



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL
CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO,
PROVINCIA DE SANTA ELENA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**PIN ESPINAL JOEL ABEL
RAMÍREZ CAICHE BRYAN ARIEL**

TUTOR:

DRA. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1,
DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO,
PROVINCIA DE SANTA ELENA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**PIN ESPINAL JOEL ABEL
RAMÍREZ CAICHE BRYAN ARIEL**

TUTOR:

**DRA. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA,
PhD.**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. CARLOS PORTILLA LAZO,
MSc.
DIRECTOR DE CARRERA
DELEGADO



DRA. MARLLELIS DEL VALLE
GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.
DOCENTE TUTOR



ING. FIDEL CHUCHUCA A, Msc.
DOCENTE ESPECIALISTA



LIC. ERICA LORENZO GARCIA,
PhD.
DOCENTE GUIA DE LA UIC



ING. DAVID VEGA GONZALEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis **Padres** que han sido el pilar fundamental a lo largo de mis estudios, han creído en mí y me han dado ejemplo de superación personal, por su sacrificio y esfuerzo. A **Dios** por darme la fuerza, sabiduría e inteligencia para poder culminar esta etapa de mi vida.

Con gratitud, Bryan Ariel Ramírez
Caiche

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado en primer lugar a Dios, por estar siempre conmigo dándome fuerza, disciplina y sabiduría en todo mi camino para no rendirme y poder seguir adelante para culminar mi carrera profesional. A mis padres, Ana Espinal y Jorge Pin, por darme su apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida personal y académica. A mi querido hermano Jesús Pin por todo su apoyo y en especial a mi madre que siempre estuvo conmigo. Este logro también es tuyo mami, te amo.

Con gratitud, Joel Abel Pin Espinal

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”. Elaborado por los estudiantes Bryan Ariel Ramírez Caiche y Joel Abel Pin Espinal, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 2 % de la valoración permitida.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

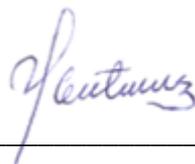
OURIGINAL-INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA (1)

2% Similitudes

1% Texto entre comillas
< 1% similitudes entre comillas

1% Idioma no reconocido

Nombre del documento: OURIGINAL-INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA (1).docx	ID del documento: d1e04d6444e3ac67ec030b9d62e06bdea2e42e90	Tamaño del documento original: 89 kb	Depositante: MARLLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA	Fecha de depósito: 7/2/2023	Tipo de carga: interface	fecha de fu de análisis: 7/2/2023	Número de palabras: 5503	Número de caracteres: 33.231
--	--	--------------------------------------	---	-----------------------------	--	---	--------------------------	------------------------------



Dra. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, PhD.

C.I.: 0961027687

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Bryan Ariel Ramírez Caiche y Joel Abel Pin Espinal, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración, cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Bryan Ariel Ramírez Caiche
Autor de Tesis
C.I: 2400040255



Joel Abel Pin Espinal
Autor de Tesis
C.I. 2450295528

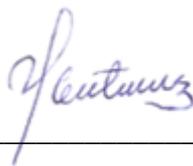
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

DRA. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1 , DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por los Sr. Bryan Ariel Ramírez Caiche y el Sr. Joel Abel Pin Espinal, egresado de la carrera de ingeniera en petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Dra. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, PhD.

C.I.: 0961027687

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, de quienes siempre tuve su apoyo incondicional, sin ellos no podría seguir mi camino estudiantil, han sido fundamentales, para esta y muchas metas a cumplir durante mi vida.

A mis hermanos, quienes me inspiran para ser un profesional más en la familia y el apoyo que me dieron para no decaer durante cada semestre de la carrera universitaria.

A mi tutora, la Dra. Marllelis del Valle Gutiérrez Hiestroza, PhD por haberme guiado en el desarrollo de este trabajo de titulación.

A los docentes de la facultad de Ingeniería en Petróleos, por su ayuda y enseñanzas que me servirán durante mi vida, tanto profesional como laboral.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, por su apoyo y respaldo incondicional a lo largo de mi vida estudiantil, que son los pilares fundamentales para lograr cada uno de mis objetivos propuestos.

A mis hermanos, por ser mi inspiración para lograr ser un profesional igual que ellos y por el apoyo que me brindaron en cada semestre de mi carrera Universitaria.

A la Universidad y sus docentes, por sus enseñanzas a lo largo de todo mi proceso estudiantil.

A la Dra. Erica Lorenzo, por haberme guiado a realizar este trabajo de titulación.

A mis amigos, por el apoyo y animo en el transcurso de cada semestre de la carrera.

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Certificación de Gramatólogo

Lic. Mariela Kathalina Alfonso Villón
Magister en Administración Educativa

CERTIFICA:

Que después de revisar el contenido del trabajo de titulación “INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA”, elaborado por Pin Espinal Joel Abel & Ramírez Caiche Bryan Ariel, previo a la obtención al Título de INGENIERO EN PETROLEO, me permito declarar que luego de la observación profunda del texto se denota:

- Pulcritud en la escritura
- La acentuación es precisa
- Se utiliza los signos de puntuación de manera acertada
- No incurre en errores en la utilización de las letras
- La aplicación de la sinonimia es correcta
- Se maneja conocimiento y precisión de la morfosintaxis

Por lo expuesto y en uso de mis derechos como Magister en Docencia y Educación, reconozco la VALIDEZ ORTOGRÁFICA de su tesis y dejo a vuestra consideración el certificado de rigor para los efectos legales pertinentes.

Atentamente,



Lic. Mariela Alfonso Villón MSc.

C.I. 0919792408

E- mail: cutemariel06@gmail.com

Registro SENESCYT: 6043188.403

CONTENIDO

Pág.

DEDICATORIA	iii
DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	x
CONTENIDO	xi
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE TABLAS	xvii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xx
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES	1
1.3 HIPÓTESIS	2
1.4 OBJETIVOS	2
1.4.1 Objetivo General.....	2

xi

1.4.2	Objetivos Específicos.....	2
1.5	ALCANCE.....	3
1.6	VARIABLES	3
1.6.1	Variable Independiente.....	3
1.6.2	Variable Dependiente.....	3
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....		4
2.1	UBICACIÓN Y GEOLOGÍA DEL CAMPO PACOA	4
2.1.1	Ubicación geográfica.....	4
2.1.2	Descripción geológica del campo.....	5
2.1.3	Estratigrafía de Campo	6
2.2	ACTUALIDAD DEL CAMPO PACOA.....	8
2.2.1	Reservas.....	8
2.2.2	Historial de producción	9
2.3	PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO	10
2.3.1	Presión y temperatura	10
2.3.2	Porosidad	10
2.3.3	Permeabilidad	12
2.3.4	Tensión superficial e interfacial	13
2.3.5	Propiedades de los fluidos	13
2.4	MECANISMO DE PRODUCCIÓN.....	17
2.4.1	Recuperación primaria.....	17
2.4.2	Recuperación secundaria.....	18
2.4.3	Recuperación Mejorada.....	18
2.5	ARREGLO DE POZO.....	19
2.6	INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSWI)	20
2.6.1	Condiciones para la aplicación del método LSWI	20

2.6.2	Mecanismos en la inyección de agua de baja salinidad (LSWI)	21
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		22
3.1	TIPOS DE INVESTIGACIÓN.....	22
3.1.1	Bibliográfica	22
3.1.2	Descriptiva.....	22
3.1.3	Explicativa	23
3.2	POBLACIÓN Y MUESTRA	23
3.2.1	Población	23
3.2.2	Muestra	23
3.3	MODELAMIENTO DEL RESERVORIO	23
3.3.1	Ejecución de CMG Technologies Launcher.....	23
3.3.2	Creación de archivos de mapa, ubicación y trayectoria de pozos	24
3.4	DEFINICIÓN DE PROPIEDADES ESTÁTICAS DEL MODELO- RESERVORIO CAMPO PACOA	28
3.4.1	Malla del modelo, tope y espesor de la formación	28
3.4.2	Modelo de Porosidad	31
3.4.3	Modelo de permeabilidad	32
3.5	DEFINICIÓN DE PROPIEDADES DINÁMICAS DEL MODELO- RESERVORIO DEL CAMPO PACOA	34
3.5.1	Propiedades roca-fluido.....	34
3.5.2	Datos complementarios de los pozos.....	35
3.5.3	History Matching del Horizonte B Campo Pacoa.	36
3.6	INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD	36
3.6.1	Caso 1-Five Spot Pattern Inverted (FSPI).....	36
3.6.2	Caso 2-Five Spot Pattern Regular (FSPR)	37
3.6.3	Modelado de inyección de agua de baja salinidad	38

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	42
4.1 MODELO ESTÁTICO	42
4.2 MODELO DINÁMICO	43
4.2.1 Configuración óptima de pozos	44
4.3 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL RESERVORIO ..	46
4.3.1 Inyección de 100 bbl/d a 90 °F, bajo diferente concentración salina	46
4.3.2 Inyección de 100 bbl/d a 194°F, bajo diferente concentración salina	49
4.4 COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS ROCA – FLUIDO DE LA FORMACIÓN, DEBIDO A LA INYECCIÓN DE BAJA SALINIDAD.....	50
4.5 FORECAST VS LSWI	54
4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO	56
4.6.1 Producción de petróleo y agua.....	56
4.6.2 Precio de petróleo	57
4.6.3 Costo de producción	58
4.6.4 TMAR.....	61
4.6.5 Matriz de indicadores económicos	62
5.1 CONCLUSIONES	67
5.2 RECOMENDACIONES.....	68
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
ANEXOS	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Ubicación del campo Pacoa. (Yagual, 2014).....	4
Figura 2: columna estratigráfica del Campo Pacoa.(Chunga, 2015).....	5
Figura 3: Esquema del medio porosos (González & Calzada, 2013).....	11
Figura 4:Ubicación del agua Irreducible en un yacimiento (Meza, 2013).	16
Figura 5: Ángulo de contacto de acuerdo al tipo de mojabilidad (Avila, 2017).	17
Figura 6: Tipos de arreglos de pozos (Reyes & Ming-Lin, 2017).....	19
Figura 7: Datos base de ajuste para la simulación.(CMG, 2022).....	24
Figura 8: Didger- Versión 3.02.	24
Figura 9: Izquierda (tope de la formación Socorro)-Derecha (Espesor del nivel B) (Cuadros, 2018).	26
Figura 10: Digitalización del mapa estructural al tope de la formación Socorro. (Didger 3.02, 2022).....	27
Figura 11: Digitalización del mapa isópaco de espesor del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa. (Didger 3.02, 2022)	27
Figura 12: Resultado post importación de mapas de archivos y trayectorias de pozos.(CMG, 2022)	28
Figura 13: Delimitación del área de interés.(CMG, 2022).....	29
Figura 14: Tope y espesor del Nivel B de la formación Socorro del Campo Pacoa. (CMG, 2022).....	30
Figura 15:Gestión de fórmula-Porosidad total (POROSITY_LAS). (CMG, 2022).....	31
Figura 16:Modelo geoestadístico de porosidad del campo Pacoa. (CMG, 2022).....	32
Figura 17: Gestión de fórmula-Permeabilidad (k-Porosity) (CMG, 2022).....	32
Figura 18: Modelo geoestadístico de permeabilidad del campo Pacoa. (CMG, 2022)..	33
Figura 19: Vistas 2D y 3D de la malla del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa nivel B.(CMG, 2022)	42

Figura 20: Ajuste Histórico (History Match) del caudal de petróleo del nivel B de la formación Socorro del Campo Pacoa. (CMG, 2022)	43
Figura 21: Ajuste Histórico (History Match) del caudal del agua del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa. (CMG, 2022)	44
Figura 22: Tasa de producción de petróleo, Caso 1 (FSPI) vs Caso 2 (FSPR). (CMG, 2022).....	45
Figura 23: Tasa de producción de agua, Caso 1 (FSPI) vs Caso 2 (FSPR). (CMG, 2022)	45
Figura 24: Caudal de agua obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 90 °F. (CMG, 2022)	47
Figura 25: Caudal de agua obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 90 °F. (CMG, 2022)	48
Figura 26: Factor de recobro de petróleo obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 90 °F. (CMG, 2022).....	48
Figura 27: Caudal de petróleo obtenido bajo diferentes temperaturas de inyección, bajo 7000 ppm de salinidad.(CMG, 2022)	49
Figura 28: Permeabilidad relativa al petróleo del modelo Pacoa, antes y durante la inyección.(CMG, 2022).....	50
Figura 29: Comportamiento de la movilidad total de fluidos en el modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022).....	51
Figura 30: Comportamiento de la presión en el modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022).....	52
Figura 31: Variación de saturaciones mediante esquema ternario en el modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022).....	53
Figura 32: Variación de la concentración de calcio del agua de formación del Modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022)	54
Figura 33: Factor de recobro de petróleo obtenido, Caso Base vs Caso LWSI. (CMG, 2022).....	55
Figura 34: Producción acumulada de petróleo, Caso Base vs Caso LWSI. (CMG, 2022)	55
Figura 35: Proyección precio del petróleo WTI. (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2022)	58

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1: Parámetros petrofísicos de la Formación Socorro.(Santa Elena Petroleum S.A., 2019).....	7
Tabla 2: Estado Actual del Campo Pacoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019)	8
Tabla 3: Reservas del Campo Pacoa.(Petroamazonas, 2019).....	8
Tabla 4: Historial de producción de Campo Pacoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).9	
Tabla 5: Pozos productores del Nivel B de la Fmc Socorro del campo Pacoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).	25
Tabla 6: Propiedades Roca-Fluido y medio de obtención (Peña & Pilozo, 2022).	34
Tabla 7: Propiedades generales Roca-Fluido del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa (Rodríguez & Tomalá, 2012) (Peralta & Dumani, 2013) (Suárez & Salinas, 2021).....	35
Tabla 8: Descripción del arreglo de pozo invertido, caso 1 (FI).....	37
Tabla 9: Descripción de arreglo normal de pozos, caso 2 (FSPR).....	38
Tabla 10: Caracterización de crudo, Campo Pacoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).	39
Tabla 11: Curvas de permeabilidad relativa para núcleos inundados, correlación de Corey (Callegaro et al., 2013)	40
Tabla 12: Condiciones de salinidad y temperatura de las pruebas para la inyección de agua.....	41
Tabla 13: Comparación del POES (Simulación vs Registro) del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa.	43
Tabla 14: Producción anual, Caso Base	56
Tabla 15: Producción anual, Caso LWSI	57
Tabla 16 : Proyección del precio del petróleo WTI (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2022)	58

Tabla 17: Costo por fuente/suministro de agua para inyección (Vásquez & Yacelga, 2021)	59
Tabla 18: Costo por facilidades del sistema de tratamiento e inyección(Vásquez & Yacelga, 2021)	60
Tabla 19: Costo de sistema de distribución de agua de inyección (Vásquez & Yacelga, 2021)	60
Tabla 20: Costo por conversión de pozo inyector a productor (Vásquez & Yacelga, 2021)	61
Tabla 21: Análisis económico, escenario pesimista	63
Tabla 22: Análisis económico, escenario cauteloso	64
Tabla 23: Análisis económico, escenario optimista	65
Tabla 24: Resumen y comentario del análisis a indicadores económicos	66

“INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO
PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA
ELENA”

Autores: Pin Espinal Joel

Ramírez Caiche Bryan

Tutor: Dra. Marllelis Gutiérrez, PhD.

RESUMEN

El presente estudio, detalla el análisis de los resultados obtenidos luego de la simulación numérica de yacimiento en la sección B de la formación Socorro del campo Pacoa, cuyo objetivo es, analizar la implementación técnica y económica de la inyección de agua de baja salinidad, mediante el uso del programa CMG (Computer Modelling Group), que es muy utilizado en la industria petrolera, en el área de yacimiento para realizar pronósticos de recuperación primaria, EOR e IOR. Para este caso de estudio, se analiza el comportamiento que muestra un arreglo invertido de 5 pozos con una tasa de inyección de 100 bbld a 1000 psi de la bomba, se muestran el comportamiento que indica la inyección de agua con salinidades de 3000 ppm, 7000 ppm, 35000 ppm y 70000 ppm, en el factor de recobro. Los resultados indican que la concentración que muestra una viabilidad técnica y económica es la inyección de agua con salinidad de 7000 ppm, donde se observa que el aumento del factor de recobro es de 19.5 % adicional al que se obtiene de la recuperación primaria en el yacimiento.

PALABRAS CLAVE: Simulación numérica de yacimiento, factor de recobro, inyección de agua de baja salinidad, producción de agua y petróleo.

“INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO
PACOA UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA
ELENA”

Autores: Pin Espinal Joel

Ramírez Caiche Bryan

Tutor: Dra. Marllelis Gutiérrez, PhD.

ABSTRACT

The present study details the analysis of the results obtained after the numerical simulation of the reservoir in the B section of the Socorro formation of the Pacoa field, whose objective is to analyze the technical and economic implementation of the injection of water from low salinity through the use of the CMG (Computer Modelling Group) program that is widely used in the oil industry in the reservoir area to make primary recovery, EOR and IOR forecasts. For this case study, the behavior shown by an inverted arrangement of 5 wells with an injection rate of 100 bbld at 1000 psi of the pump is analyzed, the behavior that indicates the injection of water with salinities of 3000 ppm is shown, 7,000 ppm, 35,000 ppm and 70,000 ppm in the recovery factor. The results indicate that the concentration that shows a technical and economic viability is the injection of water with a salinity of 7000 ppm where it is observed that the increase in the recovery factor is 19.5% additional to that obtained from the primary recovery in the reservoir.

KEYWORDS: Numerical reservoir simulation, recovery factor, low salinity water injection, water and oil production.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

El proyecto presenta un estudio de simulación numérica con el uso de software CMG (Computer Modelling Group) el cual es usado para modelar un yacimiento petrolero en el que se consideran parámetros estáticos y dinámicos, con el objetivo de llevar a cabo predicciones futuras de producción. Mediante la implementación de un método de recuperación mejorada de inyección de agua de baja salinidad en el campo Pacoa presenta varias problemáticas de caída de producción que son causadas por pérdidas de presión. Se busca mantener la presión del yacimiento mediante la implementación de este método en lo cual se proyecta que se genere un aumento del factor de recobro y así aumentar la producción de petróleo in situ.

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La vida productiva de un campo petrolero se ve comúnmente afectada por la disminución natural de la presión de formación por ello la implementación de métodos de recuperación mejorada es necesaria, se deben tomar en cuenta si se cumplen las condiciones en la formación para la aplicación de estos.

Pacoa, es un campo maduro ubicado en el bloque 1 en el cual la disminución de la presión causa un decremento de la producción; esta problemática es común en campos maduros que se originan por motivos de fricción en tuberías, variaciones en la energía cinética, baja energía del pozo y diferenciales de presión, entre la columna de fluido con la presión de la formación en este caso la presión que induce la formación no es la suficiente para transportar fluidos a superficie.

1.2 ANTEDECENTES

(Avila, 2017), en su investigación denominada “Inyección de baja salinidad: un nuevo método EOR para estudiar en Colombia”. Identificó, que, para obtener una recuperación de crudo en areniscas, no es necesario que existan componentes polares en el crudo y arcillas en el yacimiento, ya que con los experimentos realizados por Emadi y presión osmótica, los investigadores utilizaron crudos sin compuestos polares y modelos sin presencia de arcillas respectivamente.

(Delgado, 2016), en su trabajo de investigación titulado “Inyección de agua de baja salinidad en yacimientos areno arcillosos”. Demuestra, que mediante pruebas especiales de desplazamiento y de inhibición, la inyección de agua con baja salinidad incrementa la recuperación de hidrocarburos en yacimientos areno-arcillosos en México.

Así mismo (Miranda, 2017), en su trabajo de investigación denominado “Efecto de nano partículas en la inyección agua con baja salinidad, como un nuevo método novedoso de recuperación mejorada: Alteración de la humectabilidad”. Identifica que el recobro de petróleo aumenta durante la aplicación de este método con o sin la presencia de nano partículas, en una función directa de la humectabilidad en Colombia.

(Pionce y Orellana, 2021) en su trabajo de investigación titulado “Análisis de los factores físicos, químicos y geológicos que inciden en la eficacia de la inyección de agua de baja salinidad mediante simulación”. Demuestra a través de varios escenarios que el factor de recobro aumenta un 7% aproximadamente, comparándolo con el pozo productor y aumenta 3.5% respecto al proyecto de recuperación secundaria con agua de alta salinidad.

De la misma manera (Chávez y Ganán, 2019), en su trabajo de investigación: “Estimación del incremento del factor de recobro por inyección de agua de baja salinidad, aplicando simulación matemática, del reservorio “U” del campo de un oriente ecuatoriano”. Identifica que el aumento de Factor de Recobro (FR) más un nuevo pozo productor es de un 16,48%, el FR por inyección de agua es de 15.96%.

(Arcos y Restrepo, 2020), en su trabajo de titulación: “Estudio técnico económico para la implementación de un proyecto piloto de recuperación mejorada por inyección de agua

de baja salinidad en la arenisca basal tena del campo palo azul”. Muestra la variación de las curvas de permeabilidad antes y después de la inyección de agua de baja salinidad en donde el Soi (Saturación inicial de petróleo), antes de la inyección era de 0.37 y el Soi después de la inyección fue de 0.22. Con esto se confirma de manera cuantitativa el incremento de la producción de petróleo.

1.3 HIPÓTESIS

Mediante la implementación de inyección de agua de baja salinidad, en el nivel B de la formación Socorro de la región sur del campo Pacoa, se espera aumentar el factor de recobro de petróleo al menos un 5%.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

Evaluar el método de recuperación mejorada de inyección de agua de baja salinidad, mediante la simulación numérica de yacimientos.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Realizar un mallado de la sección “B” de la formación Socorro.
- Efectuar un ajuste histórico de producción en el simulador de la región de estudio.
- Determinar la concentración de salmuera más idónea con la ayuda de la simulación.
- Establecer un arreglo de pozo en el cual sea mayor el barrido de petróleo en el modelo a escala del campo.
- Realizar un análisis económico de la simulación de inyección de agua de baja salinidad.

1.5 ALCANCE

El alcance del trabajo investigativo “Inyección de agua de baja salinidad en el bloque 1 del campo Pacoa ubicado en la comuna Morrillo, provincia de Santa Elena”, es realizar un análisis de los antecedentes ya mencionados, tomando en cuenta el comportamiento del campo Palo azul y el campo X del Oriente Ecuatoriano, donde se han realizado simulación de inyección de agua de baja salinidad.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variable Independiente.

- Método de producción.
- Reducción de la productividad.

1.6.2 Variable Dependiente.

- Inyección de agua de baja salinidad.
- Producción de petróleo.
- Mojabilidad.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 UBICACIÓN Y GEOLOGÍA DEL CAMPO PACOA

2.1.1 Ubicación geográfica

El campo petrolero, Pacoa pertenece a la provincia de Santa Elena del Cantón Santa Elena, ubicado entre las comunas: San Pablo, Cerro Alto, Santa Rosa y Morrillo como se muestra en la Figura 1, cuya área de explotación está establecida en 4000 km² que está dividida en dos partes desiguales de 3000 km² en costa afuera y 1000km² costa adentro (Yagual, 2014) . Cabe recalcar que en la actualidad este campo petrolero no posee pozos productivos en el área costa afuera.

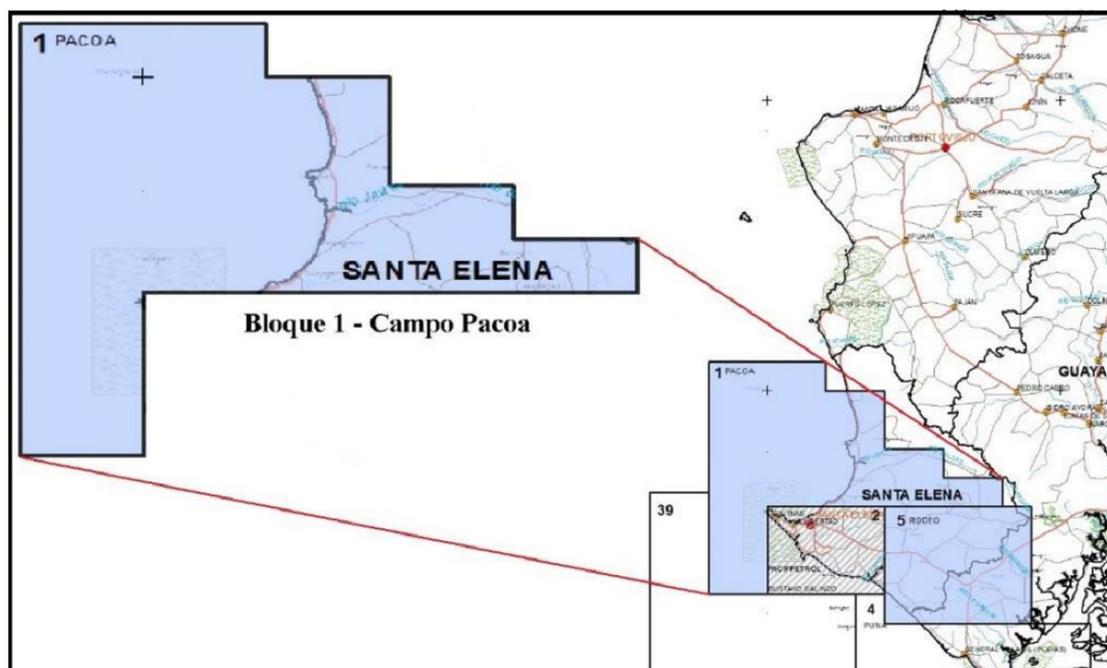


Figura 1: Ubicación del campo Pacoa. (Yagual, 2014)

2.1.2 Descripción geológica del campo.

La columna estratigráfica que compone el Campo Pacoa se muestra en la figura

2.

