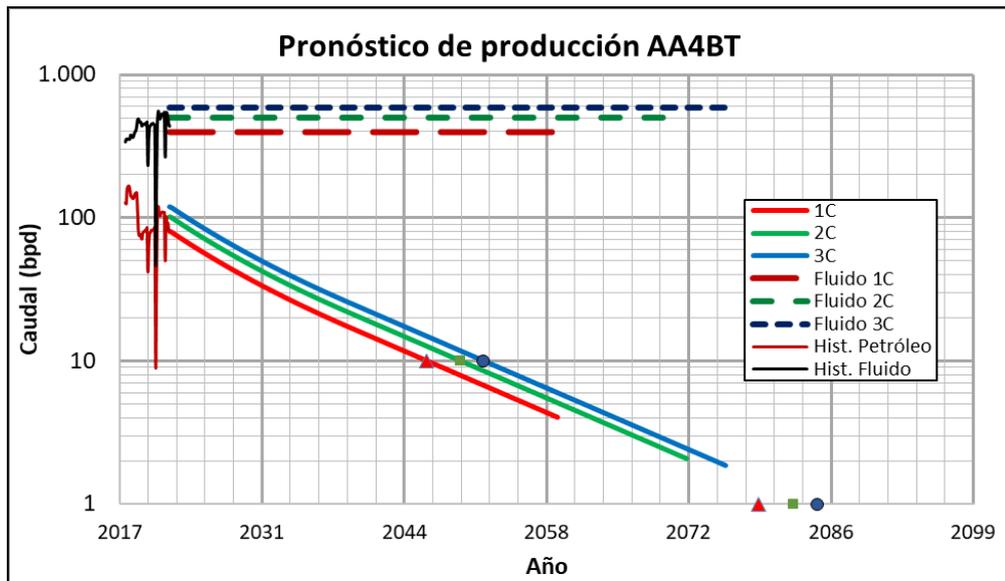


Figura 3.14 Gráfico Curva de Chan Amo A

Tabla 3.6 Tabla resultado de estimación de recursos Amo A4

Estimación de Recursos	Al límite económico de Repsol (kbls)	Al agotamiento (kbls)	Valores iniciales de producción estimados (a 01/06/2022)			Factores de declino de Arps		
			Qt (bpd)	BSW (%)	Qoi (bpd)	Declino Anual (Di)	Exponente de declinación (b)	Declino mínimo (Dmin)
C1	270	281	397,06	74,57	101	0,105	0,285994	0,07
C2	341	369	501,56	74,57	128	0,105	0,285994	0,07
C3	401	442	589,26	74,57	150	0,105	0,285994	0,07

3.6 Estimación EUR método gráfico (Blasingame).

Aplicando la metodología de Blasingame para la determinación del último recobro estimado, extrapolando la última pendiente en el gráfico de WOR vs N_p , se obtuvo que cuando el Amo A12 alcance la relación agua petróleo máxima (99 % de BSW o su límite económico, se tendrá un EUR aproximado de 1.71 MMbbls, siendo muy concordante con el análisis de sensibilidades y curvas de declino obtenidas.

Por otra parte, para el Amo A4 se obtuvo que a su máximo WOR de 49 (98% de BSW) se tendrá un EUR aproximado de 0.94 MMbbls, lo que nos corrobora la información previamente obtenida en los análisis anteriores. Con esta información y calculando acumulada a inyectarse en el yacimiento Basal Tena hasta el

abatimiento será de 13.14 MMbbl de agua de formación, lo que equivale a 0.47 HCPV inyectados en el reservorio Basal Tena.

