ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Estrategia de desarrollo de la Arenisca M1 en el Campo Vinita, mediante el método de Low Salinity Waterflooding, para incremento de producción y reservas

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

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

Presentado por: Gonzalo Rafael Cevallos Párraga

> GUAYAQUIL - ECUADOR Año: 2024

DEDICATORIA

A mis padres Gonzalo y Narcisa, quienes siempre han sido el motor y pilar fundamental de mi vida y han confiado en lo lejos que puedo llegar; a mis hermanos Luis, Carlos y Cintya por su apoyo y motivación constante, a mis sobrinos Michelle, Matias, Sarita y Carlitos para quienes espero ser un ejemplo de cuán lejos pueden llegar; a Marielisa quien con amor y sabiduría desde el comienzo de este proyecto me ha acompañado en el camino y no ha permitido que pierda el horizonte del mismo.

Gonzalo Rafael Cevallos Párraga

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien es el promotor de cada una de las bendiciones de la vida.

A Claudio Fonseca quien con su experiencia y pasión me oriento en cada paso de este proyecto.

A EP Petroecuador y de manera especial a la Gerencia de Activo Cuyabeno por facilitarme la información para el desarrollo del trabajo.

A los ingenieros Walter Torres y Ken Luzuriaga por su guía, paciencia y compartir sus conocimientos para la elaboración de este trabajo.

A la ESPOL y toda su plana académica quienes aportaron sustancialmente con sus conocimientos y experiencias para alcanzar este anhelado sueño.

Gonzalo Rafael Cevallos Párraga

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Gonzalo Rafael Cevallos Párraga* y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

Gonzalo Rafael Cevallos Párraga

EVALUADORES

Danilo Arcentales

PROFESOR DE LA MATERIA

Claudio Fonseca

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El desarrollo del presente proyecto involucró la creación de un modelo geoestadístico tridimensional para la arenisca M1 del campo Vinita. Este proceso incluyó la integración de datos estructurales, sedimentológicos, estratigráficos, de facies y petrofísicos. A partir de este modelo, se procedió al cálculo del POES y al análisis de incertidumbre. El modelo geoestadístico sirvió como base para la simulación matemática del vacimiento, que se llevó a cabo integrando datos de PVT, análisis especializados de núcleos (incluyendo permeabilidades relativas y presión capilar), eventos de completación, historial de producción y mediciones de presión. Se alcanzó un ajuste histórico satisfactorio para las tasas de producción de petróleo y agua, y realizando un "blind test" con pozos que estuvieron en perforación durante la elaboración de este trabajo. Se diseñaron cuatro estrategias de desarrollo, la estrategia cuatro que estaba asociada con la invección de agua y perforación de nuevos pozos resultó en un mayor factor de recobro. La estrategia más efectiva fue seleccionada para su implementación. Finalmente, se llevó a cabo un análisis económico del escenario seleccionado para determinar la viabilidad financiera del proyecto obteniendo resultados económicos favorables.

Palabras Clave: inyección de agua, simulación, modelo dinámico, factor de recobro

ABSTRACT

The development of this project involved creating a three-dimensional geostatistical model for the M1 sandstone of the Vinita field. This process included the integration of structural, sedimentological, stratigraphic, facies, and petrophysical data. From this model, we proceeded to calculate the Original Oil in Place (OOIP) and perform uncertainty analysis. The geostatistical model served as the basis for the mathematical simulation of the reservoir, which was carried out by integrating PVT data, specialized core analysis (including relative permeabilities and capillary pressure), completion events, production history, and pressure measurements. A satisfactory historical match was achieved for oil and water production rates, and a "blind test" was conducted with wells that were being drilled during the development of this work. Four development strategies were designed; strategy four, which was associated with water injection and drilling new wells, resulted in a higher recovery factor. The most effective strategy was selected for implementation. Finally, an economic analysis of the chosen scenario was carried out to determine the financial viability of the project, yielding favorable economic results.

Keywords: Waterflooding, simulation, dynamic model, recovery factor

ÍNDICE GENERAL

EVALUAD	ORES
RESUMEN	l
ABSTRAC	ΤΙ
ÍNDICE GE	ENERALII
ABREVIAT	URASV
SIMBOLO	GÍAVI
ÍNDICE DE	FIGURASVII
ÍNDICE DE	TABLASXI
CAPÍTULC) 1 13
1. Intro	oducción13
1.1 De	escripción del problema15
1.2 Ju	stificación del problema16
1.3 Ob	ojetivos17
1.3.1	Objetivo General 17
1.3.2	Objetivos Específicos
1.4 Ma	arco teórico
1.4.1	Ubicación e Introducción Campo Vinita18
1.4.2	Sección Geofísica del Campo Vinita18
1.4.3	Sección Geológica del Campo Vinita 19
1.4.4	Sección de Reservorios Campo Vinita23
1.4.5	Proyectos de Inyección de Agua (Waterflooding) en Ecuador 23
1.4.6	Low Salinity Waterflooding (LSW)27
CAPÍTULC	9 2 29
2. Meto	odología29

2.1	Recopilación y elaboración de base de datos	30
2.2	Construcción del Modelo Estratigráfico	30
2.3	Construcción del Modelo Sedimentológico	31
2.3.1	Descripción macroscópica del núcleo	32
2.3.2	2 Descripción petrográfica	33
2.3.3	B Descripción con microscopio electrónico de barrido	34
2.3.4	Mapa de electrofacies y ambiente de depositación	35
2.4	Evaluación Petrofísica	
2.5	Definición de Tipos de Roca	40
2.6	Elaboración del Modelo Estático	42
2.6.1	Modelo Estructural	42
2.6.2	Malla geoestadística – construcción	44
2.6.3	Códigos tipo de roca	46
2.6.4	Escalamiento del tipo de roca y de la porosidad efectiva	
2.6.5	6 Curva de proporción vertical	48
2.6.6	Modelado tipos de roca	49
2.6.7	Modelado de la porosidad efectiva	50
2.6.8	Modelado de la permeabilidad	51
2.6.9	Modelado de la propiedad Net to Gross (NTG)	51
2.6.1	0 Modelado de la saturación de agua	52
2.6.1	1 Estimación de POES	52
2.6.1	2 Análisis de incertidumbre	54
2.6.1	3 Análisis de sensibilidad	56
2.7	Elaboración del Modelo Dinámico	56
2.7.1	Ingreso de datos históricos de producción	56
2.7.2	2 Eventos ingresados por pozo	64

2.7	7.3	Ingreso de presión capilar, permeabilidad relativa y PVT	64		
2.	7.4	Inicialización del modelo	67		
2.7	7.5	Inyección de agua	68		
2.	7.6	Ajuste historia	69		
2.	7.7	Casos de predicción	82		
2.7.8 Líneas de f		Líneas de flujo y factores de alocación	85		
2.7.9		Selección del mejor escenario	87		
2.	7.10	Análisis Económico	88		
2.8	An	álisis de Curvas de Declinación	89		
CAP	TULO	3	91		
3.	Res	ultados Y ANÁLISIS	91		
3.1	Мс	delo estratigráfico	91		
3.2	Мс	delo sedimentológico	91		
3.3	Мс	delo estático	91		
3.4	Мс	delo dinámico	95		
3.5	Cu	rvas de Declinación	102		
3.6	An	álisis Económico	102		
CAP	TULO	4	105		
4.	Con	clusiones Y Recomendaciones	105		
Cor	Iclusio	nes	105		
Rec	omen	daciones	106		
BIBLIOGRAFÍA 108					
APÉI	APÉNDICES111				

ABREVIATURAS

- EOR Enhance Oil Recovery
- LSW Los Salinity Waterflooding
- DCA Decline Curve Analysis
- PUD Reserves Proved Undevelopmente
- HCPV Hydrocarbon Pore Volume
- BPPD Barriles de petróleo por día
- BSW Basic Sediment and Water
- PSI Pound square inch
- POES Petróleo Original en Sitio
- FR Factor de Recobro
- EUR Estimate Ultimate Recovery
- WOC Water Oil Contact
- LKO Límite Inferior Probado de Petróleo
- BLS Barriles

SIMBOLOGÍA

рН	Potencial de Hidrógeno
m	Metro
km	Kilometro
km²	Kilometro al cuadrado
kbls	Miles de Barriles
MM	Millones
FR	Factor de Recobro
DCA	Decline Curve Analysis

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Campo Vinita (Petroecuador, 2022)
Figura 1.2 Secciones Sísmicas 2D y 3D Campo Vinita (Petroecuador, 2022) 19
Figura 1.3 Secciones Sísmica E-W del Campo Vinita (Petroecuador, 2022)
Figura 1.4 Mapa Estructural Campo Vinita (Petroecuador, 2022)
Figura 1.5 Columna Estratigráfica Campo Vinita (Petroecuador, 2022)
Figura 2.1 Correlación Estratigráfica A - A'
Figura 2.2 Ajuste en profundidad de registros de pozo con el núcleo del VNTB-005 32
Figura 2.3 Núcleo de arenisca M1 saturado de HC
Figura 2.4 Descripción petrográfica de láminas delgadas del núcleo de la arenisca M1
del pozo VNTB-005 (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021)
Figura 2.5 Descripción con microscopio electrónico de barrido de láminas delgadas del
núcleo de la arenisca M1 del pozo VNTB-005 (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco,
2021)
Figura 2.6 Mapa de impedancia acústica promedio asociado a la dirección de los
depósitos
Figura 2.7 Mapa de electrofacies de la arenisca M137
Figura 2.8 Evaluación Petrofísica pozo VNTB-005 arenisca M1 (EP Petroecuador,
2021)
Figura 2.9 R35 y tipos de roca arenisca M141
Figura 2.10 Gráfico cruzado de Wiland con datos de la arenisca M1 VNTB-005 y
campos análogos 41
Figura 2.11 Sección sísmica en tiempo (Petroecuador, 2022)
Figura 2.12 Mapa estructural en profundidad del marcador sísmico M1 superior y fallas
geológicas modeladas en Petrel 43
Figura 2.13 Mapas estructurales al tope y base de la arenisca M1
Figura 2.14 Malla geoestadística para la arenisca M145
Figura 2.15 Tipos de roca escalados a la malla geoestadística, comparada con el
registro por pozo 46
Figura 2.16 Histograma comparativo tipos de roca registros y escalados a la malla. 47

Figura 2.17 Comparación porosidad efectiva calculada vs porosidad efectiva escal	ada
	. 47
Figura 2.18 Histograma comparativo porosidad efectiva de registros y escalada	a la
malla	. 48
Figura 2.19 Curva de distribución vertical	. 49
Figura 2.20 Modelamiento tipos de roca, capa 45	. 50
Figura 2.21 Modelamiento porosidad efectiva, capa 45	. 50
Figura 2.22 Modelamiento permeabilidad, capa 45	. 51
Figura 2.23 Modelo NTG, capa 45	. 52
Figura 2.24 POES Modelo Estático, capa 45	. 53
Figura 2.25 Histograma de distribución de frecuencia absoluta y acumulada del PC)ES
	. 55
Figura 2.26 Histograma de distribución de frecuencia absoluta del POES por varia	able
	. 55
Figura 2.27 Diagrama Tornado POES	. 56
Figura 2.28 Histórico de producción VNT-001	. 57
Figura 2.29 Histórico de producción VNTB-002	. 57
Figura 2.30 Histórico de producción VNT-003	. 58
Figura 2.31 Histórico de producción VNTB-004	. 58
Figura 2.32 Histórico de producción VNTB-005	. 59
Figura 2.33 Histórico de producción VNTB-006	. 59
Figura 2.34 Histórico de producción VNTB-007	. 60
Figura 2.35 Histórico de producción VNTB-008	. 60
Figura 2.36 Histórico de producción VNTB-009	. 61
Figura 2.37 Histórico de producción VNTB-010	. 61
Figura 2.38 Histórico de producción VNTB-011	. 62
Figura 2.39 Histórico de producción VNTB-012	. 62
Figura 2.40 Histórico de producción VNTD-013	. 63
Figura 2.41 Histórico de producción M1 campo Vinita	. 63
Figura 2.42 Eventos por pozo	. 64
Figura 2.43 Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar VNTB-005 (Valdez,	De
Barrio, Cabello, & Blanco, 2021)	. 65

Figura 2.44 Curvas tipo de permeabilidad relativa utilizadas en el modelo dinámi	co 65
Figura 2.45 Curvas tipo de presión capilar utilizadas en el modelo dinámico	66
Figura 2.46 Datos PVT pozos VNT-001 y VNTB-002 (BestEnergy Services	S.A.;
Triboilgas, 2023)	66
Figura 2.47 PVT final utilizado en modelo dinámico	67
Figura 2.48 POES estimado del modelo dinámico	68
Figura 2.49 Ajuste histórico de la Pws del yacimiento M1	70
Figura 2.50 Mapa de líneas de flujo y conexión del bloque caído con el b	loque
levantado	71
Figura 2.51 Interpretación registros pozo VNT-001	71
Figura 2.52 Ajuste histórico fluidos pozo VNT-001	72
Figura 2.53 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-002	72
Figura 2.54 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-004 pozo con producción en cor	njunto
M1+U	73
Figura 2.55 Ajuste histórico fluidos pozo VNT-003	74
Figura 2.56 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-005	74
Figura 2.57 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-006	75
Figura 2.58 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-007	75
Figura 2.59 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-008	76
Figura 2.60 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-009	77
Figura 2.61 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-010	77
Figura 2.62 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-011	78
Figura 2.63 Ajuste histórico fluidos pozo VNTD-012	78
Figura 2.64 Ajuste histórico fluidos pozo VNTD-013	79
Figura 2.65 Ajuste histórico fluidos pozo VNTD-014	80
Figura 2.66 Ajuste histórico fluidos pozo VNTD-018	80
Figura 2.67 Histórico de producción vs modelo sin ajuste	81
Figura 2.68 Ajuste historia sin pozos VNT-001 / VNTB-002 / VNTB-004	81
Figura 2.69 Escenarios de explotación	82
Figura 2.70 Mapa de ubicación pozos escenario 1	83
Figura 2.71 Mapa de ubicación pozos escenario 4	84
Figura 2.72 Mapa de radio de drenajes para ubicación de pozos nuevos	85

Figura 2.73 Líneas de flujo y patrones de las áreas contactadas por cada inyector de
agua – Escenario 4
Figura 2.74 Evolución saturación de agua al final de la simulación 31 de diciembre de
2029 – Escenario 4
Figura 2.75 Factores de alocación al 31 de diciembre de 2029 – Escenario 4 87
Figura 2.76 Historial y Forecast de producción por primaria
Figura 2.77 Acumulado de producción y Forecast
Figura 3.1 Histogramas de TR presentes en registros, escalado y modelo
Figura 3.2 Comparativo del modelo de tipo roca con el modelo de porosidad efectiva
Figura 3.3 Histograma comparativo de porosidad registros, escalado y de modelo 94
Figura 3.4 Comparativo del modelo de porosidad efectiva y permeabilidad
Figura 3.5 Definición de Polígono en mapa estructural del área contactada por los
pozos perforados y propuestos96
Figura 3.6 Definición de regiones
Figura 3.7 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 1
Figura 3.8 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 2
Figura 3.9 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 3
Figura 3.10 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 4 100
Figura 3.11 Comparación de FR incremental de los 4 escenarios 100
Figura 3.12 Acumulado de petróleo de los 4 escenarios 101
Figura 3.13 Comportamiento de la presión de reservorio de los 4 escenarios 102
Figura 3.14 Flujo de caja y VAN 103
Figura 3.15 Análisis de sensibilidad104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Proyectos de Recuperación Secundaria en la Cuenca Oriente (MEM, 2023)				
Tabla 1.2 Resultados Proyectos de Recuperación Secundaria Campos EP				
Petroecuador a 2019 (Gutiérrez, 2019)24				
Tabla 1.3 Resultados Proyectos de Recuperación Secundaria empresas privadas a				
2019 (Gutiérrez, 2019)				
Tabla 2.1 Profundidad de núcleo corregida 32				
Tabla 2.2 Parámetros de corte (cut off) 39				
Tabla 2.3 Cut offs para tipo de roca40				
Tabla 2.4 Ecuaciones de Permeabilidad por cada tipo de roca 42				
Tabla 2.5 Dimensiones de la malla45				
Tabla 2.6 Codificación tipos de roca para el modelamiento 46				
Tabla 2.7 Codificación para el NTG según el tipo de roca				
Tabla 2.8 Valores mínimos, máximos y caso base para el análisis de incertidumbre del				
POES				
Tabla 2.9 Tabla de resultados estrategias de explotación				
Tabla 3.1 Percentiles POES95				
Tabla 3.2 Calculo de incremental de petróleo con la implementación del escenario 4				
Tabla 3.3 Gastos Operativos OPEX 103				

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La industria hidrocarburífera a nivel mundial es una de las que genera mayores ingresos económicos para un país, tomando esta premisa como eje fundamental en los planes de desarrollo de una nación, es necesario considerar el descubrimiento de nuevas reservas y en otros casos el desarrollo de volúmenes ya conocidos.