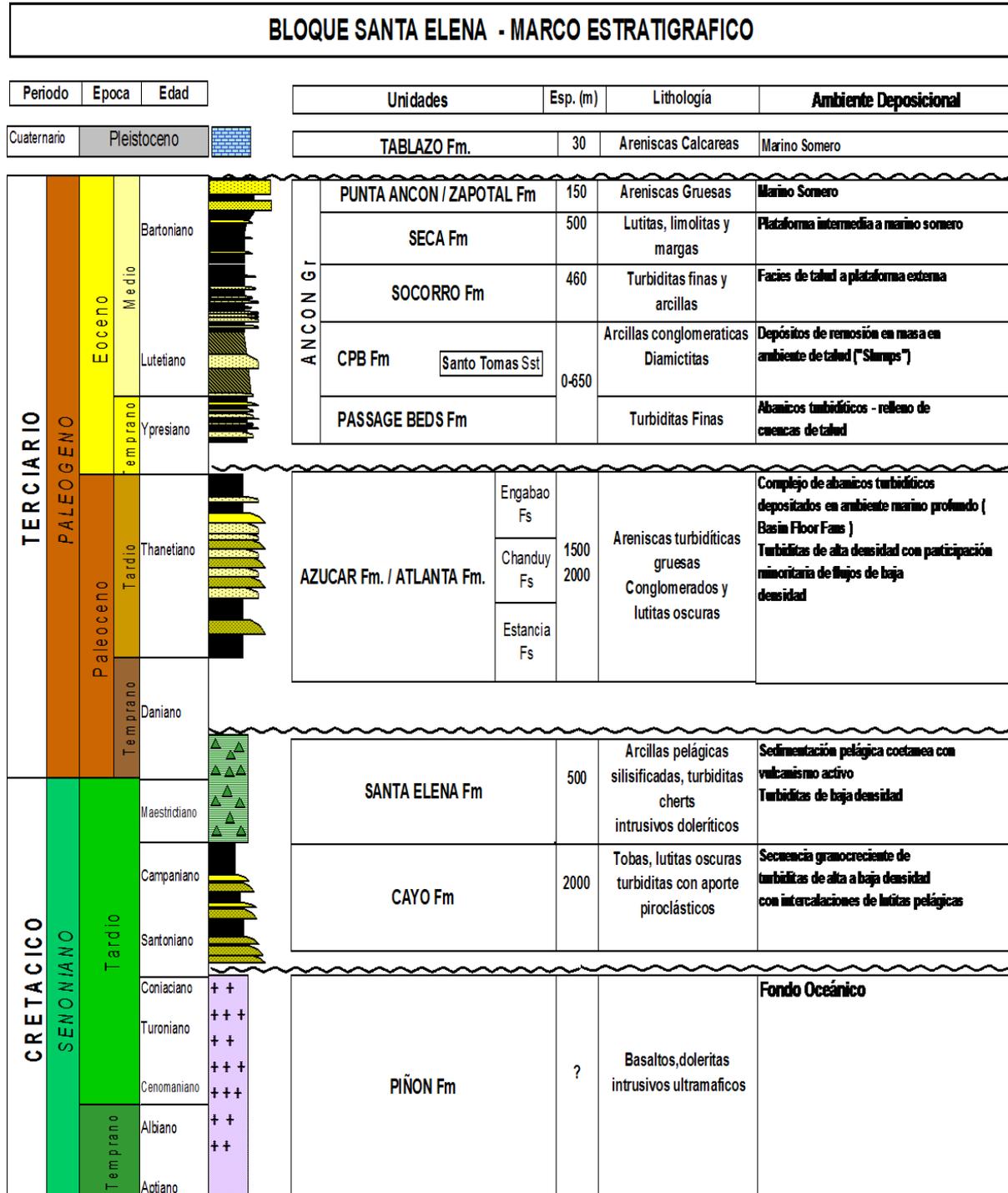


Figura 2: Columna estratigráfica del Campo Pacoa.(Chunga, 2015)

La geología de la península de Santa Elena lleva más de 90 años siendo estudiada, con abundante información de subsuelo y afloramientos, sin embargo, por su gran complejidad no se ha logrado resolver. El campo Pacoa está constituido por tres unidades estructurales:

- El levantamiento de Santa Elena.
- La cordillera Chongón Colonche.
- La cuenca Progreso.

2.1.3 Estratigrafía de Campo

La estratigrafía del campo está dividida por las siguientes unidades principales:

- Eoceno medio.
- Paleoceno.
- Cretáceo.

A continuación, se describe el principal reservorio del campo Pacoa:

- **Formación Socorro**

La formación Socorro, consiste en una secuencia de grano fino a intermedio, perteneciente a la edad del eoceno medio y superior, según (PDVSA, 2014) la migración de petróleo, ocurre principalmente por el sistema de fallas: La Cruz y la falla Rodeo, estas son las que ocasionan que el petróleo llegue a las principales formaciones y dado que las areniscas de esta formación, tienen presencia de hidrocarburos, deducen que la migración se da posterior a la edad del Eoceno Medio.

Esta formación se encuentra dividida en los niveles productores D, C, B y E, mostrados en la tabla 1, donde se observan parámetros petrofísicos de los niveles productores descritos a continuación:

Tabla 1: Parámetros petrofísicos de la Formación Socorro. (Santa Elena Petroleum S.A., 2019)

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA FORMACIÓN SOCORRO									
Nivel	Ho (ft)	∅ (%)	K (md)	API ^o	Rw	Sw (%)	FR (%)	Presión inicial (psi)	Presión actual (psi)
D	39.38	16.5	114	34.3	0.19	41	8.25	649	320
C	34	16.8	286	34	0.24	45	11.45	966	520
B	25.4	25.4	444	40.8	0.2	39	13.51	968	490
E	35	21			0.21	51	10		

- **Nivel D:** El nivel está conformado por areniscas arcillosas, limos finos y lutitas intercaladas. Inicialmente se registró una presión de 649 psi. En la actualidad el yacimiento tiene una presión de 450 psi, el agua de formación tiene una salinidad de 46200 ppm. Este nivel cuenta con un espesor productor de 39,38 ft, este nivel contiene el mayor volumen de hidrocarburo, pero no toda la arena es productora (Peña y Piloza, 2022).
- **Nivel C:** El nivel C es la continuidad litológica del nivel (D) de las lutitas intercaladas. El espesor del nivel productor es de 34 ft, tiene unas porosidades alrededor de 16,8% y cuenta con una presión inicial de 966 psi (Suárez y Salinas, 2021).
- **Nivel B:** Tiene una litología continua de areniscas y lutitas este nivel registra una presión inicial de 968 psi y en la actualidad tiene 240 psi de presión de burbuja. Muestra un espesor de 25,4 ft, viscosidad de 3,49 Cp y porosidad de 29,1 % (Santa Elena Petroleum S.A, 2019).
- **Nivel E:** Presenta depósitos clastos líticos y feldespáticos con una porosidad baja. Este nivel se divide en dos niveles llamados “E” superior y “E” inferior. No se registra mucha información de este nivel (Rodríguez y Tomalá, 2012).

2.2 ACTUALIDAD DEL CAMPO PACOA

El campo Pacoa en la actualidad presenta 46 pozos, de los cuales 39 son productores, 5 pozos cerrados, 1 pozo abandonado y 1 pozo re-inyector, (ver tabla 2). Los mecanismos utilizados para la extracción de los pozos productores son los siguientes: bombeo mecánico por flujo natural y pistoneo (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

Tabla 2: *Estado Actual del Campo Pacoa* (Santa Elena Petroleum S.A., 2019)

POZOS		MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	
Perforados	46	Productores	39
Productores	39	Flujo Natural	3
Reinyectores	1	Hidráulicos	4
Inyectores	0	Eléctricos	0
Abandonados	1	Bombeo Mecánico	20
Cerrados	5	Pistoneo	12

2.2.1 Reservas

El POES (petróleo Original en sitio) actual del campo es de 45,412 MMBI, posee un factor de recobro inicial de acuerdo con sus niveles: Nivel D: 8,25%, Nivel C: 11,45%, Nivel B: 13,51% y Nivel E: 10%. Las reservas probadas originales se estiman en 4,5 MMBI, la producción acumulada al 30 de abril del 2011 es 1,7 MMBI con reservas remanentes de 2,8 MMBI (Chiluiza y Rosales, 2013).

Tabla 3: *Reservas del Campo Pacoa.*(Petroamazonas, 2019)

RESERVAS					
Yacimiento	POES MM BI	Factor de Recobro Fr	Reservas Originales MM BI	Np MM BI	R. Probadas Remanentes MM BI
Socorro	45,421	14,57 %	4,8	33,29	2,8

2.2.2 Historial de producción

Tabla 4: Historial de producción de Campo Paoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA (bp)	PRODUCCIÓN DIARIA (bp)
1990	92,77	3,09
1992	93676,77	445,64
1993	311448,77	604,92
1994	557816,77	684,36
1995	829727,77	775,31
1996	981540,77	421,70
1997	1067555,77	238,93
1998	1120520,77	147,13
1999	1184480,77	177,67
2000	1241934,77	159,59
2001	1292299,77	139,90
2002	1342289,84	138,86
2003	1386313,34	122,29
2004	1427757,82	115,12
2005	1482854,09	153,05
2006	1532242,48	137,19
2007	1571623,58	109,39
2008	1606996,61	98,26
2009	1633738,77	74,28
2010	1656886,02	64,30
2011	1678235,74	59,30
2012	1697936,07	54,72
2013	1720071,01	61,49
2014	1740640,33	57,14
2015	1758166,27	48,68
2016	1773783,23	43,41
2017	1780193,42	42,67

De acuerdo con la base de datos otorgados por la empresa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019), en el año 1995 se registró la mayor producción del campo con 755,31 bp; y desde el 2005 hasta el año 2017 fue disminuyendo la producción de 153,05 bp a 42,67 bp respectivamente. En la tabla 4 se muestra el historial de producción.

2.3 PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO

2.3.1 Presión y temperatura

- **Presión de formación**

Se define como presión de formación al esfuerzo provocado por los fluidos dentro de los espacios porosos de la roca. En los poros de la roca los fluidos tienen un cierto grado de presión, llamada presión de formación o de yacimiento, su abreviatura es P_R (Huerta, 2009).

- **Temperatura**

La temperatura de los pozos a una profundidad total es un parámetro que ayuda a calcular el gradiente geotérmico de la formación el cual es expresado en unidades de temperatura por un valor constante de profundidad (Rodríguez A et al., 2007).

2.3.2 Porosidad

La porosidad de la roca del yacimiento se define como la fracción porosa, es decir, la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, generalmente la porosidad se expresa como un porcentaje. Las areniscas productoras de fluidos manifiestan una porosidad entre 0.05 y 0.4 (entre el 5% y 40%), las porosidades de las rocas se pueden medir por análisis realizados en un laboratorio mediante muestras de núcleo, además se puede estimar usando registros de pozos (González y Calzada, 2013).

Para considerar una reserva de hidrocarburo se utiliza el factor de porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Donde: V_p = volumen poroso y V_t = volumen total de la roca



Figura 3: Esquema del medio porosos (González & Calzada, 2013).

- **Tipos de porosidad**

Existen dos principales tipos de porosidad: absoluta y efectiva, ambas son explicadas a continuación:

- a) **Porosidad absoluta:** La porosidad absoluta se define como la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen de roca. Cabe destacar, que esta porosidad considera el volumen poroso de la roca estén o no interconectados (Escobar, 2012).

$$\phi_{abs} = \frac{v_{poros}}{v_{roca}} = \frac{v_{total} - v_{granos}}{v_{total}} \quad (2)$$

Donde:

ϕ_{abs} = porosidad absoluta

v_{poros} = volumen de poros

v_{roca} = volumen de roca

v_{total} = volumen total de la muestra

v_{granos} = volumen que ocupan los granos en la muestra.

- b) **Porosidad efectiva:** representa la relación entre el espacio poroso interconectado y el volumen total de la roca y se obtiene de la siguiente manera (Arteaga, 2018).

$$\phi_{eff} = \frac{v_{poros\ interconectados}}{v_{roca}} \quad (3)$$

Donde:

ϕ_{eff} = porosidad efectiva

$v_{poros\ interconectados}$ = volumen de poros que muestran conexión.

v_{roca} = volumen de roca

2.3.3 Permeabilidad

Es la capacidad que posee el medio poroso para permitir la tasa a la que se mueven los fluidos dentro del medio, su unidad de medida es en Darcy o Milidarcies. En honor a Henry Darcy, quien estudió en 1856 el flujo de agua a través de filtros de arena para purificación de agua (Gutiérrez y Iturralde, 2017). Darcy realizó una serie de pruebas hasta llegar a la siguiente ecuación.

$$Q = \frac{KA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (4)$$

$$K = \frac{Q\mu L}{A(P_1 - P_2)} \quad (5)$$

Q = Caudal ($\frac{cm^3}{s}$)

K = Permeabilidad (mi)

A = Área transversal (cm^2)

ΔP = Diferencial de presión (atm)

μ = Viscosidad (Cp)

L = Longitud (cm)

a) Permeabilidad Absoluta.

La permeabilidad absoluta es aquella que se mide cuando el 100% de un medio poroso está saturado por un fluido. Comúnmente el fluido de prueba es agua o petróleo (Escobar, 2012).

b) Permeabilidad efectiva.

La permeabilidad efectiva, corresponde a una determinada fase cuando fluyen en el medio poroso dos o más fases. En función de la saturación del fluido

considerado y su valor siempre es menor que la permeabilidad absoluta (Gutiérrez y Iturralde, 2017).

c) Permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa se define como la relación de permeabilidad efectiva de un fluido con respecto a la permeabilidad absoluta. Depende de la saturación del fluido utilizado que siempre es menor que la unidad (Escobar, 2012).

$$K_r = \frac{K_{ef}}{K} \quad (6)$$

K_r = Permeabilidad efectiva.

K_{re} = Permeabilidad relativa.

K = Permeabilidad absoluta.

2.3.4 Tensión superficial e interfacial

Si el yacimiento contiene fluidos inmiscibles (petróleo/agua, petróleo/gas, agua/gas o petróleo/agua/gas), las interfaces ocurren donde se aplica una tensión de tracción llamada tensión interfacial.

La tensión interfacial es una propiedad termodinámica fundamental de una interfaz, definida como la energía requerida para aumentar el área de la interfaz en una unidad. En general, la tensión interfacial se refiere a su desarrollo en la interfaz entre dos líquidos, mientras que en el caso especial de la interfaz entre un líquido y su vapor (o aire) se denomina tensión superficial (López y Gutiérrez, 2012).

2.3.5 Propiedades de los fluidos

- **Densidad y Gravedad específica.**

Se define como densidad del petróleo a la masa por unidad de volumen de petróleo a una presión y temperatura determinadas. La densidad generalmente se expresa en libras por pie cúbico (lb/ft³). La gravedad específica del petróleo se define

como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua. Las dos densidades se miden a 60 °F y presión atmosférica (Rivero, 2007).

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (7)$$

γ_o = Gravedad específica del petróleo.

ρ_o = Densidad del petróleo.

ρ_w = Densidad de agua.

- **Presión Capilar**

La presión capilar se forma cuando hay interfaces entre dos fluidos inmiscibles en poros (capilares) de las rocas del yacimiento. Es común considerar una fase como humectante, el resto es la fase no humectante.

En el caso del drenaje, la fase de no hidratación (no humectante) sustituye a la fase de hidratación, se aplica a los hidrocarburos que migran a rocas previamente saturadas con salmueras (Glover, 2006).

Los datos de presión capilar son necesarios para tres propósitos principales:

- a) La predicción de las saturaciones iniciales del yacimiento.
- b) Capacidad de sello Cap-rock (presiones de desplazamiento).
- c) Como datos auxiliares para la evaluación de los datos de permeabilidad relativa.

Generalmente se define como P_c .

$$P_c = P_{mn} - P_m \quad (8)$$

Donde: m es la fase mojante y mn la fase no mojante

En caso de agua-petróleo se establece:

$$P_c = P_o - P_w \quad (9)$$

- **Viscosidad**

La viscosidad de un fluido es la medida de su resistencia a la deformación angular o cortante. El origen de esta es debido a las fuerzas intermoleculares (Domingo, 2011).

- **Saturación**

Es el porcentaje o fracción del volumen de poros ocupados por un fluido, en particular pueden ser agua, gas o hidrocarburo (Meza, 2013). La expresión matemática es:

$$S = \frac{V_f}{V_p} \quad (10)$$

Donde:

V_f = Volumen del fluido, cm^3 .

V_p = Volumen poroso, cm^3 .

La suma de la saturación de los fluidos (agua, gas e hidrocarburo) presentes en la roca yacimientos es igual a 1.

$$S_h + S_w + S_g = 1 \quad (11)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua.

S_g = Saturación de gas.

S_h = Saturación de hidrocarburo.

Se pueden clasificar las saturaciones, mediante las condiciones en las que se encuentren. Las más comunes son:

- Saturación Crítica de gas (S_{gc}):** En los yacimientos los hidrocarburos están expuestos a altas temperaturas y presiones; en estas condiciones el gas se encuentra disuelto en un aceite de baja saturación. A medida que empieza la

producción de petróleo, la presión del yacimiento empieza a reducir y si disminuye hasta el punto de burbuja, el gas comienza a liberarse y la saturación de gas aumenta mientras que la presión del yacimiento continúa cayendo (Flores, 2019).

b) Saturación residual del petróleo (S_{or}): Se define de 2 maneras que son:

1. Es la saturación de petróleo que queda en el yacimiento, una vez terminado el proceso de recuperación primaria o secundaria.
2. Puede definirse como la saturación final de petróleo en una muestra de roca después de que el petróleo haya sido desplazado por gas o agua en el laboratorio (Flores, 2019).

c) Saturación de agua irreductible (S_{wi}): Se denominada la saturación mínima del agua en el medio poroso al descubrirse el yacimiento. Figura 4.

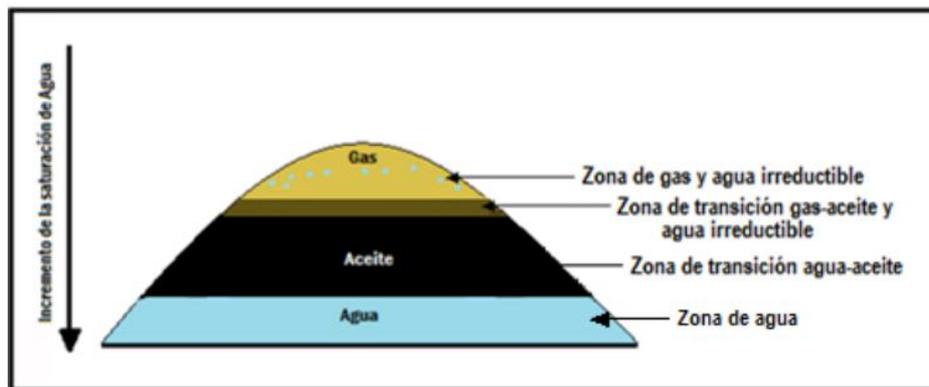


Figura 4: Ubicación del agua Irreductible en un yacimiento (Meza, 2013).

- **Mojabilidad**

Se entiende por mojabilidad, cuando un fluido se adhiere a una superficie sólida con la presencia de uno o varios fluidos inmiscibles, la fase mojante debe invadir la mayor parte del área de contacto posible. Un fluido mojante desplaza al otro fluido y provoca que se extienda por toda la superficie, pero si un fluido no mojante cae sobre una superficie que ya tiene un fluido mojante, formaran gotas lo que reduce el contacto con el sólido.

Cuando el ángulo es menor a 90° el fluido es no mojante sin embargo, cuando el ángulo es mayor a 90° el fluido es mojante, si el ángulo es 0° existe mojabilidad completa y si el ángulo es 180° no existe mojabilidad (Ferrer, 2009).

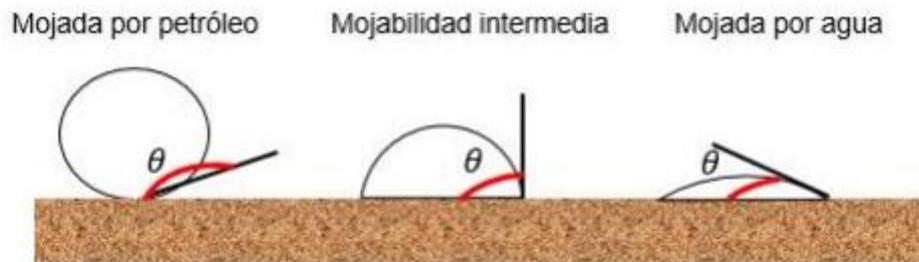


Figura 5: Ángulo de contacto de acuerdo al tipo de mojabilidad (Avila, 2017).

2.4 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

2.4.1 Recuperación primaria.

La recuperación de petróleo ocurre a través del proceso de desplazamiento, se lo conoce también como un mecanismo de producción. El cambio de presión provoca que el petróleo fluya hacia el pozo, donde se encuentra una presión menor que en el yacimiento, pero este movimiento ocupa el espacio desalojado por el petróleo con otro material y mantiene la presión necesaria para continuar el movimiento del fluido. El petróleo no sale del yacimiento, si no es expulsado por el diferencial de presión a través de un mecanismo de producción que consiste principalmente en gas y agua. Con la información conseguida al descubrimiento, se inicia la identificación de los mecanismos de producción o combinaciones de estos, que pueden estar presentes en los yacimientos (Martínez, 2016).

Los 5 mecanismos naturales de producción primaria que existen en los yacimientos son:

- Empuje por expansión de la roca.
- Empuje por gas disuelto.
- Empuje por la capa de gas.
- Empuje hidráulico (debido al acuífero).
- Empuje por segregación gravitacional.

2.4.2 Recuperación secundaria.

Se define como recuperación secundaria, al aumento de la energía natural en el yacimiento, se realiza mediante la inyección de agua o gas para poder transportar el petróleo hacia los pozos productores. Se inyecta gas, para mantener la presión a un valor establecido o suplementar la energía natural del yacimiento, el gas es más liviano que el petróleo, el mismo que forma una capa artificial de gas definida aún en formaciones de poco buzamiento, además el gas disuelto en el petróleo reduce la viscosidad y mantienen una alta presión. Esto significa que los pozos productores pueden sostener tasas de producción a niveles más altos durante la vida útil del campo petrolero.

En inyección de agua simplemente ocurre un desplazamiento inmisible. En el proceso de inyección de gas se da un desplazamiento inmisible como también puede ser uno miscible (Jiménez, 2012).

2.4.3 Recuperación Mejorada

En la recuperación mejorada se inyectan materiales que no se encuentran normalmente presentes en los reservorios, o viceversa, pero se inyectan en condiciones específicas para determinar el comportamiento físico-químico del sistema roca-fluido y de los fluidos dentro de los reservorios, incluidas las inyecciones de sustancias que alteran significativamente cambios en el reservorio. En general, el objetivo de la recuperación mejorada, es reducir la saturación de petróleo residual que se encuentra en los poros de la formación, retenida por las fuerzas capilares, viscosas y evita que el petróleo fluya hacia el pozo (Salager, 2014).

La recuperación mejorada se divide en 3 categorías principales:

- Recuperación térmica.
- Inyección de gas.
- Inyección química.

2.5 ARREGLO DE POZO

El arreglo de un pozo depende de la estructura y límites del yacimiento, permeabilidad (K), de la continuidad de las arenas, porosidad (ϕ), número y posición de los pozos existentes.

El arreglo de pozo es especialmente adecuado para yacimientos con bajo buzamiento y un área grande. Los pozos de inyección están ubicados estratégicamente entre los pozos de producción para lograr un barrido uniforme del yacimiento, esto se logra modificando los pozos productores existentes a inyectores o perforando pozos inyectores inter espaciados (Salgado, 2016).

Los principales arreglos son:

- Línea directa: Se establece por pozos inyectores y productores en línea recta.
- Línea alterna: Se establece por los pozos inyectores y productores en línea alterna.
- Arreglos de 5, 7 y 9 pozos, ver figura 6.

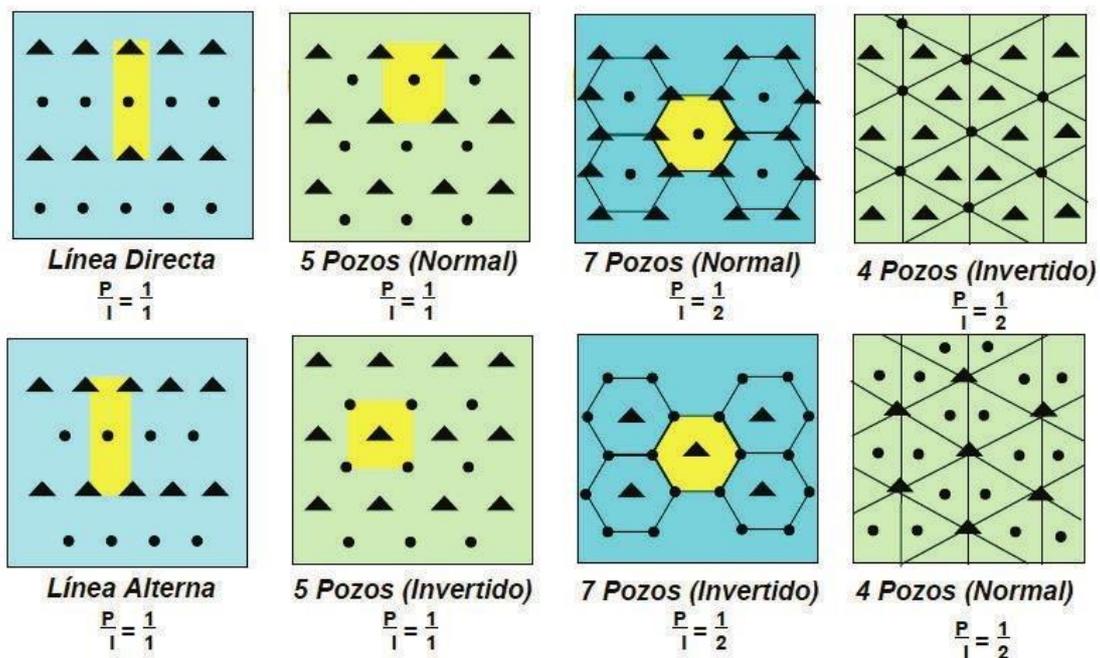


Figura 6: Tipos de arreglos de pozos (Reyes & Ming-Lin, 2017).

