



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS PARA
RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCA U
INFERIOR DEL CAMPO PITALALA**

AUTOR

Walter Neptalí Torres Criollo

**TRABAJO DE TITULACIÓN
Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEO**

TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría MSc.

Santa Elena, Ecuador

Año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Ing. Rolando Calero Mendoza, Ph.D
DIRECTOR DEL INSTITUTO DE
POSTGRADO**

MARJORIE
ALEXANDRA
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente
por MARJORIE
ALEXANDRA CORONEL
SUAREZ

**Ing. Marjorie Coronel Suarez, Mgti
COORDINADORA DEL
PROGRAMA**



Firmado electrónicamente por:
**SADI ARMANDO
ITURRALDE
KURE**

**Ing. Sadi Iturralde Kure
DOCENTE
ESPECIALISTA**



Firmado electrónicamente por:
**JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA**

**Ing. José Villegas Salabarría MSc.
TUTOR**

**Abg. Víctor Coronel Ortíz, Mgti.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por Walter Neptalí Torres Criollo, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleo.

TUTOR



Firmado electrónicamente por:
JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA

Ing. José Villegas Salabarría MSc.

6 días del mes de abril del año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Walter Neptalí Torres Criollo**

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, **SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO PITALALA** previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 6 días del mes de abril del año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

Certificación de Antiplagio

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO PITALALA, presentado por el estudiante, Walter Neptalí Torres Criollo fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 5%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

Curiginal	
Document Information	
Analyzed document	Tesis WT - Marzo_2022.docx (D132810355)
Submitted	2022-04-06T13:58:00.0000000
Submitted by	JOSE VILLEGAS
Submitter email	jvillegas@upse.edu.ec
Similarity	5%
Analysis address	jvillegas.upse@analysis.arkund.com



Firmado electrónicamente por:
JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA

TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría MSc.



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, Walter Neptalí Torres Criollo

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO PITALALA cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 6 días del mes de abril del año 2022

EL AUTOR

AGRADECIMIENTO

A dios por brindarme salud y sabiduría.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, por brindarme la oportunidad de formar parte de esta casa de estudio.

A EP Petroecuador, por facilitarme la información y software necesarios para el desarrollo de este estudio.

Al Ing. Jose Villegas por su orientación en la elaboración del presente trabajo.

Al Ing. Ken Luzuriaga, quien con mucha paciencia y dedicación compartió sus conocimientos para la elaboración del presente trabajo.

A mis amigos Esteban Alba, Edison Molina y Jhonny Garrido, quienes también aportaron con sus conocimientos en sus respectivas áreas.

Walter Neptalí, Torres Criollo

DEDICATORIA

A mi madre y padre, por su apoyo en todo momento, por darme una vida llena de aprendizajes y por hacer de mí una mejor persona.

A mi hermano, que de una u otra forma me acompaña en mis logros.

A mi esposa, mi compañera de vida, por darme ánimos para conseguir nuevas metas.

A mi hija por ser mi fuente de motivación, por darle sentido a mi vida y por hacer que mis días sean maravillosos.

Walter Neptalí, Torres Criollo

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
Certificación de Antiplagio	V
AUTORIZACIÓN.....	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XXI
Resumen.....	XXII
Abstract	XXIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	7
1.1. Descripción del campo	7
1.2. Desarrollo Teórico y Conceptual.....	7
1.2.1. Ambientes sedimentarios	10

1.2.2.	Propiedades de la roca y de los fluidos	12
1.2.2.1.	Propiedades de la roca	12
<input type="checkbox"/>	Volumen de arcilla	12
<input type="checkbox"/>	Porosidad.....	13
<input type="checkbox"/>	Saturación.....	14
1.2.2.2.	Propiedades de los fluidos	17
<input type="checkbox"/>	Factor volumétrico del petróleo (Bo).....	17
<input type="checkbox"/>	Factor volumétrico del gas (Bg).....	18
<input type="checkbox"/>	Relación de solubilidad (Rs)	18
<input type="checkbox"/>	Viscosidad del petróleo (μ_o)	18
1.2.2.3.	Propiedades del sistema roca – fluido	18
<input type="checkbox"/>	Permeabilidad.....	18
<input type="checkbox"/>	Tensión superficial e interfacial	20
<input type="checkbox"/>	Humectabilidad	20
<input type="checkbox"/>	Presión capilar	20
1.2.3.	Modelo estático	21
1.2.4.	Simulación matemática de yacimientos	22
1.2.4.1.	Adquisición, revisión y validación de la data.....	22
1.2.4.2.	Diseño del modelo	22
1.2.4.3.	Inicialización.....	23
1.2.4.4.	Cotejo histórico.....	23
1.2.4.5.	Predicciones	23
1.2.4.6.	Líneas de flujo	23
1.2.5.	Análisis económico	24
1.2.5.1.	Flujo neto de caja.....	24
1.2.5.2.	Valor actual neto.....	24

1.2.5.3.	Tasa interna de retorno	25
1.2.5.4.	Periodo de recuperación de la inversión	26
CAPÍTULO 2.	METODOLOGÍA	27
2.1.	Contexto de la Investigación	27
2.2.	Diseño y Alcance de la Investigación.....	27
2.3.	Tipo y Métodos de Investigación	27
2.4.	Población y Muestras	28
2.5.	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	28
2.6.	Procesamiento de la Evaluación: Validez y Confiabilidad de los Instrumentos Aplicados para el Levantamiento de Información.....	29
2.7.	Elaboración de la Base de Datos	29
2.8.	Construcción del Modelo Estratigráfico.....	29
2.9.	Construcción del Modelo Sedimentológico	30
2.9.1.	Descripción macroscópica del núcleo	32
2.9.2.	Descripción petrográfica	33
2.9.3.	Descripción con microscopio electrónico de barrido.....	35
2.9.4.	Mapa de electrofacies y ambiente de depósito.....	35
2.9.5.	Determinación de un modelo sedimentológico analógico y conceptual	38
2.10.	Evaluación Petrofísica	39
2.10.1.	Determinación de parámetros de corte (Cut offs)	40
2.10.2.	Cálculo de volumen de arcilla.....	40
2.10.3.	Cálculo de porosidad absoluta y efectiva.....	41
2.10.4.	Cálculo de permeabilidad.....	42
2.10.5.	Cálculo de saturación de agua.....	44
2.10.6.	Cálculo de espesor de arenisca y espesor de arenisca saturada de petróleo.. ..	45

2.10.7.	Definición de tipos de roca.....	46
2.11.	Construcción del Modelo Estático.....	49
2.11.1.	Construcción del modelo estructural.....	49
2.11.2.	Construcción de la malla geoestadística.....	51
2.11.3.	Codificación de tipos de roca.....	53
2.11.4.	Escalamiento de tipos de roca y porosidad efectiva.....	53
2.11.5.	Curva de proporción vertical.....	56
2.11.6.	Modelamiento de tipos de roca	56
2.11.7.	Modelamiento de porosidad efectiva	57
2.11.8.	Modelamiento de permeabilidad.....	58
2.11.9.	Modelamiento de la propiedad “Net to Gross” (NTG)	59
2.11.10.	Modelamiento de saturación de agua	60
2.11.11.	Cálculo de POES	60
2.11.12.	Análisis de incertidumbre.....	61
2.11.13.	Análisis de sensibilidad	63
2.12.	Construcción del Modelo Dinámico.....	64
2.12.1.	Ingreso de datos de producción.....	64
2.12.2.	Ingreso de eventos.....	66
2.12.3.	Ingreso de presión capilar, permeabilidad relativa y PVT.....	67
2.12.4.	Ingreso de datos de presión de fondo fluyente (Pwf).....	67
2.12.5.	Inicialización del modelo	68
2.12.6.	Ajuste histórico	69
2.12.6.1	Ajuste de historial de presión.	70
2.12.6.2	Ajuste de historial de producción.....	72
2.12.7.	Predicciones	77
2.12.8.	Líneas de flujo y factores de asignación	82

2.12.9. Selección del mejor escenario de explotación.....	85
2.13. Análisis Económico.....	85
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	87
3.1. Modelo Estratigráfico.....	87
3.2. Modelo Sedimentológico.....	87
3.3. Evaluación Petrofísica.....	87
3.4. Modelo Estático.....	89
3.5. Modelo Dinámico.....	93
3.6. Análisis Económico.....	108
CONCLUSIONES.....	110
RECOMENDACIONES.....	112
Referencias.....	113
Anexos.....	117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Profundidades de los núcleos de la arenisca U inferior	31
Tabla 2. Parámetros de corte (cut offs)	40
Tabla 3. Parámetros para el cálculo de la Sw	44
Tabla 4. Cut offs para determinar tipos de roca	47
Tabla.5. Ecuaciones de permeabilidad definidas para cada tipo de roca	48
Tabla 6. Dimensión de la malla geoestadística	52
Tabla 7. Tipos de roca definidos para el modelamiento	53
Tabla 8. Consideraciones para la definición de la propiedad NTG	59
Tabla 9. Valores máximos y mínimos de las variables para el análisis de incertidumbre del POES	62
Tabla 10. Resultados de las 6 estrategias de explotación.....	85
Tabla 11. Parámetros petrofísicos promedio del reservorio.....	88
Tabla 12. Parámetros petrofísicos promedio del pago	88
Tabla 13. Percentiles P10, P50 y P90 de POES	92
Tabla 14. Cálculo del incremental de producción de petróleo al implementarse el escenario 4.....	107
Tabla 15. Gastos operativos (OPEX)	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del campo Pitalala	7
Figura 2. Transición desde ambientes marinos a no marinos	11
Figura 3. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total.....	13
Figura 4. Distribución de los fluidos en yacimientos de hidrocarburos.....	14
Figura 5. Curva típica de permeabilidades relativas para sistema agua – petróleo.....	19
Figura 6. Correlación estratigráfica A – A'	30
Figura 7. Ajuste de la profundidad del núcleo con la profundidad del registro del pozo.	31
Figura 8. Núcleo de la arenisca U inferior saturado de petróleo.....	32
Figura 9. Detalles sedimentológicos de las litofacies en el núcleo de la arenisca U inferior del pozo PTLA-001	33
Figura 10. Descripción petrográfica de láminas delgadas del núcleo de la arenisca U inferior del pozo PTLA-001	34
Figura 11. Descripción con microscopio electrónico de barrido de láminas delgadas del núcleo de la arenisca U inferior del pozo PTLA-001	35
Figura 12: Mapa de máxima amplitud asociado a dirección de depósitos y a eletroformas de GR	36
Figura 13. Mapa de electrofacies de la arenisca U inferior.....	37
Figura 14. Modelo analógico para la arenisca U inferior. Estuario Betsiboka, Madagascar.....	38

Figura 15. Modelo conceptual para la arenisca U inferior. Esquema de un ambiente de estuario.....	39
Figura 16. Volumen de arcilla calculado. Ejemplo Pozo PTLA-001.....	41
Figura 17. Porosidad efectiva calculada. Ejemplo pozo PTLA-001	42
Figura 18. Gráfico cruzado permeabilidad vs porosidad efectiva con datos del núcleo del pozo PTLA-001	43
Figura 19. Permeabilidad calculada a partir de la ecuación K vs Phie. Ejemplo pozo PTLA-001	44
Figura 20. Saturación de agua móvil calculada. Ejemplo pozo PTLA-001	45
Figura 21. Espesor de arenisca y espesor de arenisca saturada de petróleo. Ejemplo pozo PTLA-001	45
Figura 22. R35 y tipos de roca. Ejemplo pozo PTLA-001.....	47
Figura 23. Gráfico cruzado de Winland con datos del núcleo del pozo PTLA-001 ..	48
Figura 24. Sección sísmica en tiempo Norte – Sur (XLINE 315) y Oeste – Este (INLINE 2335).....	50
Figura 25. Mapa estructural en profundidad del marcador sísmico U superior y fallas geológicas modeladas	50
Figura 26. Mapa estructural al tope de la arenisca U inferior (izquierda) y mapa estructural a la base de la arenisca U inferior (derecha)	51
Figura 27. Malla geoestadística para la arenisca U inferior.....	52
Figura 28. Comparación del registro de tipos de roca y tipos de roca escalados en cada uno de los pozos.....	54
Figura 29. Histograma de porcentaje de tipos de roca presentes en registros y escalados a la malla geoestadística.....	54

Figura 30. Comparación entre la porosidad efectiva calculada y la porosidad efectiva escalada.....	55
Figura 31. Histograma de porcentaje de porosidad efectiva presente en registros y escalado a la malla geoestadística	55
Figura 32. Curva de proporción vertical	56
Figura 33. Visualización del modelo de tipos de roca, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde	57
Figura 34. Visualización del modelo de porosidad efectiva, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde	58
Figura 35. Visualización del modelo de permeabilidad, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde	58
Figura 36. Visualización del modelo NTG, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde.....	59
Figura 37. Visualización del modelo de POES, capa 23 con presencia de fallas geológicas en color verde.....	61
Figura 38. Distribución de la frecuencia absoluta y acumulada de POES. Con apreciación del P10, P50 y P90.....	63
Figura 39. Diagrama tipo tornado	63
Figura 40. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del pozo PTLA-001	64
Figura 41. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del pozo PTLA-002.....	65
Figura 42. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del pozo PTLA-003.....	65