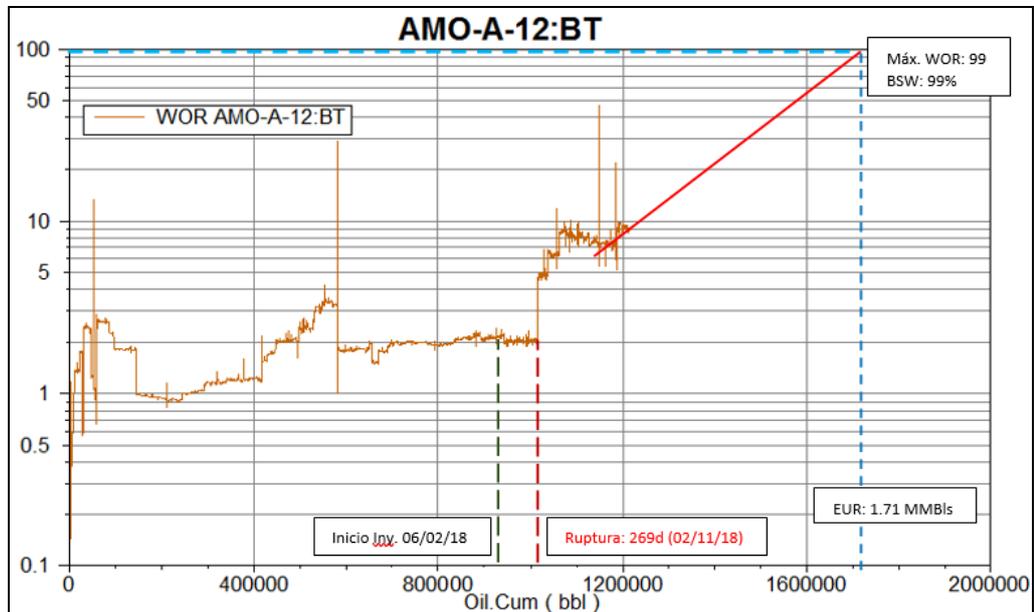


Figura 3.15 Gráfico Curva WOR vs NP Amo A12

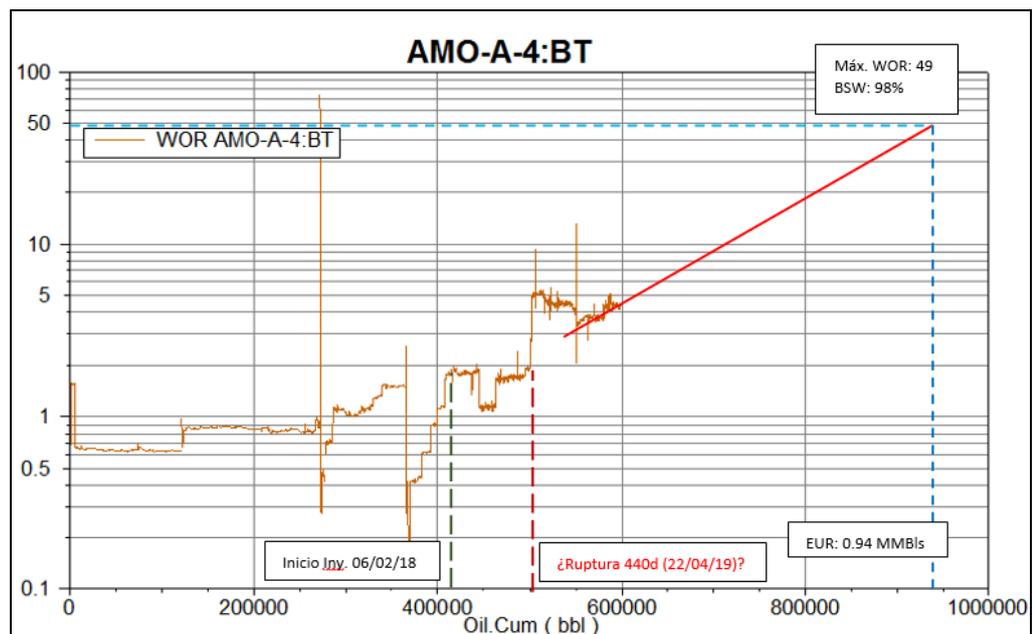


Figura 3.16 Gráfico Curva WOR vs NP Amo A4

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente proyecto denominado Evaluación del Proyecto Piloto de inyección de agua y pronóstico de producción e inyección futura en el campo Amo yacimiento Basal Tena, ha mostrado resultados muy buenos pese a las condiciones adversas para este tipo de proyectos, presentadas por las características del reservorio, altas razones de movilidad, y el petróleo pesado que lo satura, que fue inicialmente pensado para mantenimiento de presión del reservorio y que está aportando al incremento del factor de recobro del campo en mención.

Conclusiones

1. Desde los puntos de vista técnico – económico, el proyecto implementado de inyección de agua en Basal Tena del campo Amo es exitoso en base a las eficiencias obtenidas, e incremento de factor de recobro secundario del campo.
2. Se confirmó la conexión entre los canales de la zona norte en base al seguimiento de los parámetros de producción – inyección, ajustando el modelo de simulación y obteniendo nuevos mapas de arena del yacimiento Basal Tena,
3. El pronóstico de producción futura hasta el límite económico de los pozos influenciados por la inyección en el campo Amo, alcanza un EUR de 1.71 MMbbls para el Amo A12 y 0.94 MMbbls para el Amo A4, para el año 2050.
4. Buckley y Leverett mostró un factor de recobro secundario de 1.56% a la ruptura con eficiencias de desplazamiento y vertical bajas para el patrón de inyección, lo que nos permite entender las condiciones desfavorables del proceso de inyección, dadas la alta razón de movilidad y el bajo tiempo a la ruptura.
5. La evaluación del piloto mediante las curvas con variables adimensionales mostró un desempeño analítico cualitativo del proceso de inyección en el cual se

tuvo de manera general un proceso eficiente, con un incremental de 1.8% en el factor de recobro del campo Amo BT a la fecha, y factores como utilización de agua dentro del rango promedio por encima del estimado.