Para la selección del tipo de arreglo de pozos se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- La permeabilidad del yacimiento.
- La forma como ha sido producido el yacimiento.
- La razón de la movilidad.
- La viscosidad de los fluidos.
- La razón pozos inyectores a pozos productores.
- Características geológicas del yacimiento.
- La estructura del yacimiento.

2.6 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD (LSWI)

La inyección de agua de baja salinidad es una técnica de recuperación mejorada que se ha estudiado poco en Ecuador, es una de las técnicas emergentes para la recuperación mejorada de crudo que cambia el equilibrio termodinámico de yacimiento, mediante el control de la salinidad y la composición del agua inyectada. Diseñado para modificar la mojabilidad y/o reducir la tensión interfacial de areniscas y carbonatos.

Debido a las ventajas de este método de recuperación de petróleo en términos de desplazamientos de crudos livianos a medianos es de fácil inyección, fácil accesibilidad de agua, dependiendo del entorno en que se realice la inyección y bajo costo en su implementación, ha llamado la atención de muchos investigadores. El impacto ambiental durante su operación la convierte en una técnica muy atractiva y rentable en comparación con otras técnicas IOR/EOR (Al-shalabi, 2015).

2.6.1 Condiciones para la aplicación del método LSWI

A lo largo de 20 años, en que se ha estudiado este método de recuperación de petróleo en laboratorio y a nivel de campo, las principales condiciones que deben estar presentes para la aplicación fueron establecidas por (Tang y Morrow, 1999), en la investigación realizada por (Delgado, 2016) describe las condiciones propuestas para yacimientos areno-arcillosos.

- Presencia de arcillas: Durante la inyección de agua de baja salinidad el tipo de arcilla presente en la roca tiene un papel importante.
- Presencia de componentes polares (ácidos y bases) en el aceite.

- Debe tener Cationes divalentes, Ca^{2+} y Mg^{2+} .
- Presencia de agua de yacimiento o agua connata.
- Presencia de iones divalentes en el agua inicial en el yacimiento.
- El rango de salinidad usualmente esta entre 1000-5000 ppm.
- Para la aplicación del método LSWI no tiene un límite de temperatura, pero la mayoría de los trabajos experimentales se han desarrollado en temperaturas menores a los 100 °C.

2.6.2 Mecanismos en la inyección de agua de baja salinidad (LSWI)

Actualmente no se ha definido un mecanismo específico como el principal mecanismo para los efectos de la baja salinidad en las areniscas. Esto se debe a la complejidad de las interacciones petróleo-salmuera-roca y al gran número de observaciones contradictorias que varían según el mecanismo propuesto (Avila, 2017). Los mecanismos más utilizados son:

- a) Migración de finos.
- b) Aumento del pH.
- c) Intercambio multi-iónico (MIE).
- d) Salting-in.
- e) Alteración de la mojabilidad.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

Este trabajo de investigación se basa en un estudio cuantitativo por la búsqueda y recepción de información que aporten datos del campo de estudio, con el objetivo de generar un estudio de simulación numérica de yacimiento con un margen de error de menos del 5% en el campo Pacoa.

3.1 TIPOS DE INVESTIGACIÓN

Los tipos de investigación utilizados se describen a continuación:

3.1.1 Bibliográfica

Para este trabajo y cualquier otro de investigación, es necesaria la búsqueda de información que se relacione y aporte al desarrollo del tema, a partir de información documentada de estudios ya publicados confiables, entre ellos están: libros, artículos científicos, informes técnicos, tesis de grado, tesis doctorales y manuales de operaciones técnicas de empresas que hayan realizado investigación sobre el tema.

3.1.2 Descriptiva

En esta investigación se detallan las propiedades de la roca reservorio y características de los pozos perforados en el campo Pacoa.

3.1.3 Explicativa

Mediante los resultados obtenidos por la simulación numérica de yacimientos, aplicando la inyección de agua de baja salinidad, se interpretan los resultados obtenidos y mediante un análisis cuantitativo saber si existe un aumento del factor de recobro.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1 Población

En este caso de estudio la población es el campo Pacoa, administrado por la empresa Petroamazonas el mismo que está ubicado en la provincia de Santa Elena.

3.2.2 Muestra

La muestra está conformada por los pozos perforados que producen mediante la sección B de la formación socorro del campo Pacoa.

3.3 MODELAMIENTO DEL RESERVORIO

3.3.1 Ejecución de CMG Technologies Launcher

El módulo Builder, es una de las aplicaciones del programa CMG, donde se procede a la creación de un nuevo proyecto en el cual se debe seleccionar el tipo de simulador a utilizar (IMEX, STAR o GEM), unidades de trabajo (Unidades del sistema internacional (SI), unidades de campo (Field) o unidades de laboratorio, tipo de porosidad y la fecha de inicio de la simulación como se muestra en la figura 7.

Para este caso de estudio, se establece como fecha inicial de la simulación el 01 de octubre de 1992 ya que en esta se registra, el inicio de la producción de la arenisca de la sección B de la formación Socorro, con una producción inicial de 66 BPPD y un BSW de 21% perteneciente al pozo PAC-008, acorde a lo publicado por (Rodríguez y Tomalá, 2012).

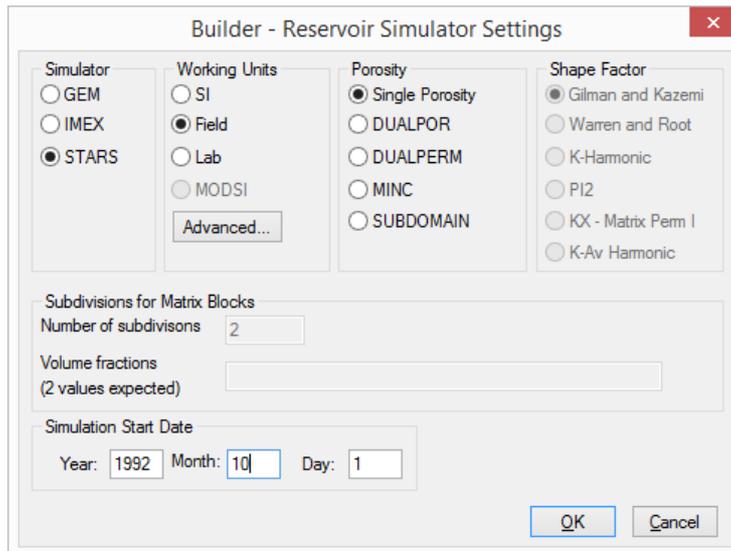


Figura 7: Datos base de ajuste para la simulación.(CMG, 2022)

3.3.2 Creación de archivos de mapa, ubicación y trayectoria de pozos

Posterior al ingreso de la base de datos. Se procede a crear e importar archivos que ayudan a determinar el área de estudio para esto se procederá a crear el archivo “Ubicación y trayectoria de pozos” y los archivos de mapa (mapa estructural del tope de la formación y del espesor de la arena), los cuales son generados en el software digitalizador Didger-Versión 3.02 perteneciente a Golden Software como se muestra en la figura 8.

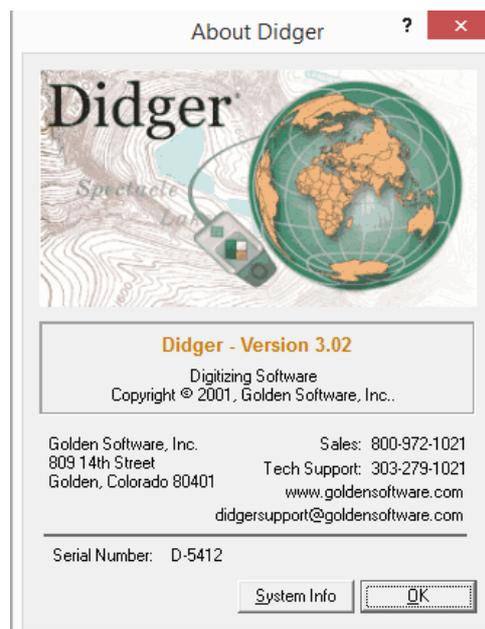


Figura 8: Didger- Versión 3.02.

En los estudios realizados por (Cuadros, 2018) y (Suárez & Salinas, 2021) se obtiene el archivo tipo imagen del mapa del campo y los pozos. Esto ayudará a obtener las coordenadas de cada pozo en el campo y en conjunto con la fecha de inicio de producción (nivel B), elevación de la Rt (Rotary table) y el TD (Total Depth) del mismo y se obtiene como resultado la tabla 5, ordenada cronológicamente en relación con el inicio de la producción.

Tabla 5: Pozos productores del Nivel B de la Fmc Socorro del campo Pacoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

Nombre de Pozo	Inicio de producción (AA/MM/DD)	Coordenada X (ft)	Coordenada Y (ft)	RT (ft)	TD (ft)
PAC-10	01/09/1992	526478.32	19760514.75	48.00	-2241.00
PAC-11	01/09/1992	526005.26	19761357.38	36.00	-2410.00
PAC-08	01/10/1992	525886.99	19760350.82	46.00	-2602.00
PAC-01	01/12/1992	525627.46	19761639.35	37.00	-6642.00
PAC-22	01/01/1993	526093.95	19760777.04	43.00	-2540.00
PAC-24	01/02/1993	527690.54	19761275.41	74.00	-2760.00
PAC-05	01/06/1994	526783.83	19760154.09	64.00	-2870.00
PAC-09	01/09/1994	526235.22	19760026.23	51.00	-2665.00
PAC-07	01/01/1995	525430.35	19761845.90	30.00	-3267.00
PAC-32	01/01/1995	525620.89	19762501.64	32.00	-2920.00
PAC-41	01/04/1995	525926.41	19760026.23	30.00	-4125.00
PAC-42	01/07/1995	526517.74	19759842.62	40.00	-3600.00
PAC-43	01/08/1995	526438.90	19760272.13	38.00	-2700.00
PAC-44	01/08/1995	526438.90	19760849.18	48.00	-2666.00
PAC-40	01/10/1995	526169.51	19760373.77	40.00	-3250.00
PAC-39	01/10/1995	525916.56	19763062.29	26.00	-3952.00
PAC-35	01/07/1999	527431.01	19762878.69	63.00	-2767.00
PAC-12	01/03/2000	526169.51	19762586.89	34.00	-2290.00
PAC-29	01/06/2000	528199.74	19764347.54	40.00	-2550.00
PAC-02	01/01/2002	525699.74	19761045.90	45.00	-2590.00

No todos los pozos del campo Pacoa, poseen una producción significativa en el nivel B, por lo que no son considerados aquellos que posean producción cercana a 0 (Peña y Pilozo, 2022).

Sin embargo, previo a la generación del mallado se requiere importar mapas que ayuden a delimitar el área de estudio. Para el presente caso, se van a considerar los presentados por (Cuadros, 2018) mostrados en la figura 9.

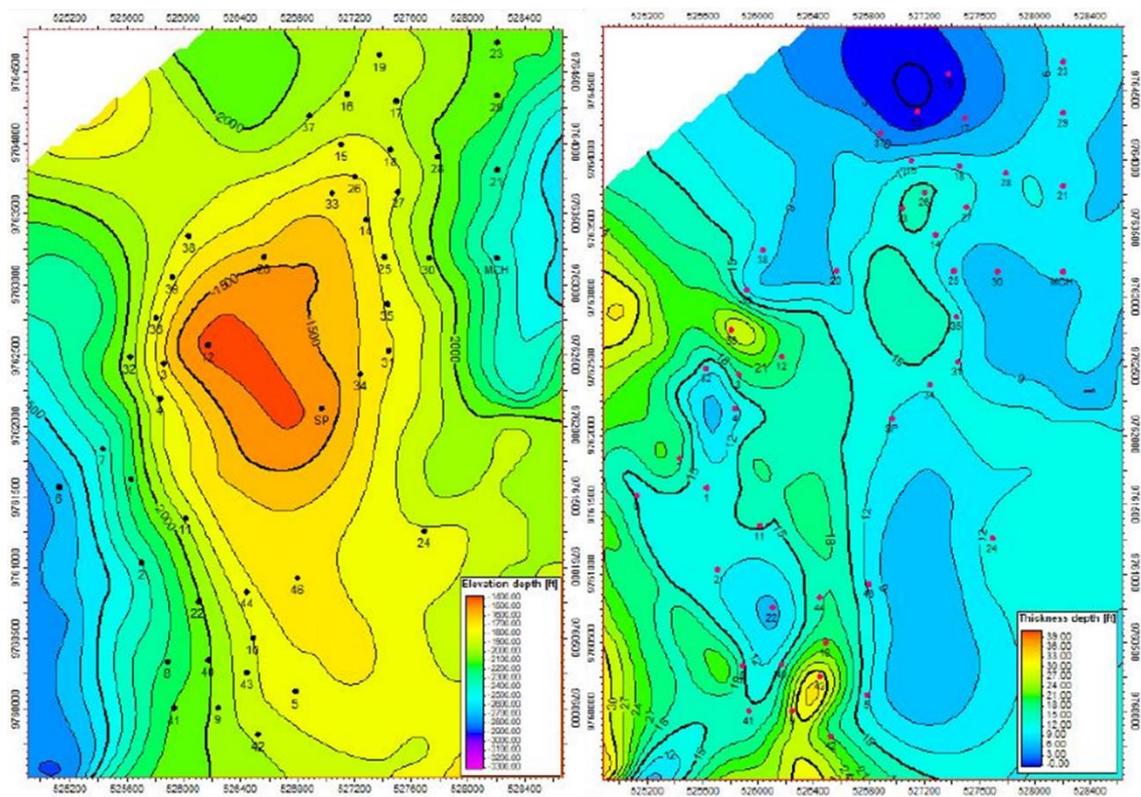


Figura 9: Izquierda (tope de la formación Socorro)-Derecha (Espesor del nivel B) (Cuadros, 2018).

A continuación, las figuras 10 y 11 permiten evidenciar la digitalización del mapa estructural al tope y espesor de la formación Socorro. En dicha ventana se puede observar las diferentes herramientas que pueden emplearse para la creación de cada curva que se requiera.

Los archivos obtenidos se denominan:

- Tope_Formación_Socorro.
- Espesor_Nivel B.

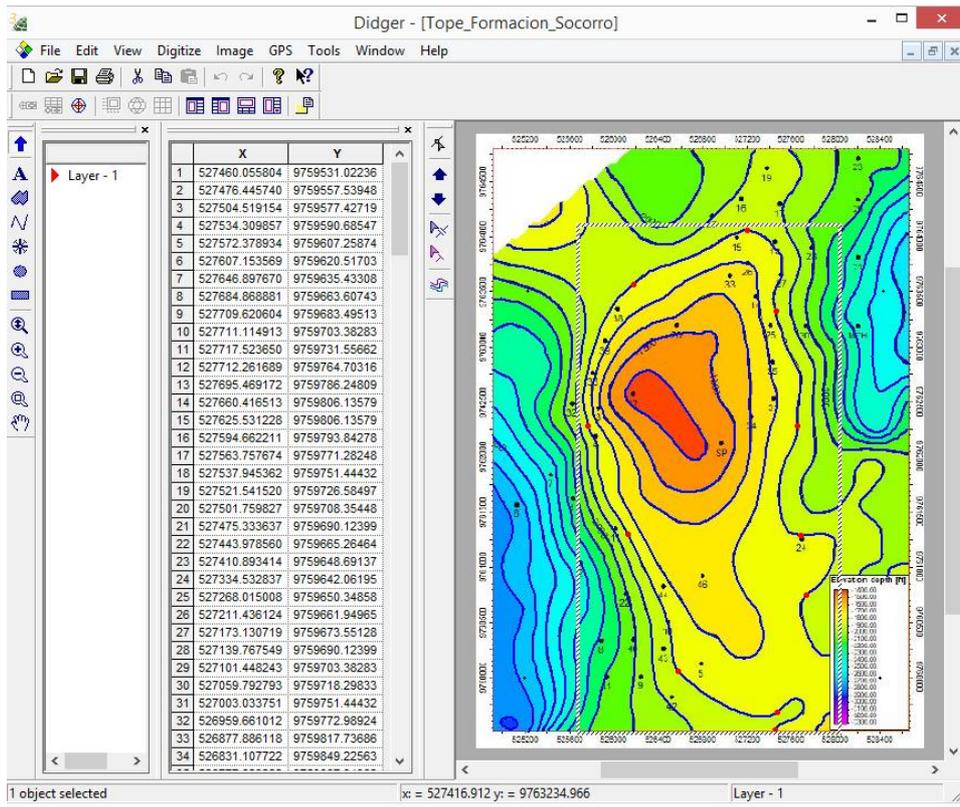


Figura 10: Digitalización del mapa estructural al tope de la formación Socorro. (Didger 3.02, 2022)

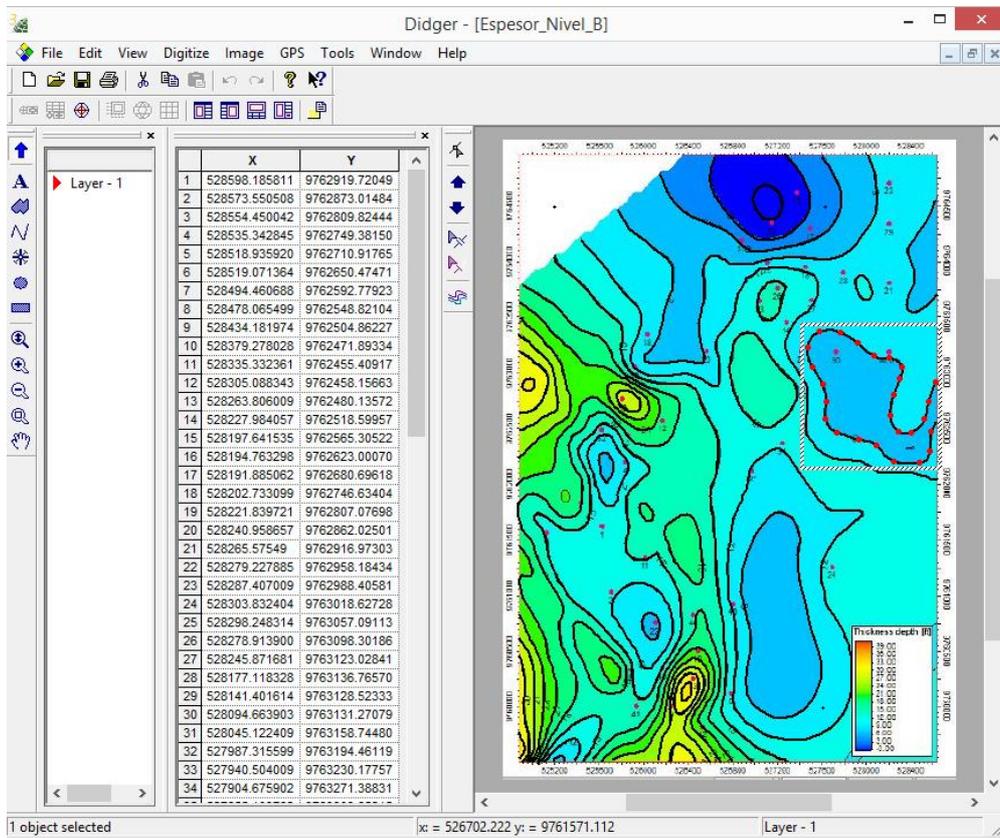


Figura 11: Digitalización del mapa isópaco de espesor del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa. (Didger 3.02, 2022)

Posterior a la obtención de estos archivos, se continua con el modelamiento del yacimiento. Para la configuración del mapa estructural del yacimiento se importaron los datos de tope y espesor de la arena productora que se obtuvieron de la digitalización, a través de la interfaz. Tomando en cuenta, que las coordenadas UTM están en metros, mientras que la profundidad en pie. Dando resultado lo proyectado en la figura 12.

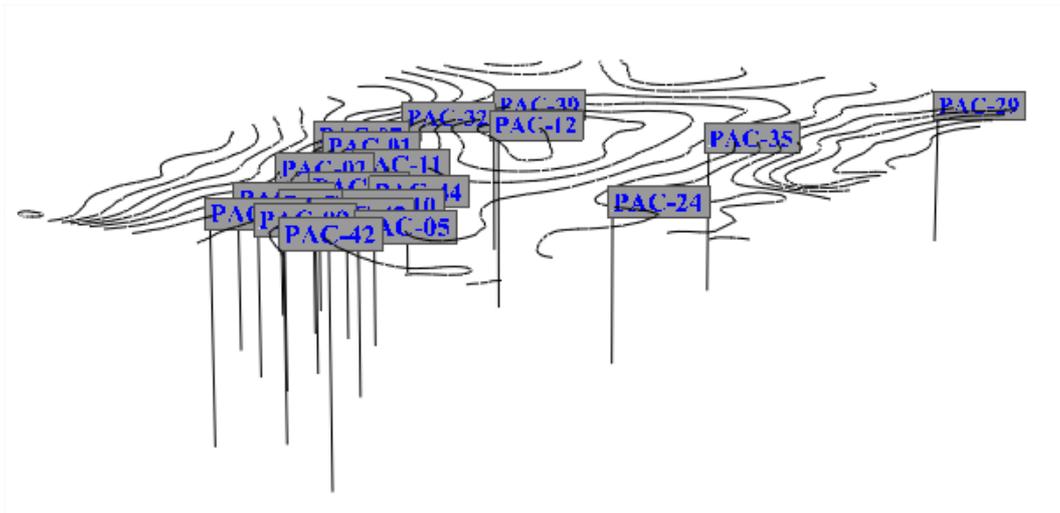


Figura 12: Resultado post importación de mapas de archivos y trayectorias de pozos.(CMG, 2022)

Luego se toma en esta etapa del modelamiento para proceder a guardar el archivo bajo el nombre “Field Pacoa Level B” y esta base se complementa con los siguientes pasos.

3.4 DEFINICIÓN DE PROPIEDADES ESTÁTICAS DEL MODELO-RESERVORIO CAMPO PACOA

3.4.1 Malla del modelo, tope y espesor de la formación

Continuando con el modelamiento; se realiza la creación del mallado mediante la herramienta Create Grid, que se encuentra dentro de las opciones de Reservoir del Model Tree View.

Para la asignación de dimensiones i , j y k , mostradas en la tabla 6 hay que considerar que entre mayor sea la cantidad de celdas, mayor es el tiempo que requiere el simulador para realizar el trabajo.

Entonces se procura en el presente caso de estudio, no tener la malla excesivamente refinada, ya que el History Match puede requerir varias simulaciones e incluso por las diferentes estrategias a probar en las simulaciones. Esto enfocado al límite de tiempo establecido en la licencia del software.

Tabla 6: Definición de grid (malla)

Dirección	Nº de celdas	Ancho de celda	de	Longitud total	Área
→ I	64	60ft		3840 ft	20.275 MMsf
↓ J	88	60ft		5280 ft	(465.45 Acres)
↘ k	10	Valor dependiente de mapas isópacos			

La vista en planta de la delimitación de la malla en referencia a los mapas y trayectoria de los pozos es presentada en la figura 13.

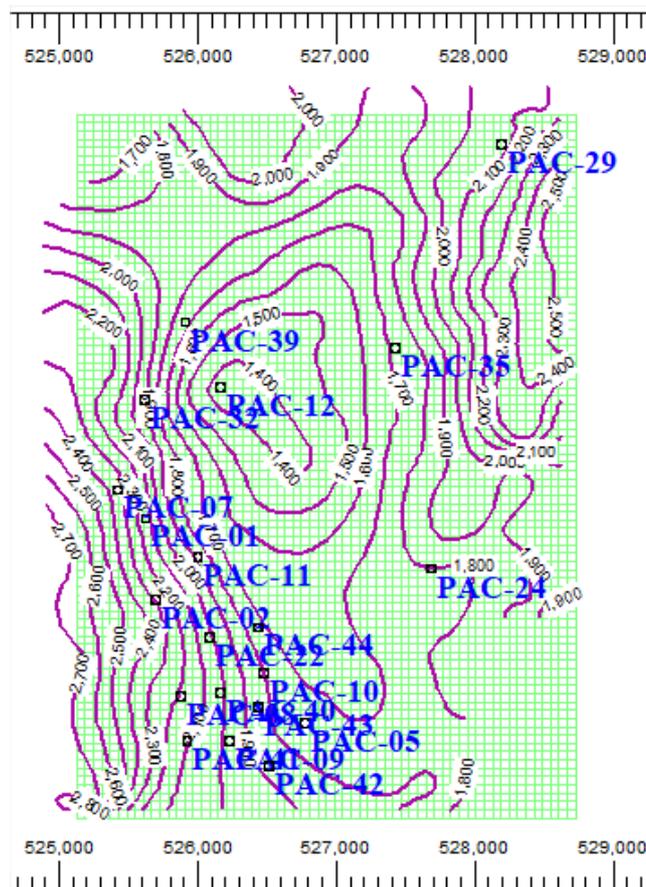


Figura 13: Delimitación del área de interés.(CMG, 2022)

Para establecer el valor tanto del tope de la información como del espesor, se hace uso de la sección Array Properties cargando los mapas de archivo: “Tope_Formación_Socorro” y “Espesor_Nivel_B”; en las columnas Grid Top y Grid Thickness, respectivamente.

Cabe aclarar que, como la dirección k del mallado son 10 celdas arregladas de forma vertical, se carga el archivo de espesor (1) para cada una de ellas. Entonces, se utiliza el multiplicador 0.1 al momento de cargar el archivo ya que es 1/10. Sin embargo, para el tope de formación tan solo se importa el archivo en la celda superior por lo que el multiplicador utilizado es 1.

Si bien, los archivos de ubicación, trayectoria de pozos, tope y espesor de arena fueron importados anteriormente, estos no tomaban sus valores como tal, sino que tenían el objetivo de proporcionar su ubicación en el espacio de trabajo. Una vez, importado y aceptado los archivos/ datos se obtendrá el siguiente avance del modelo, mostrado en la figura 14.