Los volúmenes ya conocidos que están en una etapa de maduración requieren de nuevas tecnologías para ponerlos en producción, pero debido a restricciones técnico-económicas pasan de ser reservas a recursos, ante estos escenarios es imperativo el desarrollo de nuevos proyectos que permitan maximizar la producción, a menores costos, pero con una alta rentabilidad.

La producción petrolera en el Ecuador inició en 1928 en Litoral Ecuatoriano y posteriormente se extendió hacia a la región amazónica, siendo en este lugar donde se desarrolle potencialmente la producción petrolera del país y donde se encuentren actualmente los más grande volúmenes de reservas de petróleo (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

Sin embargo, muchas de las reservas remanentes están pasando a ser recursos debido a que los yacimientos actualmente en producción se encuentran en una etapa madura, y su producción ha declinado paulatinamente, sea por el incremento en el corte de agua o en otros casos por la pérdida de energía natural (presión).

Por otra parte el Ecuador a la actualidad en búsqueda de aumentar sus volúmenes de reservas y consecuentemente incrementar su producción se encuentra desarrollando campos con petróleos pesados y extra pesados, en los cuales acompañados de bajas presiones presentan un reto técnico importante y que sin duda alguna requiere de nuevos procesos de recuperación mejorada que permitan afectar las condiciones del reservorio, permitiendo recuperar o mantener la energía del mismo, favoreciendo la movilidad del hidrocarburo, incrementando así la producción y mejorando el factor de recobro de estos yacimientos.

Como una alternativa altamente probada a nivel mundial y nacional, la implementación de proyectos de inyección de agua o mejor conocidos como waterflooding ha sido una de las más efectivas en cuanto a la recuperación de reservas e incremento de producción en campos maduros, principalmente como un proceso de mantenimiento o recuperación de la presión en los yacimientos.

Históricamente el Ecuador tuvo sus inicios en la implementación de procesos de recuperación secundaria por inyección de agua y por allá a finales de la década de los 60, donde CEPE-Texaco en el campo Sacha inicio a probar el piloto de inyección de agua dulce y para el año de 1992 probando una mezcla entre agua de rio y de formación, los resultados de estas pruebas no fueron exitosos en el incremento de producción, sin embargo, si tuvieron resultados en mantener la energía del yacimiento evitando la declinación de la misma (Gutiérrez, 2019)

A la actualidad en el Ecuador se han implementado 33 proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua en la región amazónica, dentro de los cuales se ha probado un método de Enhanced Oil Recovery (EOR) como el de low salinity waterflooding, el cual es el propósito principal de este estudio.

Desde la década de 1990 se han llevado a cabo un gran número de experimentos para comprender cómo y por qué el método de Low Salinity Waterflooding puede ser beneficioso en la recuperación de hidrocarburos. Los resultados de estos experimentos determinaron que se puede aumentar el volumen de petróleo en un 14% del petróleo original (Al-Ibadi, D., & Mackay, 2019).

De los experimentos realizados (Al-Ibadi, D., & Mackay, 2019) indica que al menos 17 mecanismos inciden en la recuperación de petróleo a causa de la inyección de agua de baja salinidad (LSWF), entre los que se incluyen: mejorar las zonas barridas que presenten disminución en la permeabilidad por migración de finos, expansión de doble capa, intercambio multi-iónico, aumento del pH, cambio en la carga de la superficie, reducción de la tensión interfacial, micro dispersión, osmosis, etc; generalmente todos estos mecanismos contribuyen a la alteración de la mojabilidad de una sistema preferentemente mojado por petróleo (oil wet) a preferentemente mojado por agua (water wet); adicional la movilidad del agua inyectada en el LSWF es menor que el agua de la formación, generando así mejor desplazamiento del petróleo residual en el sistema.

En Ecuador una de las aplicaciones más exitosa del método de low salinity waterflooding se encuentra en el Bloque 61, en el cual, el cambio en la estrategia de desarrollo implementó proyectos de LSW en los reservorios Napo U y T así como a la arenisca Basal Tena; este cambio en la filosofía de desarrollo considero desde las fuentes de agua, tomando el agua del reservorio Hollín Inferior para ser inyectada, para lo cual luego de un análisis petrofísico minucioso se toma el punto de agua libre en el yacimiento (salinidad < 1000 ppm NaCl) (Piñeiro, et al., 2020).

El agua es producida por una bomba eléctrica (ESP) y en un loop cerrado que lleva hacia los pozos inyectores, como resultados obtenidos de la inyección de agua LSW se tuvo un mantenimiento e incremento de presión del yacimiento, se incrementaron los volúmenes de producción y se asociaron nuevos volúmenes de reservas (Piñeiro, y otros, 2020).

Si bien es cierto que la aplicación citada en el párrafo anterior no es la única en el país, se observa el éxito rotundo que la misma tiene y cómo puede ayudar en la incorporación de nuevos volúmenes de reservas y el incremento sustancial en la producción de los campos.

1.1 Descripción del problema

El campo Vinita se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Putumayo, Bloque 59 al Noreste de la Región Amazónica; inició su producción con el pozo Vinita-1 en 1971, a la fecha se han desarrollado tres campañas de perforación adicionales en los años 1974, 2009 y la última en 2021 con la perforación de 6 pozos adicionales, a la presente cuenta con 11 pozos en producción; los principales reservorios productores en el campo Vinita son las areniscas M1 y M2 y como reservorios secundarios las areniscas Napo U y Napo T.

Los yacimientos M1 y M2 puede dividirse en dos cuerpos (superior e inferior), mientras que los yacimientos Napo U y T se identifican como cuerpos únicos, con considerables cambios laterales de facies y presencia de contactos agua-petróleo.

Actualmente la presión del yacimiento M1 (yacimiento principal) se encuentran en el orden de los 1000 psi, lo cual significa una disminución de 1800 psi desde el inicio productivo de este yacimiento.

Con la campaña de perforación del 2021 se alcanzó un pico de producción de 3090 BPPD con un BSW del 48% (julio 2022) y a la actualidad la misma ha declinado hasta los 2280 BPPD con un BSW del 40%; es evidente que la incorporación de nuevos puntos de drenaje generan un agotamiento más rápido de la energía natural del yacimiento lo cual provoca una disminución en la producción de los pozos y consecuentemente volúmenes de petróleo remanentes en subsuelo por recuperar y todo debido a la falta de soporte de presión.

Adicional a la disminución de presión en el reservorio, M1 presenta un hidrocarburo pesado de aproximadamente 11 °API lo cual también se convierte en un reto para mejorar la movilidad y por ende la productividad de los pozos.

1.2 Justificación del problema

Ante la evidente caída de presión en el reservorio M1, y considerando que por la modalidad contractual en la cual se encuentra este campo aún se tiene contemplado realizar inversiones para incrementar la productividad del mismo, es necesario la implementación de procesos de Recuperación Mejorada de petróleo que permita mantener o incrementar la presión del yacimiento, y favorecer a la movilidad del petróleo mejorando así la eficiencia de barrido areal. Todo esto a fin de incrementar la productividad de los pozos, e incluir nuevos volúmenes de reservas asociados a la Recuperación Mejorada.

El incremento de producción de este campo favorecerá a la producción nacional, la misma que se reflejará en los ingresos que perciba el estado, adicionalmente este análisis de factibilidad técnica permitirá a la empresa pública y su socio estratégico definir una mejor estrategia de desarrollo que minimice el riesgo, incorpore nuevos volúmenes de reservas y tenga una mejor rentabilidad que la producción por primaria.

Para minimizar ese riesgo e identificar nuevos volúmenes de reservas una caracterización estática y dinámica del yacimiento será la mejor herramienta para mediante múltiples realizaciones determinar los mejores escenarios que permitan tomar las decisiones más acertadas en las inversiones futuras contempladas para este campo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Definir la mejor estrategia de desarrollo del yacimiento M1 del campo Vinita, mediante la implementación de inyección de agua de baja salinidad (Low Salinity Waterflooding) como método de recuperación mejorada de petróleo.

1.3.2 Objetivos Específicos

- 1. Realizar el cálculo de Volumen de POES del yacimiento M1 mediante los métodos volumétrico y de simulación.
- 2. Determinar mediante el Método de Curvas de Declinación las reservas por recuperación primaria de los pozos actualmente en producción.
- Definir 3 escenarios de simulación con inyección de agua con el método de Low Salinity Waterflooding (P10, P50 y P90).
- 4. Calcular el factor de recobro por primaria y secundaria, reservas incrementales y perfil de producción estimado.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Ubicación e Introducción Campo Vinita

El campo Vinita se encuentra ubicado en el Bloque 59, en el cantón Putumayo de la provincia de Sucumbíos en la Región Amazónica del Ecuador, limitando al sureste con el campo Tipishca – Huaico.

El campo Vinita fue descubierto con la perforación del pozo Vinita-1 en 1971, el pozo Vinita-2 fue perforado aproximadamente a 5 km al suroeste del Vinita-1 en el año 1974. Para el 2009 se perforó el pozo Vinita-3; y durante el año 2021 se inició una nueva campaña de perforación en el campo, perforando los pozos Vinita-4, Vinita-5, Vinita-6 y Vinita-7; continuando en el 2022 con los pozos Vinita-10 y en el año 2022 el Vinita-11. (Petroecuador, 2022)





1.4.2 Sección Geofísica del Campo Vinita

El campo Vinita cuenta con 300 km de líneas sísmicas 2D, las cuales fueron adquiridas durante el período de 1978 a 1998; adicional cuenta con un cubo sísmico 3D el cual tiene una dimensión de 214.35 km², mismo que fue reprocesado en 2019 (Petroecuador, 2022).



Figura 1.2 Secciones Sísmicas 2D y 3D Campo Vinita (Petroecuador, 2022)

Del análisis realizado con la sísmica (Petroecuador, 2022) determinó que el reservorio Napo T se encuentra depositado directamente sobre la geoforma del basamento determinado como Horts y grabens, conformante se deposita Napo U, al igual que M2 y M1, todos los reservorios delimitados en base a atributos sísmicos, producto de la inversión post-stack y la regresión lineal entre la impedancia acústica y la porosidad.



Figura 1.3 Secciones Sísmica E-W del Campo Vinita (Petroecuador, 2022)

1.4.3 Sección Geológica del Campo Vinita

El campo Vinita forma parte del Play Oriental (Capirón-Tiputini) el cual se ubica al borde de la Cuenta Oriente, los principales reservorios desarrollados en este "play" es M1 y Napo U es el de segunda importancia, existen acumulaciones menores de hidrocarburos

en Basal Tena, Napo T y M2, y de forma marginal Hollín (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

Estructuralmente el Campo Vinita tiene una dirección predominante noreste-suroeste, limitada a su flanco oeste por una falla inversa con la misma dirección que controla la estructura (ver Figura 1.4).

Conforme el análisis realizado (Petroecuador, 2022), determinó los reservorios principales con interés hidrocarburífero en el campo Vinita a las areniscas M1 y M2, mientras que como reservorios secundarios se tiene las areniscas U y T (ver Figura 1.5), para las cuales a continuación se describen desde el punto de vista litológico:



Figura 1.4 Mapa Estructural Campo Vinita (Petroecuador, 2022)

Arenisca M1

Presenta un espesor promedio de 78 pies, se encuentra predominantemente conformada por arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y ocasionalmente con limolita. La arenisca es de origen cuarzosa, blanca transparente a translucida, de grano medio a fino, ocasionalmente de grano grueso, suelta, subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, sin cemento y matriz visible, de regular porosidad inferida.

La lutita generalmente es de color gris oscuro, moderadamente firme a firme, físil a subfísil, no calcárea.

La caliza es crema a crema lechosa, firme a moderadamente firme, subblocosa a blocosa y textura mudstone.

La limolita es de color gris claro, suave a moderadamente dura, blocosa a subblocosa, no calcárea.

Arenisca M2

Presenta un espesor promedio de 25 pies, se encuentra generalmente conformada por arenisca con intercalaciones de lutita, y menor proporción de caliza.

La arenisca es de origen cuarzosa, blanca, subtransparente a subtranslucida, de grano fino a medio, suelta, subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, matriz y cemento no visible, ocasionalmente con matriz argilacea y cemento ligeramente calcáreo, porosidad visible regular, con inclusiones de glauconita.

La lutita es de color gris a gris oscuro, moderadamente firme, sublaminar, subfisil, no calcárea.

La caliza es de color gris clara a crema, moderadamente dura, irregular a blocosa, sin porosidad visible.

Arenisca U

Presenta un espesor promedio de 29 pies, y está conformada generalmente de arenisca con intercalaciones de lutita.

21

La arenisca es cuarzosa, hialina, blanca, gris clara, subtransparente, suelta, de grano fino a medio, moderado sorteo, matriz arcillosa, cemento calcáreo, pobre porosidad inferida, con inclusiones de glauconita.

La lutita es de color gris oscura, gris clara, ocasionalmente negra, suave a moderadamente firme, físil, en subbloque, laminar, planar, terrosa a cerosa, no calcárea, con inclusiones de pirita.

Arenisca T

Presenta un espesor promedio de 40 pies, y está conformada generalmente de arenisca con intercalaciones de lutita.

La arenisca es cuarzosa, gris clara, blanca, café claro, subtransparente, suelta, en parte friable, de grano fino a medio, subredondeada, buen sorteo.

La lutita es de color gris oscura, gris clara, ocasionalmente negra, suave a moderadamente firme, físil, en subbloque, laminar, planar, terrosa a cerosa, no calcárea, con inclusiones de pirita. (MEM, 2023)



Figura 1.5 Columna Estratigráfica Campo Vinita (Petroecuador, 2022)

1.4.4 Sección de Reservorios Campo Vinita

Los reservorios principales M1 y M2 pueden dividirse en dos unidades superior e inferior, conforme lo muestran los registros eléctricos, mientras que los reservorios de Napo U y Napo T conforme lo evidenciado en la campaña de perforación del 2021 se conforman por cuerpos únicos, con considerables cambios laterales de facies y con presencia de contacto agua-petróleo.