Figura 43. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del campo Pitalala	66
Figura 44. Visualización de las completaciones de cada pozo	66
Figura 45. POES calculado en el modelo dinámico.....	69
Figura 46. Ajuste histórico de Pwf del pozo PTLA-001	70
Figura 47. Ajuste histórico de Pwf del pozo PTLA-002.....	71
Figura 48. Ajuste histórico de Pwf del pozo PTLA-003.....	71
Figura 49. Ajuste histórico de líquido del pozo PTLA-001	72
Figura 50. Ajuste histórico de petróleo del pozo PTLA-001	73
Figura 51. Ajuste histórico de agua del pozo PTLA-001.....	73
Figura 52. Ajuste histórico de líquido del pozo PTLA-002.....	74
Figura 53. Ajuste histórico de petróleo del pozo PTLA-002	74
Figura 54. Ajuste histórico de agua del pozo PTLA-002.....	75
Figura 55. Ajuste histórico de líquido del pozo PTLA-003.....	75
Figura 56. Ajuste histórico de petróleo del pozo PTLA-003	76
Figura 57. Ajuste histórico de agua del pozo PTLA-003.....	76
Figura 58. Escenarios de explotación.....	77
Figura 59. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 1	78
Figura 60. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 2	79
Figura 61. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 3	80
Figura 62. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 4.....	81

Figura 63. Líneas de flujo formando patrones y mostrando las áreas contactadas por la inyección de agua. Ejemplo escenario 4	83
Figura 64. Evolución de la saturación de agua a lo largo de las líneas de flujo al 30 de agosto de 2030. Ejemplo escenario 4	83
Figura 65. Factores de asignación al 30 de agosto del 2030. Ejemplo escenario 4	84
Figura 66. Factores de asignación al 31 de diciembre del 2031. Ejemplo escenario 4.	84
Figura 67. Histograma de porcentaje de tipos de roca presentes en registros, escalados y en el modelo	89
Figura 68. Comparación del modelo de tipos de roca con el modelo de porosidad efectiva, capa 23	90
Figura 69. Histograma de porcentaje de porosidad efectiva presente en registros, escalada y en el modelo.....	91
Figura 70. Comparación del modelo de porosidad efectiva con el modelo de permeabilidad, capa 23.....	92
Figura 71. Definición de un polígono siguiendo el denominado “saddle” en el mapa estructural al tope de la arenisca U inferior	93
Figura 72. Definición de regiones	94
Figura 73. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 1	95
Figura 74. Presión de yacimiento, escenario 1	95
Figura 75. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 2	96
Figura 76. Presión del yacimiento, escenario 2.....	96
Figura 77. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 3	97
Figura 78. Presión del yacimiento, escenario 3.....	97

Figura 79. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 4	98
Figura 80. Presión del yacimiento, escenario 4.....	98
Figura 81. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 5	99
Figura 82. Presión del yacimiento, escenario 5.....	99
Figura 83. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 6	100
Figura 84. Presión del yacimiento, escenario 6.....	100
Figura 85. Factores de asignación al 30 de agosto del 2030 en un gráfico en forma de cintas. Ejemplo escenario 4	102
Figura 86. Comparación del FR de los 6 escenarios	102
Figura 87. Acumulado de petróleo y acumulado de agua de producción de los 6 escenarios	103
Figura 88. Acumulado de petróleo, acumulado de agua de producción y acumulado de agua inyectado	104
Figura 89. Comparación del comportamiento de la presión del yacimiento para los 6 escenarios	105
Figura 90. Incremental de producción por efecto de la inyección de agua del escenario 4.....	106
Figura 91. Flujo de caja hasta el año 2031	108
Figura 92. Flujo de caja y VAN	109
Figura 93. Análisis de sensibilidad	109

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-001.....	117
Anexo B: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-002.....	117
Anexo C: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-003.....	118
Anexo D: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-004.....	118
Anexo E: W35 y Tipos de roca del pozo PTLA-001	119
Anexo F: Valores de POES para las 150 realizaciones.....	121
Anexo G: Datos de completación y WO del pozo PTLA-001	124
Anexo H: Cálculo de la Pwf a partir de la presión de intake del pozo PTLA-001 ...	125
Anexo I: Cálculo de la Pwf a partir de la presión de intake del pozo PTLA-002.....	128
Anexo J: Cálculo de la Pwf a partir de la presión de intake del pozo PTLA-003.....	129

Resumen

El desarrollo del trabajo de investigación comprende construir un modelo geoestadístico 3D para la arenisca U inferior del campo Pitalala mediante la integración del modelado estructural, sedimentológico, estratigráfico, facies y de propiedades petrofísicas, para luego realizar el cálculo de POES y el análisis de incertidumbre. Este modelo geoestadístico se utilizó para la simulación matemática del yacimiento la cual se realizó con la integración de datos de PVT, análisis especial de núcleos (permeabilidades relativas y presión capilar), eventos (completaciones), historial de producción y datos de presión. Se logró un ajuste histórico aceptable de las tasas de petróleo, agua y de la presión. Se generaron seis estrategias de explotación, las mismas que fueron evaluadas y se evidenció que con los escenarios que están asociados a inyección de agua se obtiene mayor factor de recobro, posteriormente se seleccionó la mejor estrategia de explotación. Finalmente se realizó un análisis económico del mejor escenario para evaluar la rentabilidad del proyecto.

Palabras claves: inyección de agua, simulación matemática, estrategias de explotación y factor de recobro

Abstract

The development of the research work includes building a 3D geostatistical model for the lower U sandstone of the Pitalala Field through the integration of structural, sedimentological, stratigraphic, facies and petrophysical properties modeling, to then perform the POES calculation and uncertainty analysis. This geostatistical model was used for the mathematical simulation of the reservoir which was carried out with the integration of PVT data, special analysis of cores (relative permeabilities and capillary pressure), events (completions), production history and pressure data. Acceptable historical adjustment of oil, water and pressure rates was achieved. Six exploitation strategies were generated, the same ones that were evaluated and it was evidenced that with the scenarios that are associated with waterflooding, a higher recovery factor is obtained, later the best exploitation strategy was selected. Finally, an economic analysis of the best scenario was carried out to evaluate the profitability of the project.

Keywords: waterflooding, mathematical simulation, exploitation strategies and recovery factor

INTRODUCCIÓN

El campo Pitalala se encuentra localizado en la Cuenca Oriente del Ecuador, en el Bloque 61, actualmente es operado por EP PETROECUADOR mediante la modalidad contractual para la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento de una contratista.

El primer pozo se perforó en diciembre del año 2012, el cual alcanzó una profundidad de 10,695 pies (MD), con una producción inicial de 202 BPPD de la arenisca U inferior. Actualmente el campo Pitalala cuenta con cuatro pozos perforados, todos los pozos atraviesan la secuencia estratigráfica del cretácico. Los yacimientos productores son: U inferior y T inferior.

Los pozos Pitalala - A001 (PTLA-001) y Pitalala - A003 (PTLA-003) producen de la arenisca U inferior, el pozo Pitalala - A004 (PTLA-004) produce de la arenisca T inferior, mientras que el pozo Pitalala - A002 (PTLA-002) producía de la arenisca U inferior hasta el 16 de enero de 2020, actualmente se encuentra inactivo por bajo aporte. La producción de petróleo de la arenisca U inferior en este campo tiende a disminuir progresivamente debido al agotamiento de la energía original del yacimiento, donde los mecanismos de producción primaria resultan ser ineficientes, lo cual ha provocado incluso que uno de los pozos se encuentre inactivo por falta de presión en el yacimiento, generando en el subsuelo un volumen de petróleo remanente, por lo que surge la necesidad de incrementar la producción de petróleo del mencionado campo.

Una de las alternativas que busca solucionar el problema en mención es realizar un estudio técnico para la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca U inferior del campo Pitalala con la finalidad re-presurizar el yacimiento, mejorar la eficiencia de barrido y aumentar el factor de recobro.

El proceso de recuperación secundaria por inyección de agua consiste en inyectar agua en un yacimiento para recuperar el petróleo que queda en el espacio poroso al final de la recuperación primaria. El agua se inyecta al yacimiento a través de pozos, al moverse el agua a través del espacio poroso del yacimiento, el agua

desplaza físicamente el petróleo que se encuentra en el espacio poroso hacia los pozos productores. Los pozos productores e inyectores están dispuestos en varios esquemas para lograr un eficiente desplazamiento de petróleo por agua. Estos esquemas están diseñados para adaptarse a las variaciones de las propiedades dentro del yacimiento, la distribución de fluidos, la vida del proyecto y la economía del proyecto (Raza, 2006).

El modelo estático se generó con la integración del modelo estructural, sedimentológico, estratigráfico, facies y de propiedades petrofísicas, posteriormente el modelo dinámico se elaboró mediante la integración del modelo estático y datos de PVT, análisis especial de núcleos (permeabilidades relativas y presión capilar), eventos (completaciones), historial de producción y de presión, este modelo reproduce adecuadamente el comportamiento de la presión y de los fluidos en el yacimiento con base a suposiciones realista para evaluar las opciones de desarrollo del yacimiento. Los datos históricos de producción fueron cargados con fecha cierre 30 de abril de 2021, a esta fecha el campo tiene un acumulado de 988,770 BP de la arenisca U inferior. Se generaron seis escenarios, el escenario uno representa el caso base, en los escenarios dos y tres se incluyen actividades de perforación de pozos productores, los escenarios cuatro, cinco y seis abarcan actividades de workover, perforación de pozos productores e inyectores. El análisis de los escenarios se realizó a un horizonte de 10 años de producción (hasta el 31 de diciembre de 2031).

El escenario cuatro resulta ser la mejor estrategia, la cual consiste en reactivar el pozo PTLA-002, abrir la arenisca U inferior en el pozo PTLA-004, perforar tres pozos direccionales productores, perforar dos pozos horizontales y perforar cuatro pozos inyectores, la tasa de inyección de agua es 2,500 BAIPD. Con esta estrategia se obtiene un FR = 14.5%, el incremental respecto al caso base es 6.1 MMBls.

Para el análisis económico se consideró un precio de \$ 68.62 y una tarifa de \$ 27.60 por cada barril de petróleo, resultando un VAN de \$ 110.1 MM. Para este trabajo no aplica TIR ni PRI, ya que el campo Pitalala es operado por EP

PETROECUADOR mediante la modalidad contractual para la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento de una contratista. La variable que más influencia tiene en el VAN es la producción.

Con la implementación del proyecto piloto de inyección de agua en el campo Pitalala se re-presurizará el yacimiento U inferior, esto permitirá aumentar la producción de petróleo, lo cual significará mayores ingresos para el Estado.

Planteamiento de la investigación

Este trabajo está enfocado en que la mayoría de los campos petroleros del Ecuador actualmente están depletados debido a la producción de fluidos de sus yacimientos, lo cual ha provocado una declinación natural de su producción. Los diferentes sistemas de levantamiento artificial en los campos depletados en muchas ocasiones resultan insuficientes para llevar los fluidos desde el yacimiento hacia la superficie.

Algunos de estos campos han dejado de ser económicamente rentables, debido a la reducción de la producción como consecuencia de la caída de la presión de sus yacimientos hasta cerca del punto de burbuja y también debido a la producción con altos cortes de agua. Es por esta razón que en la mayoría de estos campos se están realizando proyectos de simulación matemática de yacimientos para la implementación de proyectos piloto de inyección de agua, los cuales permitirán la optimización de la producción de petróleo.

La producción de petróleo de la arenisca U inferior del campo Pitalala está disminuyendo gradualmente debido al agotamiento de la energía original del yacimiento, donde los mecanismos de producción primaria resultan ser ineficientes, lo cual ha provocado incluso que un pozo productor de la arenisca U inferior actualmente se encuentre inactivo por falta de presión en el yacimiento generando en el subsuelo un volumen de petróleo remanente, por esta razón se requiere realizar un estudio técnico para la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca U inferior del campo Pitalala con la finalidad de re-presurizar el yacimiento, mejorar la eficiencia de barrido y aumentar el factor de recobro.

Las principales razones por las que la inyección de agua es el proceso de recuperación de petróleo más exitoso y utilizado son: disponibilidad de agua, bajo costo en comparación con la inyección de otros fluidos, facilidad para inyectar agua en un yacimiento y alta eficiencia con la que el agua desplaza al petróleo. (Smith & Cobb, 1990). Una vez implementado este proyecto, la producción de

petróleo en el campo Pitalala incrementará, lo cual significará mayores ingresos económicos para el estado.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizaron los softwares: Interactive Petrophysics, Petrel y Eclipse.

Formulación del Problema de la Investigación

Debido a la continua declinación de producción de petróleo de la arenisca U inferior del campo Pitalala producto de la disminución de presión del yacimiento como consecuencia de la producción diaria de petróleo, se propone realizar un modelo estático y dinámico para determinar la mejor estrategia de explotación de este yacimiento mediante inyección de agua.

Con el desarrollo de un proyecto de simulación matemática de yacimientos para recuperación secundaria se podrá pronosticar: el caudal de agua óptimo a inyectar, la presión de yacimiento, producción de petróleo y el factor de recobro. Luego de haber obtenido los resultados de las corridas de los diferentes escenarios, estos se deberán analizar y comparar entre sí para seleccionar la mejor estrategia de explotación. Con la implementación de la mejor estrategia en la arenisca U inferior del campo Pitalala se incrementará el factor de recobro, lo cual significará mayores ingresos para el estado.