6. Tanto las curvas de Chan para los productores como la curva de Hall para el inyector reflejan un proceso de inyección normal de desplazamiento con altos cortes de agua que nos permiten evaluar positivamente el piloto.

7. El análisis de sensibilidades mostró un recurso contingente desarrollable incrementando ligeramente el fluido producido por los equipos de levantamiento, aumentando en 82 kbbls para el Amo A12 y 131 kbbls para el Amo A4 de EUR.

8. El WOR máximo estimado para los pozos es de 99 y 49 con cortes de agua del 99 y 98% para los pozos Amo A12 y Amo A4 respectivamente, lo que permitió aproximar y validar el EUR para cada pozo referente a las curvas de declino, optimizando la producción de crudo y maximizando el factor de recobro.

Recomendaciones

1. Pese a haber alcanzado la ruptura, el factor de utilización de agua aún se encuentra bajo los 3 [Bw/Bo], y las curvas de Chan mostraron una conificación tardía lo que nos infiere no incrementar el caudal de inyección de agua para evitar mayores canalizaciones de agua de inyección.

2. Para las zonas centro y sur del campo Amo, se recomienda implementar los pilotos de inyección en aras de continuar el incremento del factor de recobro, y ralentizar el declino de la presión del reservorio Basal Tena.

3. Los reservorios de Basal Tena de los campos contiguos al campo Amo, muestran características similares, existiendo pozos cerrados que se pueden convertir en inyectores, replicando el éxito en este proceso, dada la disponibilidad de agua de reinyección.

BIBLIOGRAFÍA

Libros

Baby Patrice, Rivadeneira Marco, Barragán Marco. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y petróleo. ISBN: 9978438599. Ecuador: Petroecuador.

Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos (2da ed.). Maracaibo Venezuela: Astro Data S.A.

Ahmed, Tarek H (2010), Reservoir engineering handbook (4Ta ed.). Burlington, MA 01803, USA: Gulf Professional Publishing

Artículo presentado a una conferencia

Improved Oil Recovery Through Unsteady Waterflooding Conditions-Cycli Waterflooding Application in Tiguino Field, Ecuador. SPE-179612-MS. This paper was prepared for presentation at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016.

The Use of Dimensionless Scaling Methods To Predict Fields-Scale Tertiary EOR Project Performance. SPE-96469-MS. This paper was prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, USA, 07-09 October 2005.

Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. SPE-190314-MS. This paper was prepared for presentation at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 11–14 April 2018.

Reservoir Surveillance Adds Value to LCI Waterflood Oil Field in Colombia. SPE-201418-MS. This paper was prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, October 2020.

Páginas web

Evaluación del plan piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en el Bloque 61 – campo Culebra en el periodo enero 2017 – abril 2018, Accedido el 15 de mayo, 2022, desde <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/16989/1/T-UCF-0012-FIG-053.pdf>

Estudio para la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arena U inferior del Campo Sacha. (2017). Accedido el 18 de

junio, 2022, desde <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/12992/1/T-UCE-0012-62-2017.pdf>

Metodología y resultados de proyectos de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca Neuquina de Argentina. (2002). Accedido el 21 de junio, 2022, desde <http://oilproduction.net/files/EXPL-3-CW-04.pdf>

Evaluación de la recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Oso Arena T utilizando diferentes métodos de predicción. (2018). Accedido el 21 de junio, 2022, desde <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19839?mode=full>

Evaluación de piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso. (2019). Accedido el 21 de junio, 2022, desde <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7645/1/5141837-2019-2-IP.pdf>

Artículos de revista tomados de Internet

V.V. Bondar, T.A. Blasingame (2002). Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance. SPE-77569-MS.

B. Can, C.S. Kabir (2012). Simple Tools for Forecasting Waterflood Performance. SPE-156956-MS.

K.S. Chan (1995). Water Control Diagnostic Plots. SPE-30775-MS.