1.4.5 Proyectos de Inyección de Agua (Waterflooding) en Ecuador

A la fecha en el Ecuador se han implementado 33 proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua (Waterflooding) en la Cuenta Oriente los mismos que han estado enfocados principalmente a las areniscas: Basal Tena, M1, Napo U (superior e inferior) y Napo T (inferior), los mimos que han sido implementado en los campos de los "play" Central (Sacha-Shushufindi) y Oriental (Capirón-Tiputini)

PROYECTOS IMPLEMETADOS POR CO	ΟΜΡΑÑÍΑ
Andes Petroleum Ecuador Ltd	5
Enap Sipec	4
Puma Oriente (Cerrado)	2
Consorcio PCR	1
Gente Oil Ecuador	1
Orion Oil ER S.A.	1
Petrobell Inc. Grantmining S.A.	1
Petrooriental S.A.	6
Repsol Ecuador S.A.	1
Tecpecuador S.A (Hoy EP Petroecuador)	1
EP Petroecuador	10

Tabla 1.1 Proyectos de Recuperación Secundaria en la Cuenca Oriente (MEM, 2023)

Conforme una recopilación y análisis realizado hasta noviembre 2019 (Gutiérrez, 2019) muestra la incidencia en el aumento de reservas recuperables de petróleo a lo largo de la cuenta oriente tanto en las empresas privadas como en la empresa pública por cada uno de sus activos, evidenciándose que la aplicación de esta metodología de IOR tiene un impacto positivo en el incremento de la producción y consecuentemente en el

aumento de reservas recuperables, en las tablas 1.2 y 1.3 se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis.

CAMPOS	PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi)		FACTOR DE RECOBRO (%)		BSW	VOLUMEN DE PRETÓLEO RECUPERADO
	INICIAL	ACTUAL	INICIAL	ACTUAL	%	bbls
EDÉN YUTURI (M1)	2100	1100	21	20	94,6	3.889.332
COCA PAYAMINO (UI)	1250	1600	16	34	39	3.899.370
SHUSHUFINDI AGUARICO (UI)	1250	1950	10	23	77,7	18.751.023
DRAGO (UI)	1350	1700	8	15	38,8	883.661
PAKA SUR (TI)	770	1467	41	49	70,7	1.452.750
SACHA (UI, TI)	UI: 1600 TI: 1550	UI: 1300 TI: 1250	20	15	UI: 37,4 TI: 22	64.009.193
CULEBRA (UI)	1000	1250	21	30	17,48	28.500.000
ATACAPI (BT, US)	BT:3.875 US: 1088	BT: 2928 US: 1253	26	18	BT: 88,6 US: 44,9	1.364.801
SECOYA (UI)	1078	1964	14	30	90	1.204.911
PACAYACU SHUSHUQUI (BT)	830	2647	15	29	88,8	2.614.079

Tabla 1.2 Resultados Proyectos de Recuperación Secundaria Campos EP Petroecuador a	а
2019 (Gutiérrez, 2019)	

La inyección periférica implementada con éxito en el campo Hormiguero Norte al reservorio M1 es una de esos casos de estudio que demuestran la efectividad de la inclusión a la estrategia de desarrollo de un campo la incorporación de procesos de waterflooding, este caso de estudio dividió la implementación de su proyecto en 3 etapas, la primera como un proceso de prueba piloto en la cual se diseñó el patrón de inyección para probar el método, posterior una segunda etapa de optimización de la inyección mediante una redistribución de la inyección y la determinación del volumen de agua apropiado a ser inyectado, y la tercera etapa fue implementar un nuevo patrón de inyección producción para ampliar y mejorar el barrido de la arenisca M1; como resultados de este estudio se tiene que el Factor de Recobro (FR) se incrementó de 19.5% al 32.7% en 4 años, lo cual muestra el impacto positivo de estos proyectos. (Feng, y otros, 2015)

САМРО	PRESIÓN (psi)		FACTOR DE RECOBRO (%)		VOLUMEN DE PRETÓLEO RECUPERADO
	INICIAL	ACTUAL	INICIAL	ACTUAL	bbls
NANTU (UI, M1)	UI: 4000 M1: 3848	UI: 2900 M1: 2280	25.1	26.5	6.453.210
WANKE (M1)	3848	2810	21.5	25.8	5.092.031
HORMIGUERO (UI, M1)	UI: 3600 M1: 1670	UI: 3400 M1: 1800	29.9	42.6	16.242.143
TAPIR NORTE (UI)	2950	3100	N/D	N/D	N/D
PUMA (M2, M1)	M1: 660 M2: 925	M1: 230 M2: 330	N/D	N/D	498.896
MDC (TI, UI)	UI: 3607 TI: 3040	UI: 1900 TI: 1500	17.1	26.6	11.240.000
HUACHITO (UI)	3239	2126	14.9	19.8	87.709
INCHI (TI)	2834	1350	6.2	11	68,852
BERMEJO NORTE (BT)	360	280	21	26	1.228.000
SINGUE (UI)	2970	2905	N/D	N/D	N/D
ENO (BT)	3184	2600	N/D	N/D	N/D
ALICE (M1)	2775	2940	27.7	45.1	2.900.061
DORINE (M1)	2409	2852	53.7	57.7	1.578.667
FANNY -18B (M1)	2390	2737	48.3	60.1	11.696.090
MAHOGANY (M1)	2293	2910	N/D	N/D	N/D
SONIA (M1)	2379	2852	N/D	N/D	N/D
PINDO (UI, BT)	UI: 2500 BT: 3300	UI: N/D BT: 900	N/D	N/D	135.000
TIGÜINO (TI)	4700	2600	16	20	3.220.442

Tabla 1.3 Resultados Proyectos de Recuperación Secundaria empresas privadas a 2019(Gutiérrez, 2019)

En el estudio realizado para evaluar el proyecto de inyección de agua en la arenisca Balas Tena del Campo Amo (Alfredo, 2022) señala el éxito que tuvo el mismo y muestra que acorde al análisis realizado por Buckley y Leverett el Factor de Recobro por efecto de la secundaria es de 1.56% al momento de la ruptura lo cual es muy bueno para la prueba piloto. Otro caso de estudio llevado a cabo en el campo Tiguino muestra los resultados de la inyección de agua tanto de forma constante como cíclica en reservorio con alto corte de agua, la aplicación de este proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua fue llevado a cabo a la arenisca T inferior, y como resultado de este caso de estudio se tuvo un incremento del Factor de Recobro de 0.42% que se traducen a 304 kbls de petróleo incremental, y adicionalmente muestra los beneficios que tendría una inyección cíclica de agua en un campo con corte de agua alto (Muñoz & Rivadeneira, 2016).

Como se observa en los puntos antes citados una nueva estrategia de desarrollo con la incorporación de proyectos de EOR puede sin duda alguna maximizar el valor de un activo y darle vida nuevamente a un proyecto o alargar el mismo, haciendo más atractivo, es así que un caso de éxito es el del Bloque 61 el cual cambio por completo la filosofía de explotación de los campos que lo componen llevando su producción de los 60000 BOPD a los 80000 BOPD, la forma en cómo se alcanzó este hito fue definiendo las actividades en periodos de tiempo, a largo plazo la perforación en zonas apraisal o de alto riesgo incrementando el área y recategorizando volúmenes de recursos a reservas, a media plazo mediante la perforación de pozos horizontales y re-entries y con la masificación de los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, y al corto plazo con la ejecución oportuna de trabajos de Workover en áreas donde ya se tenía implementada los proyectos de Waterflooding (Mendoza, y otros, 2019).

Los proyectos de inyección de agua implementados comúnmente en Ecuador se lo realizaban mediante la inyección de agua de formación tratada, sin embargo, debido a las facilidades, costos y a fin de mejorar la eficiencia de barrido, en el Bloque 61 se implementó dentro de su nueva filosofía de explotación, la inyección de agua de baja salinidad o por sus sigla en inglés LSW (Low Salinitiy Waterflooding), es así que es este concepto primero es probado en el Campo Culebra – Yulebra y luego fue extendiéndose a lo largo del bloque, obteniendo grandes resultados, maximizando la productividad, bajando los costos asociados al tratamiento de agua, mejorando la movilidad del petróleo crudo y la eficiencia de desplazamiento, reduciendo tiempos en la influencia de los proyectos de Waterflooding, e implementado sistemas cerrados de producción /

26

inyección de agua, así como la inclusión de nuevas tecnologías como lo es las completaciones Dumpflooding (Piñeiros, y otros, 2020).

Con las nuevas regulaciones en materia hidrocarburífera implementadas en 2021 por el Ministerio del Ramo, se abrió un abanico de nuevas oportunidades de desarrollo como lo fue la producción en conjunto o commingled, con esta premisa en el campo Cononaco, que conforma parte del Bloque 61, se tiene la producción en conjunto de dos unidades de la arenisca Napo U (superior e inferior), mismas que cuentan con proyectos de LSW, el objetivo de este caso fue darle nuevamente vida al proyecto de inyección de agua de la arenisca U superior, mediante patrones de inyección con 4 pozos inyectores, con inyección continua y cíclica que al mismo tiempo presurizan el yacimiento U Inferior, todo esto mediante la inyección selectiva, la inyección realizada en estos pozos es considerada de forma periférica y buscaba el desplazamiento de las acumulaciones de hidrocarburos entrampados en las zonas de influencia del proyecto (Paredes, y otros, 2023).

1.4.6 Low Salinity Waterflooding (LSW)

El método de inyección de agua de baja salinidad tiene como objetivo mejorar la recuperación de petróleo mediante la reducción y/o modificación del contenido iónico de las salmueras inyectadas en el yacimiento esto es pasando que el agua de inyección tenga una salinidad menor a los 100 ppm de iones de Cloruro, esta método de EOR ha sido descrito de varias formas a lo largo de los años como Smart Waterflooding, LoSal, Advance Ion Managment o Ion tuning; sin embargo, cuando se habla de este método estará implícito términos como lo son el desplazamiento microscópico, la eficiencia de barrido microscópico y macroscópico (Bartels, Mahani, Berg, & Hassanizadeh, 2019).

Tanto el desplazamiento microscópico como la eficiencia de barrido microscópica se refieren a esa fracción de petróleo que se ha recuperado de un poro o poros que han sido barridos; mientras que la eficiencia de barrido macroscópico está relacionada con el barrido areal y volumétrico.

La aplicación de la inyección de agua de baja salinidad (LSW) tiene como propósito la aceleración de la recuperación del petróleo mediante la inyección de menos volúmenes de agua debido a la mejora en la eficiencia de barrido microscópico (Bartels, Mahani, Berg, & Hassanizadeh, 2019).

Al 2019 existían 360 publicaciones científicas referente a los procesos de inyección de agua de baja salinidad; de estos se han definido varios mecanismos que intervienen en los procesos de (Bartels, Mahani, Berg, & Hassanizadeh, 2019).

Según (Bartels, Mahani, Berg, & Hassanizadeh, 2019) existen varios mecanismos que intervienen en la inyección de agua de baja salinidad conforme una recopilación de varios autores que han realizado experimentación a nivel subporoso, de núcleo y de yacimiento; entre los más relevantes se tiene la migración de finos, cambio del pH, intercambio iónico multicomponente, cambio de carga superficial y la expansión de capa, formación de microdispersiones, variaciones de la viscoelasticidad de las interfaces, ósmosis, disolución mineral o ligeras variaciones y combinaciones de estas; los mecanismos propuestos pueden clasificarse en procesos asociados a la interfaz roca-líquido o a la interfaz líquido-líquido; sin embargo, el efecto más aceptado en la industria es el cambio de la humectabilidad la misma que cambia de preferentemente mojada al petróleo por preferentemente mojada al agua; sin dejar de lado los métodos antes descritos.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

El yacimiento en estudio del presente trabajo es la arenisca M1 del campo Vinita. Para el desarrollo de este estudio se realizó una caracterización estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica que permitió determinar la calidad del reservorio, la geometría de los cuerpos de arena, la heterogeneidad y la continuidad del yacimiento; con esto se logró determinar las áreas más prospectivas para la ubicación de nuevos pozos inyectores y productores, de manera que la inyección de agua sea capaz de mantener la presión del yacimiento y permitiera drenar el petróleo remanente de una forma más eficiente hacia los pozos productores.

La metodología que se aplicó en este estudio fue cuantitativa, ya que se cuantifica el volumen óptimo de agua a inyectar por escenario y consecuentemente determinar los volúmenes de reservas a recuperar y el factor de recobro

El tipo de investigación es No Experimental, descriptiva ya que en la misma se recopila información, describe y caracteriza las propiedades del yacimiento, adicional el método de investigación fue analítico debido a que luego de obtener las diferentes corridas de escenarios se analizaron los resultados de estos y se selecciona la mejor estrategia de desarrollo.

Para la realización de este proyecto fueron necesarios softwares especializados en modelado geológico, simulación, petrofísica y producción, hojas de cálculos de Excel y análisis de graficas de producción; todas estas herramientas conforme los estándares y normas de la industria hidrocarburífera internacional, para la determinación y clasificación de las reservas se tomó en consideración lo establecido en la Petroleum Resources Management System por sus siglas en inglés (SPE, 2018)

2.1 Recopilación y elaboración de base de datos

Con los datos de: coordenadas de pozos, elevación de mesa rotaria, survey de pozos, registros eléctricos, interpretaciones petrofísicas, mapa estructural en profundidad al marcador sísmico Caliza A, eventos de pozos, historial de producción y presión de yacimiento, análisis PVT, curvas de presión capilar y curvas de permeabilidad relativa; se creó la base de datos misma que fue ingresada en el Software Petrel; mismos que fueron el imput principal para los modelos estáticos y dinámicos de este estudio.

2.2 Construcción del Modelo Estratigráfico

En la industria del petróleo, las secciones estratigráficas son herramientas esenciales para comprender el comportamiento de las unidades litoestratigráficas y sus relaciones verticales y horizontales. Estas secciones nos permiten resolver problemas estratigráficos y evaluar la distribución de los depósitos.

Para construir una sección estratigráfica, primero definimos los límites superior e inferior de una formación, para este caso de la Arenisca M1, en cada pozo mediante la interpretación de los registros de pozos. Además, identificamos otros marcadores estratigráficos cercanos a la arenisca M1 para establecer correlaciones entre diferentes pozos.

En el campo Vinita, se creó una sección estratigráfica horizontalizada en el tope de Napo Principal. Esta sección nos ayuda a identificar cambios estratigráficos y validar las relaciones laterales y verticales entre las distintas facies litológicas de la arenisca M1. Además, nos proporciona información sobre la movilidad de los fluidos y la posible comunicación entre estas facies.



Figura 2.1 Correlación Estratigráfica A - A'

2.3 Construcción del Modelo Sedimentológico

Los núcleos son fuentes fundamentales de datos para la exploración, evaluación y producción de yacimientos de petróleo. Estas muestras de roca permiten a los geocientistas analizar directamente las secuencias de depositación presentes en ellas (Andersen, Duncan, & Ryan, 2013)

En el campo Vinita, se disponía en los pozos VNTB-002 y VNTB-005 con núcleos extraídos de las areniscas M1 y M2 siendo el más reciente del último pozo mencionado y el cual se centró el análisis correspondiente por la carencia del informe final del pozo VNTB-002.