Objetivo General

Generar un estudio técnico para la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca U inferior del campo Pitalala mediante un modelo de simulación matemática con la finalidad de re-presurizar el yacimiento y aumentar el factor de recobro.

Objetivos Específicos

- Recopilar y procesar información geofísica, geológica, petrofísica y de yacimientos.
- Realizar la evaluación petrofísica de la arenisca U inferior.
- Generar el modelo estático mediante la integración del modelo estructural, sedimentológico, estratigráfico, facies y propiedades petrofísicas.
- Calcular el Petróleo Original en Sitio (POES) a partir del modelo estático.
- Realizar el análisis de incertidumbre.
- Realizar el ajuste histórico.
- Realizar predicciones bajo diferentes escenarios de explotación.
- Elaborar líneas de flujo.
- Determinar la mejor estrategia de explotación.
- Realizar un análisis económico de la mejor estrategia de explotación para evaluar su rentabilidad.

Planteamiento Hipotético

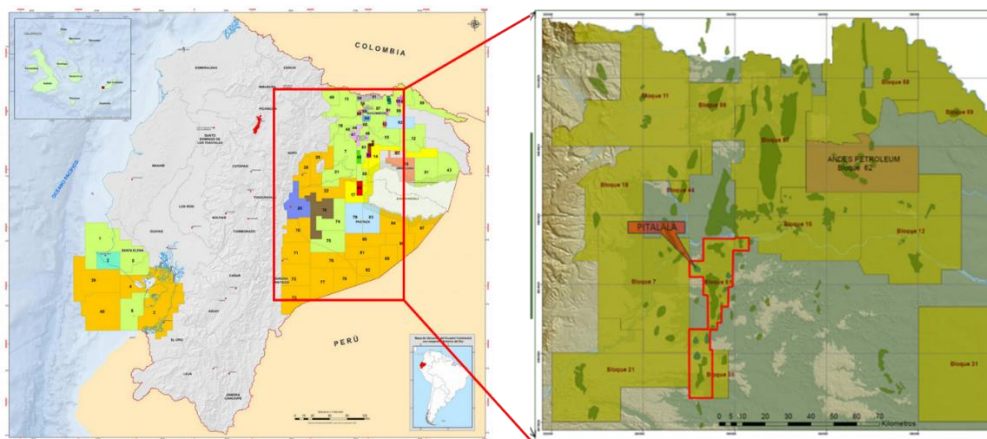
La generación de un estudio técnico para la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca U inferior del campo Pitalala mediante un modelo de simulación matemática permitirá re-presurizar el yacimiento, mejorar la eficiencia de barrido y aumentar el factor de recobro.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Descripción del campo

El campo Pitalala se encuentra ubicado en la parte central de la Cuenca Oriente del Ecuador, en el Bloque 61, dentro del corredor Central Sacha – Shushufindi, en la provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana, al noroeste del campo Auca y al suroeste del campo Culebra - Yulebra, este campo es operado por EP PETROECUADOR mediante la modalidad contractual para la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento de una contratista.

Figura 1. Ubicación del campo Pitalala



Fuente: Modificado de (MERNNR, 2021)

Los principales yacimientos productores son la arenisca U inferior y T inferior, los mismos que son de tipo estratigráfico.

1.2. Desarrollo Teórico y Conceptual

La arenisca U inferior fue depositada durante el inicio de la subida del nivel del mar (transgresión temprana o LST), cuando los subsecuentes valles erosionados se transforman en estuarios y comienzan a ser rellenados en retrogradación por sistemas de canales fluviales con influencia de marea. Es notable la extensión alcanzada hacia el oeste de la cuenca por la arenisca U inferior, atribuida

posiblemente al cambio del nivel eustático en relación con los otros ciclos de Napo (Baby et al., 2004).

El modelado del ambiente depositacional, litofacies y de propiedades de un yacimiento son tareas muy diversas y complejas que involucran múltiples disciplinas y procesos de trabajo. En el contexto general, el flujo de trabajo es el poblamiento del modelo estructural con información litológica e información de propiedades del yacimiento (Agi et al., 2019).

Los mapas de espesores de yacimientos son una herramienta tradicional que se utilizan para identificar las mejores áreas del campo para un yacimiento determinado y para el cálculo de reservas, pero estos mapas no capturan la heterogeneidad del yacimiento (Morales et al., 2017). Por eso es necesario realizar la caracterización de un yacimiento mediante la construcción de un modelo geoestadístico que reproduzca la heterogeneidad interna de dicho yacimiento.

Cuando el yacimiento es heterogéneo, la heterogeneidad es el factor predominante que gobierna el comportamiento del flujo. La geometría y densidad de las líneas de flujo reflejan el impacto de la geología en las trayectorias de flujo de fluidos, proporcionando una mejor resolución en zonas de flujo más rápido. (Datta-Gupta, 2007).

El mejoramiento de los flujos de trabajo y las metodologías, permiten a los geomodeladores producir un modelo geológicamente más realista con distribución de litofacies y de propiedades honrando datos de pozo (Hady Ismail et al., 2019).

En base a las características litológicas del subsuelo, se presentan zonas con posibilidades de acumular hidrocarburos en ella, debido a la presencia de trampas estructurales y los controles estratigráficos creados por el tipo de ambiente sedimentario que ayudan a la presencia de altas porosidades y permeabilidades. Estas características, permiten la consolidación de ciertos sectores del yacimiento, con presencia de areniscas con buena calidad como yacimientos (Castro N., 2016).

En lo que respecta al proceso de recuperación secundaria, implica la inyección de agua en un yacimiento para complementar la energía perdida del yacimiento

debido a la producción, manteniendo la presión del yacimiento y también barriendo petróleo hacia los pozos productores (Alaigba et al., 2020).

La mayoría de los proyectos de inyección de agua fracasan debido a una escasa comprensión de la geología del yacimiento / campo (que conduce a una baja eficiencia de barrido), escasa destreza del técnico y problemas de compatibilidad de agua que provocan emulsiones y fallas en los equipos de superficie (Ihebuzor et al., 2020).

Los principales objetivos de un proyecto de inyección de agua son: maximizar el recobro de petróleo, maximizar el contacto con el petróleo, específicamente en zonas donde existen alta saturación de petróleo residual, optimizar la inyección de agua, programar eficientemente la conversión de pozos, minimizar el gasto de capital relacionado con la perforación de nuevos pozos inyectoros o productores, maximizar el valor presente neto del activo en función de los rendimientos máximos dentro de un horizonte de tiempo relativamente corto (Imuokhuede et al., 2020).

El proceso de producción y recobro de un pozo o yacimiento depende en gran medida de las propiedades del yacimiento como la permeabilidad, la porosidad, la saturación de petróleo residual, el tiempo de ruptura, etc. El bajo factor de recobro de un yacimiento productor es una preocupación importante en la industria petrolera (Ezeaneche et al., 2020, p. 1). Es importante considerar que los efectos capilares ayudan a extender el frente de saturación de la fase inyectada, además, estos efectos son más importantes cuando la presión de inyección es débil (Pinilla, 2013).

Durante la planificación y las operaciones de los proyectos de inyección de agua, se toman muchas decisiones, como el número, ubicación y secuencia de perforación de nuevos pozos inyectoros y productores, tasas de inyección totales y por pozo, conversión y tasas de extracción de fluidos. Además, cada una de estas variables tiene múltiples opciones, que combinadas entre sí pueden generar cientos o miles de escenarios, lo que se necesita es determinar el escenario óptimo de manera oportuna. Además, el escenario óptimo seleccionado debe considerar la

incertidumbre (por ejemplo, las propiedades de los yacimientos y los precios del petróleo), así como las limitaciones operativas (Mogollón et al., 2017).

Según (Satter & Iqbal, 2016) la inyección de agua se usa ampliamente en la recuperación comercial de petróleo por una variedad de razones, algunos de los cuales son los siguientes:

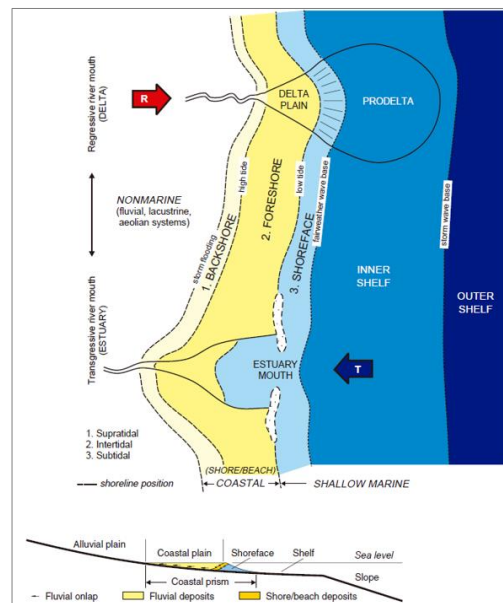
- Por lo general, el agua está disponible en una amplia gama de fuentes como: acuíferos subyacentes o suprayacentes a los yacimientos de petróleo, corrientes superficiales y océanos.
- Es el menos costoso de los fluidos que se inyectan en el yacimiento para mejorar la recuperación de petróleo.
- El agua es un agente eficaz para desplazar petróleo de gravedad ligera a media.
- El agua es relativamente fácil de inyectar y se esparce bastante fácilmente a través de la formación.
- La separación del agua en la superficie es relativamente fácil en comparación con otros fluidos de inyección.
- La inyección de agua implica una inversión de capital y costos operativos bajos; por lo tanto, conduce a favorables rendimientos económicos.

1.2.1. Ambientes sedimentarios

Un ambiente sedimentario es un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes. Algunos sedimentos, como los sedimentos químicos que precipitan en zonas acuáticas, son el producto de su ambiente sedimentario, es decir, los minerales que los componen se originaron y se depositaron en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acumulan. Estos materiales son transportados a grandes distancias de su origen por una combinación de gravedad, agua, viento y hielo.

Los ambientes sedimentarios se clasifican en tres categorías: no marino (más allá del alcance de las inundaciones marinas), costero (inundada por agua marina) y marino (permanentemente cubierto por agua marina). Una ilustración de los subambientes que engloban la transición desde ambientes no marinos hasta completamente marinos se presenta en la siguiente figura:

Figura 2. Transición desde ambientes marinos a no marinos



Fuente: (Catuneanu, 2005)

Las flechas indican el cambio de la dirección de la línea de costa en los dos ambientes de desembocadura de río (R: regresivo; T: transgresivo). La línea de playa (en transgresión vs. regresión) puede cambiar debido a variaciones de las tasas de subsidencia y de sedimentación.

Los ambientes costeros son importantes para la estratigrafía secuencial, ya que registran la historia de los cambios de la línea costera. De hecho, el desarrollo de conceptos secuenciales estratigráficos se inició con el estudio de la zona de transición entre marino y ambientes no marinos, donde la relación de facies y superficies estratigráficas es más fácil de observar. Desde la costa, la aplicación de estratigrafía secuencial se expandió gradualmente tanto hacia el continente y hacia la cuenca marina (Catuneanu, 2005).

1.2.2. Propiedades de la roca y de los fluidos

El proceso de recuperación secundaria por inyección de agua se ve influenciado por las propiedades de la roca y de los fluidos, por esta razón es necesario analizar el efecto que ejercen estas propiedades en la respuesta del yacimiento frente a la inyección de agua.

1.2.2.1. Propiedades de la roca

- **Volumen de arcilla**

Las arcillas afectan a la porosidad y permeabilidad del yacimiento, además tienen gran influencia en la determinación de la saturación de fluidos y por ende constituyen un componente importante en una evaluación petrofísica.

El volumen de arcilla puede ser determinado a partir de dos curvas:

Curva de Rayos Gamma (GR)

$$V_{hs} = \frac{GR \text{ leído} - GR \text{ mínimo}}{GR \text{ max} - GR \text{ mínimo}} \quad (1)$$

Donde:

Vsh = volumen de arcilla (fracción)

GR leído = valor leído en la zona de interés (API)

GR min = valor leído en la arena más limpia del registro (API)

GR max = valor leído en un intervalo de lutita (API)

Curva de Potencial Espontáneo (SP)

$$V_{sh} = \frac{SP \text{ leído} - SP \text{ mínimo}}{SP \text{ max} - SP \text{ mínimo}} \quad (2)$$

Donde:

Vsh = volumen de arcilla (fracción)

SP leído = valor leído en la zona de interés (mv)

SP min = valor leído en la arena más limpia del registro (mv)

SP max = valor leído en un intervalo de lutita (mv)

También se puede calcular el volumen de arcillosidad mediante las curvas del registro Sónico y del Neutrón con ecuaciones similares a las del GR y SP.

- **Porosidad**

La porosidad representa el porcentaje en volumen de espacio poroso, que permite el almacenamiento de fluidos. Existen dos tipos de porosidad: absoluta y efectiva.