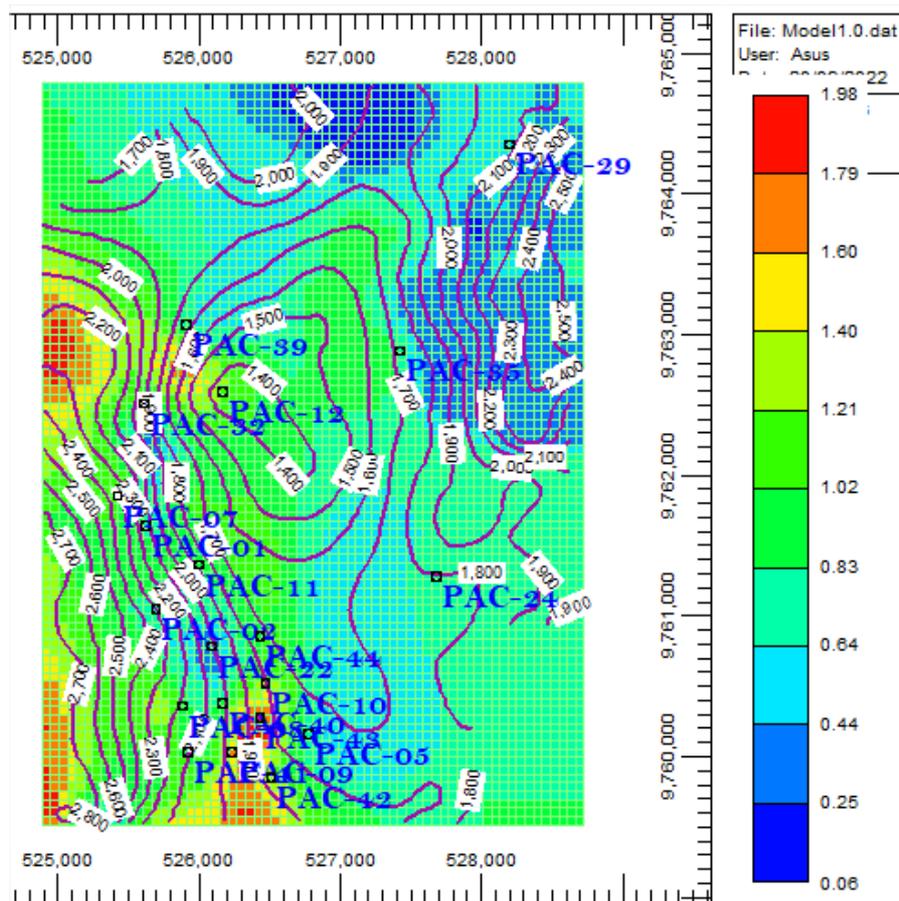


Figura 14: Tope y espesor del Nivel B de la formación Socorro del Campo Pacoa. (CMG, 2022)

- **Porosidad y Permeabilidad**

Para definir la porosidad y permeabilidad se puede determinar un valor promedio y estipularlo para cada celda, sin embargo, esto se aleja de la realidad. Pero gracias a los registros de pozos disponibles en formato LAS otorgados por la empresa Santa Elena Petroleum se pueden generar modelos para dichas propiedades que estarán distribuidas en base a ponderaciones debido a la geoestadística.

3.4.2 Modelo de Porosidad

Esta propiedad se genera a través de la herramienta Geostatistics de Reservoir donde se importa los registros de pozos. Para el presente caso se dispone de porosidad neutro (Phi_Neutron) y sónica (Phi_sonic). Debido a que, la porosidad que se requiere establecer en las celdas es la porosidad total, esta se calcula a través de la ecuación empleada por (Peña & Pilozo, 2022) y denominada en el presente caso como "Porosity_LAS" como se muestra en la figura 15.

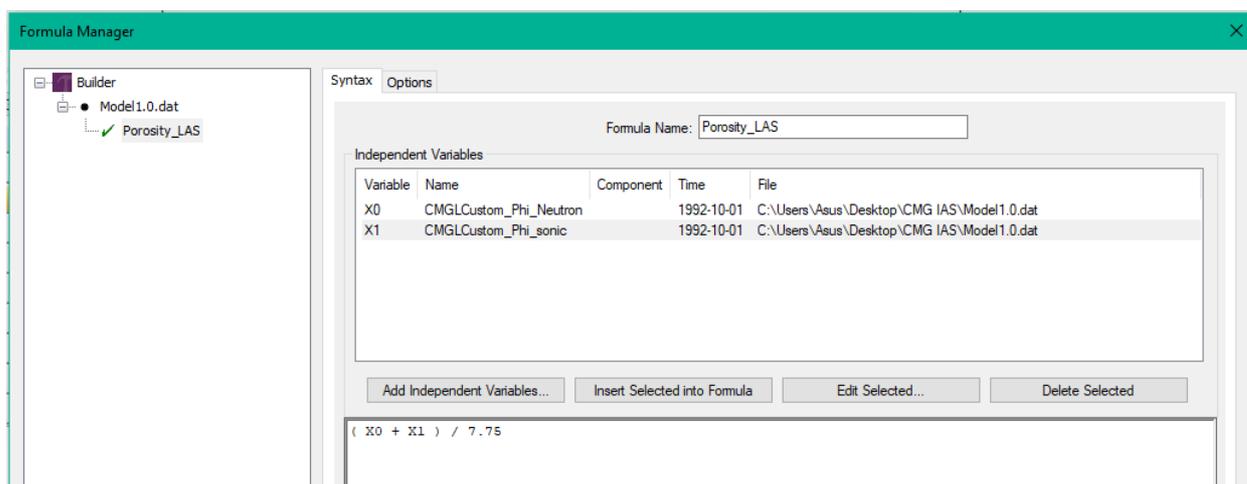


Figura 15: Gestión de fórmula-Porosidad total (POROSITY_LAS). (CMG, 2022)

Obteniendo como resultado el modelo geoestadístico de porosidad como se muestra en la figura 16.

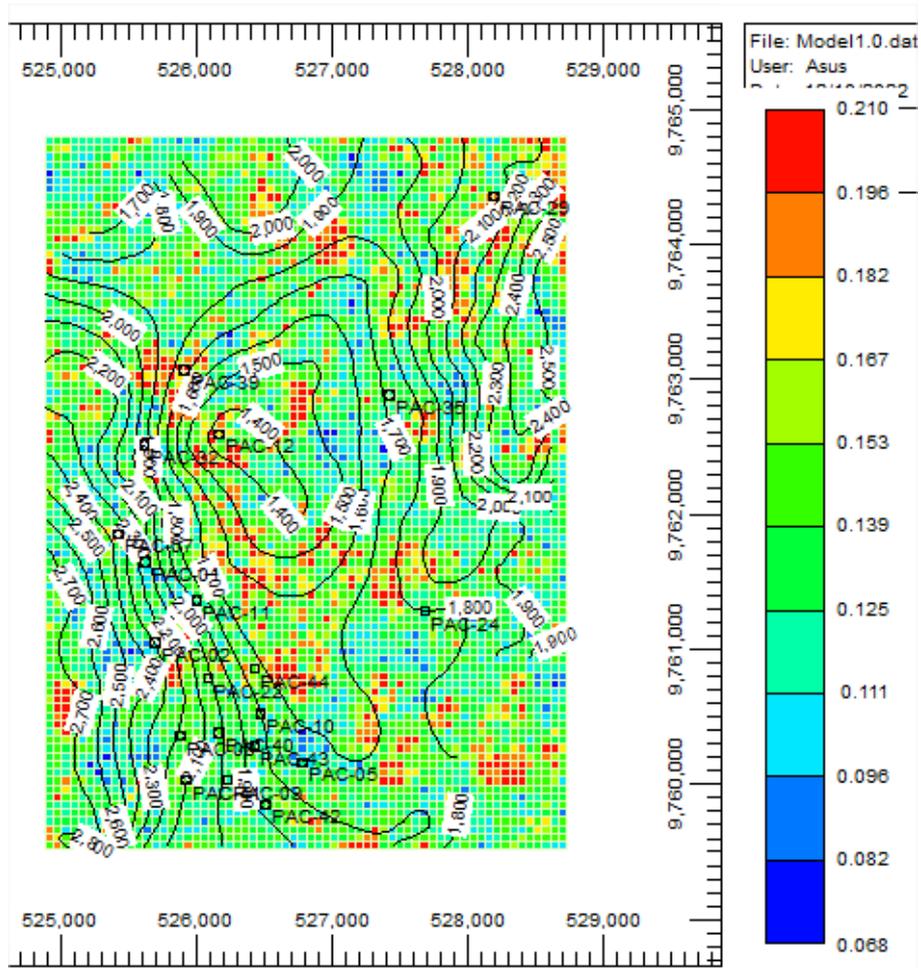


Figura 16: Modelo geostatístico de porosidad del campo Pacoa. (CMG, 2022)

3.4.3 Modelo de permeabilidad

Debido a la ausencia de registros de permeabilidad se procede a su determinación a través de la correlación dependiente de la porosidad disponible, dicha ecuación es detallada en el trabajo por (Peña y Pilozo, 2022) como se muestra en la figura 17.

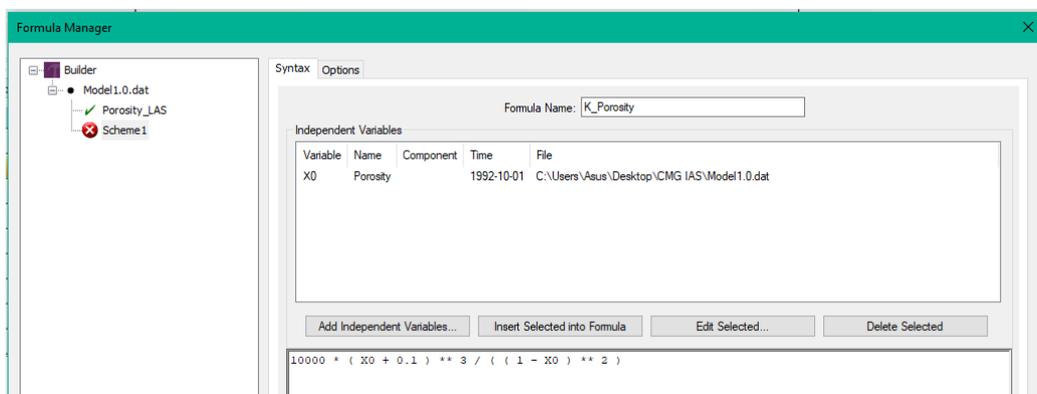


Figura 17: Gestión de fórmula-Permeabilidad (k-Porosity) (CMG, 2022)

Si bien la correlación mostrada en el trabajo “Estudio de recuperación mejora de petróleo por inyección de agua caliente del yacimiento en el campo Pacoa en la provincia de Santa Elena” presenta un multiplicador distinto al presentado en la figura 16, esto se debe a que se utilizó la correlación ya modificada post obtención del History Match del trabajo de (Peña y Piloza, 2022).

Entonces el modelo geoestadístico de permeabilidad obtenido es mostrado en la figura 18.

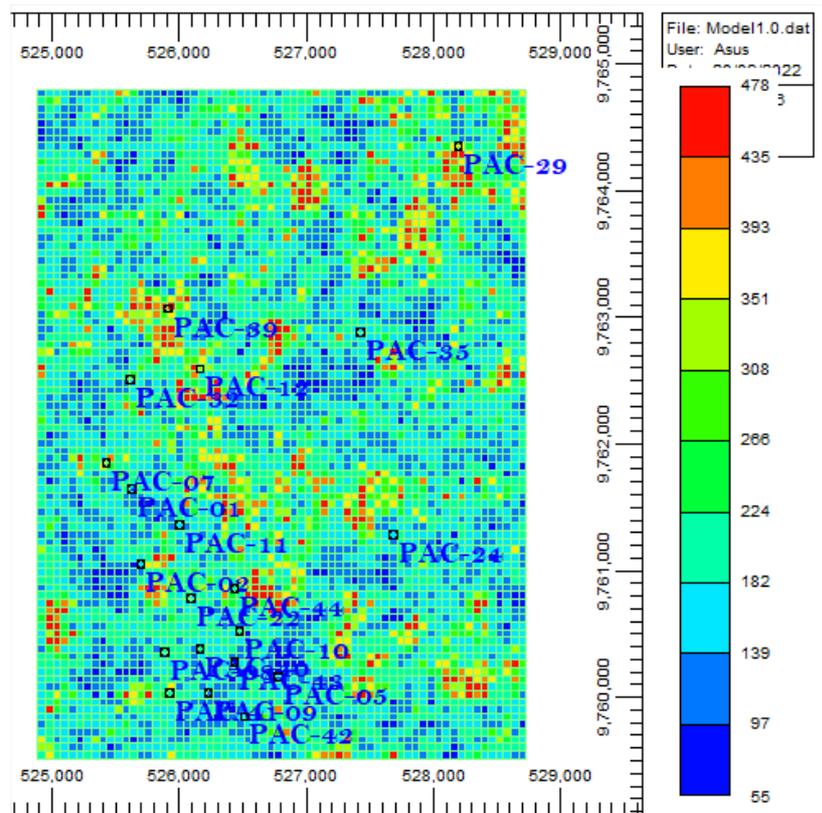


Figura 18: Modelo geoestadístico de permeabilidad del campo Pacoa. (CMG, 2022)

Cabe mencionar que el modelo realizado es importado en General Property Specification en los cuadros pertenecientes a Permibility I y Permibility J, mientras que para Permibility K se utiliza un multiplicador de 0.3, y con aquello se logra la anisotropía (propiedades que varían a través del espacio).

3.5 DEFINICIÓN DE PROPIEDADES DINÁMICAS DEL MODELO-RESERVORIO DEL CAMPO PACOA

3.5.1 Propiedades roca-fluido

Como se logró evidenciar con la búsqueda de evidencias bibliográficas, los datos de propiedades roca-fluido no se encuentran disponibles. Por lo que, para continuar con el modelamiento se procede a utilizar los resultados determinados por (Peña y Piloza, 2022).

A continuación, se nombra el parámetro y correlación utilizada o una descripción de esta mostrada en la tabla 6.

Tabla 6: Propiedades Roca-Fluido y medio de obtención (Peña & Piloza, 2022).

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad	Descripción
Compresibilidad de la roca	C_f	2×10^{-6}	1/psi	Correlación de Newman (1974, 1983)
Capacidad calorífica de la roca	C_r	34.38	BTU/ft ³ °F	Correlación de Gomma (1973)
Conductividad térmica de la roca	K_h	22.16	BTU/day-ft-°F	Correlación de Anand (1971) basada en datos de Correlación de Vliet (1956)
Conductividad térmica del petróleo	K_o	0.0809	BTU/day-ft-°F	Formula empírica de Central Petroleum Committee of the National Research Council (1929)

Para la obtención de las propiedades de la tabla anterior, se utilizaron valores encontrados en diferentes trabajos de investigación, dichas propiedades independientes a las correlaciones corresponden a lo presentado a continuación en la tabla 7.

Tabla 7: *Propiedades generales Roca-Fluido del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa* (Rodríguez y Tomalá, 2012) (Peralta y Dumani, 2013) (Suárez y Salinas, 2021).

Variables	Valor	Unidad
Temperatura	97	⁰ F
Gravedad	40.8	^o API
Pi	1150	Psi
Porosidad	25.4	%
Permeabilidad	444	Md
Sw	0.39	Fracción

Continuando con el modelo, gracias a la predisposición de los autores (Peña y Pilozo, 2022) se importó el archivo .dat referente al modelo del fluido del campo para poder establecer sus propiedades.

Si bien, la información disponible corresponde al Nivel C de la formación esta es útil ya que existen valores similares tanto de la temperatura como de la densidad del petróleo – crudo existente en el nivel B, lo cual se puede evidenciar en el trabajo realizado por los autores citados en el párrafo anterior. Cabe mencionar que, el tipo de yacimiento estudiado es constituido tanto por Región Subsaturada como por Región Saturada.

3.5.2 Datos complementarios de los pozos

Si bien la ubicación y trayectoria de los pozos ya fueron importados, se debe establecer la zona de interés o zona productora correspondiente a cada uno de ellos, lo cual se define a través de los intervalos de cañoneos.

La herramienta que permite establecer la zona de interés se denomina Well Completion Data, misma que está dentro del menú Well. En la ventana ejecutada se define las capas cañoneadas de cada uno de los pozos, recordando que en el presente caso se creó 10 capas verticales (k).

3.5.3 History Matching del Horizonte B Campo Pacoa.

La validación es dependiente de la etapa de inicialización. Puesto a que, el simulador brindará el POES del modelo que debe ser comparado con un valor oficial (ya sea de la operadora del campo de registros de la secretaría de hidrocarburos de cada país o un ente homólogo).

Mediante la simulación, se debe obtener un valor de POES (con un WOC de 2325 ft), cercano al presentado por (Rodríguez y Tomalá, 2012) y (Peralta y Dumani, 2013).

Para el ajuste se requiere comparar valores históricos con resultados simulados. Por ende, los resultados de la simulación deben considerar las siguientes fechas extremas:

- Inicio de simulación: 1992/10/01, inicio de producción del nivel B de la formación. Fecha establecida al inicio del modelamiento.
- Fin de simulación: 2015/04/01, fecha extrema hasta la que se tiene producción histórica disponible.

Una vez finalizada la simulación. Se procede a comparar las curvas de petróleo y agua producida.

3.6 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD

Considerando como antecedente el trabajo realizado por (Peña y Piloza, 2022). Se tiene noción de 2 tipos de arreglos de pozos a utilizar. Además, se vale recalcar que aparte del análisis del antecedente se incluirán modificaciones donde a través de la síntesis de la información disponible se estableció: Habilitar el pozo PAC-04 como pozo productor y el pozo PAC-46 como inyector.

3.6.1 Caso 1-Five Spot Pattern Inverted (FSPI)

Para el arreglo de pozo invertido se tiene la siguiente configuración representada en la tabla 8 a continuación:

Tabla 8: Descripción del arreglo de pozo invertido, caso 1 (FI)

Pozos	Tipo de pozo	Descripción	Variables operacionales
PAC-04	Productor	Se habilitó y fue añadido a los demás.	STL= 100 bbl/d para todos los pozos productores desde 01/01/2023.
PAC-01-09	Inyector	Convertido desde estado productor.	STW=100, 200,300, 500, 800 y 1000.
PAC-12-46	Reentrada para inyección	Mejor ubicación para su rol.	Salinidad = 50 g/L (50000) para todos los pozos inyectoros desde 01/01/2023.

Mediante la simulación se establece el caudal de inyección que refleje la mejor producción de petróleo, se realizan varias pruebas con distintos caudales, los cuales son: 100 bbl/d, 200bbl/d, 300 bbl/d, 500 bbl/d, 800bbl/d y 1000 bbl/d por pozo inyector (Anexo A), configurado en el parámetro STW de cada pozo a través de la herramienta Well's Constraints.

3.6.2 Caso 2-Five Spot Pattern Regular (FSPR)

Mientras que, para la configuración de un patrón regular de inyección de 5 pozos se tiene en cuenta las observaciones realizadas en el estudio de (Peña y Piloza, 2022) adicional con el análisis propio, se determina lo mostrado en la tabla 9.

El análisis se lo realiza de la misma forma que en el caso 1, en la Anexo B se muestra la variación de los parámetros analizados para la determinación del caudal óptimo de inyección.

Abarcando el mismo análisis del FSPI, se debe prestar atención a la posible sobrepresión del modelo esto se puede analizar a través de la Anexo B3. Donde se evidencia que incluso a una tasa de inyección de 200 bbl/d, se alcanza presiones de 20000 psi, entonces lo aconsejable sería ir por una tasa de 100 bbl/d, está es la tasa optima de inyección para ambos casos.

Tabla 9: Descripción de arreglo normal de pozos, caso 2 (FSPR).

Pozos	Tipo de pozo	Descripción	Variables operacionales
PAC-04	Productor	Se habilito y fue añadido a los demás.	STL=100 bbl/d para todos los productores desde 01/01/2023
PAC-01-32-39-41-22-05	Inyector	Convertido desde estado productor.	STW= 100 bbl/d, 200 bbl/d, 300 bbl/d, 500 bbl/d, 800 bbl/d y 1000 bbl/d.
PAC-12-02-46	Reentrada para inyección	Mejor ubicación para su rol.	Salinidad= 50 g/L (50000) para todos los inyectores desde 01/01/2023.

3.6.3 Modelado de inyección de agua de baja salinidad

El desarrollo de este método de inyección va a ser llevado a cabo en el simulador STARS de CMG, a través de la interfaz Process Wizard donde se tiene la opción de inyección de agua de baja salinidad (LSWI, por sus siglas en ingles), el cual es de fácil entendimiento en la entrada de información.

La información de caracterización de crudos del campo Pacoa es de relevancia para este estudio; los valores para las zonas norte, central y sur son similares por lo que se resumió a continuación en la tabla 10.

En realidad, los tipos de procesos que ocurren en la inyección de agua de baja salinidad son de tipo químico y físico. Los cuales pueden modificar los end points de las curvas de permeabilidades relativas, que indudablemente se ve reflejado en la recuperación de fluidos del reservorio. Para considerar el comportamiento de estos cambios en las permeabilidades relativas se realiza a través de núcleos de muestra pruebas de laboratorio que someten a la muestra al tipo de proceso que se requiere estudiar

Tabla 10: Caracterización de crudo, Campo Pacoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

Parámetros	Unidades	Valor
Salinidad como ión cloro, cloruros	ppm Cl ⁻	22500
Alcalinidad total como carbonatos	ppm Ca ₂ CO ₃	200
Alcalinidad como bicarbonatos	ppm Ca ₂ CO ₃	244
Dureza total como carbonato de calcio	ppm Ca ₂ CO ₃	5000
Dureza cálcica como carbonato de calcio	ppm Ca ₂ CO ₃	3500
Dureza magnésica	ppm Ca ₂ CO ₃	1500
Calcio	ppm Ca ₂ CO ₃	1400
Magnesio	ppm Ca ₂ CO ₃	360
Sulfato	ppm (SO ₄) ²⁻	90
Hierro	ppm Fe ²⁺	1,8
Temperatura de cabeza de pozo	°C	28
CO ₂ en cabeza de pozo	%CO ₂	
PH del agua de formación	STIFF DAVIS	Incrustante
Bacterias sulfato reductoras	col/ml	10000

Como se puede observar en la tabla 11, existen parámetros que requieren variaciones, mismas que se ingresan a través del *Process Wizard* en *Builder* de CMG, donde se asigna como set de interpolaciones la salinidad desde una concentración alta hasta una de baja.

Tabla 11: Curvas de permeabilidad relativa para núcleos inundados, correlación de Corey (Callegaro et al., 2013)

Núcleo inundado	Modelo inicial	Alta Salinidad	Baja Salinidad
Krw End point – agua	0.47	0,4	0,4
$Kr_{wL_{swi}}/K_{rw_{wi}}$	-	0.851	0.851
Kro End point – petróleo	0.85	1,0	0.9
Nw Exponente de Corey – agua	-	2.0	2.0
No Exponente de Corey – petróleo	-	8.0	6.0
Sor Saturación de petróleo residual	0.39	0.43	0.3
$Sor_{L_{swi}}/Sor_{wi}$	-	1.1026	0.7692
Swi Saturación de agua irreducible	0.39	0.24	0.3

Para continuar con el modelado, se toma en cuenta la metodología inicial planteada por (Callegaro et al., 2013) considerando como componente a inyectar al cloruro de sodio suplementado bajo las siguientes premisas:

- Se estableció el valor de 70000 ppm como concentración de Alta salinidad. Partiendo de que, el agua salada es de aproximadamente 35000 ppm (35 g/L).
- Se define a la concentración de 3000 ppm como Baja Salinidad. Considerando que la salinidad del agua dulce es menor a 1000 ppm.
- Se consideran las concentraciones de 7000 y 35000 ppm, para realizar otras pruebas y analizarlas.
- Si bien, la concentración de sal es independiente de la temperatura este último parámetro ayuda a mejorar el ambiente de las reacciones. Entonces las pruebas anteriores fueron testeados a una temperatura menor al reservorio ($90^{\circ}\text{F}=32.2^{\circ}\text{C}$) y a una mayor ($194^{\circ}\text{F}=90^{\circ}\text{C}$).

Tabla 12: Condiciones de salinidad y temperatura de las pruebas para la inyección de agua

Concentraciones	Test 1 a 90°F	Test 2 a 194°F
Alta		70 g/L
Media		35 g/L
Leve		7.0 g/L
Baja		3.0 g/L

Para cargar los cambios en las curvas de permeabilidades relativas se crean 3 sets de interpolación:

- La propia del modelo inicial.
- Considerando alta concentración de sal y,
- Baja concentración de sal.

Se dice interpolación porque crea una tabla de datos desde alta a baja salinidad.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 MODELO ESTÁTICO

La malla se encuentra constituida por bloques de forma rectangular con dimensiones en el plano i, j de 60 ft y en el plano k se indica que esta variable considera el espesor de la arena. Es importante mencionar que para la creación del mallado el espesor de la arena productora es variable como indica (Cuadros, 2018) por esta razón el mismo no podría generar un modelo homogéneo en su totalidad por las variaciones que se presentan dependiendo de la región Norte, Sur, Este y Oeste pero si podemos ordenarle al programa que realice 10 celdas del espesor indistintamente de la variación que se presente revisar tabla 6 y figura 26 que muestra el resultado final del mallado en 2D y 3D.