Para construir el modelo sedimentológico, resultó esencial examinar el informe existente que describe macroscópicamente y petrográficamente los núcleos del pozo VNTB-005, así como el análisis realizado mediante microscopio electrónico de barrido. Estas descripciones contribuyeron a establecer un esquema de clasificación de facies.

Antes de analizar el informe, fue necesario validar la calibración entre los datos obtenidos de los núcleos y los registros del pozo (ver Figura 2.2). Para lograr esto, se comparó la curva de rayos gamma del núcleo (representada en color azul) con la curva de rayos gamma del pozo (representada en color verde), que se adquirió mediante cable. Para
ajustar los datos, el desfase que se obtuvo en profundidad es de 45 ft entre los registros de pozo y del core.



Figura 2.2 Ajuste en profundidad de registros de pozo con el núcleo del VNTB-005

Una vez realizado el ajuste la profundidad del núcleo para la arenisca M1 quedaron de la siguiente manera:

No.	Núcleo	Profundidad del GR core respecto al registro de pozo (ft)	Profundidad corregida del GR core (ft)*	Desfase	Zona
	1	5900 - 5932	5945 - 5977	45	M1

Tabla 2.1 Profundidad de núcleo corregida

* Esta profundidad corresponde al núcleo tomado en la sección inferior de la arenisca
M1 no al total del cuerpo de arena definido por topes en el registro del pozo.

2.3.1 Descripción macroscópica del núcleo

Como se observa en la figura 2.3 la parte del núcleo correspondiente a la arenisca M1 presenta un color oscuro debido a la impregnación de hidrocarburo, del intervalo del núcleo analizado se determinó que el mismo podía ser dividido en dos secciones, denominadas de techo a base en inferior y superior conforme los siguiente intervalos (5938,00 – 5960,85 ft) superior, en la cual no se pudieron reconocer rasgos de actividad

mareal ni una depositación en masa, lo cual permite inferir que el proceso de sedimentación principal sería fluvial en la construcción de este cuerpo de arena, de este modo y contemplando otros trabajos regionales se podría interpretar como un canal en situación proximal de un sistema costero; (5960,85 – 5969,89 ft) sección inferior, respecto a todo el núcleo es de poco espesor, pero se identificó un arreglo de somerización misma que se interpreta a partir de la proporción de areniscas cade vez mayor de base a tope, la abundante deformación sedimentaria, escasez de trazas fósiles y variaciones de salinidad podrían corresponder a un subambiente de moderada energía y turbidez de tipo delta front (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021)



Figura 2.3 Núcleo de arenisca M1 saturado de HC

2.3.2 Descripción petrográfica

De las muestras que fueron analizadas presentan valores de cuarzo como grano predominante, la matriz está ausente o se podría considerar como muy escas, de la misma manera el cemento es escaso; el redondeamiento de los granos es subredondeado a subanguloso, con una selección de buena a muy buena, con contactos rectos y puntuales; las muestras mostraron una madurez textural y mineralógica alta; en los gráficos de la figura 2.4 de observa las muestras analizadas para llegar a la conclusiones antes mencionadas.

Granos

 Foto A
 Foto B
 Foto C

Matriz



Cemento



Figura 2.4 Descripción petrográfica de láminas delgadas del núcleo de la arenisca M1 del pozo VNTB-005 (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021)

2.3.3 Descripción con microscopio electrónico de barrido

Tomando como referencia las muestras de los intervalos de mejores facies del núcleo, bajo el análisis en el microscopio electrónico reveló que la muestra corresponde a una arenita de grano mediano a grueso, con una selección muy buena. Los granos son predominantemente subangulosos a subredondeados, y la porosidad es excelente. Los granos de cuarzo son los más notables, aunque presentan un crecimiento secundario limitado que tiende a generar caras planas debido a su morfología cristalina. También se observan algunos granos fracturados (ver foto B, indicados por una flecha).

Las fotografías A y B proporcionan una visión general de la textura de la roca. En la foto A, se pueden apreciar las mediciones del sistema poral y la excelente porosidad interconectada. La foto B muestra que el sistema poral está compuesto principalmente por poros intergranulares (I) y, en menor medida, por poros sobredimensionados (PS).

En cuanto a los cementos presentes, se identifican cristales de siderita y placas de caolinita con una textura vermicular, así como crecimiento secundario de cuarzo. La foto D detalla la foto C, donde se observan las placas apiladas de caolinita autigénica con su característica textura vermicular. Los cristales de caolinita miden entre 15 y 20 µm. (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021).



Figura 2.5 Descripción con microscopio electrónico de barrido de láminas delgadas del núcleo de la arenisca M1 del pozo VNTB-005 (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021)

2.3.4 Mapa de electrofacies y ambiente de depositación

Para el proceso de creación del mapa de electrofacies o mapa sedimentológico implicó el uso de un mapa del atributo sísmico de impedancia acústica promedio, específicamente para la región de la arenisca M1. También se consideraron los registros de pozos de la misma arenisca. Se prestó particular atención a las lecturas del gamma ray, ya que estos datos revelan cambios en la presencia de minerales arcillosos. Estos cambios están vinculados con las variaciones en el tamaño de grano y la clasificación de la roca, factores que son influenciados por el ambiente de depósito.

Por lo tanto, al analizar la respuesta de la curva de gamma ray y correlacionarla con los análisis de núcleos y otros registros, se pudo determinar el tipo de ambiente de depósito.

El mapa del atributo sísmico de impedancia acústica promedio ayudó a interpretar la dirección preferencial de depósito y la posible geometría de los cuerpos sedimentarios. En este mapa de impedancia acústica, se superpusieron los registros de gamma ray, resistividad, neutrón y densidad a una escala reducida de la arenisca M1. Esto permitió asociar los cuerpos sedimentarios con las electroformas del registro gamma ray (ver Figura 2.7).



Figura 2.6 Mapa de impedancia acústica promedio asociado a la dirección de los depósitos

En la figura antes descrita se puede observar al fondo el mapa de impedancia acústica promedio y encima de ella la interpretación de la posible dirección de depósito y geometría de los cuerpos sedimentarios, con fondo amarillo se tiene los abanicos de rotura y en rojo los canales deltaicos.

El mapa de electrofacies se elaboró considerando varios factores. Estos incluyen los análisis de núcleos, la dirección de depósito, las electroformas del gamma ray y la geometría de los cuerpos sedimentarios.



Figura 2.7 Mapa de electrofacies de la arenisca M1

Integrando el análisis de núcleo, la correlación estratigráfica entre pozos, el mapa de electrofacies, y considerando estudios recientes por Vallejo y otros (2017) en el Bloque 31 en el que contaron con núcleos, perfiles eléctricos y estudios de sísmica, se interpretaron facies deltaicas a la base de la arenisca M1, en un contexto transgresivo, que luego pasa con un arreglo progradante hacia la unidad principal en donde se habría acumulado un ambiente deltaico (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021).

2.4 Evaluación Petrofísica

La evaluación petrofísica de la arenisca M1 de los pozos en el campo Vinita se realizó utilizando los registros de pozo a hueco abierto. Esta evaluación fue calibrada con los datos obtenidos de los análisis del núcleo del pozo VNTB-005.

Este proceso se llevó a cabo con el apoyo de software especializado y con el soporte del Petrofísico de EP Petroecuador. Una vez que se cargaron los registros eléctricos y los topes estratigráficos, procedió a calcular diversas propiedades, incluyendo el volumen de arcilla, la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta, la saturación de agua, el espesor de la arenisca y el espesor de la arenisca saturada de petróleo.

Para el cálculo de estas propiedades, se asumieron ciertas constantes y consideraciones basadas en estudios previos. Estas incluyen:

- Constante de tortuosidad (a) = 1
- Factor de cementación (m) = 2
- Exponente de saturación (n) = 2
- Salinidad del agua de formación = 25000 ppm
- Rw se determinó a partir de la salinidad del agua de formación
- La temperatura de formación se obtuvo a partir del gradiente geotérmico.

Para la definición del espesor de arena y el espesor de arenisca saturada de petróleo se trabajó con ciertos parámetros de corte, los mismos establecen el mínimo y máximo de un objetivo para que sea prospectivo, para el presente estudio los parámetros de corte fueron:

Propiedad	Cut Off	
Porosidad efectiva (Phie)	>= 8%	
Volumen de arcilla (Vsh)	<= 4%	
Saturación de agua (Sw)	<= 6%	

Con los parámetros de corte antes mencionados se obtiene el espesor de arenisca saturada de petróleo como se puede observar en el track #6 de la figura 2.8 a continuación, de esta misma manera se procedió a realizar la evaluación petrofísica para los pozos perforados en el campo Vinita y que son parte de este estudio.



Figura 2.8 Evaluación Petrofísica pozo VNTB-005 arenisca M1 (EP Petroecuador, 2021)

2.5 Definición de Tipos de Roca

El tamaño de la garganta de los poros puede ser inferido utilizando los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de los análisis convencionales de núcleos. Winland estableció una relación empírica, a través de un análisis de regresión lineal múltiple, que vincula la porosidad, la permeabilidad al aire y la apertura del poro que corresponde a una saturación de mercurio del 35% (R35) (Al-Qenae & Al-Thaqafi, 2015); a continuación, se detalla la ecuación de Winland:

$$\log(R35) = 0732 + 0.588 \log K_{aire} - 0.864 \log \Phi$$
 (2.1)

Donde:

- R35 = radio efectivo de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%.
- K aire = permeabilidad al aire no corregida (mD).
- Φ = porosidad (%).

Con esta ecuación se calculó el radio efectivo de apertura del poro R35 (Anexo A).

Calculado el radio de la garganta de poro se aplicó los cut offs de la tabla 2.3 para determinar los tipos de roca, asignando un código de la siguiente manera:

Tipo de Roca (RT)	R35
0	>20
1	12 <r35≤20< td=""></r35≤20<>
2	5 <r35≤12< td=""></r35≤12<>
3	≤5

Tabla 2.3 Cut offs para tipo de roca

En el Anexo A se tiene los tipos de roca para cada valor de R35, para este se utilizó la información del núcleo del pozo VNTB-005 y de pozos de campos cercanos con datos de la arenisca M1.

En la siguiente figura se muestra la Curva de R35 y los tipos de roca (tracks # 7 y 8) para algunos de los pozos del Campo Vinita.



Figura 2.9 R35 y tipos de roca arenisca M1

Con los tipos de roca identificados se graficó en una hoja semilogarítmica de Excel la permeabilidad (eje Y) vs porosidad efectiva (eje X), la figura 2.10 muestra la distribución de los datos en el gráfico cruzado, en donde las líneas diagonales representan valores iguales de K/PHIE, consecuentemente los puntos que estén cercanos o sobre una línea representan rocas de calidad similar o del mismo tipo, la figura muestra los tipos de roca agrupados por familia.





De la figura anterior se obtiene la ecuación de permeabilidad para cada tipo de roca quedando de las mimas como se observa en la tabla 2.4.

Tipo de Roca (RT)	Ecuación (K vs Phie)
RT0	K=750e ^{0.05*Phie}
RT1	K=750.5e ^{0.0055*Phie}
RT2	K=20.52e ^{0.1*Phie}
RT3	K=0.2457e ^{0.1003*Phie}

Tabla 2.4 Ecuaciones de Permeabilidad por cada tipo de roca

En el Anexo B se incluye las propiedades petrofísicas y tipos de roca por cada pozo.

2.6 Elaboración del Modelo Estático

La construcción de un Modelo Estático de un Reservorio implica la integración de datos geológicos y geofísicos para representar la distribución espacial de las propiedades del reservorio. Incluye la definición de la estructura geológica, la modelización de facies y la distribución de propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad. Este modelo es fundamental para entender el comportamiento del reservorio y para optimizar su explotación. Es un paso crucial en el proceso de modelado de reservorios y proporciona la base para el Modelo Dinámico.

El software Petrel fue empleado en la creación del modelo geoestadístico de la arenisca M1 del campo Vinita. Esta herramienta facilita la modelización de aspectos estructurales, geológicos y petrofísicos, realiza cálculos volumétricos, analiza la incertidumbre y modela la dinámica de los fluidos en el yacimiento.

2.6.1 Modelo Estructural

EP Petroecuador ya disponía previamente de la interpretación sísmica del marcador Tope Napo (como marcador sísmico más cercano al yacimiento M1), así como la interpretación de las fallas geológicas que presenta el campo Vinita



Figura 2.11 Sección sísmica en tiempo (Petroecuador, 2022)

De la misma manera ya se disponía del mapa estructural del marcador sísmico M1 superior y los polígonos de fallas geológicas en profundidad, las fallas fueron modeladas en Petrel, para su inclusión.



Figura 2.12 Mapa estructural en profundidad del marcador sísmico M1 superior y fallas geológicas modeladas en Petrel

Con este mapa se generó el horizonte de la base de M1 a la cual fueron sumados los espesores encontrados en cada uno de los pozos conforme los registros eléctricos disponibles, con esto se creó la zona del yacimiento M1 y que sería la zona en la cual se crearía la malla geoestadística.

Los horizontes Tope M1 y base M1 fueron convertidos a superficies, con lo cual se obtuvieron los mapas estructurales al tope y base de M1 como se puede observar en la figura 2.13 a continuación.



Figura 2.13 Mapas estructurales al tope y base de la arenisca M1

2.6.2 Malla geoestadística – construcción

La creación de una malla geoestadística es un paso crítico en el modelado de yacimientos. Esta malla es el marco en el que se asignarán los tipos de roca y sus respectivas propiedades.

La malla geoestadística se diseñó basándose en la distancia promedio entre los pozos y el espesor promedio de la arenisca M1. Las celdas a nivel areal tienen un tamaño de 100 x 100 m, lo que asegura que dos pozos no compartan la misma celda.

Una vez definida la malla en el plano horizontal, se procedió a dividirla verticalmente para determinar el espesor promedio de las celdas. Este refinamiento es esencial para evitar la pérdida de información de los registros de pozo al escalar los tipos de roca y las propiedades petrofísicas a las celdas de la malla geoestadística. Es crucial conservar la mayor cantidad de información geológica posible al modelar, para poder capturar las continuidades o discontinuidades en varias direcciones dentro del yacimiento.

La arenisca M1 del campo Vinita tiene un espesor promedio de 55 pies desde el tope hasta la base. Por lo tanto, se establecieron 55 celdas en la dirección vertical, resultando en la configuración final de la malla geoestadística conforme se detalla en la tabla 2.5.

Arenisca	No. Celdas en X	No. Celdas en Y	Capaz en Z	Total Celdas
M1	166	127	55	1,159,510

Tabla 2.5 Dimensiones de la malla



Figura 2.14 Malla geoestadística para la arenisca M1

2.6.3 Códigos tipo de roca

En esta sección se consideran los 4 tipos de roca que se definieron en la sección 2.5 y que para el modelamiento se las identificará como se detalla en la tabla 2.6 a continuación:

Código	Tipo de Roca	Color
0	RT0	
1	RT1	
2	RT2	
3	RT3	

Tabla 2.6 Codificación tipos de roca para el modelamiento

Siendo el RT0 el mejor tipo de roca y con buena capacidad de flujo, para el caso de RT1 es un tipo de roca buena que también tiene buena capacidad de flujo, en el tipo RT2 la capacidad de flujo es leve, y en el RT3 es considerado como una toca sello sin flujo alguno.