Porosidad absoluta.- es el volumen de poros, tomando en cuenta los poros conectados y no conectados dentro de la roca.

$$\Phi \text{ absoluta} = \frac{\text{volumen poroso total}}{\text{volumen total}} \quad (3)$$

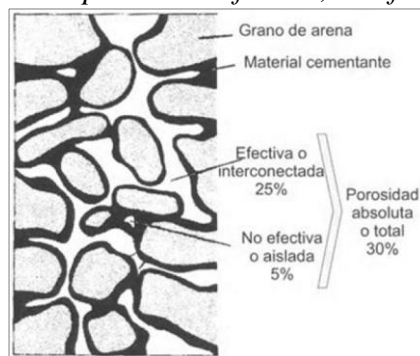
Porosidad efectiva. – es el volumen de los poros, tomando en cuenta solo los poros interconectados. Esta porosidad es una función directa de muchos factores geológicos. Es la porosidad absoluta corregida por el volumen de arcilla.

$$\Phi \text{ efectiva} = \Phi \text{ absoluta} * (1 - Vsh) \quad (4)$$

Donde:

Vsh = volumen de arcilla (fracción)

Figura 3. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total



Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

De acuerdo con el tiempo de depositación, la porosidad puede clasificarse en primaria y secundaria:

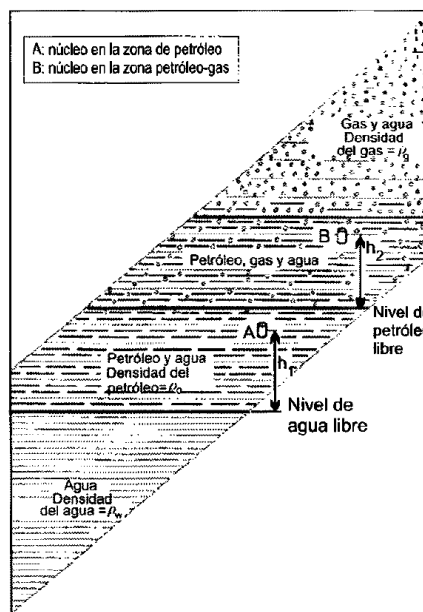
Porosidad Primaria. - es aquella que se produce en la matriz de una roca que está compuesta de granos individuales de forma más o menos esféricos cuyo empaque permite que existan poros entre ellos. Esta ha perdurado en las formaciones desde la época en que fueron depositadas.

Porosidad Secundaria. - es el producto de la acción de agentes geológicos tales como: lixiviación, fracturamiento y fisuramiento sobre la matriz de la roca después de la deposición, así como también por la acción de las aguas de formación.

- **Saturación**

Se entiende por saturación de un yacimiento a la fracción (o porcentaje) del volumen poroso ocupada por un fluido. Un yacimiento puede estar simultáneamente saturado de agua (S_w), petróleo (S_o) y gas (S_g); así, la sumatoria de todas las saturaciones en un yacimiento dado debe ser 100%.

Figura 4. Distribución de los fluidos en yacimientos de hidrocarburos



Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

Puede existir el caso que un yacimiento esté solamente saturada por agua, entonces, se dice que el yacimiento tiene S_w del 100%.

Cuando una parte de los fluidos no puede ser extraída, a dicha fracción de fluidos se le conoce como saturación residual o irreductible, estas saturaciones pueden ser extraídas del yacimiento mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria.

La S_w es un parámetro muy importante, ya que su valor incide directamente en la estimación del POES y las reservas existentes en un yacimiento. Se puede estimar a partir de las siguientes ecuaciones:

Archie. - la cual, aunque subestima el potencial de hidrocarburos de arenas arcillosas, debido a que arroja valores de saturación de agua posiblemente mayores a los reales, es la más importante de los métodos de interpretación usados en areniscas limpias o casi limpias.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F * R_w}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\Phi^m * R_t}} \quad (5)$$

Donde:

a = Constante de tortuosidad

Φ = porosidad efectiva (fracción)

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

F = factor de formación

R_w = resistividad del agua de formación ($\Omega m^2/m$)

R_t = resistividad total de la formación ($\Omega m^2/m$)

Simandoux (1963). - generó la siguiente ecuación para estimar la Sw:

$$S_w = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m} * \left(\sqrt{\left(\frac{V_{shl}}{R_{shl}} \right) + \frac{4 \cdot \Phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t (1 - V_{shl}^2)}} - \frac{V_{shl}^2}{R_{shl}} \right)^{1/n} \quad (6)$$

Posteriormente se hicieron modificaciones a la ecuación obteniéndose la ecuación de Simandoux modificado (1973):

$$S_w = \frac{a \cdot R_w \cdot (1 - V_{shl}^2)}{2 \cdot \Phi^m} * \left(\sqrt{\left(\frac{V_{shl}}{R_{shl}} \right) + \frac{4 \cdot \Phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t (1 - V_{shl}^2)}} - \frac{V_{shl}^2}{R_{shl}} \right)^{1/n} \quad (7)$$

Donde:

Sw = saturación de agua (fracción)

a = factor de tortuosidad

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

Rw = resistividad del agua de formación (Ωm²/m)

Φ = porosidad efectiva (fracción)

Rt = resistividad total de la formación (Ωm²/m)

Rshl = resistividad de la arcilla (Ωm²/m)

Vsh = volumen de arcilla (fracción)

Existen también otras ecuaciones para estimar la Sw como es el caso de la de Poupon, Indonesia, Modelo Doble Agua, etc.

Tipos de saturación:

Saturación de agua connata. - es la saturación de agua que quedó atrapada en los poros de la roca durante la formación de esta. Generalmente se considera inmóvil sobre la zona de transición; sin embargo, en la inyección, el agua que primero se

produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada.

Saturación de petróleo crítica. - corresponde a la cantidad de petróleo que permanece en los poros de la roca y para todos los propósitos prácticos no se mueve.

Saturación de petróleo movable. - es la fracción del volumen poroso ocupado por petróleo movable.

Se define por la siguiente ecuación:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} + S_{oc} \quad (8)$$

Donde:

Som = saturación de petróleo movable

Swc = saturación de agua connata

Soc = saturación de petróleo residual

Saturación de petróleo remanente. - cantidad de petróleo que va quedando después de un proceso de desplazamiento de crudo mediante inyección de agua o gas.

1.2.2.2. Propiedades de los fluidos

Las principales propiedades de los fluidos se describen a continuación:

- **Factor volumétrico del petróleo (Bo)**

Es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución. También puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida o liberación del gas en solución.

- **Factor volumétrico del gas (Bg)**

Se define como el volumen (generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa a condiciones de yacimiento la unidad volumétrica (generalmente 1 barril o 1 pie cúbico) de gas a condiciones normales. En otras palabras, este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen de este en la superficie, es decir, a condiciones normales.

- **Relación de solubilidad (Rs)**

Es la cantidad de gas en pies cúbicos normales que a determinada presión y temperatura están disueltos en un barril de petróleo a condiciones normales. La relación de solubilidad permanece constante antes de la presión de burbujeo.

- **Viscosidad del petróleo (μ_o)**

Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, (gr/cm*seg). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras.(Escobar, 2007)

1.2.2.3. Propiedades del sistema roca – fluido

- **Permeabilidad**

Es la habilidad que presenta una roca para dejar pasar un fluido a través de sus poros interconectados y/o red de fracturas. Como la permeabilidad depende de la continuidad de los poros, de aquí que existe una relación aproximada entre estas dos propiedades, de tal manera que los valores altos de permeabilidad, corresponden a valores altos de porosidad, pero esto está lejos de ser una regla absoluta, pues hay que tomar en cuenta que las arcillas y algunas arenas tienen altas porosidades, pero los granos son más pequeños que el camino disponible para el movimiento del fluido, ya que es bastante restringido y tortuoso; así que, sus permeabilidades pueden ser muy bajas.

La permeabilidad es una propiedad anisotrópica de los medios porosos, es decir, depende de la dirección en que se mida. De esta manera podemos tener permeabilidad horizontal y vertical principalmente. Por lo general, la permeabilidad medida paralela al plano de estratificación de las rocas (permeabilidad horizontal), es mayor que la permeabilidad vertical.

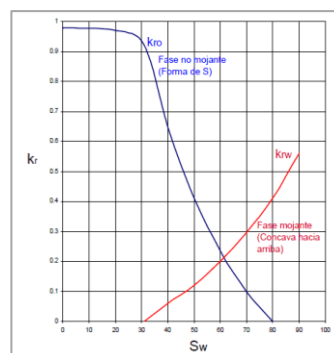
Tipos de permeabilidad:

Permeabilidad absoluta. - Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua. (Escobar, 2007).

Permeabilidad efectiva. - Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta. (Escobar, 2007).

Permeabilidad relativa. - Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. (Escobar, 2007).

Figura 5. Curva típica de permeabilidades relativas para sistema agua – petróleo.



Fuente: (Escobar, 2007)

- **Tensión superficial e interfacial**

En las regiones limítrofes entre dos fluidos inmiscibles siempre existirá un desbalance de fuerzas moleculares en la interfase, cuyo resultado neto es una tendencia a reducir el área de contacto, cuando estos dos fluidos son líquido y gas, se utiliza el término tensión superficial, para definir estas fuerzas; y, cuando son dos líquidos, se denomina tensión interfacial. (Paris de Ferrer, 2009).

A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual, fluirá más fácilmente.

- **Humectabilidad**

Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible. La humectabilidad o mojabilidad es una propiedad importante, ya que afecta al comportamiento capilar y de desplazamiento de fluidos en las rocas yacimiento, pues debido a las fuerzas de atracción, la fase humectante tiende a ocupar los poros más pequeños de la roca y la fase no humectante los poros más grandes. (Paris de Ferrer, 2009).

- **Presión capilar**

Las fuerzas capilares presentes en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre la roca y los fluidos que coexisten en un medio poroso. Dependen, además, de la geometría y tamaño de los poros y de las características humectantes del sistema y son realmente las fuerzas que impiden el vaciamiento total del yacimiento. (Paris de Ferrer, 2009).

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (9)$$

Donde:

Pc: Presión capilar (Psi)

Pnm: Presión en la fase no mojante (Psi)

Pm: Presión en la fase mojante (Psi)

1.2.3. Modelo estático

La geoestadística proporciona un marco probabilístico y una caja de herramientas para el análisis de datos con la integración de la información. La incertidumbre acerca de la distribución espacial de los parámetros críticos del yacimiento se modela y se transfiere hasta una gestión del yacimiento consciente del riesgo. Los algoritmos permiten la generación de modelos de yacimientos múltiples y equiprobables y todos respetan los datos disponibles.

El impulso de la geoestadística moderna no es la regresión espacial de mínimos cuadrados, sino la construcción de distribuciones de probabilidad que caracterizan la incertidumbre actual sobre las propiedades de una roca yacimiento y de un fluido. Estas distribuciones de probabilidad deben tener en cuenta toda la información relevante a través de modelos de dependencia espacial entre cada dato de información y la variable desconocida de interés. A medida que se recopila más información, la incertidumbre sobre la variable desconocida de interés disminuye y la dispersión de la distribución de probabilidad posterior disminuye. (Journel, 2007).

En un yacimiento complejo de petróleo, una caracterización detallada de las variaciones laterales de las litologías y de las propiedades del yacimiento es esencial para optimizar los planes de desarrollo del campo y maximizar la recuperación efectiva de los hidrocarburos in situ. (Silva et al., 1996).

La generación del modelo estático es la etapa más importante dentro del proceso de modelado de yacimientos, consiste en generar un modelo geológico de un yacimiento basado en la integración de la información geofísica, sedimentológica,

estratigráfica, facies y propiedades petrofísica con el fin de calcular el POES en el yacimiento.

1.2.4. Simulación matemática de yacimientos

Modelos de este tipo son necesarios para comprender ciertas técnicas como la recuperación secundaria de hidrocarburos. Los dos fluidos considerados son inmiscibles e incompresibles, se utiliza la ley de Darcy generalizada para el modelamiento del flujo de los fluidos. Las simulaciones numéricas se llevan a cabo en un medio poroso en tres dimensiones, considerando siempre pozos inyectores de agua y pozos productores de petróleo. Los resultados permiten poner en evidencia los efectos de la presión de inyección, la presión capilar y la difusión (Pinilla, 2013).

La simulación matemática de yacimientos permite reproducir el comportamiento de la presión y producción de los fluidos presentes en el yacimiento con el fin de evaluar los diferentes esquemas de producción para optimizar la explotación de las reservas.

1.2.4.1. Adquisición, revisión y validación de la data

Consta de los siguientes tipos de data:

- Data estática: análisis convencionales y especiales de núcleos, registros de pozos, interpretación sísmica, evaluación petrofísica y análisis PVT.
- Data dinámica: información de producción e inyección a nivel de pozos y presión de los yacimientos.
- Data de pozos: fecha de completación, apertura y cierre de pozos, cambios de zonas e intervalos de cañoneo.

1.2.4.2. Diseño del modelo

Comprende el diseño de los siguientes parámetros:

- Dimensión de la malla y número de celdas.
- Fluidos presentes y número de fases.

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Pozos.

1.2.4.3. Inicialización

Luego del ingreso de la data, es necesario inicializar el modelo para buscar posibles inconsistencias en las propiedades iniciales. Para lo cual se compara el POES calculado por volumetría y por balance de materiales con el POES calculado a través del simulador; si la diferencia es significativa, es necesario hacer correcciones de los parámetros iniciales.