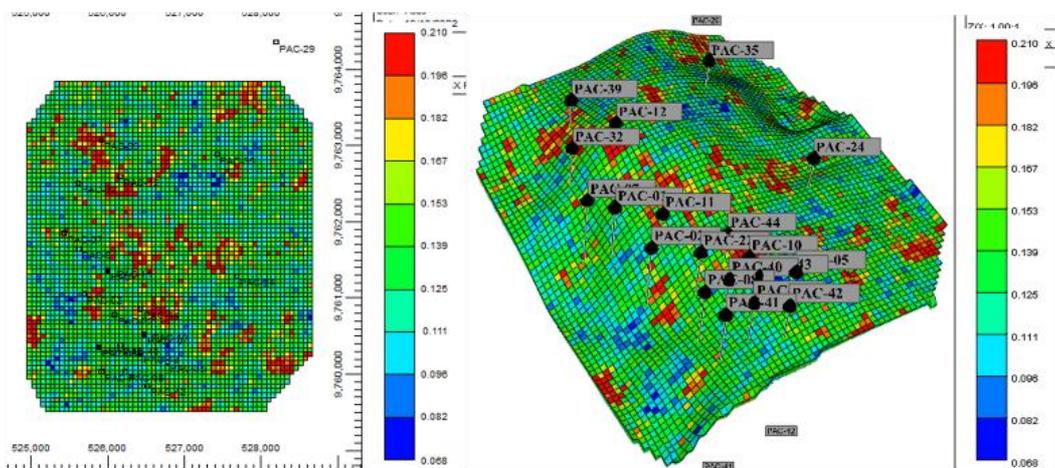


Figura 19: Vistas 2D y 3D de la malla del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa nivel B.(CMG, 2022)

4.2 MODELO DINÁMICO

Luego de la creación del modelo estático del yacimiento es importante realizar una validación del mismo utilizando la simulación con el objetivo obtener datos de producción de petróleo y agua hasta la fecha que indique la bibliografía mencionada en el capítulo 3 los resultados se muestran en las figuras (20 y 21) las que indican el comportamiento de las curvas de agua y petróleo producidos que al ser comparadas con la bibliografía se presenta una pequeña variación en el POES como se muestra en la tabla 13.

Tabla 13: Comparación del POES (Simulación vs Registro) del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa.

Escenarios	POES (MMbbl)	Variación
POES _{Simulación}	9.765092	1.97 % \cong 2%
POES _{plan desarrollo Pacoa 2011}	9.961055	

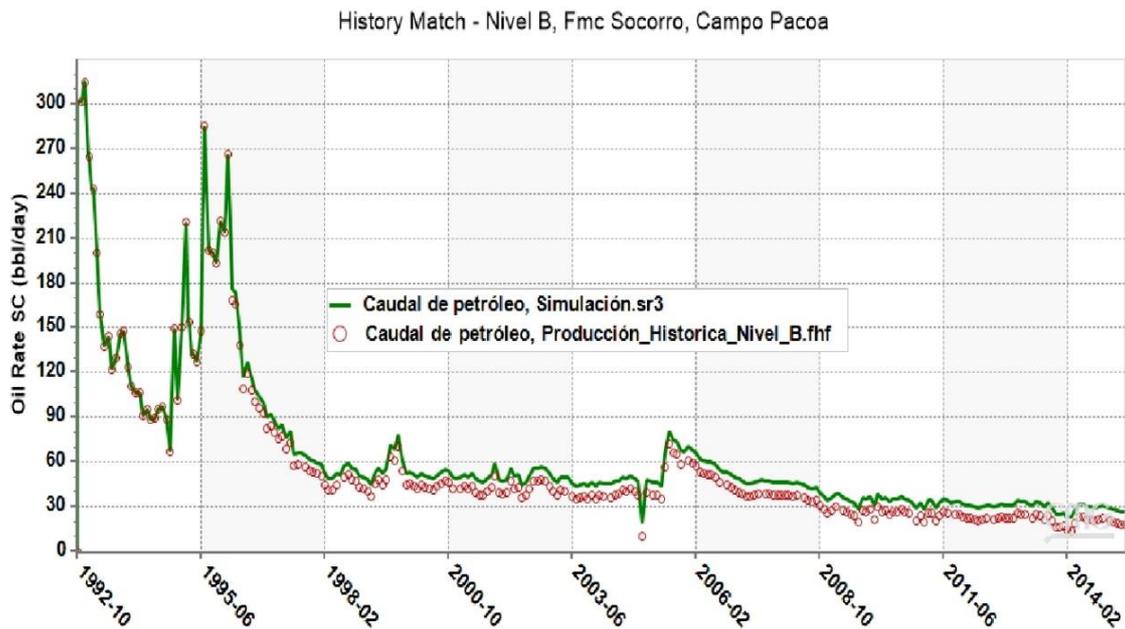


Figura 20: Ajuste Histórico (History Match) del caudal de petróleo del nivel B de la formación Socorro del Campo Pacoa. (CMG, 2022)

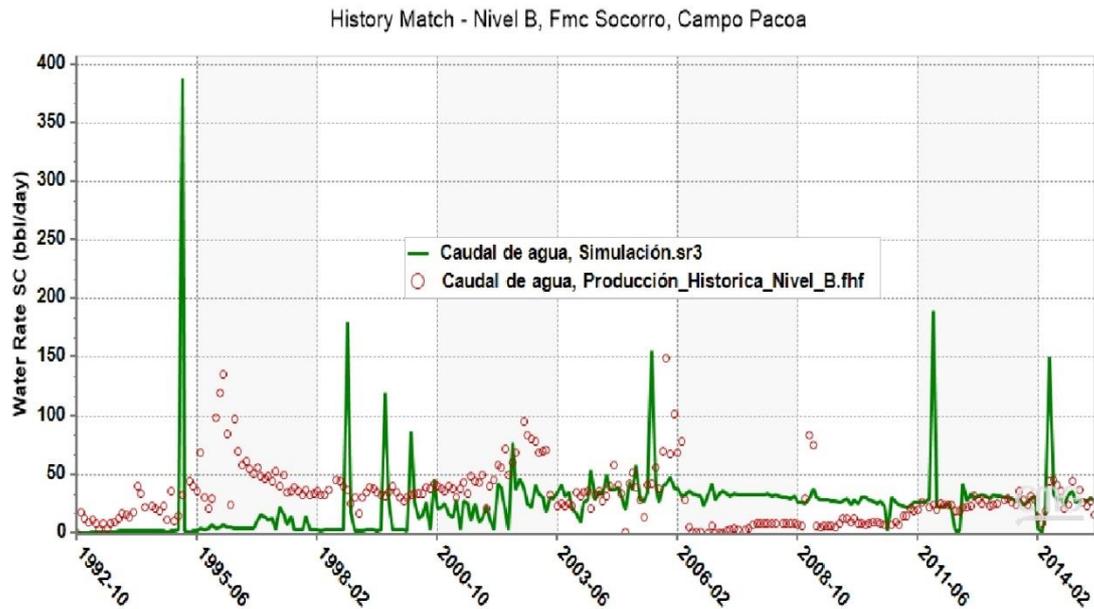


Figura 21: Ajuste Histórico (History Match) del caudal del agua del nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa. (CMG, 2022)

Es importante indicar que a partir del año 2015 no se posee datos de producción del campo por ello se simula hasta el 2022 sin tener en consideración las condiciones de operación del campo que puedan afectar la producción.

4.2 1 Configuración óptima de pozos

Para indicar cual es el arreglo óptimo de pozo en la aplicación del caso de estudio de inyección de agua de baja salinidad se debe realizar un análisis mediante los resultados de una tasa de inyección óptima que no inunde el yacimiento Ver Anexo A así mismo el análisis de los patrones de pozos invertido y regular que se han propuesto.

En el anexo A corresponde el siguiente análisis

- a. Se observa que la tasa que logra mantener el caudal más alto de petróleo es el de 100 bbl/d.
- b. Que a mayor tasa de inyección mayor caudal de agua obtenemos en superficie es algo lógico, pero es necesario usar caudales que estén en el rango de 300 -100 bbl/d para evitar una alta producción de agua.

- c. Uno de los factores claves es que el modelo no entre sobrepresión por el proceso de inyección se evidencia que las tasas de 200-100 bbl/d muestran presiones más estables.
- d. Se analiza la variación del actor de recobro y se llega a la conclusión que no es necesaria una tasa alta de inyección para un aumento de este.

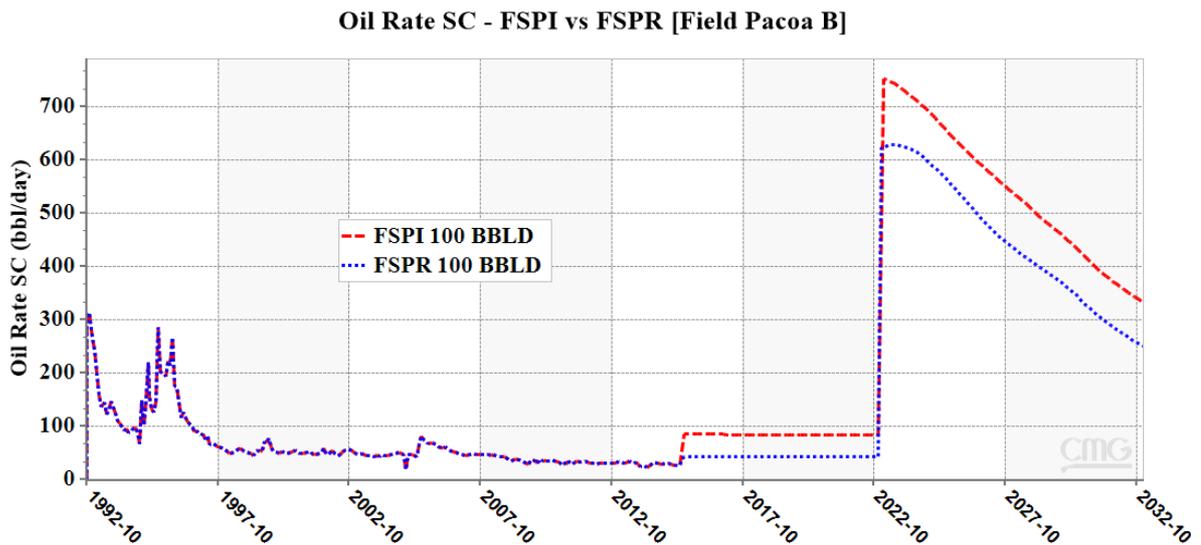


Figura 22: Tasa de producción de petróleo, Caso 1 (FSPI) vs Caso 2 (FSPR). (CMG, 2022)

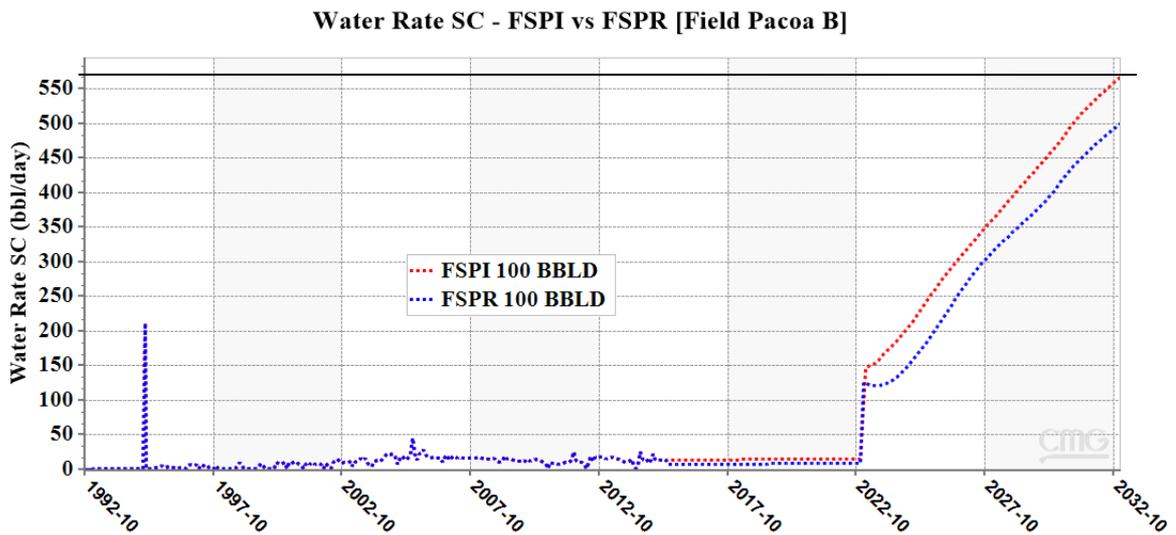


Figura 23: Tasa de producción de agua, Caso 1 (FSPI) vs Caso 2 (FSPR). (CMG, 2022)

Se puede observar en la figura 22 el comportamiento que tiene la producción de petróleo, durante la simulación de los dos escenarios propuestos de arreglo de pozo con una misma tasa de inyección de 100 bbl/d para ambos casos, estas curvas muestran que para el patrón de pozos regular indica una tasa máxima de producción de 630 bbl/d en el año 2022, con una tasa mínima de producción de 250 bbl/d en el año 2032, en comparación con el

arreglo de pozo invertido que muestra una tasa de producción máxima en el año 2022 de 750 bbl/d y una tasa mínima de 330 bbl/d en el año 2032.

La figura 23 detalla el comportamiento del agua producida del campo para ambos casos de arreglo de pozos a una misma tasa de inyección de 100 bbl/d durante la simulación se ve reflejando en las curvas que para un protón de pozo regular inicia con una tasa mínima de producción de 125 bbl/d en el año 2022 con una tasa máxima de producción de 500 bbl/d en patrón de pozo invertido se muestra que la tasa mínima de producción de 150 bbl/d en el año 2022 con una tasa máxima en el año 2032 de 565 bbl/d.

Recordando que, el campo Pacoa no es muy profundo, ni tampoco muy distante entre pozos. Por lo que tiene sentido que no requiere altas tasas ni demasiados pozos inyectoros.

4.3 INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN EL RESERVORIO

En esta sección se presentan los resultados de la simulación en función de la inyección de agua de baja salinidad en el reservorio B de la formación Socorro del capo Pacoa, utilizando concentraciones de 3000ppm, 7000 ppm, 35000 ppm y 70000 ppm, a (90 y 194°F) y así observar el comportamiento de la inyección ante los cambios de temperatura.

Se analizan las curvas de los parámetros: Caudal de petróleo y agua producida, también su acumulado. Además, del factor de recobro de petróleo.

4.3.1 Inyección de 100 bbl/d a 90 °F, bajo diferente concentración salina

Con el objeto de observar el comportamiento de los parámetros antes mencionado se procede a simular el campo, cuando el nivel B de la Fmc está siendo inyectado a 100 bbl/d de agua (a 90 °F) a diferentes salinidades. Dónde los resultados fueron los siguientes:

La figura 24 se observa el comportamiento de la salinidad a una temperatura 90°F indica que de salinidad de 7000 ppm muestra un mayor pico de producción de 710 bbl/d al

iniciarse la inyección en el año 2022 y producción mínima de 290 bbl/d en el año 2032 y en las concentraciones 70000 ppm, 35000 ppm y 3000 ppm se muestra un comportamiento similar al iniciarse la inyección en el año 2022 de aproximadamente 690 bbl/d con una producción mínima en el año 2032 de 210 bbl/d para 70000 ppm, 220 bbl/d a 35000 ppm y 240 bbl/d con una concentración de 3000 ppm se observa que las concentraciones de salinidad que podrían indicar una mayor producción de petróleo son las de 7000 ppm y 3000 ppm.

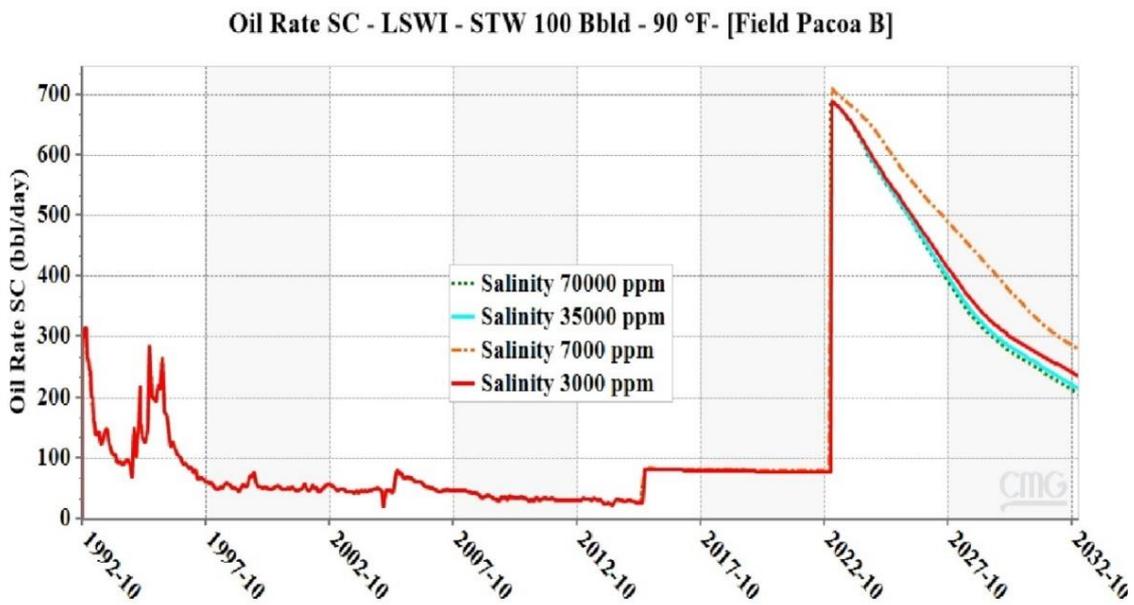


Figura 24: Caudal de agua obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 90 °F. (CMG, 2022)

En la figura 25 se observa el comportamiento en un periodo de tiempo de 10 años que inicia en el 2022 de la inyección de las concentraciones de salinidad, indicando que una concentración salina de 7000 ppm efectúa un perfil de producción de agua de 617 bbl/d a comparación de las concentraciones de 70000 ppm, 35000 ppm y 3500 ppm que muestran una producción de agua en un rango de 650bbl/d - 690 bbl/d.

Water Rate SC - LSWI - STW 100 Bbld - 90 °F- [Field Pacoa B]

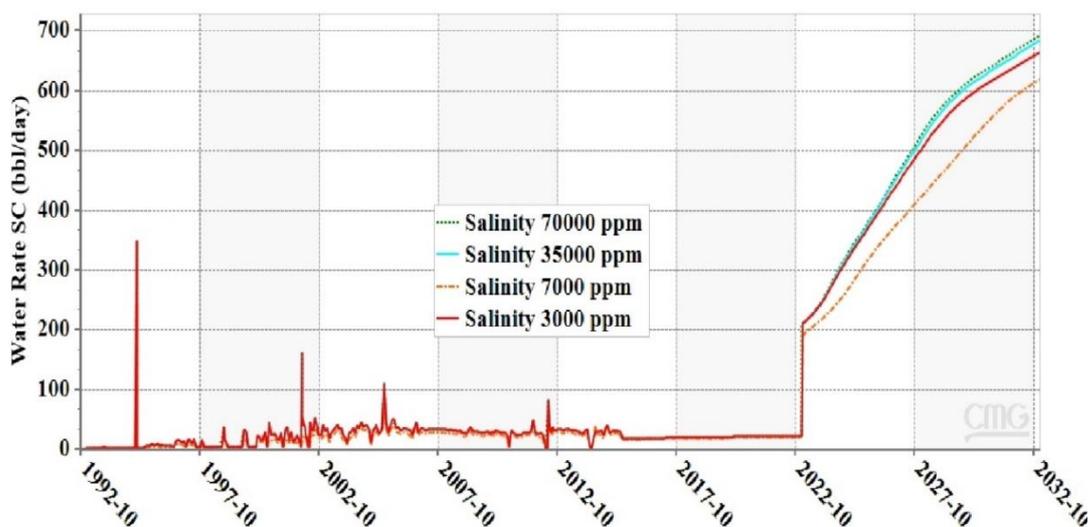


Figura 25: Caudal de agua obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 90 °F. (CMG, 2022)

Oil Recovery Factor SCTR - LSWI - STW 100 Bbld - 90 °F- [Field Pacoa B]

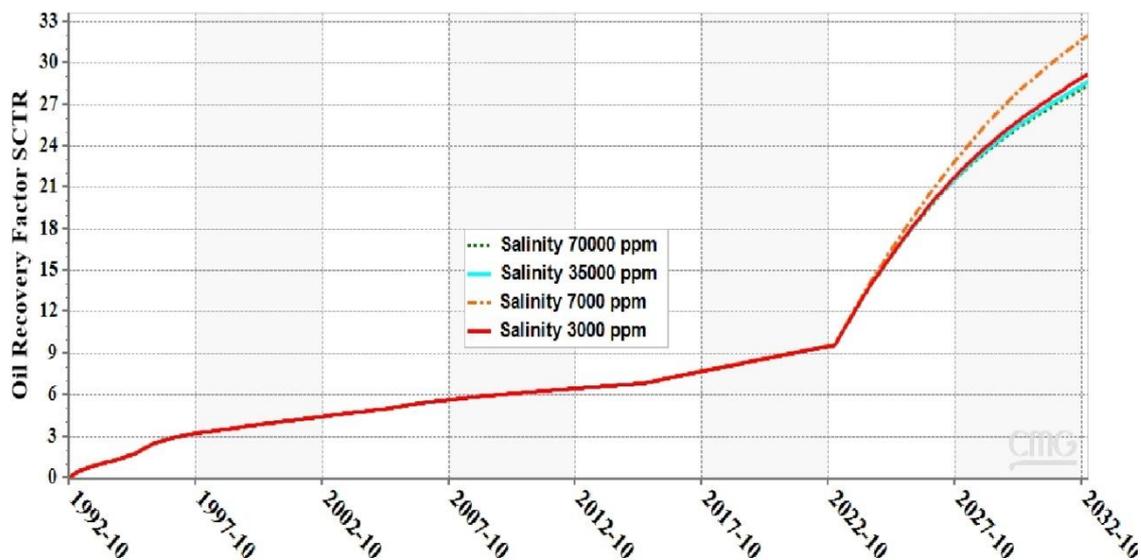


Figura 26: Factor de recobro de petróleo obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 90 °F. (CMG, 2022)

El análisis del factor de recobro se realizó a una misma tasa de inyección con diferentes salinidades ya mencionadas, se estima un aumento significativo del factor de recobro donde se tiene para el caso base un 12.5 % hasta el año 2032 con energía natural del yacimiento, se determina la recuperación terciaria con inyección de agua de baja salinidad, para tener un posible aumento de la producción y recuperación de petróleo.

En la figura 26 se analiza mediante la simulación el factor de recobro de las cuatro salinidades propuestas, con una misma tasa de inyección mencionada anteriormente, para la salinidad # 1 a 28%, salinidad # 2 a 28.5%, salinidad # 3 a 32% y salinidad #4 a 29.1%.

4.3.2 Inyección de 100 bbl/d a 194°F, bajo diferente concentración salina

Mediante los resultados de la simulación mostrados en el Anexo C, se observa el comportamiento de las variaciones de la salinidad con respecto al cambio de temperatura indican resultados muy parecidos a la inyección con una temperatura inferior este análisis resulta de la interpretación de las curvas que reflejan el comportamiento del agua y petróleo producidos por la inyección a una temperatura diferente temperatura

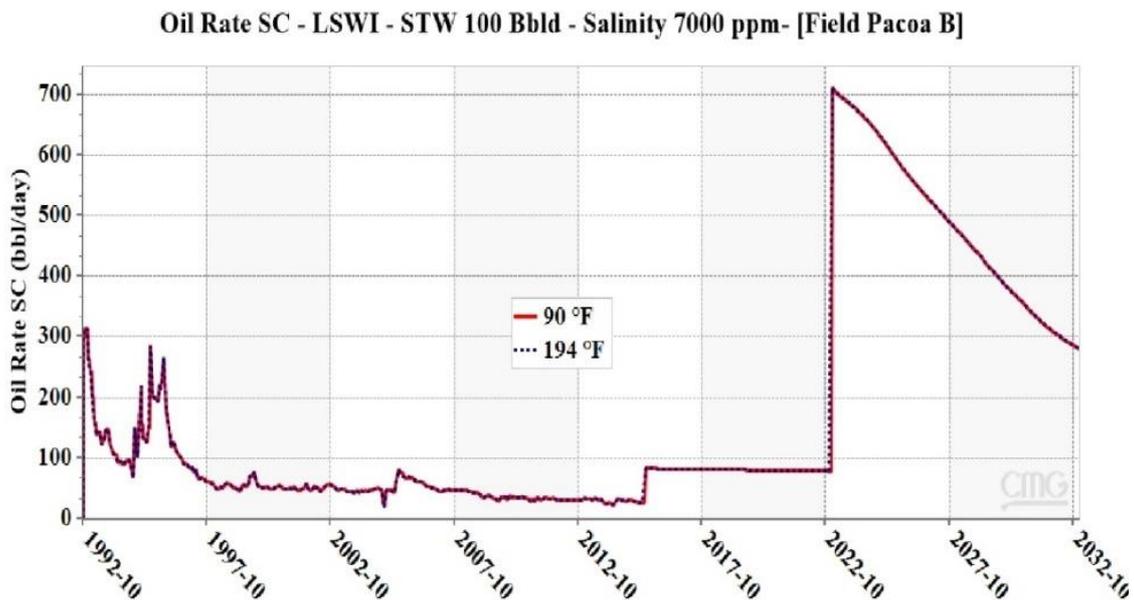


Figura 27: Caudal de petróleo obtenido bajo diferentes temperaturas de inyección, bajo 7000 ppm de salinidad.(CMG, 2022)

La figura 27 indica el comportamiento que presenta una inyección con salinidad de 7000 ppm a diferentes temperaturas respecto a la producción de petróleo que se obtuvo con la simulación en el primer caso a la temperatura de 94 °F se muestra que la producción inicia a 710 bbl/d en el año 2022 siendo esta la máxima registrada por las gráficas luego de esto la curva presenta una declinación alcanzando un valor mínimo de producción de 290 bbl/d hasta el año 2032 se observan estos resultados a una temperatura de 194 °F, se

observa que el comportamiento de la producción respecto a la temperatura de 90 °F presenta mucha similitud al obtenido a 194 °F.

4.4 COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS ROCA – FLUIDO DE LA FORMACIÓN, DEBIDO A LA INYECCIÓN DE BAJA SALINIDAD

A continuación, se presenta las variaciones con respecto al tiempo de diferentes parámetros importantes en la mejora de la producción de la formación como: permeabilidad relativa al petróleo, movilidad total, presión y demás. Mismas que son mostradas y descritas.