2.6.4 Escalamiento del tipo de roca y de la porosidad efectiva

Ya definidos y codificados los tipos de roca se procedió con el escalamiento a la malla geoestadística, esto consiste en asignar los tipos de roca a cada una de celdas que atraviesan la trayectoria de los pozos, como una especie de control de calidad a fin de verificar que no se pierda la información en el proceso de escalamiento se compara los tipos de roca de los registros con los del modelo escalado como se observa en la figura 2.15.



Figura 2.15 Tipos de roca escalados a la malla geoestadística, comparada con el registro por pozo

La figura 2.16 muestra el histograma comparativo de los porcentajes de tipo de roca que se tienen en registros de pozo (en rojo) y los escalados a la malla geoestadística (en verde), con este gráfico podemos cuantificar la cantidad de información que se pierde o gana en el proceso de escalamiento.



Figura 2.16 Histograma comparativo tipos de roca registros y escalados a la malla

Posterior al escalamiento de los tipos de toca se procedió con el escalamiento de la porosidad efectiva calculada en cada pozo, de la misma manera se procedió a realizar el control de calidad correspondiente comparando la porosidad efectiva proveniente de los registros con la porosidad escalada.



Figura 2.17 Comparación porosidad efectiva calculada vs porosidad efectiva escalada

La figura 2.18 muestra el histograma comparativo de los porcentajes de tipo de roca que se tienen en registros de pozo (en rojo) y los escalados a la malla geoestadística (en verde), con este gráfico podemos cuantificar la cantidad de información que se pierde o gana en el proceso de escalamiento.



Figura 2.18 Histograma comparativo porosidad efectiva de registros y escalada a la malla

2.6.5 Curva de proporción vertical

La curva de proporción vertical es una herramienta valiosa que incorpora datos de tipos de roca de todos los pozos en el área de estudio, permitiendo una visualización clara de la evolución y comportamiento de esta característica dentro del yacimiento. En la figura 2.19 se puede apreciar la distribución vertical de los tipos de roca de la arenisca M1, junto con sus proporciones correspondientes.

La relevancia de esta curva radica en su papel en el modelado de tipos de roca. No solo respeta la información obtenida de los pozos, sino que también está condicionada por esta curva de proporción. Esto asegura que el modelo resultante refleje porcentajes que se acerquen a las cantidades de tipos de roca presentes en los pozos. En consecuencia, el modelo tridimensional de tipos de roca mantendrá la misma proporción que se indica en esta curva.



Figura 2.19 Curva de distribución vertical por tipo de roca para el modelamiento

2.6.6 Modelado tipos de roca

En el modelado de los tipos de roca, se empleó el algoritmo de Simulación Secuencial Indicador. Este algoritmo permite modelar utilizando una técnica estocástica basada en píxeles, es decir, cada punto que compone la imagen. Este método representa la distribución probable de los tipos de roca en cada celda de la malla geoestadística, sin mostrar las formas o tamaños de los cuerpos sedimentarios, sino solo las posibles tendencias.

El modelado de los tipos de roca es un proceso estocástico equiprobable, lo que significa que se pueden obtenerse múltiples realizaciones que están condicionadas a la información obtenida de los pozos.

Para este modelo no se utilizó los variogramas considerando que al momento de la elaboración de este proyecto en el campo solamente se contaba con 12 pozos los cuales eran insuficientes por la distribución espacial que para la utilización de este método; sin embargo, para el modelamiento de los tipos de toca se utilizó una tendencia de azimut de -49°, esta tendencia se obtuvo del mapa de atributo sísmico de máxima amplitud y del modelo sedimentológico.



Figura 2.20 Modelamiento tipos de roca, capa 45

2.6.7 Modelado de la porosidad efectiva

Para modelar la porosidad efectiva se utilizó la Simulación Secuencial Gaussiana como algoritmo, este modelo estuvo condicionado al tipo de roca a fin de que guarden concordancia



Figura 2.21 Modelamiento porosidad efectiva, capa 45

2.6.8 Modelado de la permeabilidad

El modelo de permeabilidad fue generado a partir del modelo de porosidad efectiva, adicional fueron utilizadas las ecuaciones de permeabilidad por tipo de roca que se determinaron en la tabla 2.4 previamente.



Figura 2.22 Modelamiento permeabilidad, capa 45

2.6.9 Modelado de la propiedad Net to Gross (NTG)

La propiedad Net to Gross (NTG) se la considera como una propiedad discreta, la misma fue modelada a partir del modelo de tipos de roca considerando la codificación detallada en la tabla 2.7 a continuación.

Tipo de Roca	NTG
RT0	1
RT1	1
RT2	1
RT3	0

Tabla 2.7 Codificación para el NTG según el tipo de roca

Con esta codificación los tipos de roca (RT3) fueron asignadas con un valor de 0 indicando que son tocas sello, mientras que las rocas tipo (RT0, RT1 y RT2) fueron asignadas con un valor de 1 definiéndolas, así como roca reservorio.



Figura 2.23 Modelo NTG, capa 45

De la figura 2.23 se puede determinar que el color rojo representa la roca reservorio, mientras que el color azul representa la roca sello; este modelo es sumamente útil para que al momento del cálculo del POES solamente se lo lleve a cabo con aquellas celdas que fueron consideradas como roca reservorio, lo cual lleva a tener valores de POES más realistas.

2.6.10 Modelado de la saturación de agua

En este modelo estático se utilizó el promedio de saturación de agua de los 12 primeros pozos perforados y en producción el cual dio como resultado de 27.93% y este fue el valor asignado a todas las celdas del modelo.

2.6.11 Estimación de POES

Utilizando el método volumétrico fue realizado el cálculo del POES, geo estadísticamente este cálculo se lo hace para cada celda que conforma la malla, de tal manera que la ecuación a utilizarse es la siguiente:

$$POES = \sum_{i=1}^{n} \frac{7,758*Vbc*NTG*\emptyset_{efectiva}*(1-Sw)}{Boi}$$
(2.2)

Donde:

- POES. = Petróleo Original en Sitio (Bls)
- 7,758= Factor de conversión de acre*pie a barriles
- Vbc = volumen bruto para cada celda (acre *pie)
- NTG = Net to Gross para cada celda
- $\phi_{efectiva} = porosidad efectiva para cada celda (fracción)$
- Sw = saturación de agua móvil para cada celda (fracción)
- Boi = factor volumétrico inicial de petróleo (BY/BN)
- n = número de celdas que conforman la malla geoestadística

Para la estimación del POES en el caso base del modelo estático se consideró un LKO a los -4,888 (TVDSS) tomado del pozo VNTB-011 el cual tiene el LKO más profundo en la arenisca M1 en este campo, en el caso del Boi fue utilizado un valor de 1.08 (BY/BN).

Para el caso base se obtuvo un POES de 188,702,305 STB.

La figura 2.24, muestra el POES, donde se observa que la acumulación del petróleo se encuentra en el alto de la estructura comparada con el total de esta.



Figura 2.24 POES Modelo Estático, capa 45

2.6.12 Análisis de incertidumbre

El proceso de modelado de reservorios requiere la formulación de hipótesis sobre las características físicas de las rocas, los fluidos y los procesos que ocurren en el yacimiento, lo que implica una consideración cuidadosa de la incertidumbre.

Existen múltiples métodos para cuantificar las incertidumbres en el modelado de reservorios. Estas pueden estar vinculadas a un solo proceso, como la profundidad del contacto agua-petróleo en el modelo estático, o pueden ser el resultado de la interacción de varias variables.

El análisis de incertidumbre se emplea para llevar a cabo análisis de sensibilidad, evaluaciones de riesgo y optimizaciones. Esto se logra mediante la generación de múltiples versiones del modelo de reservorio para explorar diferentes escenarios.

En el análisis de incertidumbre, se utiliza un caso base que se modifica para generar múltiples versiones, cada una de las cuales representa un escenario distinto.

En este estudio, se añadieron tres variables para la elaboración de sensibilidades sobre el caso base: LKO, Sw y Boi. Cada una de estas variables representa un aspecto diferente del sistema que se está modelando.

Para estas variables se trabajó con un mínimo y máximo valor, los mismos que se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 2.8 Valores mínimos, máximos y caso base para el análisis de incertidumbre del POES

Variable	Caso Base	Mínimo	Máximo
Sw (%)	12	10	13
Boi (BY/BN)	1.08	1.06	1.1
LKO (TVDSS)	-4888	-4895	-4888

Se llevaron a cabo 150 realizaciones de POES, con la información obtenida se generó un histograma de distribución de frecuencia absoluta y acumulada para determinar los percentiles P10, P50 y P90.



Figura 2.25 Histograma de distribución de frecuencia absoluta y acumulada del POES



Figura 2.26 Histograma de distribución de frecuencia absoluta del POES por variable

Conocido el valor P50 del POES (189.48 MMBIs) se seleccionó la realización de POES que más se acerque a este valor, dando como resultado que la realización No. 136 sería el escenario más probable con un POES de 189.49 MMBIs.

2.6.13 Análisis de sensibilidad

Al elaborar un diagrama de tornado con las variables utilizadas para las múltiples realizaciones a fin de identificar la variable que genera mayor efecto en el cálculo del POES del modelo estático se obtuvo como resultado que las variables con mayor incidencia son el Boi y la Sw.





2.7 Elaboración del Modelo Dinámico

La información que fue cargada en el software Petrel para la construcción del modelo dinámico fue: el historial de producción por pozo, los eventos de cada uno de ellos, datos de presión capilar, permeabilidades relativas y análisis PVT, con las cuales fueron realizadas las corridas con el software Eclipse.

2.7.1 Ingreso de datos históricos de producción

La información de producción fue extraída de la base de datos corporativa de EP Petroecuador con la ayuda del software OFM y fueron cargados en Petrel mediante un archivo con extensión ".vol". El archivo contiene la producción histórica mensual de petróleo, agua y gas de los pozos que se encontraban perforados hasta a la fecha del presente estudio para el yacimiento M1 y que contaban con cierre a febrero de 2024, en las figuras a continuación se muestra el historial productivo de los pozos desde el VNT-001 hasta el VNTD-013



Figura 2.28 Histórico de producción VNT-001



Figura 2.29 Histórico de producción VNTB-002



Figura 2.30 Histórico de producción VNT-003



Figura 2.31 Histórico de producción VNTB-004



Figura 2.32 Histórico de producción VNTB-005



Figura 2.33 Histórico de producción VNTB-006



Figura 2.34 Histórico de producción VNTB-007



Figura 2.35 Histórico de producción VNTB-008



Figura 2.36 Histórico de producción VNTB-009



Figura 2.37 Histórico de producción VNTB-010



Figura 2.38 Histórico de producción VNTB-011



Figura 2.39 Histórico de producción VNTB-012



Figura 2.40 Histórico de producción VNTD-013

La figura 2.41 muestra la producción histórica de líquido, petróleo y agua a nivel de campo, donde se puede observar el incremento de producción por la campaña de perforación a partir del 2020, la misma de la misma manera muestra una declinación.



Figura 2.41 Histórico de producción M1 campo Vinita

2.7.2 Eventos ingresados por pozo

De los sumarios de completación y trabajos de reacondicionamiento se obtuvieron los eventos de cada uno de estos pozos, con la misma se elaboró un archivo de Excel con las fechas y profundidades de cada evento, se convirtió en archivo plana extensión ".ev" y fue cargado al software Petrel, la figura 2.42 muestra una correlación con las completaciones a la arenisca M1.



Figura 2.42 Eventos por pozo

2.7.3 Ingreso de presión capilar, permeabilidad relativa y PVT

En el análisis de núcleos del pozo VNTB-005 se realizaron análisis de laboratorio de presión capilar y permeabilidades relativas, mismas que fueron obtenidas para los mejores tipos de roca identificados en el estudio (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021), sin embargo, al usar estas curvas en el modelo dinámico y realizar el ajuste historia fue necesario realizar cambios en algunos puntos de estas considerando que el modelo no se ajustaba a los datos históricos, en la figura 2.43 se muestran la curvas por tipo de roca del análisis realizado en laboratorio y en las figuras 2.44 y 2.45 se muestran las curvas tipo utilizadas para que el modelo tenga un ajuste valido.



Figura 2.43 Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar VNTB-005 (Valdez, De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021)



Figura 2.44 Curvas tipo de permeabilidad relativa utilizadas en el modelo dinámico



Figura 2.45 Curvas tipo de presión capilar utilizadas en el modelo dinámico

Respecto al análisis PVT acorde a la información que reposaba en los registros de EP Petroecuador se contaba con 2 análisis de los pozos VNT-001 y VNTB-002 (antiguos), sin embargo, al ingresar los mismos al software y posterior ajuste historia se evidenció que no era concordante con lo cual se procedió a realizar una sensibilidad de los datos del PVT que permitiera tener un ajuste en el modelo.



Figura 2.46 Datos PVT pozos VNT-001 y VNTB-002 (BestEnergy Services S.A.; Triboilgas, 2023)



Figura 2.47 PVT final utilizado en modelo dinámico

2.7.4 Inicialización del modelo

En esta fase, se realizó una calibración estática del modelo de simulación, lo que implica la integración del modelo estático y el dinámico.

La efectividad de la inicialización del modelo del yacimiento está fuertemente ligada al modelo geológico y a los patrones de flujo de fluidos. Una vez que el modelo ha sido inicializado, se ejecuta el simulador para emular los procesos a medida que transcurre el tiempo. Durante este proceso, el simulador reproduce los volúmenes de fluidos que originalmente se encontraban en el sitio.

El simulador inicia estableciendo todas las propiedades de acuerdo con la condición estática inicial. Para lograr esto, el simulador distribuye la saturación de agua en cada celda de la malla basándose en el contacto de fluidos, las presiones capilares y las propiedades iniciales de los fluidos. Es esencial que todas las celdas de la malla tengan un valor inicial de saturación y presión.
En esta fase, se llevó a cabo una simulación de prueba con el objetivo de estimar el Petróleo Originalmente en Sitio (POES) del yacimiento. El POES calculado por el simulador es de 231.03 millones de barriles para el área de estudio donde se encuentran los pozos, la figura 2.48 muestra el POES tanto del área contactada como no contactada (FIPNUM 1 y FIPNUM 2 respectivamente), si bien este valor se encuentra fuera de lo valores P50 y P90 del modelo estático se lo considera aceptable.

REPORT Surface fluids in place for region family 'FLUID_IN_PLACE_REGION' at time 0 d:

Region	Oil	Gas	Water
	STB	MSCF	STB
+	+	+	++
FIPNUM 1	2.31026e+08	6.93078e+06	3.60078e+07
FIPNUM 2	7.75967e+08	2.32790e+07	2.25210e+09
+	+	+	++
All regions	use separator	Default (2)*	
(* The number	er of fluid mod	dels used by a	separator with

Figura 2.48 POES estimado del modelo dinámico

2.7.5 Inyección de agua

Un punto importante para mencionar para el desarrollo de este estudio es el proceso de LSWF y la definición del agua a ser inyectada, para lo cual durante el desarrollo de este trabajo se llevó a cabo un análisis de compatibilidad del agua de la arenisca T Superior con los fluidos de M1.

Se seleccionó el agua del reservorio T Superior debido a que este reservorio en el tren estructural donde se encuentra el campo Vinita se encuentra inundado de agua, misma que tiene una salinidad de 7100 mg/l Cl⁻ conforme el análisis Físico Químico del pozo VNTB-010TS (Massi, 2023); la salinidad del agua de M1 promedio del campo oscila los 22500 ppm NaCl.