1.2.4.4. Cotejo histórico

Es la etapa que requiere más esfuerzo y tiempo, es un proceso iterativo mediante el cual se ajustan ciertos parámetros del modelo de simulación de forma tal que el simulador pueda reproducir el comportamiento de la presión del yacimiento y las tasas de producción de gas, petróleo y agua de los pozos.

1.2.4.5. Predicciones

Consiste en realizar corridas del simulador después del cotejo histórico para visualizar el comportamiento futuro de un pozo o yacimiento al ser sometidos a diferentes esquemas de producción. Permite examinar varios escenarios y seleccionar la estrategia más adecuada para la explotación de las reservas.

1.2.4.6. Líneas de flujo

Las líneas de flujo permiten cuantificar la relación entre pozos inyectores y productores. Esta técnica proporciona un medio rápido para evaluar la eficiencia de los pozos inyectores. Un mejor entendimiento del movimiento de fluidos entre los pozos permite optimizar la inyección de agua para el desarrollo de un campo. (Raslan & Sultan, 2012).

Con la generación de las líneas de flujo se puede también contabilizar los volúmenes contactados, áreas a ser afectadas, preferencia de flujo y tiempos de irrupción del agua de inyección.

1.2.5. Análisis económico

El análisis económico del proyecto consiste en comparar los costos con los beneficios que éstos generan, para así decidir sobre la conveniencia de llevar a cabo el proyecto (Fontaine, 2008).

Una vez seleccionado la estrategia más favorable para la explotación del yacimiento se realiza un análisis económico del mismo, con los criterios de evaluación: Flujo Neto de Caja, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI); que permiten determinar si el proyecto es rentable o no.

1.2.5.1. Flujo neto de caja

Se calcula de la resta de los cobros menos los pagos que se generan en un proyecto de inversión, la fórmula es la siguiente:

$$S_t = \text{Ingresos (venta de petróleo)} - \text{Costos (producción de petróleo)} \quad (10)$$

Donde:

S_t : flujo neto de caja en el periodo t

Ingresos: cobros y ventas

Egresos: costo de producción, impuestos, salarios y servicios en general

1.2.5.2. Valor actual neto

Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, es recomendable que el proyecto sea aceptado (Astudillo, 2012). Se calcula con la siguiente ecuación:

$$VAN = -S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (11)$$

$$VAN = -S_0 + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \frac{S_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{S_n + VR}{(1+i)^n} \quad (12)$$

Donde:

VAN: valor actual neto

So: inversión inicial

n: número de periodos de vida del proyecto

i: tasa de recuperación mínima atractiva (Trema) costo de capital, inflación en la economía nacional (se le puede aplicar un factor de riesgo)

VR = valor residual de la inversión

Hay que tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

Si $VAN = 0$: No hay ni ganancias ni pérdidas

Si $VAN > 0$: La inversión genera ganancias

Si $VAN < 0$: La inversión genera pérdidas

1.2.5.3. Tasa interna de retorno

También conocida como tasa interna de rendimiento, en análisis de inversiones es uno de los índices más aceptados y es la tasa de interés TIR que corresponde al valor presente neto cuando éste vale cero, es decir, donde el negocio no tiene pérdidas ni ganancias (Astudillo, 2012). Por consiguiente, para calcularla debe considerarse la expresión:

$$VAN = 0 = -S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1 + TIR)^t} \quad (13)$$

$$VAN = 0 = -S_0 + \frac{S_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{S_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{S_n + VR}{(1 + TIR)^n} \quad (14)$$

Donde:

St = flujo neto de caja en el periodo t

So = inversión inicial

TIR = tasa interna de retorno

VR= valor residual de la inversión

Hay que tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

Si $TIR > i$: Se acepta realizar la inversión

Si $TIR < i$: Se rechaza la inversión

Si $TIR = i$: Es indiferente

1.2.5.4. Periodo de recuperación de la inversión

También conocido como “pay back”, es el tiempo que se demora en recuperar la inversión inicial. Se debe descontar a la inversión inicial los flujos de cada año, hasta ver cuánto tiempo es necesario para cubrir la inversión. Mientras menor sea el PRI se recuperará más rápidamente la inversión y el proyecto será económicamente más rentable, adicionalmente, cuanto más corto sea el PRI, menos riesgoso será el proyecto. Por ello se debe hacer especial mención, cuanto más se vaya hacia el futuro, serán mayores las incertidumbres.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la Investigación

El yacimiento objetivo de este estudio es la arenisca U inferior del campo Pitalala, en este trabajo se realiza una caracterización estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica que permite determinar la calidad del reservorio, la geometría de los cuerpos arenosos, la heterogeneidad interna y la continuidad de este yacimiento dentro del campo. De esta manera se logra determinar las áreas más prospectivas y se optimiza la ubicación de nuevos pozos para garantizar la conectividad entre pozos inyectores y productores de tal manera que el agua inyectada sea capaz de re-presurizar el yacimiento y drenar el petróleo remanente hacia los pozos productores (aumento de eficiencia del barrido) para incrementar la producción de petróleo.

2.2. Diseño y Alcance de la Investigación

El diseño de investigación es cuantitativo, porque cuantifica el caudal de agua a ser inyectado en cada escenario y una vez corrido cada uno de estos se cuantifica las reservas a recuperar y el factor de recobro.

El alcance de la investigación es correlacional, ya que se determina la relación que existe entre el caudal de agua inyectado en la arenisca y la presión del yacimiento, reservas de petróleo a ser recuperado y el factor de recobro.

2.3. Tipo y Métodos de Investigación

El tipo de investigación es No Experimental, Descriptiva porque se detallan las características del yacimiento y de la metodología para optimizar el factor de recobro mediante el proceso de inyección de agua.

El método de investigación es analítico porque luego de obtener los resultados de las corridas de los diferentes escenarios se analizan los resultados y se comparan entre ellos con la finalidad de seleccionar la mejor estrategia de desarrollo del campo para resolver el problema de la baja producción de petróleo por falta de presión en el yacimiento.

2.4. Población y Muestras

En este trabajo la población constituye el campo Pitalala y las muestras comprenden los pozos perforados.

2.5. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

La recopilación de la información necesaria para el desarrollo de este proyecto fue a partir de: análisis de archivos en formato digital disponibles en la base de datos de EP Petroecuador referentes al campo Pitalala, análisis de artículos técnicos publicados en revistas de alto impacto relacionadas a la industria de exploración y producción de petróleo y gas, y análisis de libros técnicos en formato digital.

La información recopilada referente al campo Pitalala fue la siguiente:

- Mapas estructurales de marcadores sísmicos en profundidad en formato zmap.
- Coordenadas, elevación de la masa rotaria y survey de pozos.
- Registros eléctricos.
- Datos de salinidad del agua de formación.
- Información de núcleos, presión capilar, permeabilidades relativas, PVT y presión de yacimiento.
- Historial de producción de pozos.
- Informes geológicos y de reservas.
- Eventos.

2.6. Procesamiento de la Evaluación: Validez y Confiabilidad de los Instrumentos Aplicados para el Levantamiento de Información.

Una vez obtenida la información, esta fue validada y depurada mediante comparaciones estadísticas de las mismas con la finalidad de obtener una base de datos consistente. Adicionalmente, en cada una de las etapas del desarrollo del proyecto se realizó un control de calidad de los resultados parciales para que los resultados finales sean representativos.

2.7. Elaboración de la Base de Datos

La base de datos del proyecto fue creada en el software Petrel, donde se cargaron las coordenadas de pozos, elevación de la mesa rotaria, survey de pozos, registros eléctricos, registros interpretados (Vsh, Phie, Sw y permeabilidad), mapa estructural en profundidad del marcador sísmico U superior, eventos, historial de producción, presión del yacimiento, PVT, presión capilar y permeabilidades relativas.

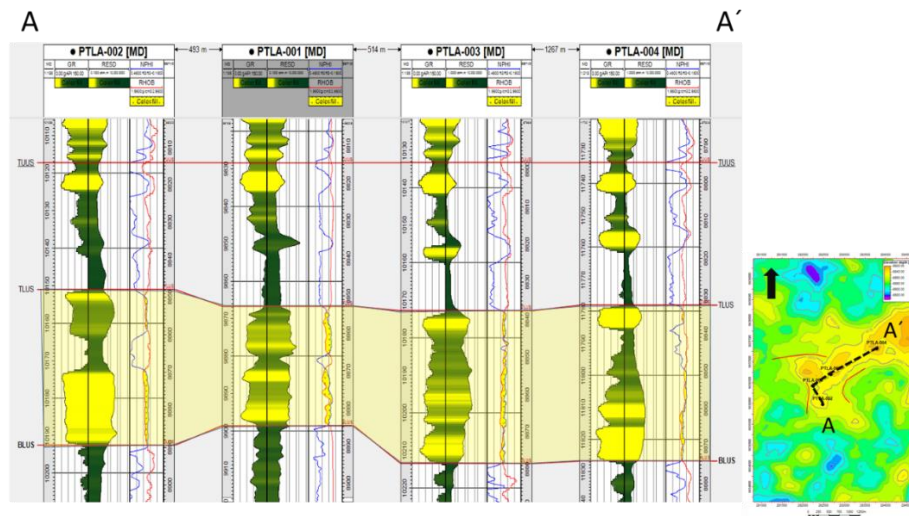
2.8. Construcción del Modelo Estratigráfico

Las secciones estratigráficas constituyen uno de los recursos más utilizados en la industria petrolera, ya que permiten conocer el comportamiento depositacional de las diferentes unidades litoestratigráficas, así como sus relaciones tanto verticales como horizontales. Son muy útiles en la resolución de problemas estratigráficos.

Para la construcción de las secciones estratigráficas se definió el tope y la base de la arenisca U inferior en cada uno de los pozos mediante la interpretación de los registros de pozos. Además del tope y de la base de la arenisca U inferior se interpretó también el tope de otros marcadores estratigráficos cercanos a la arenisca U inferior que sirven como referencia para realizar las correlaciones estratigráficas entre pozos.

Se realizó una sección estratigráfica horizontalizada al tope U superior, que abarca los cuatro pozos del campo Pitalala, la cual ayuda a identificar los cambios estratigráficos, permitiendo validar las relaciones laterales y verticales existentes entre las diferentes facies litológicas de la arenisca U inferior lo cual ayuda a tener una idea de la movilidad de los fluidos y la posible comunicación entre dichas facies.

Figura 6. Correlación estratigráfica A – A'



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.9. Construcción del Modelo Sedimentológico

Los núcleos proporcionan datos esenciales para la exploración, evaluación y producción de yacimientos de petróleo. Estas muestras de roca permiten a los geocientistas analizar directamente las secuencias depositacionales existentes en ella (Andersen et al., 2013).

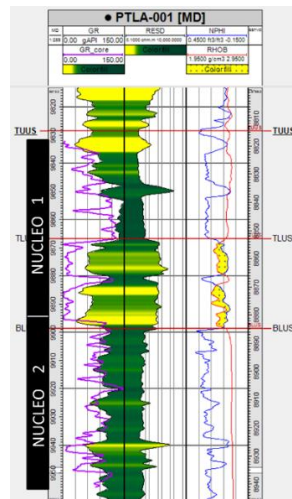
El pozo PTLA-001 es el único pozo que posee núcleos en este campo en las areniscas U superior, U inferior, T superior, T inferior y Hollín Superior. En este trabajo haremos referencia únicamente a los núcleos de la arenisca U inferior.

Para la construcción del modelo sedimentológico fue indispensable analizar el informe existente de la descripción macroscópica, petrográfica y la realizada con

microscopio electrónico de barrido del núcleo del pozo PTLA-001 realizado por el (Centro de Investigaciones Geológicas Quito, 2014), estas descripciones ayudaron a definir un esquema de clasificación de facies.

Antes de analizar el informe fue necesario validar la calibración núcleo – registro (Figura 7), para este propósito se comparó la curva de gamma ray del núcleo (color lila) con la curva de gamma ray del pozo (color negro) el cual fue adquirido con cable y para lograr el ajuste se sumó 11 pies a la profundidad del núcleo.

Figura 7. Ajuste de la profundidad del núcleo con la profundidad del registro del pozo.