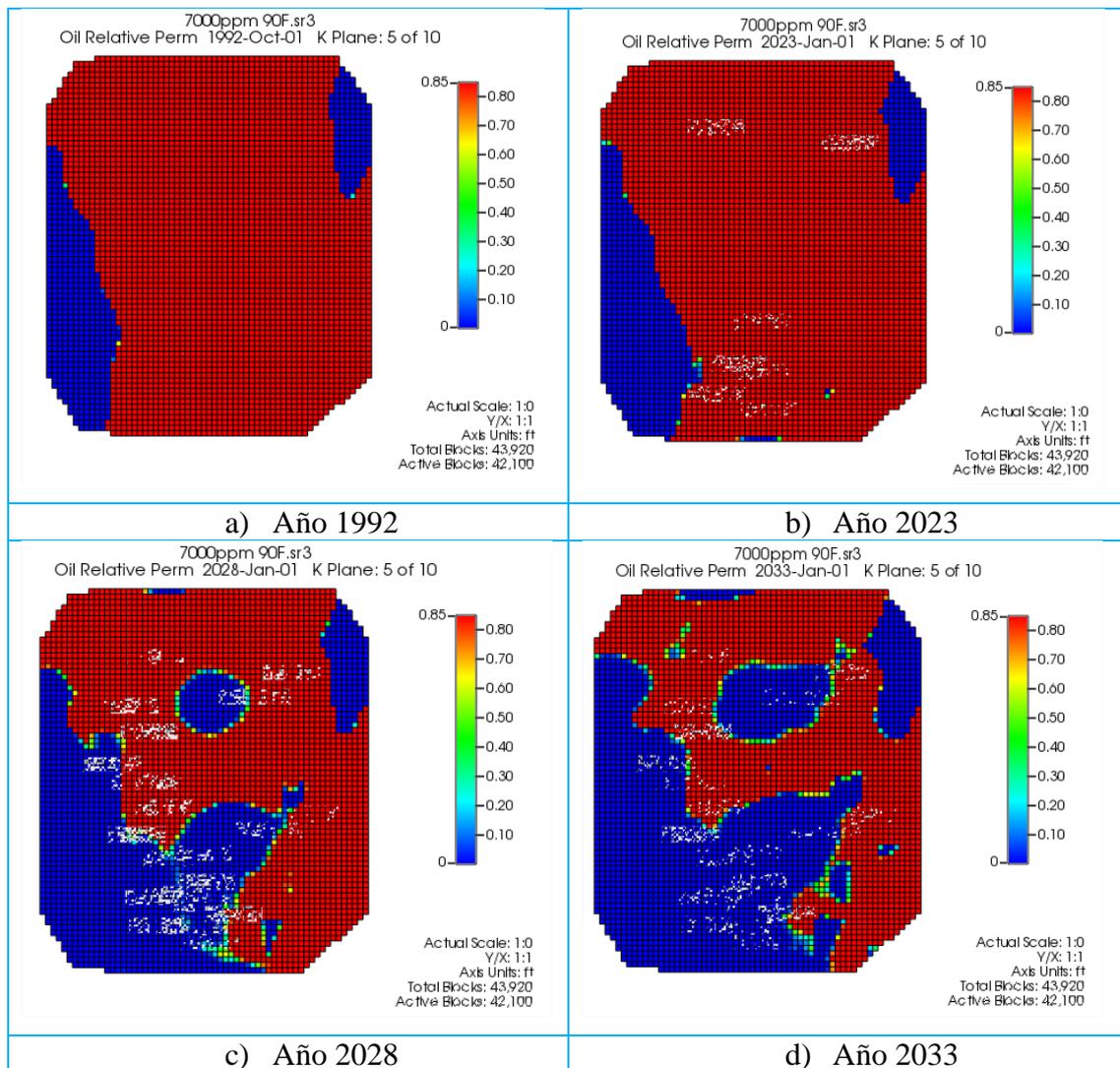


Figura 28: Permeabilidad relativa al petróleo del modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022)

El modelo reservorio fue configurado con un espesor dividido en 10 capas, para lo cual seleccionaremos una al azar para analizar la permeabilidad relativa al petróleo. Como se puede notar en la figura 28, esta propiedad presenta reducción en el período de implementación del proceso LSWI, lo cual es favorable porque significa que el petróleo comienza a moverse por la estrategia de inyección.

Esto puede explicarse de mejor manera con la figura 29 que presenta la variación de movilidad total de fluidos durante el periodo de evaluación. En el área de los pozos, la movilidad disminuye, que puede ser por dos razones: por la producción de fluidos que aumenta, pero a la vez se va depletando.

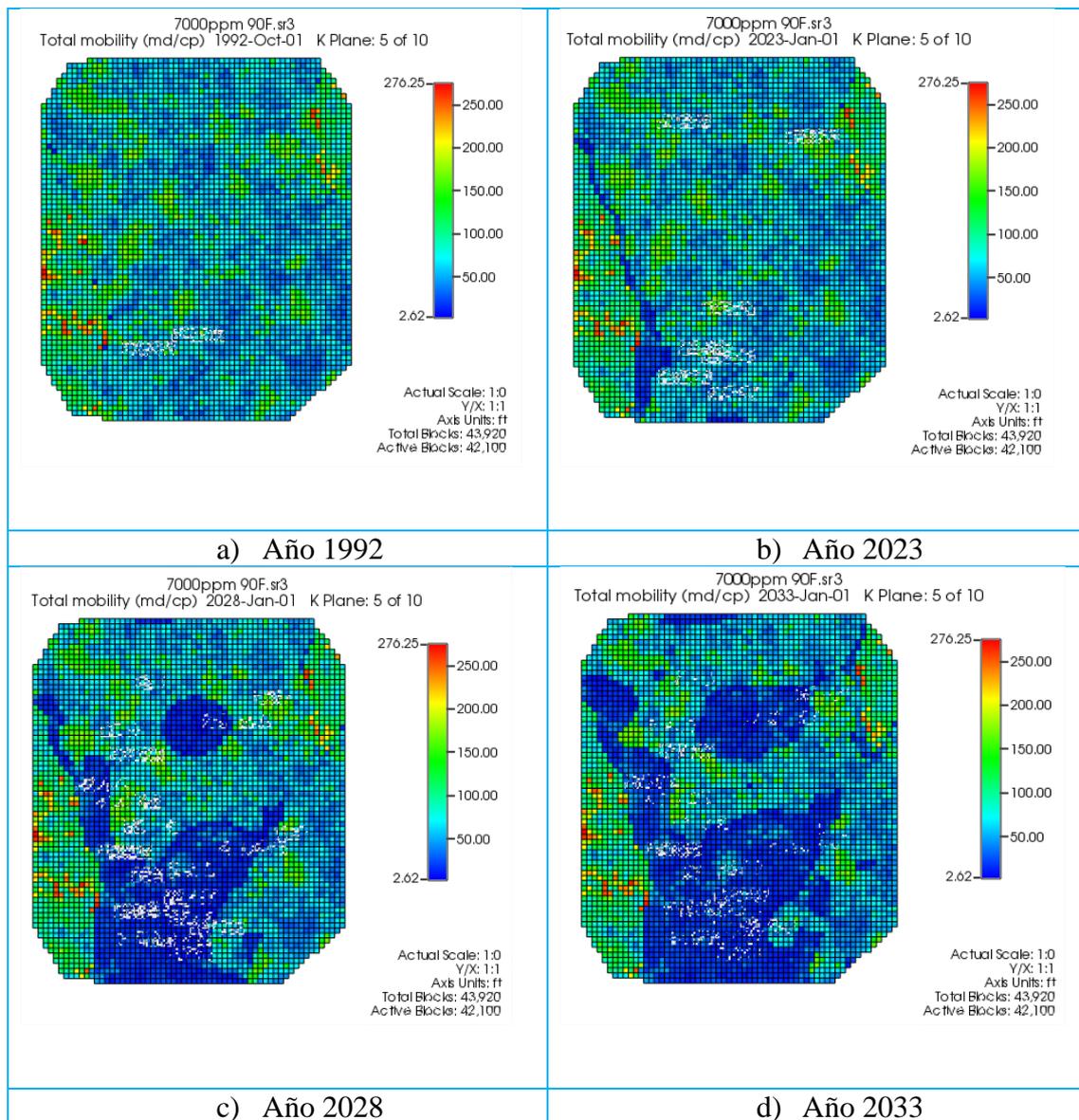


Figura 29: Comportamiento de la movilidad total de fluidos en el modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022)

El proceso LSWI logró mantener la presión a valores cercanos a los que se tenía inicialmente en el modelo, estabilizando la producción y con esto no sobrecargar el modelo reservorio, figura 30. Logrando así objetivos de la inyección: recuperar o mantener la presión del yacimiento.

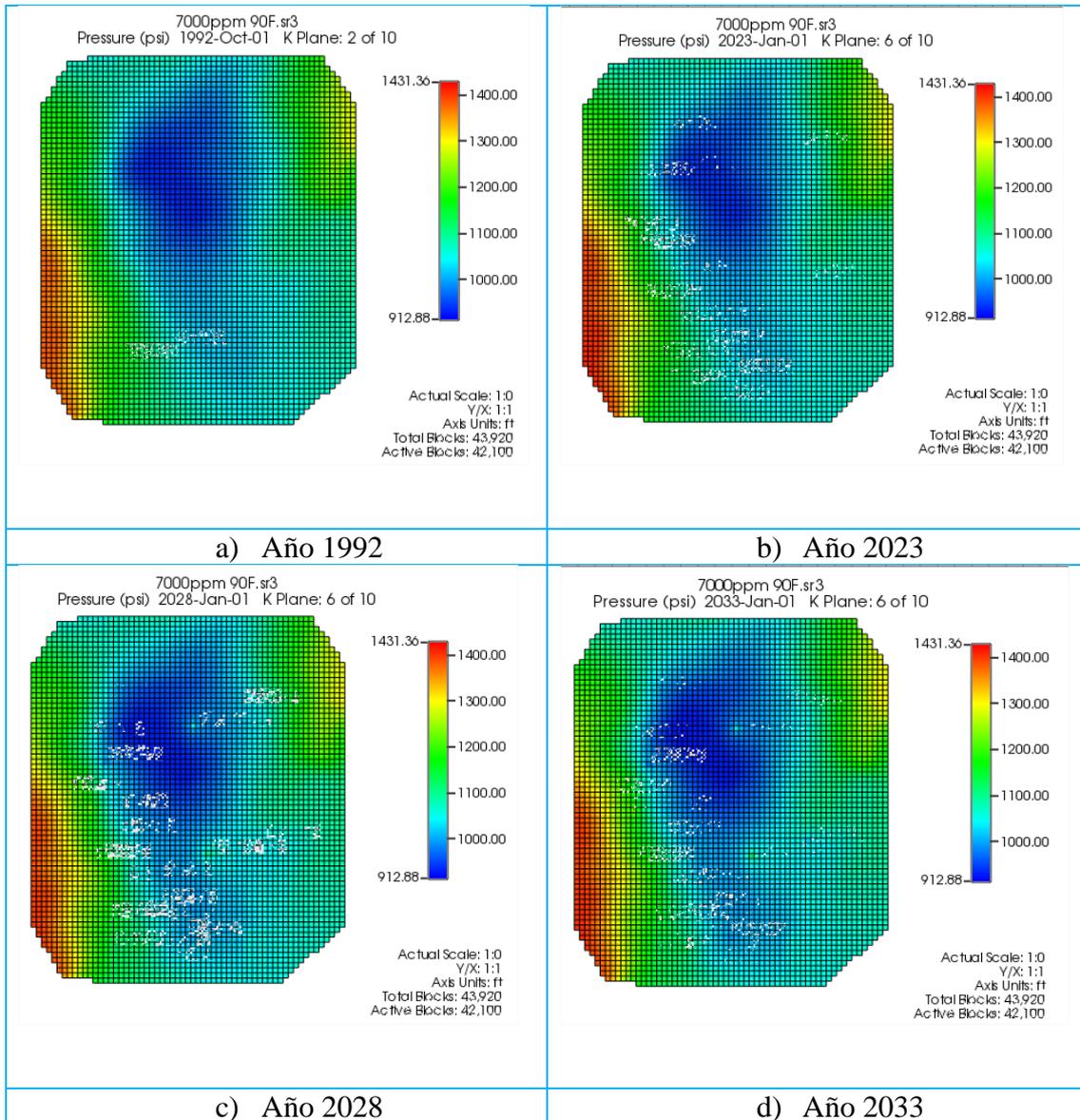


Figura 30: Comportamiento de la presión en el modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022)

La distribución de saturaciones en la figura 31, muestra que la saturación de agua aumenta desde 2023 a 2033 por el proceso y la saturación de petróleo disminuye por el desplazamiento que ocasiona la inyección.

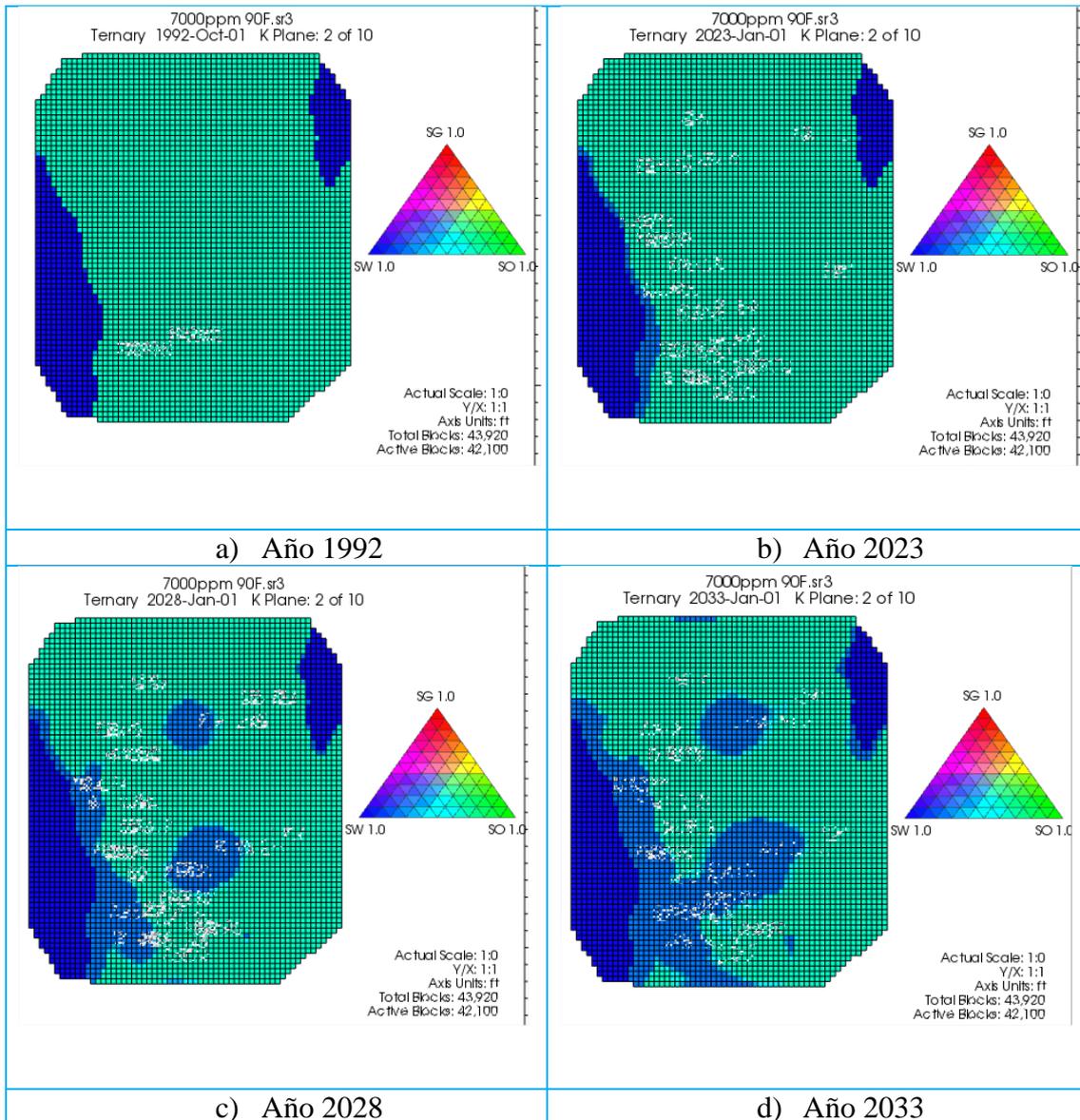


Figura 31: Variación de saturaciones mediante esquema ternario en el modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022)

Por los informes de Petroecuador (Santa Elena Petroleum S.A., 2019), el agua de formación del campo tiene concentraciones de calcio y cloruros. Observando la figura 32, se evidencia que la concentración de calcio va reduciendo en el periodo de inyección por la presencia del agua del proceso. Lo mismo se esperaría de las concentraciones de cloruro y sodio.

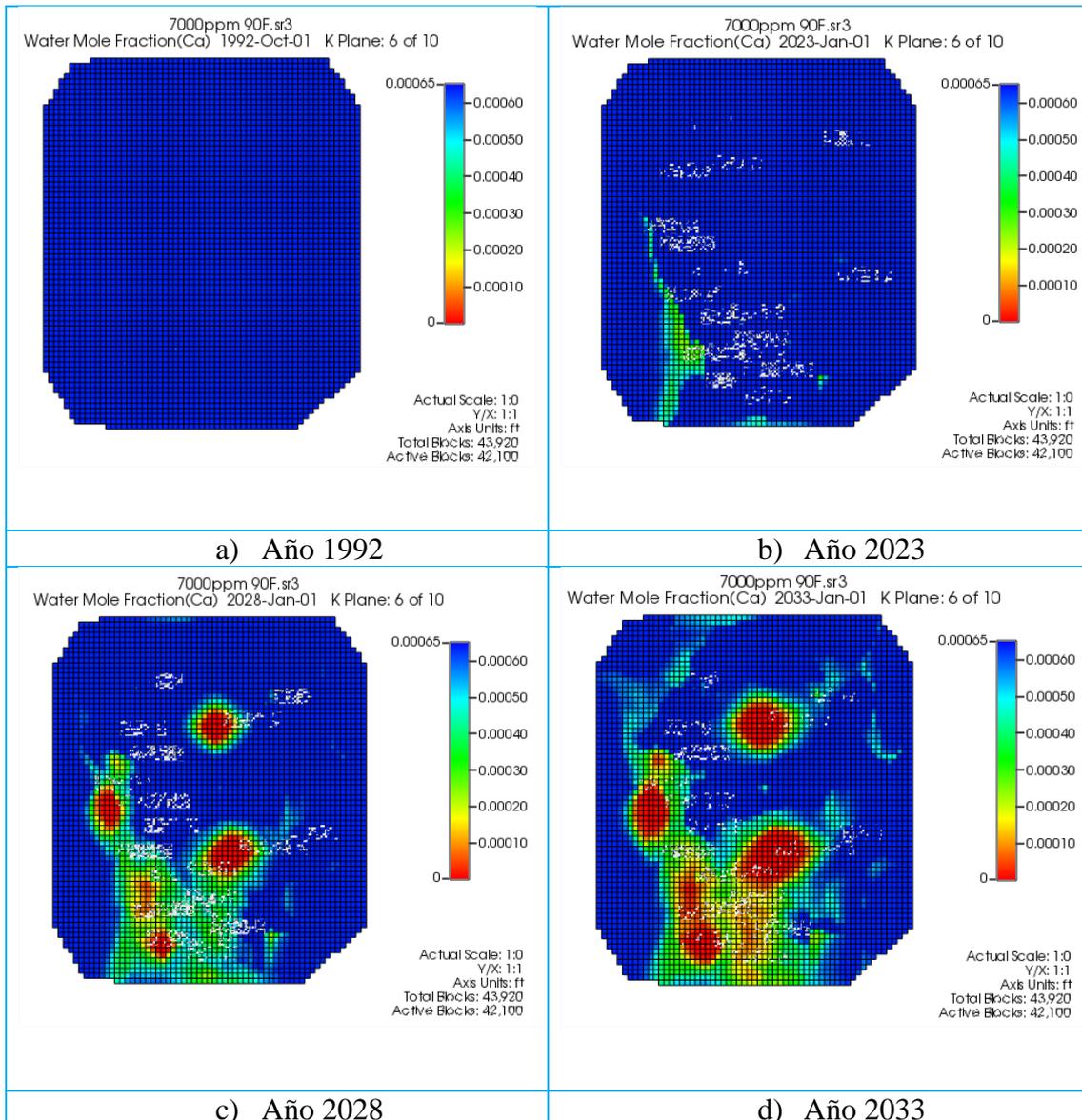


Figura 32: Variación de la concentración de calcio del agua de formación del Modelo Pacoa, antes y durante la inyección. (CMG, 2022)

4.5 FORECAST VS LSWI

En el Caso 1 (FSPI), que mostró el arreglo con mejor performance, se determinó que bajo inyección de 100 bbl/d @ 90 °F y 7000 ppm de salinidad muestra mejor performance en la producción; será lo denominado Caso LWSI.

Entonces, para una mejor evidencia de las mejoras en la producción que se logra bajo la inyección, se presentan las siguientes ilustraciones comparando resultados obtenidos con los del Forecast (Caso Base).

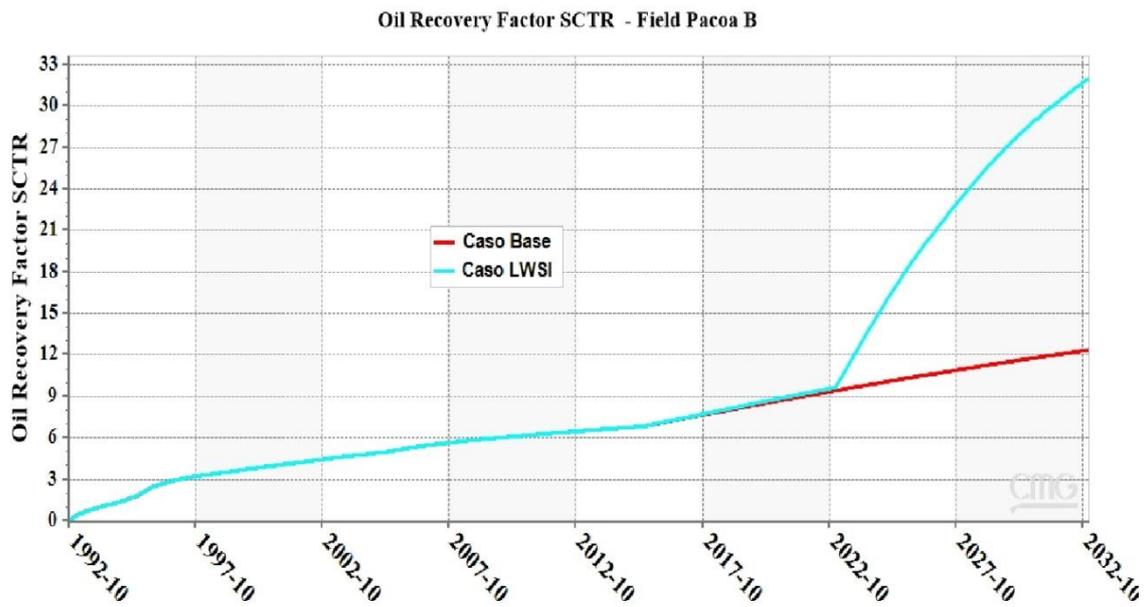


Figura 33: Factor de recobro de petróleo obtenido, Caso Base vs Caso LWSI. (CMG, 2022)

En la figura 33 se evidencia que bajo el caso base se lograría obtener un factor de recobro igual a 12,37%, mientras que con el Caso LWSI: 32%.

Se muestra en la siguiente figura la comparación de la producción acumulada de petróleo indicando que a partir de iniciar la inyección de método de agua de baja salinidad se obtiene una producción de petróleo más alta en comparación del caso base donde la producción es menor.

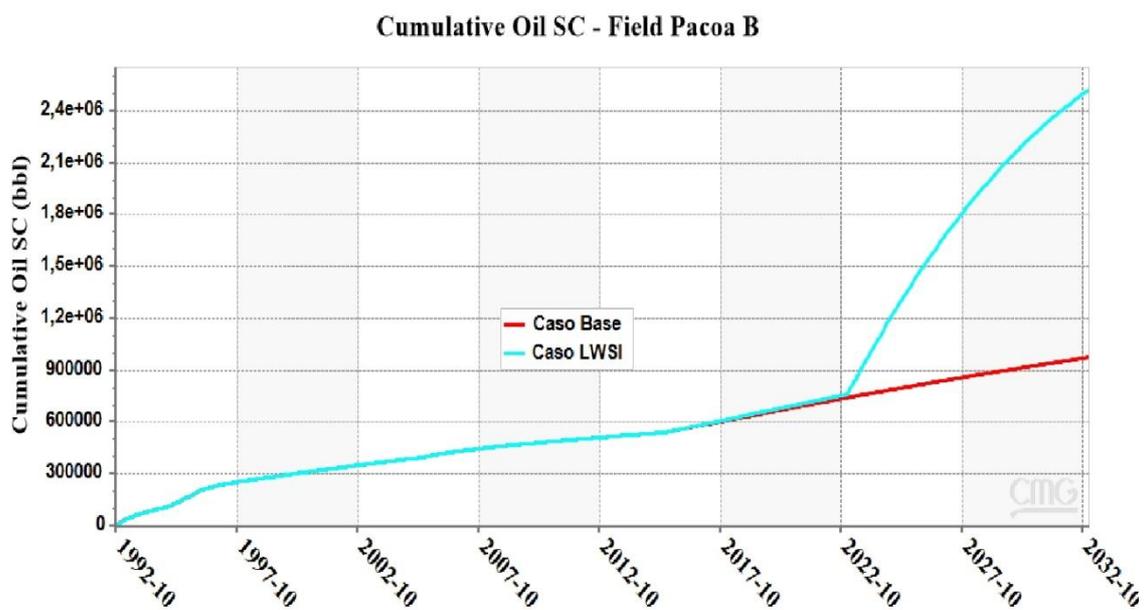


Figura 34: Producción acumulada de petróleo, Caso Base vs Caso LWSI. (CMG, 2022)

4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.6.1 Producción de petróleo y agua

- *Caso Base*

En la tabla 14 corresponde a los resultados obtenidos al tiempo de 10 años de pronóstico de producción sin considerar cambios en la estrategia de producción del campo.