Conforme los análisis realizados a diferentes concentraciones de agua de T Superior y M1 se determinó que las mismas son 100% compatibles y en ninguno de los casos se observó formación de precipitados (Massi, 2023) Con lo antes mencionado se utilizó la salinidad del análisis físico químico para reproducir el modelo de inyección de agua (LSWF), no se realizaron sensibilidades variando la salinidad en vista de que durante el desarrollo del trabajo se tuvo el dato del análisis de compatibilidad antes mencionado.

2.7.6 Ajuste historia

Cargada la información histórica de producción y presión de yacimiento se inició con el ajuste histórico de estas dos variables, siendo en el caso de producción, que modelo ajustará la producción de petróleo y agua.

2.7.6.1 Ajuste historia de presión de yacimiento

Para verificar el ajuste de la presión de yacimiento reproducida por el modelo, se la comparo con la información de presión obtenida de los pozos, tomada de los equipos BES durante paralizaciones o pruebas de restauración de presión que fueran realizadas en el mismo.

Para el ajuste de la presión y consecuentemente de la producción se determinó que existía una conexión del bloque caído sobre el levantado y que los dos debía estar conectados, sin esta consideración las tasas de fluido en el pozo VNT-003 no hubieran podido ser actualizadas, para los casos del pozo VNT-001 y VNTB-002 más adelante se indica las consideraciones que no permitieron alcanzar un ajuste de este.

Cabe señalar que la información de presión histórica del yacimiento M1 se cuenta desde el 2020, los datos antes a este año fueron descartados por la incertidumbre de estos.



Figura 2.49 Ajuste histórico de la Pws del yacimiento M1

2.7.6.2 Ajuste historia de la producción

Con un ajuste historia aceptable de la presión de reservorio se dio inicio al ajuste histórico de la producción de petróleo y agua.

En esta sección, y como ya fue mencionado anteriormente, se conectó el bloque caído de la estructura con el bloque levantado, esta consideración se la realizó ya que inicialmente solamente se consideraba en el análisis el bloque levantado donde se encuentran los pozos, sin embargo, se observó inmediatamente que existía una falta de presión y producción de agua (no se observaba el ingreso del agua en la reproducción del modelo) este aspecto se observó en los pozos iniciales VNT-001, VNTB-002 y VNT-003.



Figura 2.50 Mapa de líneas de flujo y conexión del bloque caído con el bloque levantado

En este punto cabe señalar que el historial productivo de fluidos de los pozos VNT-001 y VNTB-002 no pudo ser reproducido y ajustado por el modelo ya que la producción histórica de estos pozos no es concordante, en el caso del pozo VNT-001 el espesor de arena y propiedades petrofísicas no corresponden a un pozo que produzca como se puede observar en las figuras 2.51 y 2.52 a continuación.



Figura 2.51 Interpretación registros pozo VNT-001

Como se puede observar en la figura 2.52 el pozo VNT-001 tiene pobre características de reservorio y bajo espesor de arena, sin embargo, el pozo alcanzó una producción de 1000 BFPD.



Figura 2.52 Ajuste histórico fluidos pozo VNT-001



Figura 2.53 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-002

En el caso particular del pozo VNTB-002 se observa que el ajuste histórico de líquido es muy aceptable, sin embargo, la distribución de petróleo y agua reproducida por el modelo es diferente a la producción histórica.

Adicional es necesario indicar que el pozo VNTB-004 se encontraba en producción en conjunto (M1 + U), sin embargo, la distribución de producción para el reservorio M1 tenía incertidumbre de si era o no correcta en la base de datos, como se puede observar en la figura 2.54 los fluidos totales tienen un buen ajuste de producción, sin embargo, la distribución por fluidos no es reproducible.



Figura 2.54 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-004 pozo con producción en conjunto M1+U

Luego de haber expuesto los hallazgos de inconsistencias encontradas durante el ajuste historia a continuación se muestran los pozos que tuvieron un ajuste aceptable:

La figura 2.55 se muestra el ajuste historia de las tasas de líquido, petróleo y agua del pozo VNT-003.



Figura 2.55 Ajuste histórico fluidos pozo VNT-003

La figura 2.56 se muestra el ajuste historia de las tasas de líquido, petróleo y agua del pozo VNTB-005.



Figura 2.56 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-005

La figura 2.57 se muestra el ajuste historia de las tasas de líquido, petróleo y agua del pozo VNTB-006.



Figura 2.57 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-006

La figura 2.58 se muestra el ajuste historia de las tasas de líquido, petróleo y agua del pozo VNTB-007.



Figura 2.58 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-007

La figura 2.59 se muestra el ajuste historia de las tasas de líquido, petróleo y agua del pozo VNTB-008 en este caso particular el modelo reproduce una entrada de agua desde la zona sureste del campo lo cual generó que en fluidos totales se tuviera un buen ajuste, contrario a la distribución de petróleo y agua la misma que no fue la mejor; cabe señalar que este pozo se encuentra en el extremo sur de la estructura en donde la información sísmica se encuentra cortada lo cual genera incertidumbre dentro del modelo, cabe señalar que le pozo VNTB-010 presenta una entrada de agua considerable desde esta zona que debería ser estudiada más a fondo.



Figura 2.59 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-008

La figura 2.60 se muestra el ajuste historia de las tasas de líquido, petróleo y agua del pozo VNTB-009, en este caso particular el modelo reproduce una entrada de agua desde la zona sureste del campo lo cual generó que en fluidos totales se tuviera un buen ajuste, contrario a la distribución de petróleo y agua la misma que no fue la mejor, en este pozo se debe analizar la misma condición del pozo VNTB-008 ya que se encuentran a la misma zona del campo.



Figura 2.60 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-009

La figura 2.61 muestra el ajuste historia del pozo VNTB-010, en este pozo el ajuste de fluidos fue muy bueno, sin embargo, se observa que la distribución de petróleo y agua es opuesta a los pozos VNTB-008 y VNTB-009 en este caso se puede observar que la data histórica de agua es mayor a la que reproduce el modelo, lo cual supondría que tiene un soporte de agua lateral desde el este el campo.



Figura 2.61 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-010

La figura 2.62 muestra el ajuste histórico del pozo VNTB-011 el cual es muy bueno tanto en fluidos como distribución de petróleo y agua.



Figura 2.62 Ajuste histórico fluidos pozo VNTB-011

La figura 2.63 muestra el ajuste histórico del pozo VNTD-012 el cual es aceptable en fluidos como distribución de petróleo y agua.



Figura 2.63 Ajuste histórico fluidos pozo VNTD-012

La figura 2.64 muestra el ajuste historia del pozo VNTD-013, en este se observó un buen ajuste de los fluidos, sin embargo, el modelo reproduce un leve ingreso de agua asociado a la conexión que tendría con el bloque caído el bloque levantado, particular que fue antes tratado, los valores de historia no representan este volumen lo cual debería estudiarse más a fondo.



Figura 2.64 Ajuste histórico fluidos pozo VNTD-013

Los pozos VNTD-14 y VNTD-018 perforados durante la elaboración del presente estudió se tomaron como pozos "blind test" a fin de que permitan verificar si el modelo era reproducible es así como en las figuras 2.65 y 2.66 se muestran la reproducción de fluidos comparados con el historial de los pozos.







Figura 2.66 Ajuste histórico fluidos pozo VNTD-018

Con la descripción del ajuste de todos los pozos y las correspondientes novedades expuestas principalmente de los pozos VNT-001, VNTB-002 y VNTB-004 en la figura a 2.67 se muestra el ajuste que se obtuvo con los pozos antes mencionados en donde se puede observar que en el período comprendido del 2005 al 2021 existe una data que no

ajusta el modelo, misma que estaría asociada principalmente a la producción del VNT-001.



Figura 2.67 Histórico de producción vs modelo sin ajuste

Descartando los pozos VNT-001, VNTB-002 y VNTB-004 para llevar a cabo el ajuste historia del campo, en la figura 2.68 se muestra el ajuste correcto de las tasas de líquido, petróleo y agua.



Figura 2.68 Ajuste historia sin pozos VNT-001 / VNTB-002 / VNTB-004

2.7.7 Casos de predicción

Con el ajuste historia aceptable que se obtuvo, se estableció 4 escenarios de explotación a fin de pronosticar el comportamiento del yacimiento desde el 1 de abril de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2029 (se consideró este tiempo como fecha límite del contrato bajo el cual se mantiene este campo en la modalidad de consorcio), la estrategia de perforación tuvo como controles lo siguiente:

Pozos Productores:

- Tasa máxima de fluido = 500 hasta 1000 BFPD
- Presión de fondo fluyente = 200 psi
- En este caso no se tiene un control por %BSW o tasa mínima de fluido ya que el estudio se basó en la fecha final del contrato de servicios específicos en el que se mantiene el campo.

Pozos Inyectores:

- Tasa de Inyección = 1860 hasta 4000 BAIPD
- Presión máxima en fondo = 6000 psi

En la figura 2.66 se muestran los escenarios de explotación que fueron planificados con las fechas estimadas para el ingreso de los nuevos pozos productores e inyectores, así como los escenarios con las diferentes tasas de inyección.

					2024					
ESCENARIO	CONSIDERACIONES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Мауо	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Escenario 1	Caso Base (Inj 1860 BAIPD VNTB-010WIW)		Se	e considera el	campo con ir	yección de a	gua desde nov	vimebre de 20	23	
Escenario 2	Caso Base (Inj 3000 BAIPD VNTB-010WIW)				Increr	nento de inye	cción en el po	ozo VTNB-010	NIW a 3000 I	BAIPD
Escenario 3	Caso Base (Inj 4000 BAIPD VNTB-010WIW)				Increr	nento de inye	cción en el po	ozo VTNB-010	NIW a 4000 I	BAIPD
Escenario 4	Caso Base + Nuevos pozos (Mantiene inyección del VNTB-010WIW en 1860 BAIPD)						Pozo Nuevo VNTD-015 500 BFPD	Pozo Nuevo VNTD-016 500 BFPD	Pozo Nuevo VNTD- 019WIW 3000 BAIPD	Pozo Nuevo VNTD-017 500 BFPD



Figura 2.69 Escenarios de explotación

Escenario 1: Caso base (pozos activos y continuidad de la inyección en el pozo VNTB-010WIW @ 1860 BAIPD)

Este escenario consideró continuar con la producción de los pozos activos al momento del estudio y que se encontraban ya con la implementación de la inyección de agua del pozo VNTB-010WIW, este fue el caso considerado como base para el desarrollo de las 3 estrategias de explotación.



Figura 2.70 Mapa de ubicación pozos escenario 1

Escenario 2: Pozos activos e incremento de inyección en el pozo VNTB-010WIW @ 3000 BAIPD

En este escenario se mantuvieron los mismos pozos productores de petróleo del escenario 1 y se incrementó la tasa de inyección en el pozo VNTB-010WIW @ 3000 BAIPD.

Escenario 3: Pozos activos e incremento de inyección en el pozo VNTB-010WIW @ 4000 BAIPD

En este escenario se mantuvieron los mismos pozos productores de petróleo del escenario 1 y se incrementó la tasa de inyección en el pozo VNTB-010WIW @ 4000 BAIPD.

El mapa de ubicación de pozos de los escenarios 2 y 3 es le mismo del escenario 1 (figura 2.70)

Escenario 4: 3 pozos nuevos productores de petróleo y 1 pozo nuevo inyector de agua, esto adicional al escenario 1.

Este escenario contempla los pozos del escenario 1 tanto productores como el inyector VNTB-010WIW con una tasa de inyección de 1860 BAIPD, y la perforación de 3 pozos nuevos productores considerando una tasa de producción de 500 BFPD y adicional 1 pozo inyector nuevo con una tasa de inyección de agua de 3000 BAIPD.



Figura 2.71 Mapa de ubicación pozos escenario 4

Cabe señalar que para definir la ubicación de los nuevos pozos productores y del inyector se realizó un mapa de radios de drenaje, tomando en cuenta la distancias promedio entre los pozos existentes, y esta misma distancia permito la ubicación de los pozos nuevos, en el área aún pendiente de desarrollar entre la parte norte y la parte sur del campo.



Figura 2.72 Mapa de radio de drenajes para ubicación de pozos nuevos

2.7.8 Líneas de flujo y factores de alocación

Se elaboraron líneas de flujo y se calcularon factores de asignación para los diversos escenarios vinculados con la inyección de agua, con el objetivo de analizar la dinámica de los fluidos y establecer la interacción entre pozos inyectores y productores.

Esto permitirá mejorar la estrategia de inyección de agua para el desarrollo eficiente del campo. Como se ilustra en la figura 2.73, para el escenario 4, se presentan las trayectorias de flujo que demuestran la zona impactada por la inyección de agua. Se destaca que cada pozo inyector genera un patrón único de flujo, identificable por líneas de corriente de colores específicos.



Figura 2.73 Líneas de flujo y patrones de las áreas contactadas por cada inyector de agua – Escenario 4

La figura 2.74 muestra el comportamiento evolutivo de la saturación de agua a lo largo de las líneas de flujo en el escenario 4, mismas que son generadas desde los pozos inyectores hacia los productores en un determinado lapso.



Figura 2.74 Evolución saturación de agua al final de la simulación 31 de diciembre de 2029 – Escenario 4

Se determinaron los factores de alocación para cada uno de los escenarios que contemplaran inyección de agua con el propósito de cuantificar el nivel de incidencia en los pozos productores, en la figura 2.75 se observa los factores de alocación para el escenario 4 al fin de la simulación 31 de diciembre de 23029.

Allocation tables															
Streamline data:	🔹 💋 CA:	SO_BASE_N	W												
Allocation attribute: Fra PFRACRES ~															
Streamline timestep: 🚫 dic 31,2029															
Well saved search]															
Apply search to:	Produce	ers													
	VNT-003	VNTB-002	VNTB-004	VNTB-005	VNTB-007	VNTB-008	VNTB-009	VNTB-011	VNTB-014	VNTB-018	VNTD-012	VNTD-013	VNTD-015	VNTD-016	VNTD-017
EXPAND	1	0.7010206	0.00079912	0.37460002	0.42271837	1	0.46262993	1	0.03212024	0.97127946	0.00097318	0.00013704	0.24884125	0.24971383	0.08945599
VNTB-010I	0	0.2989794	0.99920088	0.62539998	0.45614283	0	0.53737007	0	0.06183474	0	0.18775039	0	0	0	0
VNTD-019WIW	0	0	0	0	0.1211388	0	0	0	0.90604502	0.02872054	0.81127643	0.99986296	0.75115875	0.75028617	0.91054401
Total	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 2.75 Factores de alocación al 31 de diciembre de 2029 – Escenario 4

Como se puede observar en la figura 2.75 el pozo VNTB-006 alcanza el límite económico a la fecha del final de la simulación por lo cual el pozo se cierra y las líneas de flujo asociada a este pozo se redistribuyen hacia los pozos que a esa fecha aún continuarían activos.

2.7.9 Selección del mejor escenario

Una vez realizadas las corridas de los 4 casos y tener los resultados de los mismos, se procedió a evaluar y comparar las estrategias, considerando como el factor más determinante el factor de recobro y adicional el incremental comparado con el Caso Base. La tabla 2.9 se muestran los resultados obtenidos al final de la simulación (31 de diciembre de 2029).