Fuente: Elaboración propia, 2022

Una vez validado el ajuste, las profundidades de los dos núcleos de la arenisca U inferior quedaron de la siguiente manera:

Tabla 1. Profundidades de los núcleos de la arenisca U inferior

# Núcleo	Profundidad del núcleo (pies)	Profundidad corregida (pies)	Recobro (pies)	Desfase	Zona
1	9822 - 9884	9833 - 9895	62	11	US + UI
2	9884 - 9946	9895 - 9957	62	11	UI + CU

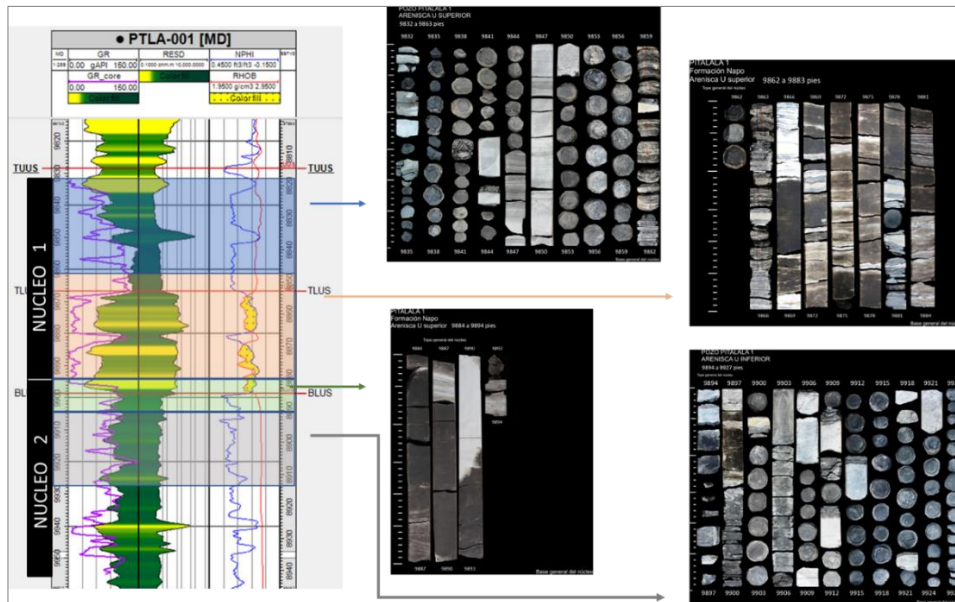
Fuente: Elaboración propia, 2022

Tanto en la Figura 7 como en la Tabla 1 se puede apreciar que la parte inferior del núcleo 1 y la parte superior del núcleo 2 corresponden a la arenisca U inferior.

2.9.1. Descripción macroscópica del núcleo

Como podemos ver en la Figura 8, la parte de los núcleos 1 y 2 que corresponden a la arenisca U inferior presentan un color oscuro debido a que se encuentran impregnados de petróleo, sobre la arenisca U inferior se encuentran intercalaciones de lutitas y calizas, este tipo de intercalaciones se observa también debajo de la base de la arenisca.

Figura 8. Núcleo de la arenisca U inferior saturado de petróleo



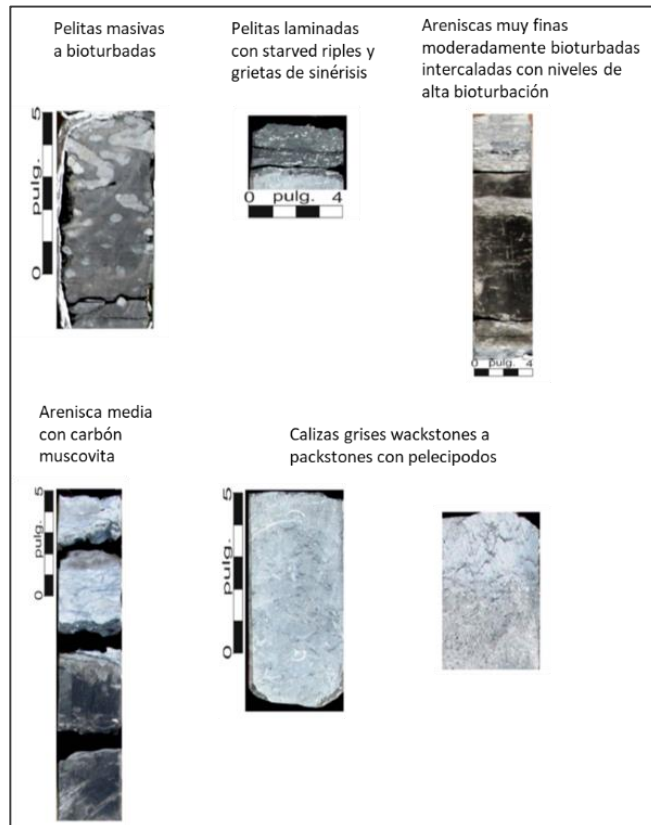
Fuente: Elaboración propia, 2022

La arenisca U inferior se trata de una arenisca de grano medio a muy fino, mayoritariamente subangulares, clasificación moderada, consolidación dura a muy dura con cemento silíceo.

Las facies sedimentológicas que se identificaron son: *a) canales distales de marea* con arenisca gris clara muy fina a finas, clastos suaves, pelecípodos bivalvos intercalación de lutitas negras físisles, *b) bahía* representada por pelitas con cementación calcárea, presentan ámbar, conchas de bivalvos, bioturbadas por ichnofacies thalasinoides, *c) cara inferior de playa (Lower Shore face)* con

areniscas gris clara fina de cuarzo con carbón, pirita, muscovita, estructura flaser y
d) canal de marea con arena de grano medio con carbón, pirita y muscovita
 (Centro de Investigaciones Geológicas Quito, 2014).

*Figura 9. Detalles sedimentológicos de las litofacies en el núcleo de la arenisca
 U inferior del pozo PTLA-001*

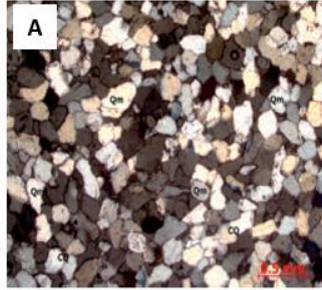


Fuente: (Centro de Investigaciones Geológicas Quito, 2014)

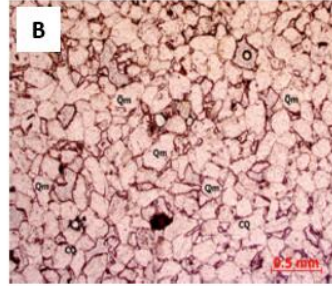
2.9.2. Descripción petrográfica

En la siguiente figura se observa que las muestras del núcleo analizado son enriquecidas en cuarzos monocristalinos y en un porcentaje moderado de feldespatos, que en ocasiones se encuentran alterados y reemplazados por carbonatos o en fase de disolución.

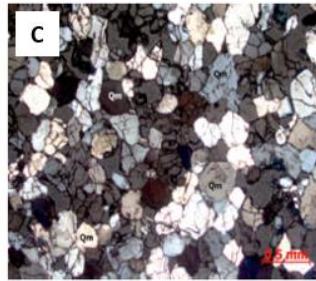
Figura 10. Descripción petrográfica de láminas delgadas del núcleo de la arenisca U inferior del pozo PTLA-001



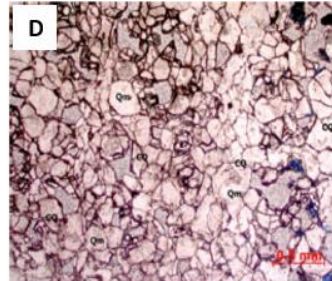
Prof. 9885' 5X NC. Cuarzo monocristalino, de tamaño mesocristalino (0.16 - 0.30 mm) fino a medio de forma subeuhedral, sub angular a sub redondeado y buena selección. Cemento silíceo



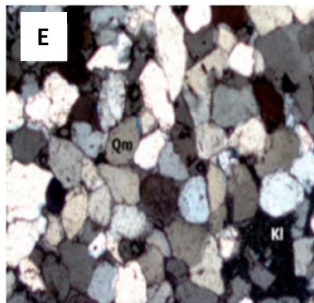
Prof. 9885' 5X NP. No se evidencia porosidad debido al sobre crecimiento de cuarzo que cierra los poros de la roca. Los contactos entre granos son mayoritariamente rectos ocasionalmente cóncavo-convexos.



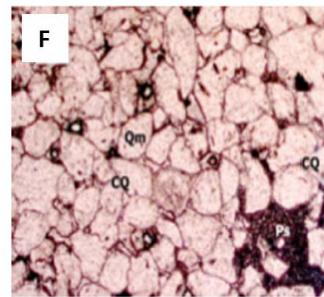
Prof. 9886' 5X NC. Cuarzo monocristalino, de tamaño mesocristalino (0.22 - 0.36 mm) fino a medio de forma euhedral, sub redondeado a sub angular y buena selección. Cemento silíceo



Prof. 9886' 5X NP. Bajo porcentaje de porosidad intergranular primaria debido al sobrecrecimiento de cuarzo que cierra los poros de la roca. Los contactos entre granos son mayoritariamente rectos ocasionalmente cóncavo-convexos.



Prof. 9886' 5X NC. Cuarzo monocristalino, de tamaño mesocristalino (0.15 - 0.34 mm) fino a medio de forma euhedral, sub redondeado a sub angular y buena selección. Cemento silíceo y caolinitico



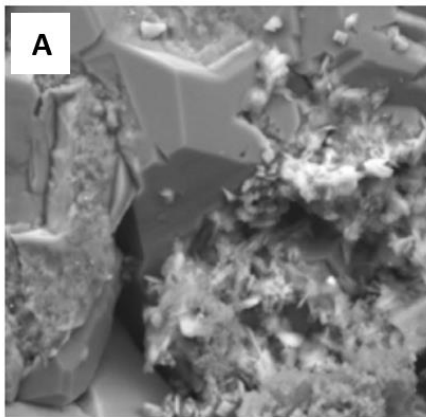
Prof. 9886' 5X NP. Bajo porcentaje de porosidad intergranular primaria debido al sobrecrecimiento de cuarzo que cierra los poros de la roca, bajo porcentaje de porosidad secundaria por disolución de feldespatos. Los contactos entre granos son mayoritariamente cóncavo-convexos ocasionalmente rectos.

Fuente: (Centro de Investigaciones Geológicas Quito, 2014)

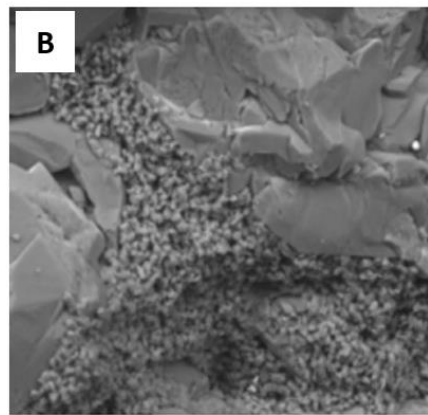
2.9.3. Descripción con microscopio electrónico de barrido

Mediante el microscopio electrónico de barrido se observa que la caolinita se encuentra rellenando la porosidad intergranular primaria de la roca, de igual manera se aprecia que existe sobrecrecimiento de los granos de cuarzo, lo cual provoca una reducción de la porosidad de la roca (Figura 11).

Figura 11. Descripción con microscopio electrónico de barrido de láminas delgadas del núcleo de las arenisca U inferior del pozo PTLA-001



Prof. 9885' **MEB**. Caolinita cerrando la porosidad intergranular de la roca y pasando a illita, presencia de sobrecrecimiento de cuarzo.



Prof. 9885' **MEB**. Caolinita cerrando la porosidad de la roca, presencia de cemento de cuarzo

Fuente: (Centro de Investigaciones Geológicas Quito, 2014)

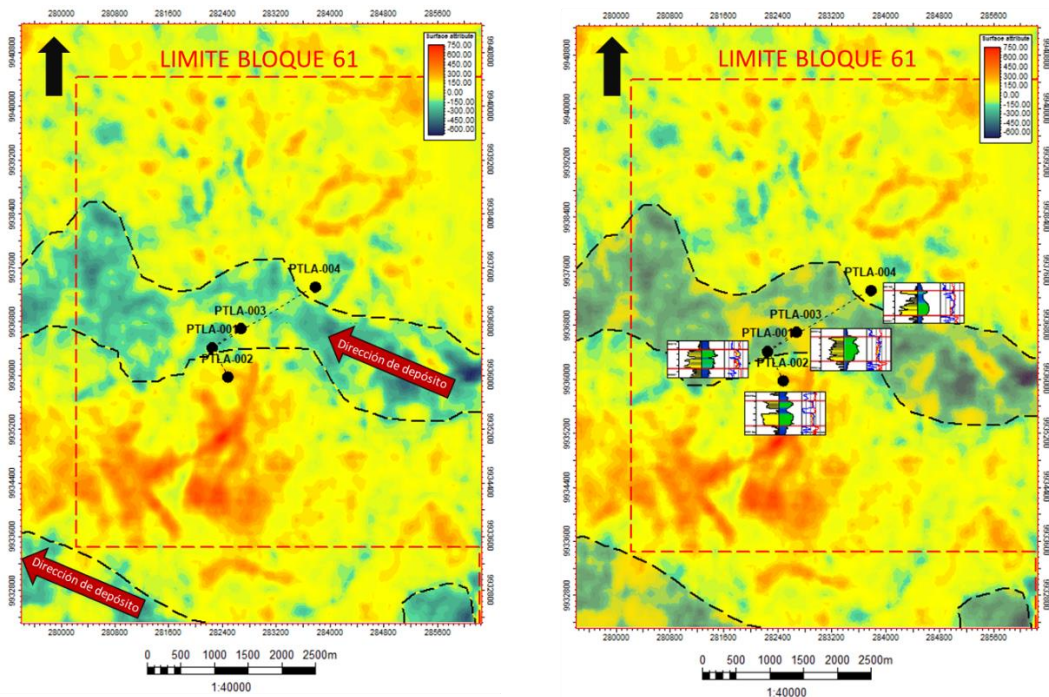
2.9.4. Mapa de electrofacies y ambiente de depósito

Para la elaboración del mapa de electrofacies o mapa sedimentológico se utilizó un mapa del atributo sísmico máxima amplitud correspondiente a la zona de la arenisca U inferior, así como los registros de pozos de la arenisca anteriormente mencionada, pero se puso especial atención en el comportamiento del gamma ray, ya que este registro muestra los cambios en el contenido de minerales arcillosos que están relacionados con las variaciones en el tamaño de grano y sorteo de la roca, los cuales, a su vez, están controlados por el ambiente de depósito. De esta manera basándose en la respuesta de la curva de gamma ray y correlacionando

con los análisis de núcleos y otros registros se pudo definir el tipo de ambiente de depósito.