Tabla 14: Producción anual, Caso Base

Año	Producción anual (Bbl)	
	Petróleo	Agua
2023	27642	8494
2024	27267	8968
2025	26722	9414
2026	26272	9864
2027	25936	10200
2028	25649	10586
2029	25221	10915
2030	24900	11236
2031	24610	11526
2032	24146	12088

- *Caso LSWI*

La siguiente tabla corresponde a los resultados obtenidos al tiempo de 10 años de pronóstico de producción considerando la implementación de la inyección de agua de baja salinidad en el campo para mejorar la producción del nivel B de la Fmc Socorro.

Tabla 15: Producción anual, Caso LWSI

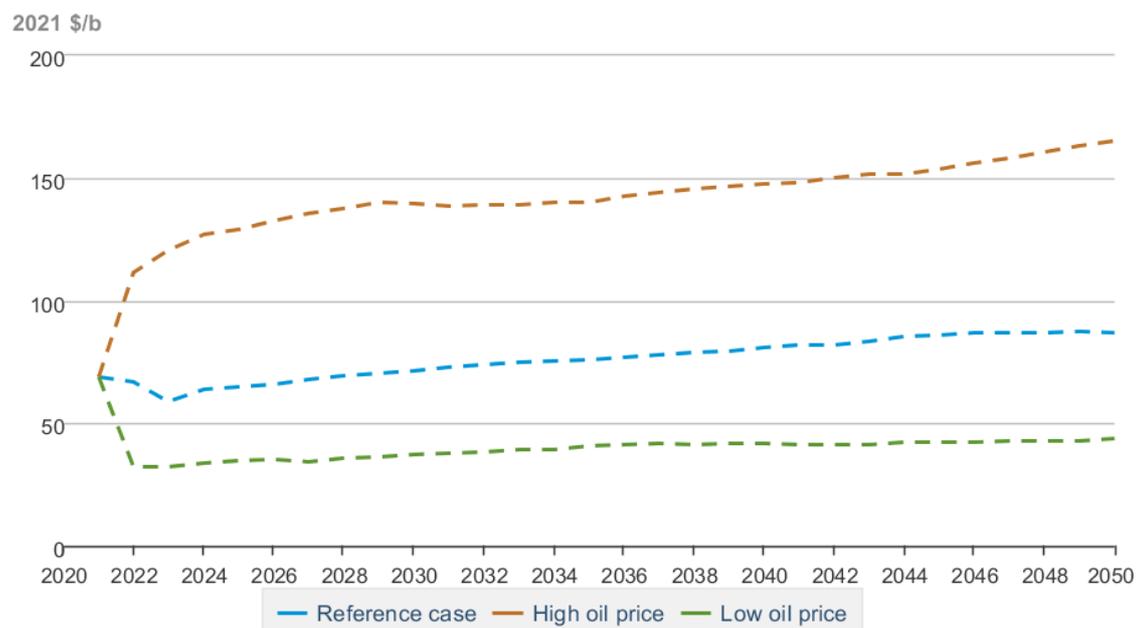
Año	Producción anual (Bbl)	
	Petróleo	Agua
2023	252630	75912
2024	238569	90963
2025	218132	110509
2026	198968	129649
2027	182143	146486
2028	166109	163364
2029	148841	179739
2030	132830	195737
2031	117945	210588
2032	106740	222682

4.6.2 Precio de petróleo

Uno de los valores importantes para conocer los réditos de un proyecto son los ingresos. Por lo cual, para obtener dicho dato se considera el precio del petróleo calidad WTI (West Texas Intermediate) proyectado por (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2022). Figura 35. Recalcando que, se dispone de precio bajo, referencial y alto; lo cual ayuda a realizar el análisis con escenario: pesimista, cauto y optimista, respectivamente.

Además, cabe mencionar que este ente estadístico y de análisis realiza reportes anuales cada marzo. Por lo que se utiliza del reporte del año 2022, los valores del 2023 al 2032 acorde al presente caso de estudio. Tabla 16.

Total Energy: Real Prices: West Texas Intermediate



 Source: U.S. Energy Information Administration

Figura 35: Proyección precio del petróleo WTI. (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2022)

Tabla 16 : Proyección del precio del petróleo WTI (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2022)

Precio / Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bajo	32	34	35	35	34	36	36	37	38	38
Referencial	59	64	65	66	68	69	70	71	73	74
Alto	120	127	129	133	136	137	140	140	138	139

4.6.3 Costo de producción

Este valor no pudo ser obtenido por ninguna fuente bibliográfica, ya se está por valor aplicado en algún estudio similar en el campo. Inclusive las páginas webs estatales de Petroamazonas, ni del ministerio respectivo muestran estos valores. Por lo que, teniendo en cuenta el valor presentando por (Torres, 2020) en el diario PRIMICIAS, se definirá el valor medio para poder proceder con el análisis.

- ***Inversión***

Dentro de este apartado se considera los valores relacionados a la implementación del método de inyección, además de la incorporación de uno o varios pozos nuevos ya sea para cumplir el rol de productor o inyector.

Los valores de costos para inversión relacionados a la implementación del método de inyección fueron obtenidos a través del trabajo de (Vásquez y Yacelga, 2021) denominado “Estimación de Costos por Barril de Petróleo Incremental en Proyectos de Inyección de Agua (Convencional y de Baja Salinidad) en la Cuenca Oriente Ecuatoriana”.

De la información disponible en el trabajo mencionado, se obtienen valores al año 2020 en dependencia a costos por:

- Fuente/suministro de agua para inyección (se tiene como fuente principal el agua que produce el campo, sin embargo, por precaución se considera este rubro).
- Facilidades del sistema de tratamiento e inyección.
- Sistema de distribución de agua de inyección.
- Conversión de pozo productor a inyector.

Tabla 17: Costo por fuente/suministro de agua para inyección (Vásquez & Yacelga, 2021)

Consideraciones	Costo (USD)
Workover	93226
Tubing	33503
Bomba Electro Sumergible	174798
Misceláneos	43700
Subtotal	345226
Total (Subtotal + Contingencia)	414271

Mismos que serán actualizados al 2022, por cuestión de inflación. Cabe mencionar que las siguientes tablas corresponden a una totalidad por sección. Sin embargo,

la referente a costos por conversión de pozo se refiere a la unidad (en el flujo de efectivo se considera el valor total en dependencia de la cantidad de pozos convertidos).

Tabla 18: Costo por facilidades del sistema de tratamiento e inyección (Vásquez y Yacelga, 2021)

Consideraciones	Costo (USD)
Bombas de inyección, motores, controladores, tubería asociada y equipo eléctrico	466128
Tanque para agua de suministro	39330
Tanque para agua de producción	50983
Preparación de la locación	29133
Sistema de potencia	40786
Tubería en general	34960
Logística	7283
Misceláneos	29133
Subtotal	697735
Total (Subtotal + Contingencia)	837282

Tabla 19: Costo de sistema de distribución de agua de inyección (Vásquez y Yacelga, 2021)

Consideraciones	Costo (USD)
Tubería de acero	189365
Costos de instalación y mano de obra	80116
Logística	8740
Misceláneos	37873
Subtotal	316093
Total (Subtotal + Contingencia)	379312

Tabla 20: Costo por conversión de pozo inyector a productor (Vásquez & Yacelga, 2021)

Consideraciones	Costo (USD)
Workover	67734
Tubing	117989
Cabezales	10925
Misceláneos	12236
Subtotal	208884
Total (Subtotal + Contingencia)	250660

Además, como se observa en las diferentes tablas, se ha sumado al Total de cada sección un valor de contingencia correspondiente al 20% de su subtotal respectivo.

4.6.4 TMAR

El valor de TMAR utilizado es el de 22,16 %, obtenido con los datos de:

1. Tasa de inflación.
2. Tasa de interés pasiva y,
3. Ganancia de inversionista.

Los cuáles serán detallados a continuación.

- **Tasa de inflación**

Este valor se puede obtener bibliográficamente a través de varias opciones entre las cuales se tiene el (Grupo Banco Mundial, 2022) cual reporta el valor de “inflación de precio al consumidor” de 0,1 % en el año 2021. Sin embargo, se obtuvo un dato más actualizado en el reporte del (Banco Central del Ecuador, 2022) en su boletín inflación, donde se observa el valor de 4,23% interanual de inflación al corte de junio del presente año.

- **Tasa de interés pasiva afectiva**

De manera similar que la tasa de inflación, la tasa de interés pasiva efectiva fue encontrada en la base de datos publicada por (Banco Central del Ecuador, 2022) donde se puede encontrar el valor para diferentes días de plazo. Considerando que el presente caso de estudio es analizado anualmente, el porcentaje de interés (7,93%) es referenciado a un plazo de 361 días.

- **Ganancia de inversionistas**

El porcentaje de ganancias de inversionistas utilizado es del 10%, considerando lo expuesto por diferentes asesores financieros en el artículo publicado en (La Hora, 2022), ya que en el BCE (Banco Central del Ecuador) y BM (Banco Mundial) no se dispone de este dato.

4.6.5 Matriz de indicadores económicos

Las siguientes tablas indican los resultados obtenidos a través de los cálculos realizados en Microsoft Excel, considerando 3 escenarios en referencia al precio del petróleo.

- **Escenario pesimista**

Tabla 21: Análisis económico, escenario pesimista

Tiempo	Ingresos	Egresos	Inversión	Flujo de Efectivo	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de efectivo actualizado	
t	Año	USD						
0	2022	0	0	2633507	-2633507	0	2633507	-2633507
1	2023	7199621	5423662	0	1775959	5893599	4439802	1453798
2	2024	7184278	5306320	0	1877958	4814211	3555784	1258427
3	2025	6699351	5134929	0	1564421	3674901	2816744	858157
4	2026	6044382	4973985	0	1070398	2714162	2233512	480650
5	2027	5311028	4832176	0	478852	1952241	1776224	176018
6	2028	5056580	4697057	0	359523	1521538	1413357	108181
7	2029	4450328	4551913	0	-101584	1096198	1121220	-25022
8	2030	3993408	4416971	0	-423563	805214	890620	-85405
9	2031	3546726	4291440	0	-744714	585418	708340	-122922
10	2032	3138571	4199384	0	-1060814	424074	567408	-143334
					VAN	1325040	USD	
					TIR	53	%	
					C/B	0,94	Fracción	

- **Escenario cauteloso**

Tabla 22: Análisis económico, escenario cauteloso

Tiempo	Ingresos	Egresos	Inversión	Flujo de Efectivo	de Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de efectivo actualizado	
t	Año	USD						
0	2022	0	0	2633507	-2633507	0	2633507	-2633507
1	2023	13274301	5423662	0	7850639	10866324	4439802	6426522
2	2024	13523347	5306320	0	8217027	9062044	3555784	5506260
3	2025	12441651	5134929	0	7306722	6824816	2816744	4008072
4	2026	11397978	4973985	0	6423994	5118135	2233512	2884623
5	2027	10622056	4832176	0	5789880	3904482	1776224	2128259
6	2028	9691778	4697057	0	4994721	2916281	1413357	1502924
7	2029	8653416	4551913	0	4101503	2131495	1121220	1010276
8	2030	7663027	4416971	0	3246056	1545141	890620	654521
9	2031	6813447	4291440	0	2522007	1124620	708340	416280
10	2032	6111953	4199384	0	1912569	825828	567408	258420
						VAN	22162650	USD
						TIR	299	%
						C/B	0,50	Fracción

- Escenario optimista

Tabla 23: Análisis económico, escenario optimista

Tiempo	Ingresos	Egresos	Inversión	Flujo de Efectivo	de Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de efectivo actualizado	
t	Año				USD			
0	2022	0	0	2633507	-2633507	0	2633507	-2633507
1	2023	26998579	5423662	0	21574917	22100998	4439802	17661196
2	2024	26835392	5306320	0	21529072	17982493	3555784	14426709
3	2025	24691893	5134929	0	19556963	13544635	2816744	10727891
4	2026	22968653	4973985	0	17994668	10313817	2233512	8080305
5	2027	21244113	4832176	0	16411937	7808965	1776224	6032741
6	2028	19243096	4697057	0	14546039	5790297	1413357	4376940
7	2029	17306832	4551913	0	12754919	4262991	1121220	3141771
8	2030	15110194	4416971	0	10693223	3046757	890620	2156137
9	2031	12880215	4291440	0	8588775	2125993	708340	1417653
10	2032	11480561	4199384	0	7281177	1551218	567408	983810
						VAN	66371648	USD
						TIR	818	%
						C/B	0,250276475	Fracción

- Resumen

La tabla presenta los resultados de los indicadores económicos: VAN, TIR y C/B; con su respectivo comentario en base a los valores obtenidos.

Tabla 24: Resumen y comentario del análisis a indicadores económicos

Precio de petróleo	VAN	TIR	C/B	Comentario
Bajo	1325040	53%	0,94	Se puede apreciar que, los valores obtenidos por los indicadores económicos no son estrictamente aprovechables. Ya que, si bien el valor del VAN es positivo, su TIR es menor al 100%. Además, se puede determinar que el Costo (egreso) es cercano al beneficio (ingreso) por lo cual no es tentador el proyecto en este caso. Por lo que se rechazaría el Proyecto en caso de prevalecer Precio de Petróleo Bajo.
Referencial	22162650	299%	0,50	Cuando se considera un valor de precio de petróleo referencial se presentan mejores valores en los indicadores económicos. El VAN es aproximadamente 15 veces más que en el caso anterior. El TIR es mayor al 100 %. Además, se observa que el Costo es cercano a la mitad del Beneficio. Por lo que se puede aprobar el proyecto.
Alto	66371648	818%	0,25	Los valores obtenidos considerando un caso optimista, muestra que el proyecto es una oportunidad para no desaprovechar, pero teniendo en cuenta que estos son resultados de precios altos de petróleo, se recomienda no esperarse estos resultados.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El espesor de la malla de este trabajo de simulación está representado por 10 capas en el eje k para obtener un mejor refinado del mallado, en base a la disconformidad de espesor que existe en el campo la misma que esta dada por situaciones problemáticas con la geología regional en el pasado.
- En la sección dinámica del modelo de reservorio, se identifica con las gráficas de producción de agua y petróleo que existe una variación del 2% en la producción de histórica del campo con respecto a la simulación esto ocurre porque la información del campo aun no es lo suficientemente exacta sin embargo es posible ejecutar la simulación.
- Para la inyección de las concentraciones salinas recomendadas en este estudio, se identificó mediante la simulación que un arreglo de 5 pozos invertidos es el más adecuado para realizar el proceso de recuperación secundaria junto con una inyección de 100 bbl/d y una presión de 1000 psi, observando que una tasa de inyección alta no es proporcional al aumento de la producción de petróleo.
- Mediante la información obtenida tras la simulación, se logró identificar que una inyección de 100 bbl/d con una salinidad de 7000 ppm hasta el año 2032 es la más provechosa, debido a que, esta genera un aumento mayor del factor de recobro en comparación a los otros casos de estudio, con un valor del VAN del 22.162.650 \$ y TIR 299%, considerando un precio regular del barril de 68 USD.
- La simulación de inyección de agua de baja salinidad muestra resultados favorables indicando que existe un aumento significativo del factor de recobro con esto se

muestra que la aplicación de este método de recuperación EOR es recomendable tanto técnicamente, económicamente y teóricamente para este campo de estudio.

- La simulación de método de inyección de agua de baja salinidad refleja resultados provechosos sin embargo al tener una pequeña inferencia con respecto a la producción histórico de campo este trabajo debe ser usado de manera referencial.

5.2 RECOMENDACIONES

- Aplicar una inyección con una salinidad en rangos de 3000 ppm a 7000 ppm, estas son las más favorables en el estudio de simulación, pues se identificó mediante la simulación que una inyección de salinidad que supere en rango de formación del campo de estudio, no genera un aumento en la recuperación de petróleo.
- Aumentar el tiempo de simulación a 20 años para observar el comportamiento del yacimiento conforme aumenta el tiempo de inyección, ya que el estudio actual tiene un periodo de inyección de 10 años.
- Realizar estudios más amplios, que muestren el comportamiento del yacimiento y los fluidos ante el cambio repentino de salinidad con el objetivo de crear un modelo estático y dinámico más exacto, obteniendo así resultados más cercanos a la realidad.
- Los resultados en esta simulación deben ser considerados de manera teórica con un margen de error porque el comportamiento del yacimiento podría variar mucho debido a que existen varios parámetros que se correlacionaron en la simulación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-shalabi, E. (2015). Journal of Petroleum Science and Engineering. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027>
- Arcos, J., & Restrepo, L. (2020). *Estudio técnico-económico para la implementación de un proyecto piloto de recuperación mejorada por inyección de agua de baja salinidad en la arena basal tena del campo palo azul*.
- Arteaga, D. (2018). *Análisis multiescalar de porosidad y permeabilidad de un intervalo permeable usando microtomografía de rayos X, caso de estudio campo geotermico de Los Humeros*. <https://colecciondigital.cemiegeo.org/xmlui/handle/123456789/4610>
- Avila, J. (2017). *INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD: UN NUEVO MÉTODO EOR POR ESTUDIAR EN COLOMBIA*.
- Banco Central del Ecuador. (2022). *Boletín mensual de inflación Resultados a junio de 2022 Julio de 2022*.
- Callegaro, C., Bartosek, M., Masserano, F., Nobili, M., Parracello, V. P., Pizzinelli, C. S., & Caschili, A. (2013). Opportunity of enhanced oil recovery low salinity water injection: From experimental work to simulation study up to field proposal. *75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating SPE EUROPEC 2013: Changing Frontiers*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20130888>
- Chávez, W., & Ganán, J. (2019). Estimación del incremento del factor de recobro por inyección de agua de baja salinidad, aplicando simulación matemática, del reservorio “U” de un campo del oriente ecuatoriano. In *Universidad Central Del Ecuador*.

Chiluiza, W., & Rosales, J. (2013). “*REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, MEDIANTE EL ESTUDIO DE FACTORES MECÁNICOS Y PETROFÍSICOS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PACOA BLOQUE 1 OPERADO POR EP PETROAMAZONAS*”.

Chunga, K. (2015). *Geología de superficie para el sitio Loma Alta y Suspiro de la provincia de Santa Elena*. December. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.17655.93604>

CMG. (2022). *Computer Modelling Group*.

Cuadros, V. (2018). *CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN SOCORRO EN EL CAMPO PACOA*.

Delgado, A. (2016). *Inyección de agua de baja salinidad en yacimientos areno arcillosos*.

Didger 3.02. (2022). *Digger*.

Domingo, A. (2011). Apuntes de Mecánica de Fluidos. *Universidad Politécnica de Madrid*, 101.

Escobar, F. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. [http://oilproduction.net/files/Libro Fundamentos de Ing de Yacimientos - Fredy Escobar.pdf](http://oilproduction.net/files/Libro_Fundamentos_de_Ing_de_Yacimientos_-_Fredy_Escobar.pdf)

Ferrer, M. P. de. (2009). *Fundamentos_de_Ingenieria_de_Yacimientos.pdf*.

Flores, J. (2019). *DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA*.

Glover, P. (2006). Engineering Properties of Rocks. In *Elsevier Geo-Engineering Book Series* (Vol. 4, Issue C). [https://doi.org/10.1016/S1571-9960\(06\)80011-X](https://doi.org/10.1016/S1571-9960(06)80011-X)

González, N., & Calzada, D. (2013). *Análisis de sensibilidad de los efectos de la*

mojabilidad en modelo de simulación numérica de yacimientos.

Grupo Banco Mundial. (2022). *Inflación, precios al consumidor (% anual) - Ecuador.*
<https://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG?locations=EC>

Gutiérrez, M., & Iturralde, S. (2017). *Elementos Básicos de ingeniería de yacimientos.*

Huerta, J. (2009). *Métodos y herramientas para estimar la presión de formación de yacimiento antes y después de la terminación de un pozo.*

Jiménez, S. (2012). *RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN CAMPOS DE PETRÓLEO Y SU CONVERSIÓN EN ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL.*

La Hora. (2022). *Los fondos de inversión son la opción más rentable, pero poco conocida para iniciar como inversionista en Ecuador.*
<https://www.lahora.com.ec/pais/fondos-inversion-rentable-invertir-ecuador/>

López, J., & Gutiérrez, J. (2012). *CARACTERIZACIÓN DE AGENTES QUÍMICOS PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS.*

Martínez, D. (2016). *“EL FACTOR DE RECUPERACIÓN; LA INCERTIDUMBRE EN SU CÁLCULO.”*

Meza, K. (2013). Parámetros Petrofísicos Compuestos en la caracterización de yacimientos. *Unam*, 138.

Miranda, N. (2017). *Efecto de las nanoparticulas en la inyeccion de agua con baja salinidad como metodo novedoso de recuperación mejorada: Alteración de la humectabilidad.*

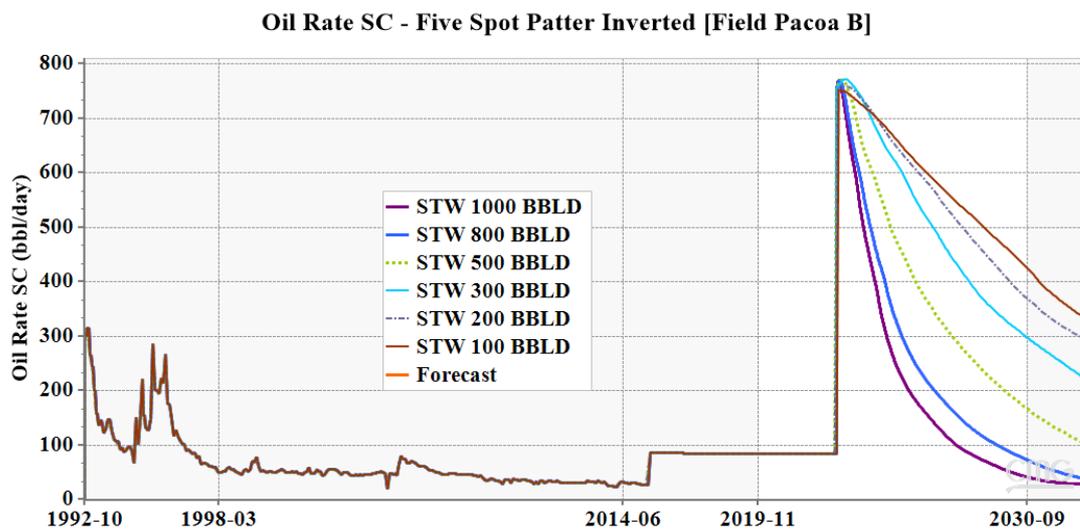
Orellana, J., & Pionce, K. (2021). *Análisis de los factores físicos, químicos y geológicos que inciden en la eficacia de la inyección de agua de baja salinidad mediante simulación matemática de yacimientos.*

- PDVSA. (2014). *Estudio de factibilidad exploratoria Bloque 1*.
- Peña, D., & Pilozo, V. (2022). “*ESTUDIO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE DEL YACIMIENTO EN EL CAMPO PACOA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA.*”
- Peralta, F., & Dumani, M. (2013). “*ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA.*” 115.
<https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/2479>
- Petroamazonas. (2019). *Reservas de la Formación Socorro*.
- Reyes, D., & Ming-Lin, E. (2017). *DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN CAMPOS MADUROS*.
- Rivero, J. (2007). *Análisis nodal y explotación de petróleo*. 1–337.
- Rodríguez A, V., Gutierrez, G., Rojas, A., & González, O. (2007). *ESTIMACIÓN DE TEMPERATURAS DE FORMACIÓN EN YACIMIENTOS: MÉTODO INVERSO*.
- Rodríguez, G., & Tomalá, C. (2012). *Determinación De Parámetros De Producción De Los Pozos Del Campo Pacoa-Bloque1, Mediante La Aplicación De La Técnica De Análisis Nodal Para La Optimización De La Producción*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/2479/UPSE-TIP-2015-013.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Salager, L. (2014). RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 3, 2238–2245. <https://doi.org/10.2118/169459-sp>
- Salgado, E. (2016). *ESTUDIO DEL MONITOREO DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO MADURO DÁVOLOS CORDERO (MDC) (Issue Mdc)*.