Escenario	Estrategia	Acumulado de Petróleo (Bls)	Incremental (Bls)	POES (BIs)	FR (%)
Escenario 1	Caso Base (Inj 1860 BAIPD VNTB-010WIW)	5,800,778.63		231,026,000	2.51%
Escenario 2	Caso Base (Inj 3000 BAIPD VNTB-010WIW)	5,484,142.75	-316,635.88	231,026,000	2.37%
Escenario 3	Caso Base (Inj 4000 BAIPD VNTB-010WIW)	5,181,692.16	-619,086.47	231,026,000	2.24%
Escenario 4	Caso Base + Nuevos pozos (Mantiene inyección del VNTB- 010WIW en 1860 BAIPD)	6,599,453.77	798,675.14	231,026,000	2.86%

Tabla 2.9 Tabla de resultados estrategias de explotación

Con la comparación realizada en la tabla anterior se termina que el Escenario 4 es el óptimo ya que considera la perforación de 3 pozos nuevos productores y 1 inyector nuevo.

2.7.10 Análisis Económico

Seleccionado el mejor escenario se procedió con el análisis económico correspondiente tomando en cuenta que al momento el campo Vinita actualmente operador por EP Petroecuador mediante la modalidad contractual de servicios específicos integrados con financiamiento de la contratista, considerando este particular, en la evaluación económica no se tomó en cuenta los valores de las inversiones para la perforación de pozos nuevos y de superficie ya que las mismas están a cargo de la empresa contratista, solo fueron considerados los gastos operativos (OPEX) mismos que están a cargo de EP Petroecuador.

Se calculó el flujo de caja y el valor presente neto; la tasa interna de retorno y el periodo de recuperación de las inversiones en este caso particular por lo antes expuesto no aplica. Para el cálculo del modelo económico se utilizó una tarifa de \$26.50 (variable en función del precio WTI) que se paga a la contratista y un precio del barril de petróleo de \$77,60 (promedio WTI del 2023) (U.S. Energy Information Administration, 2024).

El flujo de caja fue calculado a partir de la producción incremental del escenario 4 (estrategia seleccionada), esto quiere decir la producción por encima del Caso Base.

Se elaboró un análisis de sensibilidad mediante un diagrama de araña con la finalidad de evaluar la variación del VPN ante los cambios en las variables de producción y OPEX.

2.8 Análisis de Curvas de Declinación

Como parte del estudió se realizó la estimación de reservas por primaria de los pozos del campo mediante el método de Análisis de Curvas de Declinación o por sus siglas en inglés DCA, este análisis fue realizado mediante el Software Oil Field Manager, los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- Tasa de Producción Inicial: Ultima tasa de producción promedio a noviembre de 2023.
- Tasa final de producción: 30 BPPD, sin embargo, se cortó el perfil al diciembre de 2029, fecha de terminación de la modalidad contractual del campo.
- Declinación Anual efectiva: conforme el comportamiento productivo del pozo.
- Tipo de declinación: Exponencial (acorde al comportamiento productivo).

Del análisis realizado se obtuvo que las reservar remanentes por primaria son 4,303,449 Bls, con este valor, obteniéndose al final del contrato una acumulado total de 10,957,165 Bls lo cual representaría un factor de recobro de 4.7%.



Figura 2.76 Historial y Forecast de producción por primaria



Figura 2.77 Acumulado de producción y Forecast

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Modelo estratigráfico

La correlación estructural en sentido SW – NE misma que atraviesa todo el campo, en esta se pudo observar el espesor de arena y los cambios laterales de facies entre los pozos. La arenisca M1 consta de dos cuerpos arenosos, el superior es bastante sucio intercalado con lutitas y no se encuentra presente en todos los pozos, sin embargo, el cuerpo inferior es bastante limpio hacia el SW y la parte central del campo, hacia la parte NE se observa cuerpos más arcillosos pozos VNT-003 (VNT-001 mismo perfil). El espesor de la arena es bastante uniforme hacia los pozos ubicados al SW en la zona central con el pozo VNTD-018 se observa un aumento de el espesor de arena, ya hacia el NE se observa una reducción considerable del espesor de arena.

3.2 Modelo sedimentológico

Con el modelo sedimentológico se identificó la dirección de depositación SE – NW, encontrándose adicional dos tipos de facies: una con presencia fluvial con canales de situación proximal de un ambiente costero principalmente en la parte superior de la arena y hacia la parte inferior facies de borde de canal con presencia de arenas cuarcíticas gruesas a muy gruesas, abundante deformación sedimentaria correspondiente a un ambiente de frente de delta.

Conforme el análisis de núcleos, correlación estratigráfica y mapas de electrofacies el ambiente de depósito de esta arenisca se determinó que es un ambiente de deltaico.

3.3 Modelo estático

Modelo Estructural

Este modelo se conformó por las fallas geológicas y los horizontes correspondientes al tope y base de la arenisca M1 lo últimos generados a partir del marcador Napo Principal.

La estructura se trata de un anticlinal en sentido NE – SW, con una falla principal al Este de la estructura y dos fallas geológicas hacia este mismo sentido que se encuentran en el bloque caído, sin incidencia directa en los pozos.

Modelo de Facies

El modelo de facies a pesar de que no muestra formas geométricas similares que se asemejen a un ambiente sedimentario, ayuda a determinar la dirección preferencial de los depósitos en este sentido fue definido en dirección SE-NW.

En este modelo se obtuvo como resultado que el TR3 (roca sello) se encontraba en mayor proporción, el TR0 fue el segundo en mayor proporción considerando que este es el mejor tipo de roca, los tipos de roca TR1 y TR2 mostraron una cerca relación entre ellos.



Figura 3.1 Histogramas de TR presentes en registros, escalado y modelo

Como se puede observar en el histograma (figura 3.1) guardan relación entre los porcentajes de los tipos de roca tanto para los registros eléctricos de pozo (rojo), lo escalados a la malla geoestadística (verde) y los del modelo (azul).

Este modelo de facies fue concordante con el modelo de electrofacies, en ambos se presentó la misma tendencia de depositación.

Modelo de porosidad efectiva

Este modelo fue condicionado el modelo de tipo de roca, con el propósito de que el mismo guarde la misma tendencia del modelo de tipo de roca.

La figura 3.2 muestra los mayores valores de porosidad efectiva en las áreas que corresponden al tipo de roca TR0 y va disminuyendo progresivamente hacia las áreas con tipo de roca TR3 (roca sello), la figura 3.2 fue de gran ayuda como control de calidad del modelo de porosidad efectiva ya que el mismo debía guardar estrecha relación con el de tipos de roca.



Figura 3.2 Comparativo del modelo de tipo roca con el modelo de porosidad efectiva

La figura 3.3 muestra el histograma de porosidad efectiva en el cual se pudo observar que existe relación entre los porcentajes de porosidad calculados (rojo), escalado (verde) y del modelo (azul).



Figura 3.3 Histograma comparativo de porosidad registros, escalado y de modelo

Modelo de permeabilidad

Con base en el modelo de porosidad efectiva fue generado el modelo de permeabilidad por lo tanto ambos presentan la misma tendencia.

La figura 3.4 muestra que los mayores valores de permeabilidad se tienen en las áreas que presentan mayores valores de porosidad efectiva y disminuye progresivamente a las áreas con bajas porosidades, con esta comparación de los dos modelos se realiza un control de calidad del modelo de permeabilidad, ya que el mismo debe tener relación con el de porosidad efectiva.



Figura 3.4 Comparativo del modelo de porosidad efectiva y permeabilidad

Cálculo del POES y análisis de incertidumbre

Del análisis estadístico realizado con 150 realizaciones para determinar los valores de POES, fueron determinados los percentiles P10, P50 y P90, con los siguientes resultados:

Tabla 3.1 Percentiles POES					
P10 (MM Bls)	P50 (MM Bls)	P90 (MM Bls)			
186.92	189.48	191.17			

La realización No. 136 con un POES de 189.45 MM Bls fue seleccionada en el modelo estático como la más probable.

3.4 Modelo dinámico

Ajuste historia

El cotejo de la producción histórica con el reproducido por el modelo de simulación fue aceptable considerando que fue necesario excluir los pozos VNT-001, VTNB-002 los cuales debido a la incertidumbre respecto a la producción observada no tenía un ajuste suficientemente aceptable.

Existen algunos casos donde el ajuste no fue completo, debido a factores que serán indicados en el capítulo de conclusiones de recomendaciones, pero se considera como aceptable ya que el modelo fue reproducible al momento de cargar los pozos VNTD-014 y VNTD-018 los cuales ajustaron a sus datos iniciales de producción; con este se podrían dar por validos los escenarios de las predicciones.

Predicciones

Con el objetivo de determinar el factor de recobro el cual sería el principal factor para evaluar el mejor escenario, se calculó el POES únicamente de la zona contactada por los pozos perforados y propuestos, para la delimitación de esta área se trazó un polígono que guardara relación con dos radios de drenaje utilizados para la ubicación de pozos, considerando esta área como probada.









Figura 3.6 Definición de regiones

Con las regiones creadas se calculó el POES para cada una de éstas, sin embargo, la región de interés para el cálculo del factor de recobro es la región denominada como probadas, región en la que se encuentran los pozos perforados y propuestos, para esta región el POES que se obtuvo es de 231. 03 MMBIs.

Escenario 1: caso base (continuidad de la operación actual)

Este escenario obtuvo un acumulado de petróleo incremental de 5.80 MMBIs y un factor de recobro incremental de 2.51% hasta el 31 de diciembre de 2029 (fecha límite de la modalidad contractual del campo), la tasa de petróleo va declinando y alcanzó a la fecha antes mencionada un valor de 1,214 BIs.



Figura 3.7 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 1

Escenario 2: caso base + incremento de inyección a 3000 BAIPD

En este escenario se obtuvo una producción incremental acumulada de 5.48 MMBIs con un factor de recobro incremental del 2.37%, la tasa final de petróleo a diciembre de 2029 es de 1,059; la disminución se tiene debido a que el agua llega más rápido hacia los pozos productores restringiendo el barrido del hidrocarburo.



Figura 3.8 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 2

Escenario 3: caso base + incremento de inyección a 4000 BAIPD

En este escenario se obtuvo una producción incremental acumulada de 5.18 MMBIs con un factor de recobro incremental de 2.24%, la tasa final de petróleo a diciembre de 2029 es de 914; la disminución se tiene debido a que el agua llega más rápido todavía que en el escenario 3 hacia los pozos productores restringiendo el barrido del hidrocarburo.



Figura 3.9 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 3

Escenario 4: caso base + 3 pozos nuevos productores y un nuevo inyector (3000 BAIPD)

En este escenario se obtuvo una producción incremental acumulada de 6.59 MMBIs con un factor de recobro incremental de 2.86%, la tasa final de petróleo a diciembre de 2029 es de 1,472; en este escenario se observó un pico de producción de 3,302 BPPD en septiembre de 2024.

Las tasas de producción de petróleo para los pozos nuevos propuestos en promedio son de 215 BPPD, con un acumulado de petróleo promedio de 330,000 Bls y un BSW promedio de 36%.



Figura 3.10 Tasa de petróleo y acumulado de petróleo, escenario 4

Selección del mejor escenario de explotación

La figura 3.11 se compara el factor de recobro incremental (FR) de los 4 escenarios en el cual se puede observar que el escenario 4 presenta el FR incremental más alto correspondiente al 2.86%, seguido del caso base (escenario 1) con 2.51%, los dos escenarios restantes si bien no se encontraban muy alejados presentaban valores más bajos de FR.



Figura 3.11 Comparación de FR incremental de los 4 escenarios

En la figura 3.12 se observa el acumulado de petróleo hasta el final de la simulación para los 4 escenarios, donde se observó que el escenario 4 presenta el mayor acumulado de petróleo con 6.59 MMBIs, seguido del escenario 1 con 5.80 MMBIs; ambos escenarios con inyección de agua en el primero caso con dos pozos inyectores (1860 y 3000 BAIPD como inyección en el primer caso y en el segundo caso manteniendo una inyección de agua 1860 BAIPD).



Figura 3.12 Acumulado de petróleo de los 4 escenarios

En la figura 3.13 se pudo observar el escenario donde se tiene una mayor presurización del reservorio es el escenario 3 sin embargo, este era el escenario con menor FR, el escenario 4 (mejor opción) presenta un incremento de la presión de reservorio mayor al del caso base, es el que mejor acumulado de petróleo tiene debido a la inclusión de los pozos productores de petróleo nuevos de esta estrategia.



Figura 3.13 Comportamiento de la presión de reservorio de los 4 escenarios

Una vez que se determinó el escenario 4 como el mejor la tabla 2.11 muestra el cálculo de producción de petróleo incremental respecto al caso base.

Tabla 3.2 Calculo de incremental de petróleo con la implementación del escenario 4

Acumulado de Petróleo Caso Base (Bls)	Acumulado de Petróleo Escenario 4 (Bls)	Incremental (Bls)
5,800,778.63	6,599,453.77	798,675.14

3.5 Curvas de Declinación

Conforme el análisis de curvas de declinación se obtuvieron unas reservas remanentes por primaria de 4,303,449 Bls, las reservas total (acumulado de petróleo + reservas remanentes) da un total de reservas recuperables por primaria de 10,957,165 Bls, con lo que se obtendría un factor de recobro del 4.7%

3.6 Análisis Económico

Para el análisis económico fueron considerados los siguientes gastos operativos (OPEX):

Gastos	\$ USD
Diferencia de crudo ecuatoriano	9.21
Operación de agua y crudo	0.44
Energía Electrica	0.28
Levantamiento Artificial	0.59
Tratamiento de Crudo	0.1
Tratamiento de Agua	0.04
Soporte, seguridad física, gastos de personal	0.32
Overheads	0.44
Tarifa	26.5
Transporte	1.31
Comercialización	0.17
Ley CTEA	2
Ley 40	0.05

Tabla 3.3 Gastos Operativos OPEX

La figura 3.14 muestra el flujo de caja que en los primeros años es más alto y paulatinamente en el tiempo el mismo decrece; adicional como se pudo observar para la empresa estatal una vez descontados los gastos operativos este proyecto de inyección de agua permite ingresos por \$135.57 MMUSD



FLUJO DE CAJA Y VAN

Figura 3.14 Flujo de caja y VAN
La figura 3.15 mostró que la variable que más incidencia tiene sobre el proyecto es la producción.



Figura 3.15 Análisis de sensibilidad

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Utilizando el modelo matemático de simulación, se desarrolló un análisis técnico para el proyecto piloto de inyección de agua en la formación arenisca M1 del campo Vinita, con el objetivo de re-presurizar el yacimiento y mejorar el factor de recobro.

Se consolidó y analizó información geofísica, geológica, petrofísica y de producción, creando una base de datos coherente que sirvió como fundamento para el modelo de simulación matemática.

El POES calculado volumétricamente desde el modelo estático es de 188,702,305 barriles para el caso base; y para el caso de simulación se obtuvo un POES de 231,026,000 barriles, comparando con el volumen de 173,021,245 barriles reportado por el activo Cuyabeno al Ministerio de Energía y Minas para el caso estático se tiene una variación de 8% y para el caso dinámico de 25%, se puede considerar satisfactoria las diferencias considerando que el método volumétrico reportado considera valores constantes de porosidad y permeabilidad para todo el reservorio M1, muy diferente al establecido en este estudio.