Con la ayuda del mapa del atributo sísmico máxima amplitud fue posible interpretar la dirección preferencial de depósito y la posible geometría de los cuerpos sedimentarios. Sobre el mapa de máxima amplitud se sobrepuso los registros de gamma ray, resistividad, neutrón y densidad a escala reducida de la arenisca U inferior para asociar los cuerpos sedimentarios con las electroformas del registro gamma ray (Figura 12).

Figura 12: Mapa de máxima amplitud asociado a dirección de depósitos y a electroformas de GR

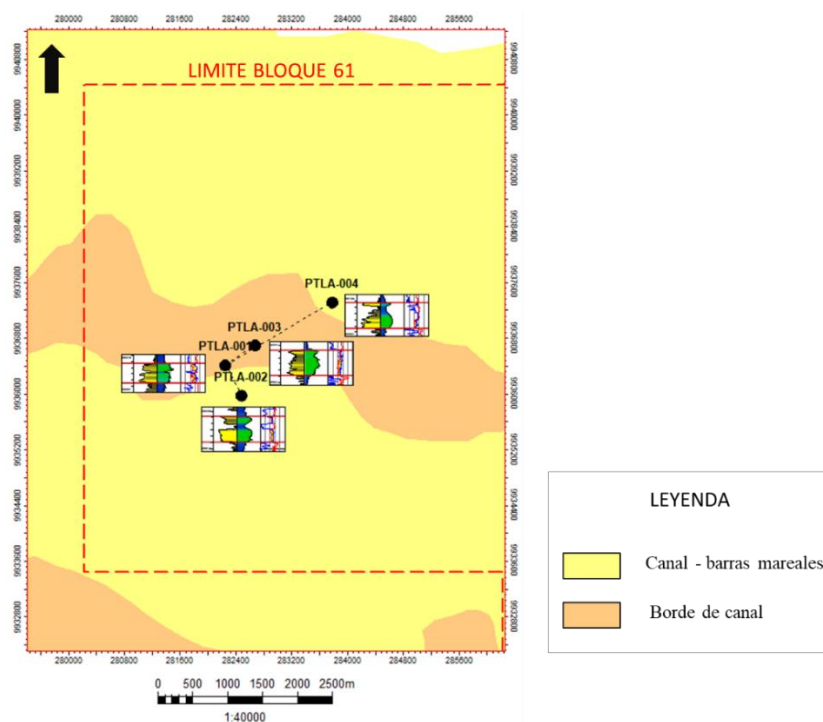


Fuente: Elaboración propia, 2012

A la izquierda de la Figura 12 se observa el mapa de máxima amplitud con interpretación de la posible dirección de depósito y la geometría de cuerpos sedimentarios. A la derecha de esta figura se observa la sobreposición de registros eléctricos en el mapa de máxima amplitud para asociar los posibles cuerpos sedimentarios con las electroformas de gamma ray.

Finalmente, se realizó el mapa de electrofacies tomando en cuenta los análisis de núcleos, la dirección de depósito, las electroformas del gamma ray y la geometría de los cuerpos sedimentarios. En este mapa se identificaron dos facies: canal – barras mareales y borde de canal, no se identificó la facies llanura lodosa pues ninguno de los pozos perforados hasta la actualidad ha atravesado este tipo de facies (Figura 13).

Figura 13. Mapa de electrofacies de la arenisca U inferior



Fuente: Elaboración propia, 2012

La facies canal – barras mareales corresponde a una arenisca limpia, en esta facies se encuentran los pozos PTLA-002 y PTLA-004. La facies borde de canal corresponde a una arenisca más arcillosa, en esta facies se encuentran los pozos PTLA-001 y PTLA-003.

Finalmente, integrando los análisis de núcleos, correlación estratigráfica entre pozos y el mapa de electrofacies (que no es otra cosa que dar un sentido geológico a las respuestas electrográficas de los registros de pozo) se determinó el ambiente de depósito, el cual corresponde a un ambiente de estuario.

2.9.5. Determinación de un modelo sedimentológico analógico y conceptual

Un modelo sedimentológico conceptual basado en el día presente puede ser útil en la definición de la orientación, forma y tamaño de los principales cuerpos sedimentarios. Los modelos sedimentológicos análogos (estudios de afloramientos, imágenes satelitales, fotografías aéreas) pueden ser parte de la base de datos geoestadística, específicamente para una simulación booleana en la definición de la geometría de los cuerpos sedimentarios.

Se tomó en cuenta el mapa de electrofacies, así como la identificación y descripción de las diferentes facies en los núcleos disponibles para identificar y establecer un modelo sedimentológico analógico y conceptual para la arenisca U inferior del campo Pitalala. El ambiente sedimentario de esta arenisca se podría comparar con el ambiente sedimentario actual del estuario Betsiboka en Madagascar (Figura 14).

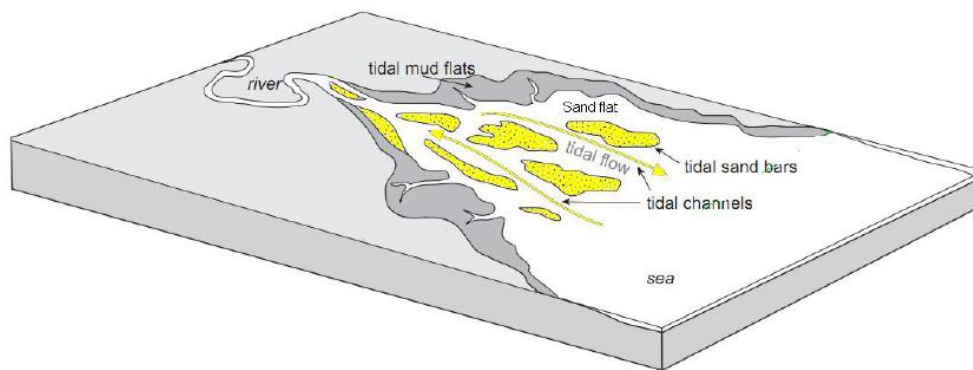
Figura 14. Modelo analógico para la arenisca U inferior. Estuario Betsiboka, Madagascar



Fuente: (Imagen satelital de Google Earth)

En un ambiente de estuarino influenciado por mareas, las facies reservorio están restringidas a los canales y barras mareales y las facies no reservorio o con poca calidad de reservorio corresponden a depósitos de planicie mareal lodosa. En la siguiente figura se puede observar el modelo conceptual asignado para la arenisca U inferior del campo Pitalala.

Figura 15. Modelo conceptual para la arenisca U inferior. Esquema de un ambiente de estuario.



Fuente: (Nichols, 2009)

En la figura anterior en color amarillo se representa los cuerpos arenosos.

Los modelos sedimentológicos análogo y conceptual permiten de alguna manera explicar el evento geológico que provocó la depositación de las facies de un determinado yacimiento.

2.10. Evaluación Petrofísica

La evaluación petrofísica de la arenisca U inferior de los pozos del campo Pitalala se elaboró con los registros a hueco abierto de cada uno de ellos, la evaluación petrofísica fue calibrada con los datos de los análisis del núcleo del pozo PTLA-001. Esta actividad se llevó a cabo con la ayuda del software Interactive Petrophysics. Una vez cargado los registros eléctricos y topes estratigráficos se procedió a calcular el volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, saturación de agua, espesor de arenisca y espesor de arenisca saturada de

petróleo. Para el cálculo de estas propiedades se asumieron las siguientes constantes y consideraciones que fueron tomadas de estudios anteriores:

- Constante de tortuosidad (a) = 1
- Factor de cementación (m) = 1.76
- Exponente de saturación (n) = 2
- Salinidad de agua de formación = 35,000 ppm
- R_w a partir de la salinidad de agua de formación
- Temperatura de formación a partir del gradiente geotérmico

2.10.1. Determinación de parámetros de corte (Cut offs)

Para calcular el espesor de arenisca y el espesor de arenisca saturada de petróleo se trabajó con ciertos parámetros críticos o de corte, estos parámetros establecen el mínimo y máximo de un objetivo para ser considerado prospectivo. Para este estudio, se trabajó con los parámetros de corte de los campos cercanos tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2. Parámetros de corte (cut offs)

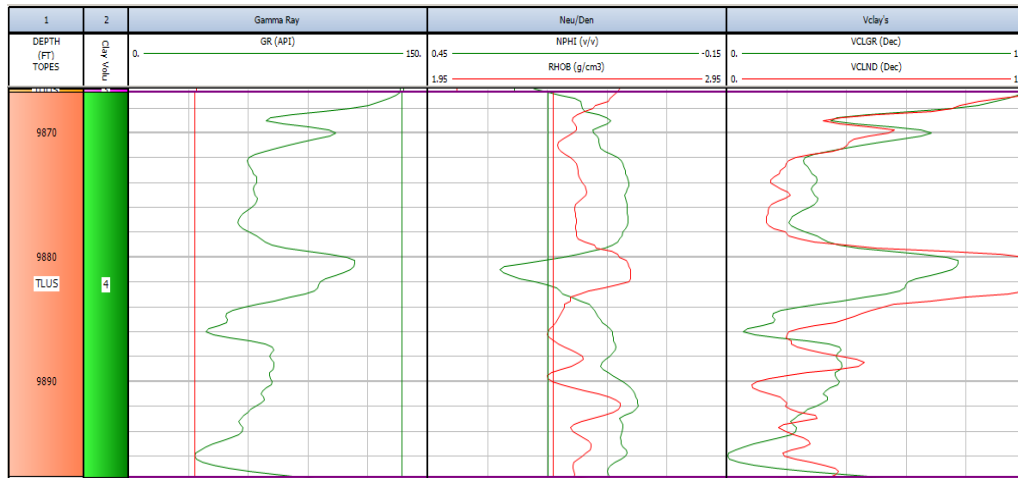
PROPIEDAD	CUT OFF
Porosidad efectiva ($Phie$)	$\geq 7\%$
Volumen de arcilla (Vsh)	$\leq 47\%$
Saturación de agua (Sw)	$\leq 40\%$

Fuente: Elaboración propia, 2012

2.10.2. Cálculo de volumen de arcilla

Esta propiedad se calculó utilizando una combinación entre los métodos de gamma ray y un gráfico cruzado entre densidad – neutrón, obteniendo el siguiente resultado:

Figura 16. Volumen de arcilla calculado. Ejemplo Pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la figura anterior en la pista cinco, en color verde se encuentra la curva del volumen de arcilla calculado a partir de gamma ray, en color rojo la curva del volumen de arcilla calculado a partir de las curvas neutrón - densidad.

Una vez calculado el volumen de arcilla por el método de gamma ray y por el gráfico cruzado densidad – neutrón, se obtuvo una curva que representa el volumen de arcilla promedio entre ambos métodos, que es la curva con la cual se trabajó para los siguientes cálculos.

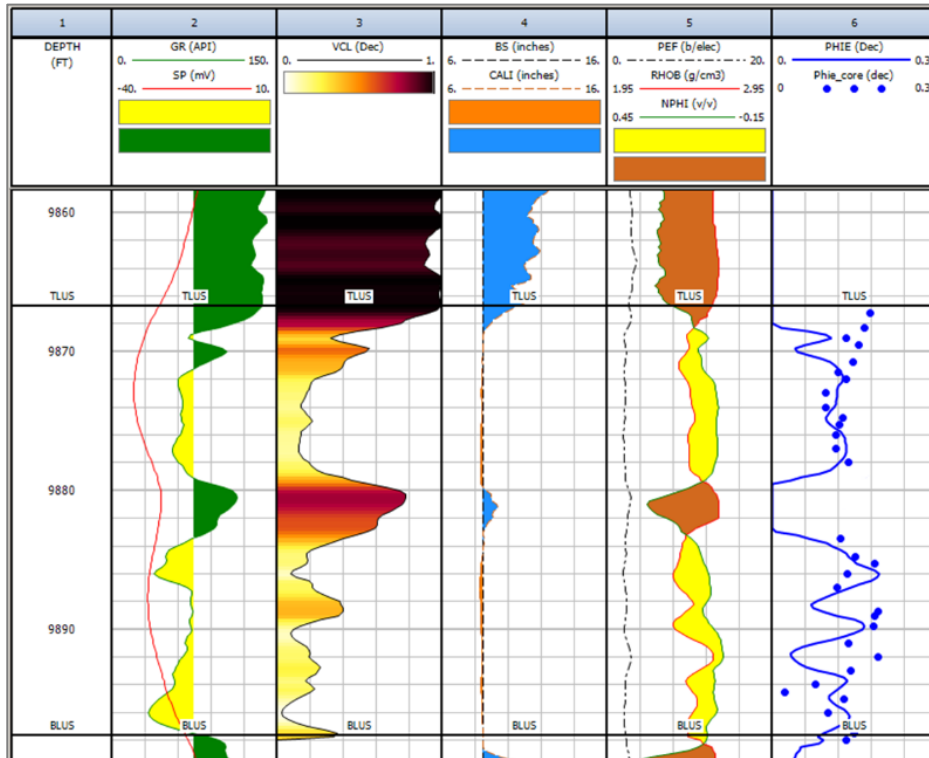
2.10.3. Cálculo de porosidad absoluta y efectiva

La porosidad absoluta se calculó con la curva de densidad y posteriormente se corrigió por el volumen de arcilla para obtener la porosidad efectiva.