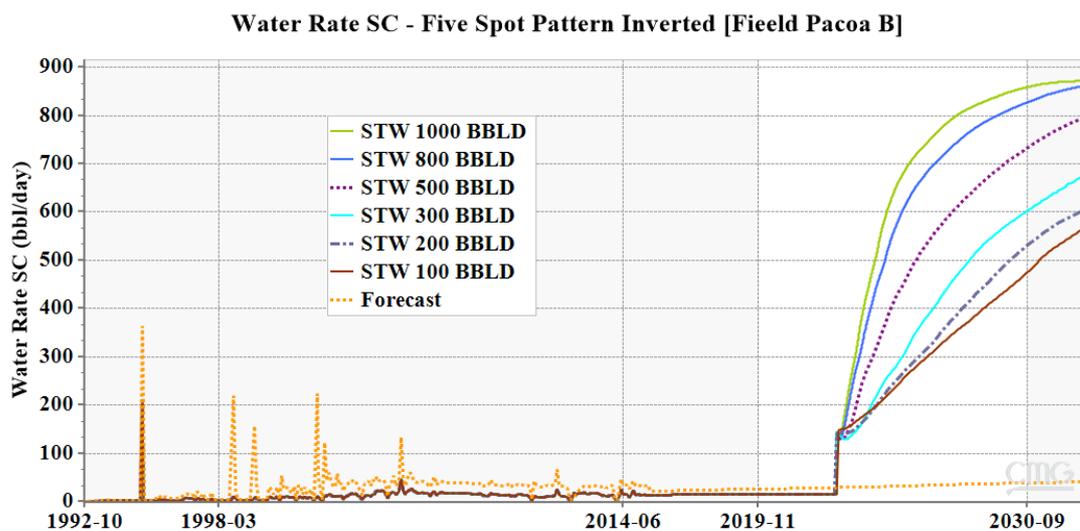
- Santa Elena Petroleum S.A. (2019). *Descripción de los niveles productores de la Formación Socorro.*
- Suárez, J., & Salinas, A. (2021). “*INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN EL BLOQUE 1, DEL CAMPO PACOA, UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA.*”
- Tang, G.-Q., & Morrow, N. (1999). *Influence of brine composition and fines migration on crude oil r brine r rock interactions and oil recovery.*
- Torres, W. (2020). *La producción de Petroamazonas se incrementó en 4% en 2019.*
<https://www.primicias.ec/noticias/economia/produccion-petrolera-petroamazonas-2019/>
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2022). *Annual Energy Outlook 2022.*
 Annual Energy Outlook: 2022.
<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2022®ion=0-0&cases=ref2022~highprice~lowprice&start=2020&end=2050&f=A&linechart=~::~~::ref2022-d011222a.42-1-AEO2022~highprice-d011222a.42-1-AEO2022~lowprice-d011222a.42-1-AEO2022&map=&ctype=linec>
- Vásquez, A., & Yacelga, A. (2021). *Estimación de costos por barril de petróleo incremental en proyectos de inyección de agua (Convencional y de baja salinidad) en la Cuenca Oriente Ecuatoriana).*
- Yagual, I. (2014). “*OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO PACOA.*” UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

ANEXOS

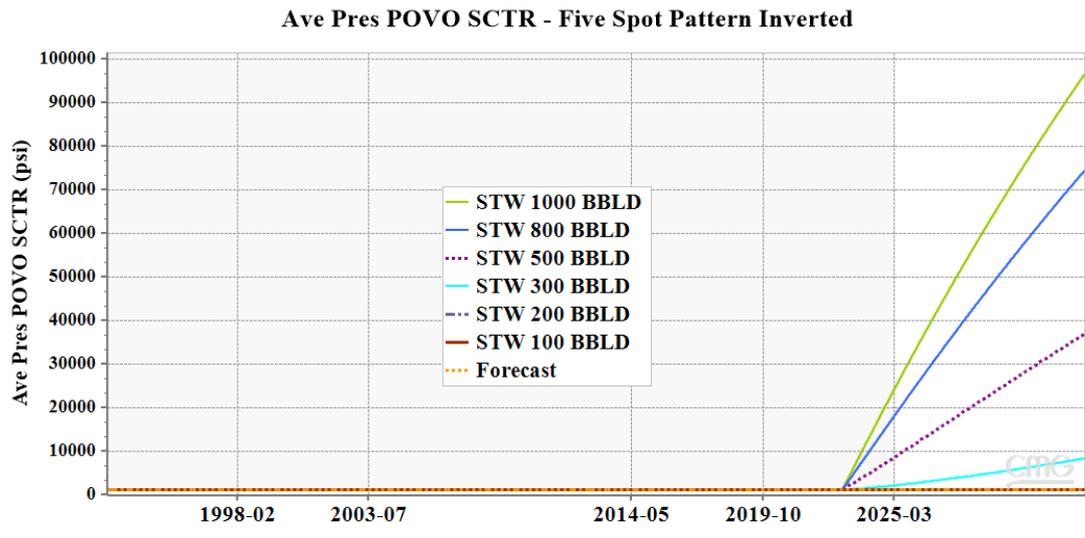
Anexo A: Caso 1 – Five Spot Pattern Inverted (FSPI)



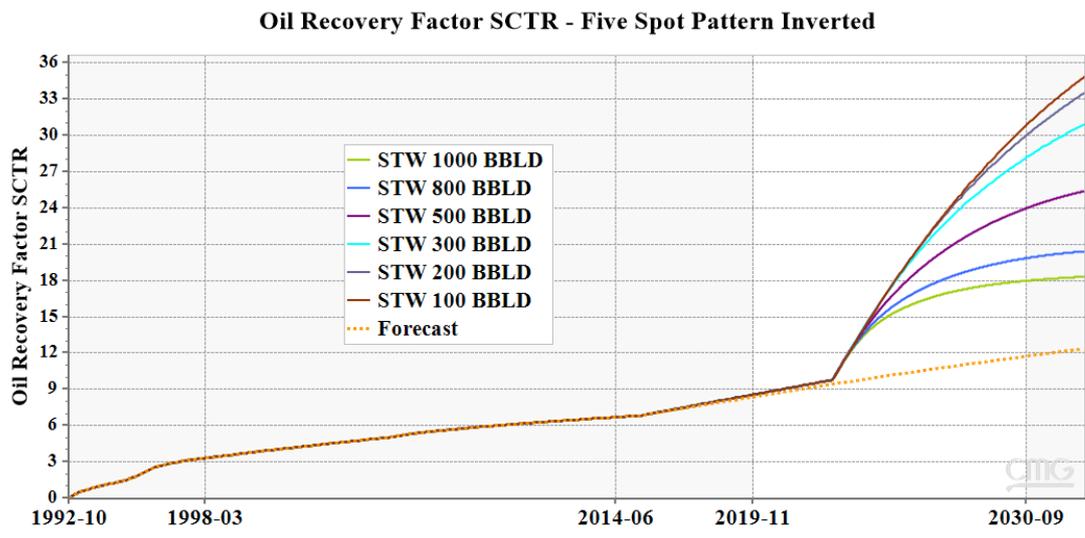
Anexo A1: Caudal de petróleo obtenido bajo diferentes tasas de inyección, Caso 1 (FSPI). (CMG, 2022)



Anexo A2: Caudal de agua obtenido bajo diferentes tasas de inyección, Caso 1 (FSPI). (CMG, 2022)



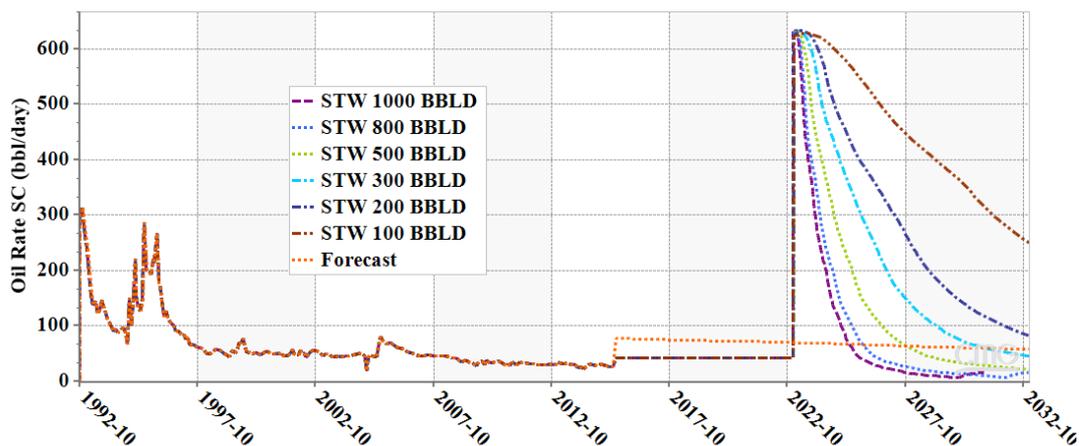
Anexo A3: Presión promedio obtenida por diferentes tasas de inyección, Caso 1 (FSPI). (CMG, 2022)



Anexo A4: Factor de recobro de petróleo obtenido bajo diferentes tasas de inyección, Caso 1 (FSPI). (CMG, 2022)

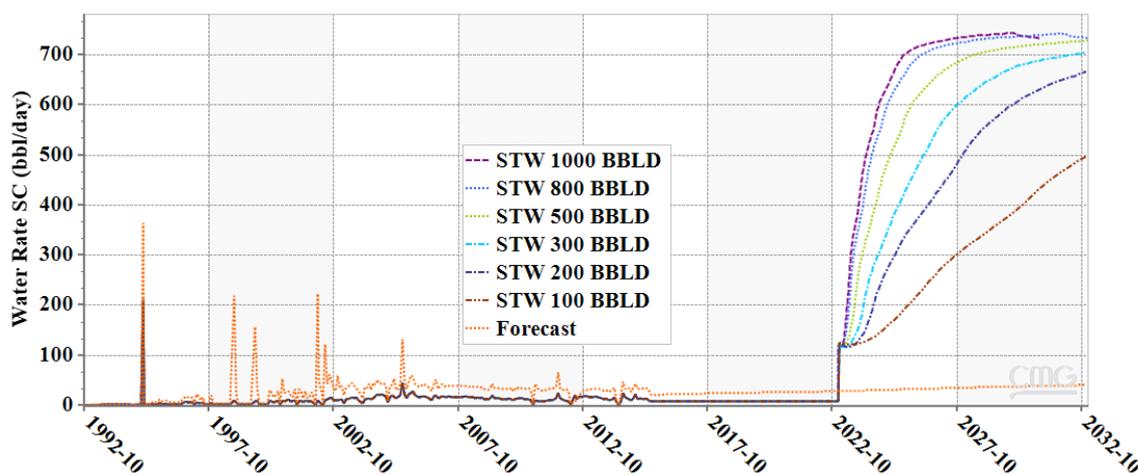
Anexo B: Caso 2– Five Spot Pattern Regular (FSPR)

Oil Rate SC - Five Spot Patter Regular [Field Pacoa B]



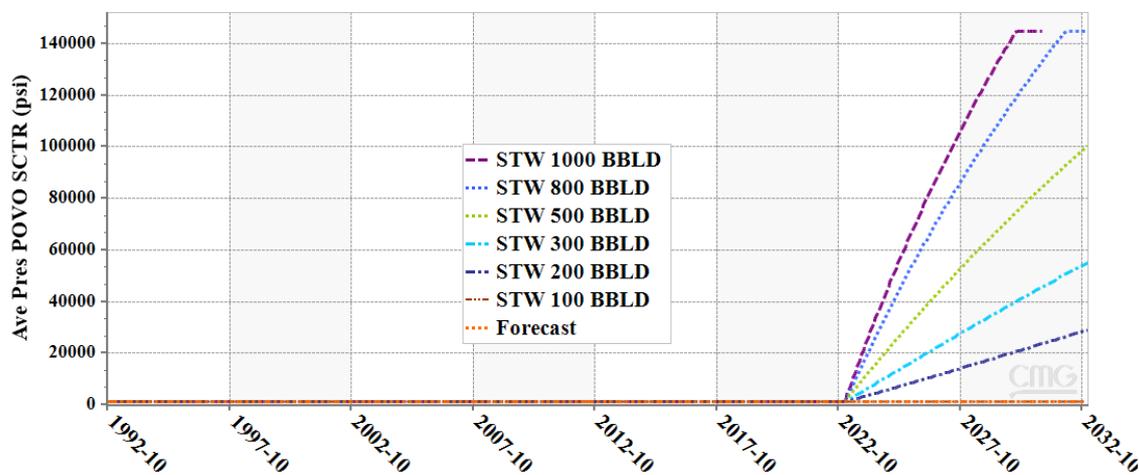
Anexo B1: Caudal de petróleo obtenido bajo diferentes tasas de inyección, Caso 2 (FSPR). (CMG, 2022)

Water Rate SC - Five Spot Pattern Regular [Field Pacoa B]

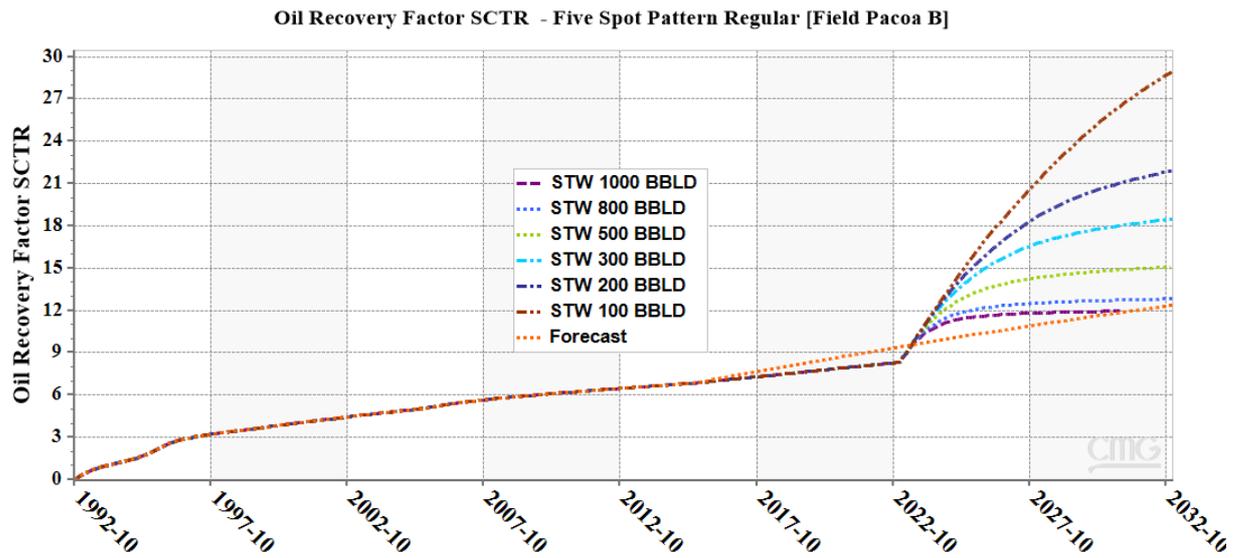


Anexo B2: Caudal de agua obtenido bajo diferentes tasas de inyección, Caso 2 (FSPR). (CMG, 2022)

Ave Pres POVO SCTR - Five Spot Pattern Regular [Field Pacoa B]

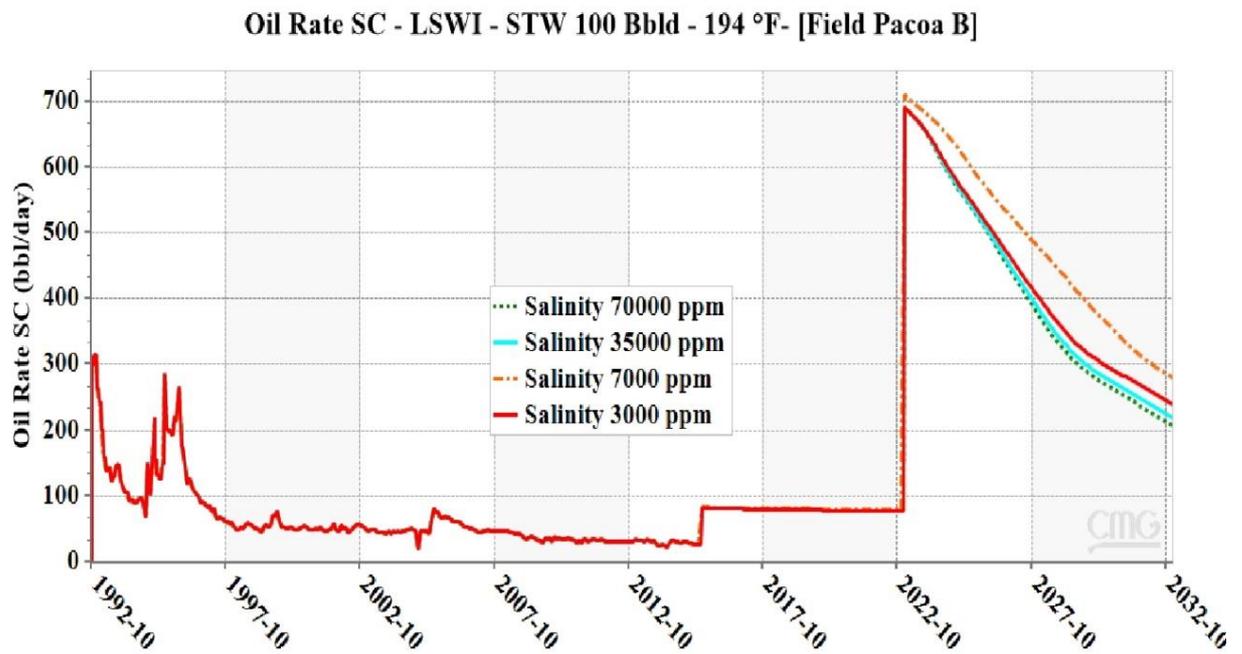


Anexo B3: Presión promedio obtenida bajo diferentes tasas de inyección, Caso 2 (FR). (CMG, 2022)



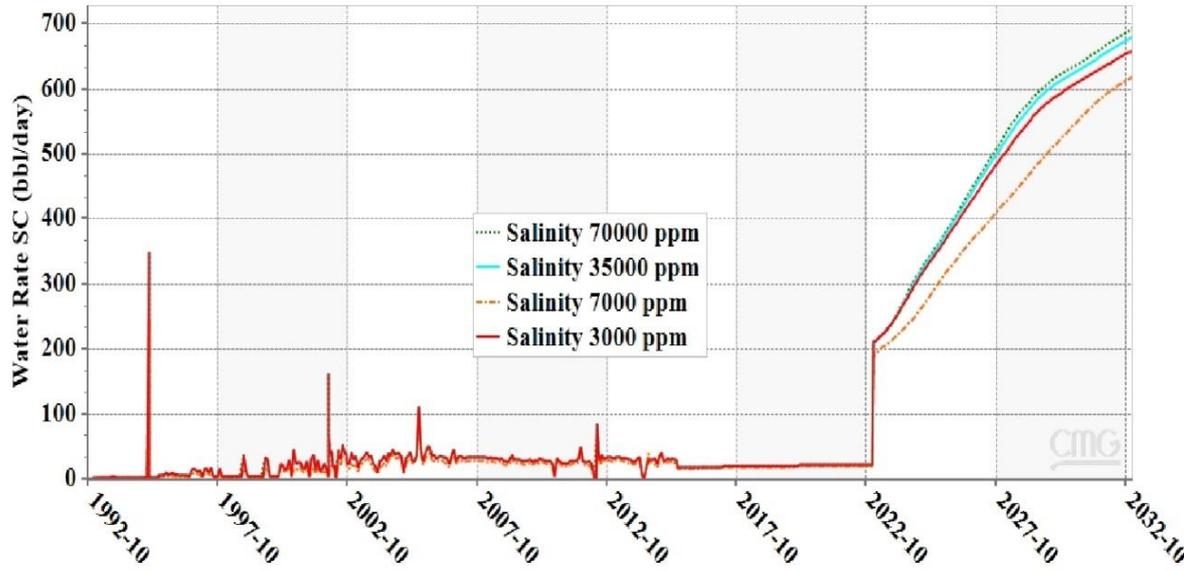
Anexo B4: Factor de recobro de petróleo obtenido bajo diferentes tasas de inyección, Caso 2 (FSPR). (CMG, 2022)

Anexo C: Inyección de 100 bbl/d a 194 °F, bajo diferente concentración salina.



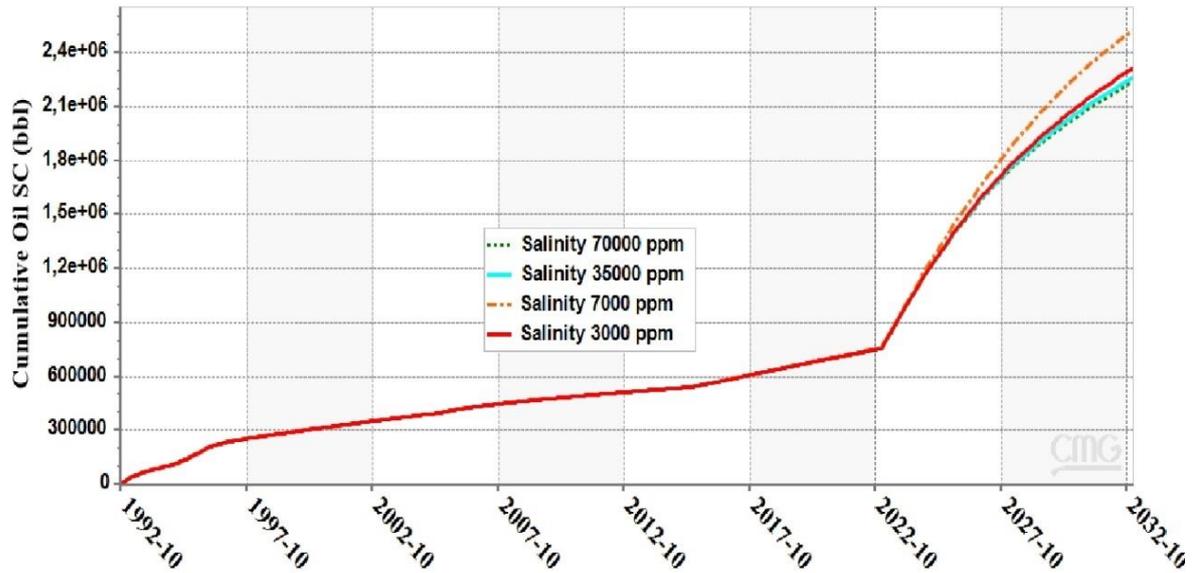
Anexo C1: Caudal de petróleo obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 194 °F. (CMG, 2022)

Water Rate SC - LSWI - STW 100 Bbld - 194 °F- [Field Pacoa B]



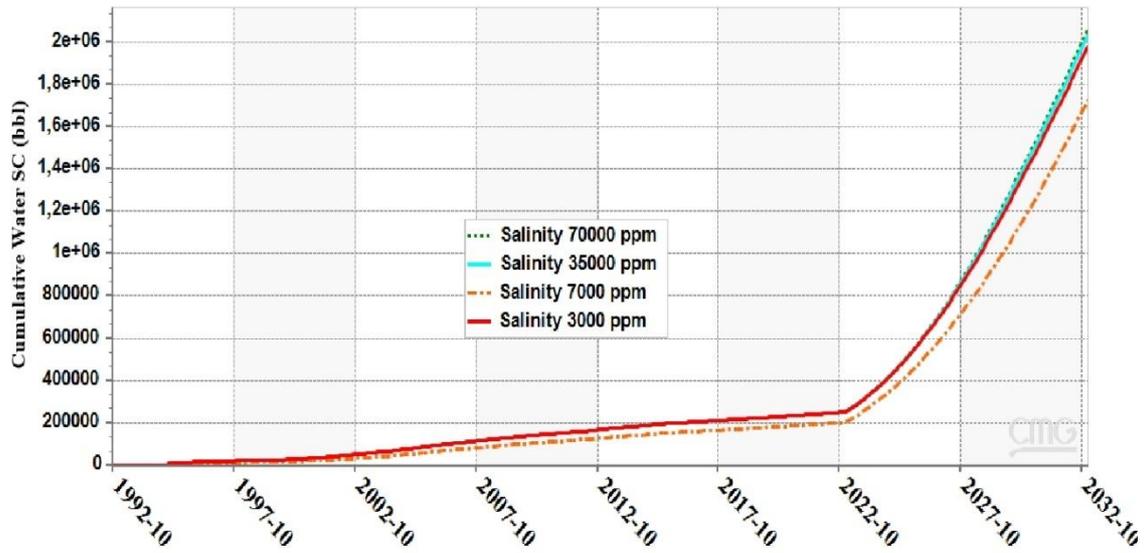
Anexo C2: Caudal de agua obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 194 °F. (CMG, 2022)

Cumulative Oil SC - LSWI - STW 100 Bbld - 194 °F- [Field Pacoa B]



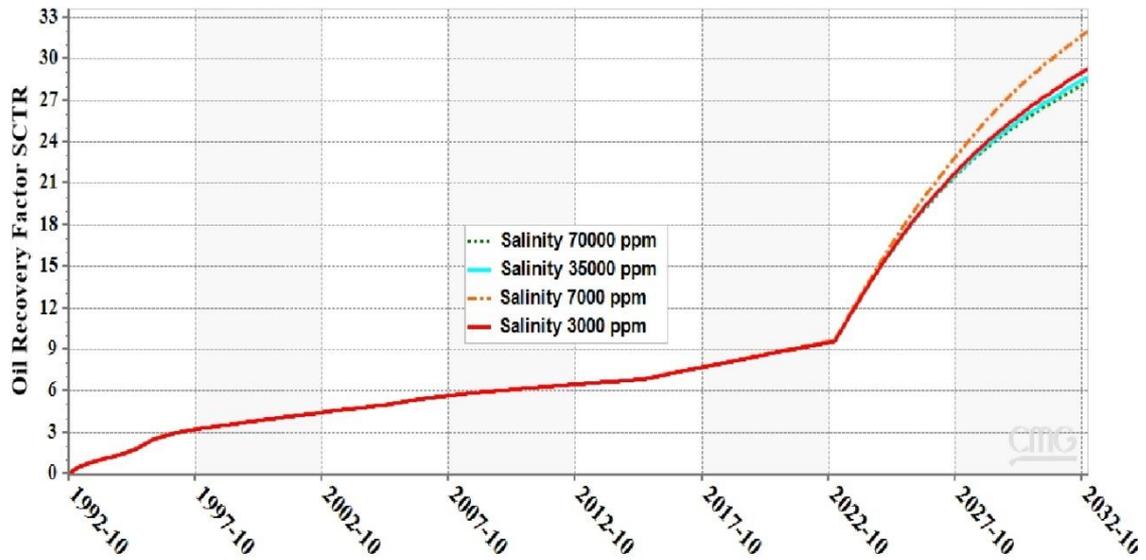
Anexo C3: Producción acumulada de petróleo obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 194 °F. (CMG, 2022)

Cumulative Water SC - LSWI - STW 100 Bbld - 194 °F- [Field Pacoa B]



Anexo C4: Producción acumulada de agua obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 194 °F. (CMG, 2022)

Oil Recovery Factor SCTR - LSWI - STW 100 Bbld - 194 °F- [Field Pacoa B]



Anexo C5: Factor de recobro de petróleo obtenido bajo diferentes concentraciones de salinidad, inyección a 194 °F. (CMG, 2022)