En el análisis de incertidumbre se incluyeron tres variables: LKO, Sw y Boi, con rangos mínimos y máximos definidos. Se realizaron 150 simulaciones utilizando el método Monte Carlo. La realización No. 136 fue identificada como la más probable, con un POES de barriles.

Para tener un ajuste histórico aceptable y que reproduzca las condiciones de producción del yacimiento se determinó que el bloque caído y el levantado tenían conexión a través de la falla.

El ajuste histórico del modelo demostró ser representativo del comportamiento real del yacimiento en términos de producción, los pozos VNTD-014 y VNTD-018 fueron utilizados como pozos "blind test" y al comparar la producción del modelo con la real se evidencio una buena reproducibilidad.

Se realizaron 4 proyecciones a 5 años; de las cuales tres tenían recuperación secundaria mediante inyección de agua. Las líneas de flujo revelaron la zona afectada por la inyección, la conectividad entre pozos inyectores y productores, la trayectoria del movimiento fluido, la evolución de la saturación y la formación de patrones de inyección. El análisis determinó que el pozo VNTB-010WIW debía mantener una inyección baja respecto al pozo nuevo VTND-019WIW.

La estrategia cuatro fue seleccionada como la más efectiva, alcanzando un factor de recobro (FR) máximo del 2.86% al final del periodo simulado. Esto representa un incremento de 798,675 barriles sobre el caso base.

Económicamente, la estrategia No. 4 es viable para Ecuador, generando un valor actual neto (VAN) de \$135.57 millones. La producción es la variable con mayor impacto en el VAN del proyecto.

Recomendaciones

Tomar un registro gyro a fin de verificar el verdadero espesor de arena del pozo VNT-001 considerando que bajo los datos actuales no es concordante la producción, esto podría ayudar a mejorar el ajuste del modelo con este pozo incluyéndolo.

Llevar a cabo un estudio más profundo sobre la conectividad que tiene el bloque caído con el levantado, a fin de ajustar mejor el modelo por la entrada de agua que se observa en los pozos VNT-001 y VNTB-002 principalmente.

Verificar la existencia de información sísmica y en caso no existir realizar sísmica hacia la zona sur del campo ya que por lo que se observó el campo se extiende hacia esta zona.

Realizar nuevos análisis especiales de núcleos y análisis de PVT al fluido, ya que conforme la información existente se tiene incertidumbre de los valores de permeabilidades relativas en especial So y también de la viscosidad del mismo.

Realizar pruebas de restauración de presión en los pozos de la zona central del campo, que permitan identificar posibles barreras de transmisibilidad con la zona norte, considerando la entra de agua que se tiene en la misma.

Realizar una reinterpretación sísmica ya que al momento se tiene incertidumbre sobre el comportamiento del ingreso de agua en los pozos VNT-001 y VNT-003 que según la información actual se encuentran en el alto de la estructura.

Actualizar el modelo estático y dinámico conforme se obtenga mayor información de pozos.

BIBLIOGRAFÍA

- Alfredo, L. I. (2022). Evaluación del Proyecto Piloto de Inyección de Agua y Pronóstico de Producción e Inyección futura en el Campo Amo, Yacimiento Basal Tena . Guayaquil: ESPOL.
- Al-Ibadi, H., D., S. K., & Mackay, E. J. (2019). Extend Fractional-Flow Model of Low-Salinity Waterflooding Accounting for Dispersion and Effective Salinity Range. SPE Journal, 1.
- Al-Qenae, K. J., & Al-Thaqafi, S. H. (2015). New approach for the classification of rock typing using a new technique for iso-pore throat lines in Winland's plot. Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference an Exhibition, CTCE, 1-15.
- Andersen, M. A., Duncan, B., & Ryan, M. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. En M. A. Andersen, B. Duncan, & M. Ryan, Los núcleos en la evaluación de formaciones (págs. 16-27). Houston, Texas.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.* Quito: IFEA, IRD Petroecuador.
- Bartels, W. B., Mahani, H., Berg, S., & Hassanizadeh, S. M. (2019). Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. *Elsevier*.
- BestEnergy Services S.A.; Triboilgas. (2023). *GENERACIÓN MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL CAMPO VINITA.* Quito: BestEnergy.
- Feng, Y., Bingyu, J., Sun, Hongiun, Wan, X., Solis, I., ... Shiyang, Z. (2015). A Successful Peripheral Water injection in a Weak-Edge Aquifer Oilfield, Oriente Basin, Ecuador. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
- Gutiérrez, C. (2019). Estrategia Corporativa para Incremento de Reservas Recuperables de Petróleo Mediante la Recuperación Secundaria, Aplicada a Yacimientos de la Cuenca Oriente del Ecuador. Quito: Escuela Politénica Nacional.
- Gutiérrez, C. (2019). ESTRATEGIA CORPORATIVA PARA INCREMENTO DE RESERVAS RECUPERABLES DE PETRÓLEO MEDIANTE RECUPERACIÓN SECUNDARIA, APLICADA A YACIMIENTOS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Massi, B. (2023). Análisis de Compatibilidad de agua de formación Campo Cuyabeno -Arena T Superior con arena M1 (Intervalo Inferior). Cuyabeno: EP Petroecuador.

- MEM. (2023). Seguimiento proyectos de recuperación secundaria. Quito: Ministerio de Energía y Minas.
- Mendoza, M., Cevallos, G., Molinza, E., Piñeiros, S., Torres, W., Garrido, J., . . . Paladines, A. (2019). From Concept to Execution: A Successful Integrated Exploitation Philosophy. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition.
- Muñoz, A., & Rivadeneira, M. (2016). Improved Oil Recovery Through Unsteady Waterflooding Conditions-Cyclic Waterflooding Apllication in Tiguino Field, Ecuador. SPE Improved Oil Recovery Conference.
- Naranjo, E. (2017). ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBAS DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL CAMPO VINITA. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Paredes, L., Cornejo, P., Bermeo, P., Luzuriaga, K., Zamora, P., Anaya, J., . . . Torres,W. (2023). Implementing Selective Water Injection Strategy in Thin Reservoirs of a Mature Field in Ecuador. *ADIPEC*.
- Petroecuador, E. (2022). Informe de Reservas y Recursos Activo Cuyabeno -Sansahuari. Quito: Petroecuador, EP.
- Piñeiro, S., Mendoza, M., Cevallos, G., Molina, E., Bermeo, P., & Azancot, A. (2020). An Integrated New Exploitation Strategy in Bloque 61, from Modeling to Full-Field Implementation. SPE Journal, 8-16.
- Piñeiros, S., Mendoza, M., Cevallos, G., Molina, E., Bermeo, P., & Azancot, A. (2020).
 An Integrated New Exploitation Strategy in Bloque 61, from Modeling to Full-Field Implementation. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.

SPE. (2018). Petroleum Resources Management System. Society Petroleum Engineers.

- U.S. Energy Information Administration. (16 de JUNIO de 2024). *Cushing, OK Crude Oil Future Contract 1 (Dollars per Barrel)*. Obtenido de https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/rclc1D.htm
- Valdez, A., De Barrio, A., Cabello, E., & Blanco, S. (2021). *Estudio Sedimentológico y Petrofísico VNTB-005.* Quito: LCV.
- Vallejo, C., Tapia, D., Gaibor, J., Steel, R., Cárdenas, M., Winkler, W., . . . Esteban, J. (2017). GEOLOGÍA DEL RESERVORIO ARENISCA M1 DE LA PARTE ESTE DE

LA CUENCA ORIENTE, BLOQUE 31: UN ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO, SISMO-ESTRATIGRÁFICO Y DE PROVENENCIA. *Memorias VIII Jornadas en Ciencias de la Tierra*, 257-260.

APÉNDICES

APÉNDICE A

W35 y tipos de roca análisis de varios núcleos de M1

PHIE CORE	K CORE	W35	RT
28.76	1084.72	18.045089	1
25.82	2123.49	29.4049502	0
26.40	1338.91	21.9927823	0
28.39	804.03	15.3048498	1
26.48	1164.23	20.2038399	0
27.71	2469.79	30.2300075	0
26.95	2196.32	28.9023927	0
27.98	2234.80	28.2700662	0
26.59	1674.30	24.9227202	0
27.27	1332.69	21.3229382	0
26.47	1550.95	23.9201047	0
21.01	1137.44	24.3418138	0
27.11	3057.90	34.9268969	0
29.49	1694.64	22.9528776	0
28.12	2015.08	26.4856377	0
28.94	4445.99	41.1393744	0
27.36	4836.50	45.3815435	0
27.77	3146.61	34.7959069	0
28.41	2016.17	26.2559669	0
27.33	2626.40	31.7164426	0
21.39	903.24	20.9258654	0
6.70	13.60	4.83940812	3
30.62	2337.68	26.8509252	0
29.23	3780.89	37.0846709	0
22.51	975.07	20.9486238	0
14.78	183.25	11.2753012	2
16.49	5.01	1.23488188	3
8.96	1.86	1.16943418	3
22.80	125.00	6.19052355	2
29.70	2750.00	30.3295559	0
23.30	4.10	0.81455683	3
20.40	11.00	1.63236936	3
21.10	0.70	0.31386118	3
23.70	13.00	1.58203512	3
22.70	4.90	0.92518579	3
18.30	7.80	1.46485246	3
18.20	4.00	0.99382426	3
18.90	3.00	0.81223986	3
17.00	3.30	0.94140896	3
21.50	3.90	0.84785026	3
17.50	1.60	0.59984311	3
15.60	2.20	0.79888613	3
15.30	0.10	0.13195523	3
21.90	0.20	0.14549964	3
21.30	11.00	1.57260235	3
16.70	13.00	2.14077813	3

PHIE CORE	K CORE	W35	RT
19.40	0.40	0.24285697	3
19.00	2.90	0.79258694	3
18.50	0.20	0.168333	3
14.30	1.60	0.71418745	3
20.20	0.50	0.26740577	3
18.60	0.10	0.11146559	3
21.20	1.20	0.42914533	3
20.00	0.60	0.30023618	3
12.00	0.10	0.16277489	3
17.40	0.10	0.11807704	3
10.90	0.20	0.26586988	3
11.70	11.00	2.63892055	3
9.50	0.10	0.19918049	3
12.30	0.10	0.15933896	3
30.10	2511.00	28.4202841	0
33.70	4394.00	35.8203213	0
31.80	4927.00	40.2848281	0
29.70	5682.00	46.4713352	0
27.40	712.00	14.690675	1
31.40	6603.00	48.379421	0
30.60	8817.00	58.6388361	0
30.60	8674.00	58.0777396	0
33.20	6557.00	45.9155027	0
30.40	3777.00	35.8228101	0
30.50	5892.00	46.3958813	0
31.50	5690.00	44.2044197	0
32.00	3659.00	33.6362456	0
33.40	4499.00	36.6028799	0
28.70	2215.00	27.5086828	0
30.40	1420.00	20.1531422	0
29.80	5002.00	42.9906128	0
28.60	4501.00	41.8644555	0
31.60	8038.00	54.0128863	0
20.40	2526.00	39.9126297	0
29.40	2509.00	28.9904059	0
27.50	2239.00	28.7242276	0
32.10	8867.00	56.4510932	0
31.40	6713.00	48.8517103	0
29.10	4162.00	39.386381	0
32.00	5292.00	41.7867776	0
32.70	9576.00	58.1255419	0
31.60	9771.00	60.5835196	0
31.90	9987.00	60.8685084	0
31.00	5697.00	44.8521714	0
25.10	1.33	0.39400948	3
24.60	39.70	2.95339058	3
24.80	152.00	6.45829349	2

APÉNDICE B

Valores de POES de las 150 realizaciones Monte Carlo

Número de Realización	POES (BIs)
1	188,798,441
2	189,926,092
3	189,558,549
4	190,144,462
5	190,105,686
6	189,348,791
7	190,273,986
8	189,536,752
9	190,026,290
10	189,277,931
11	188,916,532
12	188,702,305
13	188,945,313
14	190,133,021
15	188,858,102
16	189,907,233
17	189,752,887
18	188,817,671
19	190,190,132
20	189,092,083
21	189,017,715
22	189,210,482
23	190,214,965
24	189,464,741
25	189,161,121
26	189,250,308
27	189,632,909
28	189,517,590
29	189,821,179
30	189,765,134
31	189,450,503
32	189,847,904
33	189,395,384
34	189,976,202
35	189,718,651
36	189,654,430
37	189,966,837
38	189,694,710
39	188,767,798

Número de Realización	POES (BIs)
40	189 878 243
41	190.082.860
42	189.040.193
43	190.242.737
44	189.304.114
45	189.609.808
46	190.042.036
47	188,721,913
48	189,107,550
49	189,192,578
50	189,368,831
51	189,040,419
52	187,373,682
53	192,113,424
54	187,130,329
55	192,301,356
56	192,925,097
57	190,021,251
58	191,895,973
59	188,531,611
60	188,764,270
61	187,713,416
62	192,500,896
63	189,839,060
64	188,366,214
65	189,196,223
66	190,626,957
67	188,094,984
68	186,704,006
69	191,966,329
70	191,662,750
71	188,229,622
72	186,562,095
73	192,777,833
74	187,772,188
75	191,785,108
76	190,736,138
77	188,703,947
78	187,244,543
79	190,999,169
80	190,431,137
81	192,691,866
82	191,101,338
83	189,369,616

Número de Realización	POES (BIs)
84	189,625,951
85	187,021,528
86	186,931,513
87	191,377,141
88	187,898,255
89	190,189,526
90	188,947,638
91	190,311,197
92	192,356,772
93	191,568,834
94	191,208,022
95	189,512,172
96	188,251,010
97	190,865,389
98	187,541,065
99	190,122,331
100	189,726,302
101	191,505,631
102	191,030,701
103	185,967,951
104	186,356,154
105	185,315,540
106	189,697,286
107	187,869,472
108	190,256,432
109	186,882,409
110	187,640,588
111	187,406,098
112	186,552,005
113	186,916,757
114	188,356,246
115	189,596,010
116	191,122,639
117	189,402,847
118	191,952,125
119	187,534,110
120	189,117,438
121	185,538,380
122	192,036,388
123	187,772,695
124	185,824,109
125	186,152,607
126	186,715,694
127	191,798,063

_		
	Número de Realización	POES (BIs)
	128	191,275,489
	129	185,776,938
	130	185,654,840
	131	192,226,663
	132	189,223,690
	133	190,430,657
	134	187,068,518
	135	188,641,359
	136	189,495,724
	137	191,677,209
	138	190,793,139
	139	190,142,229
	140	187,181,661
	141	188,973,175
	142	188,266,202
	143	189,929,065
	144	190,667,679
	145	190,034,901
	146	188,821,479
	147	186,316,571
	148	188,447,725
	149	188,123,339
	150	190,903,884

APÉNDICE C

Curvas de Declinación pozos del Campo Vinita activos al 31 de marzo de 2024















CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Arcentales Bastidas Danilo Andrés Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-08-22, el estudiante Cevallos Párraga Gonzalo Rafael con 1717992075 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023-08-29, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-009-2024, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Fonseca Claudio Marcelo, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-09-01, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Estrategia de desarrollo de la arenisca M1 en el campo Vinita mediante el método de low salinity waterflooding para incremento de producción y reservas", realizado por el/la estudiante Cevallos Parraga Gonzalo Rafael con Número de Identificación 1717992075, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Atentamente,



Arcentales Bastidas Danilo Andrés Coordinador de la Maestría en Petróleos