Cualquiera de los métodos petrofísicos aplicados en el cálculo de la porosidad, presentan incertidumbres debido a varios factores como: la delimitación de límites de cortes utilizados por el intérprete; y la presencia de minerales radioactivos que influye en las lecturas de gamma ray, densidad y neutrón, por lo que se debió calibrar la porosidad efectiva obtenida de registros eléctricos con la porosidad efectiva de núcleos.

En la Figura 17, en la pista seis se observa la curva de color azul que representa la porosidad efectiva calculada a partir de registros eléctricos, la cual se encuentra ajustada a la porosidad efectiva del núcleo que se encuentra en puntos de color azul.

Figura 17. Porosidad efectiva calculada. Ejemplo pozo PTLA-001

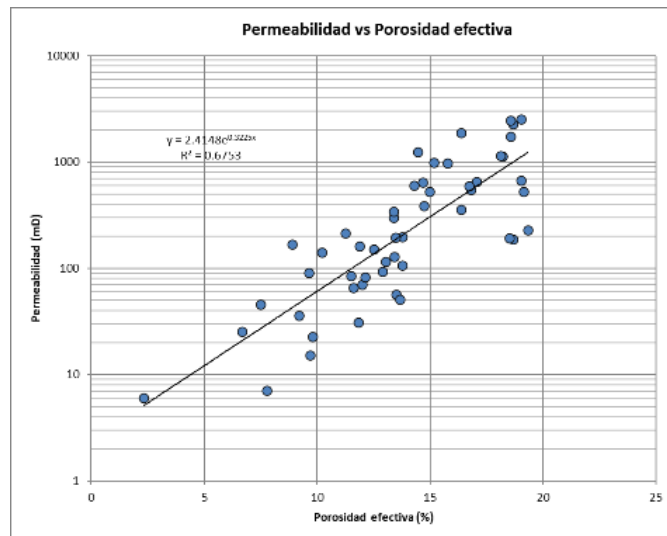


Fuente: Elaboración propia, 2022

2.10.4. Cálculo de permeabilidad.

Debido a que esta propiedad no es posible determinarla directamente de registros de pozos, para su estimación se realizó un gráfico cruzado entre la permeabilidad y la porosidad efectiva con los datos del núcleo del pozo PTLA-001. Es una práctica común graficar la permeabilidad logarítmica versus la porosidad efectiva lineal de la siguiente manera:

Figura 18. Gráfico cruzado permeabilidad vs porosidad efectiva con datos del núcleo del pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2022

Como resultado se obtuvo la siguiente ecuación de permeabilidad con la cual se calculó la permeabilidad para cada pozo:

$$K = 2.4148e^{0.3225*PHIE} \quad (15)$$

$$R^2 = 0.67$$

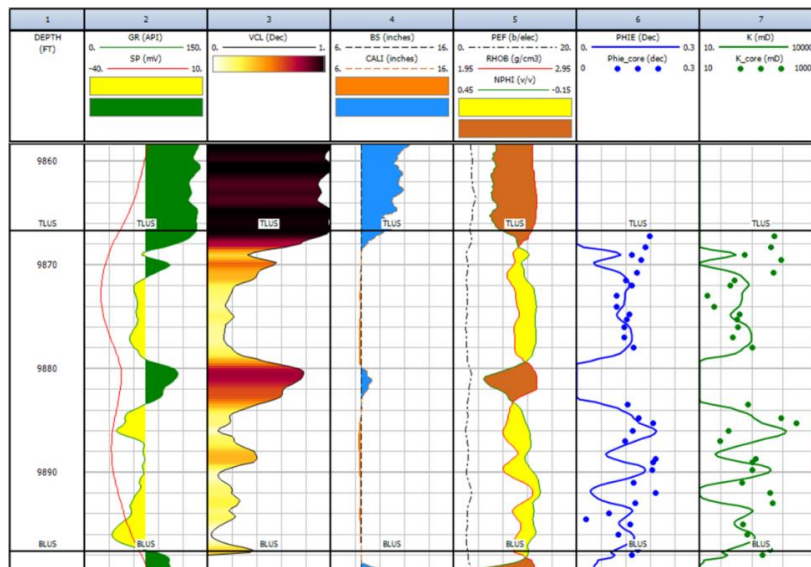
Donde:

K = permeabilidad

Phie = porosidad efectiva

En la Figura 19, en la pista siete se observa la curva de color verde que representa la permeabilidad calculada a partir de la ecuación K vs Phie y la permeabilidad del núcleo que se encuentra en puntos de color verde.

Figura 19. Permeabilidad calculada a partir de la ecuación K vs $Phie$. Ejemplo pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.10.5. Cálculo de saturación de agua

Para el cálculo de esta propiedad se trabajó con los parámetros que se observa en la siguiente tabla:

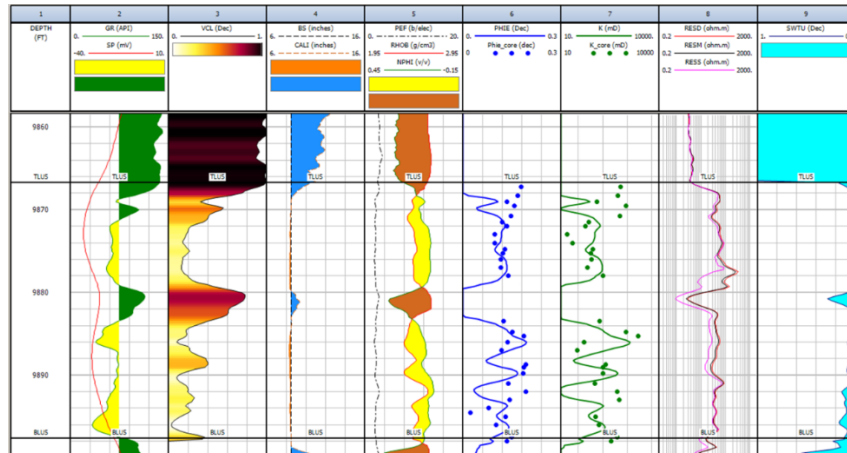
Tabla 3. Parámetros para el cálculo de la S_w

Pozo	TD (pies)	Rmf (ohmm)	T sup (degF)	Max T (degF)	T Form (degF)	Salinidad (ppm)	RW (ohmm)
PTLA-001	10,719	0.7	75	215.00	174		0.08105
PTLA-002	10,710	2.46	75	211.90	205	35,000	0.06919
PTLA-003	10,737	1.48	75	208.47	201		0.07052
PTLA-004	12,364	1.60	75	179.60	174		0.08105

Fuente: Elaboración propia, 2012

En la Figura 20, en la pista nueve se observa la curva de saturación de agua móvil calculada a partir de registros eléctricos con la ecuación de doble agua.

Figura 20. Saturación de agua móvil calculada. Ejemplo pozo PTLA-001



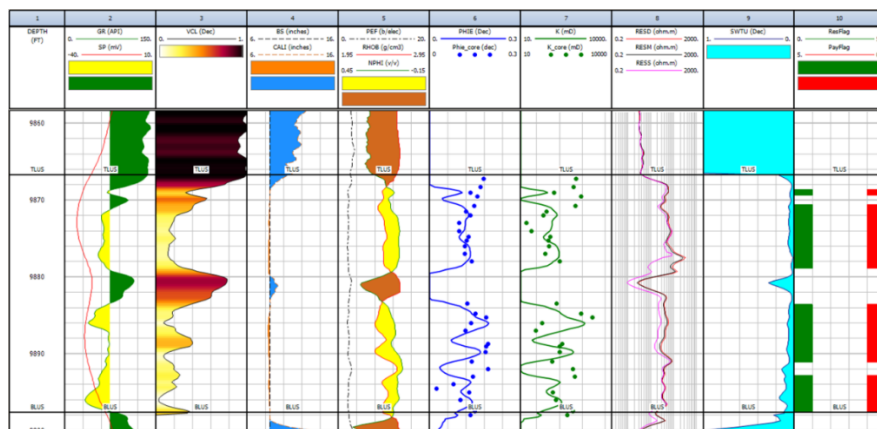
Fuente: Elaboración propia, 2022

2.10.6. Cálculo de espesor de arenisca y espesor de arenisca saturada de petróleo

Para el cálculo del espesor de arenisca y espesor de arenisca saturada de petróleo se utilizaron los parámetros de corte de la Tabla 2.

En la pista diez de la Figura 21 se observa el espesor de arenisca en color verde y el espesor de arenisca saturado de petróleo en color rojo.

Figura 21. Espesor de arenisca y espesor de arenisca saturada de petróleo. Ejemplo pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.10.7. Definición de tipos de roca

El tamaño de garganta de los poros puede ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleos. Winland desarrolló una relación empírica (utilizando análisis de regresión lineal múltiple) entre porosidad, permeabilidad al aire y apertura del poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (R35) (Al-Qenae & Al-Thaqafi, 2015). A continuación, la ecuación de Winland:

$$\log(R35) = 0732 + 0.588 \log K_{\text{aire}} - 0.864 \log \Phi \quad (16)$$

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 E).

Una vez calculado el radio de la garganta de poro se aplicó los cut offs de la Tabla 4 para determinar los tipos de roca, a los mismos que se les asignó un código de la siguiente manera:

Tabla 4. Cut offs para determinar tipos de roca

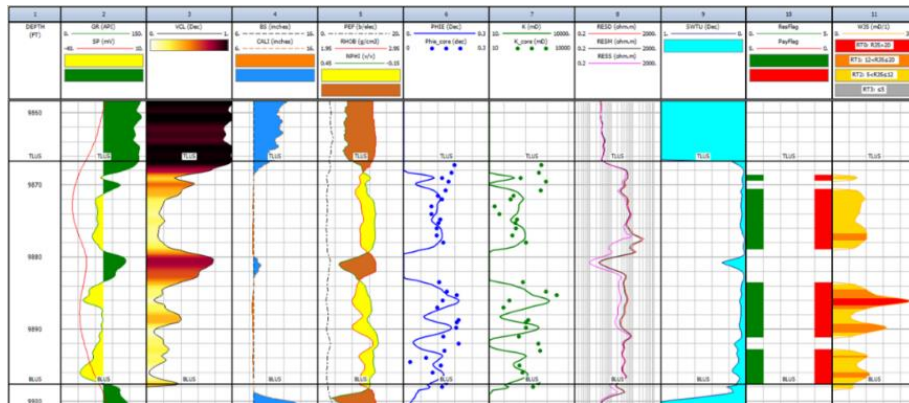
Tipo de Roca (RT)	R35
0	> 20
1	$12 < R35 \leq 20$
2	$5 < R35 \leq 12$
3	≤ 5

Fuente: Elaboración propia, 2012

En el Anexo E se encuentran los tipos de roca determinados para cada valor de R35 en el pozo PTLA-001, que es el único pozo que posee núcleo en la arenisca U inferior en este campo.

En la siguiente figura, en la pista 11 se observa la curva de R35 y los tipos de roca del pozo PTLA-001.

Figura 22. R35 y tipos de roca. Ejemplo pozo PTLA-001

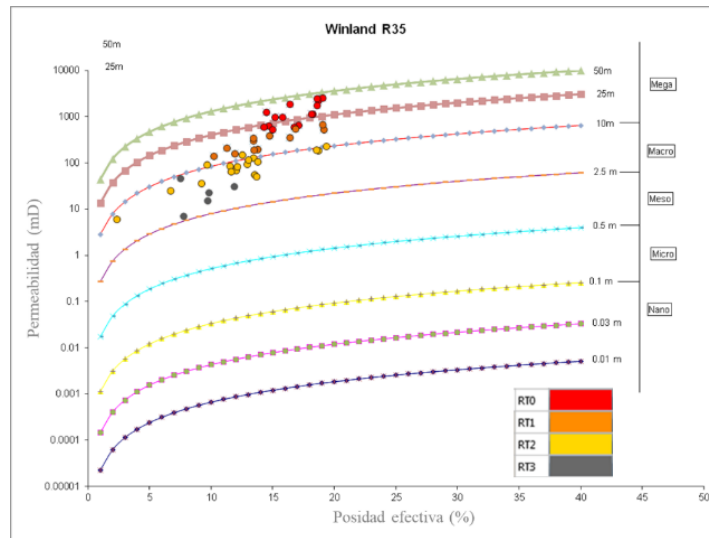


Fuente: Elaboración propia, 2022

Considerando los tipos de roca identificados en el pozo PTLA-001, se procedió a graficar en una hoja semilogarítmica de excel la permeabilidad (en el eje Y) vs porosidad efectiva (en el eje X). La Figura 23 muestra la distribución de los datos en el gráfico cruzado, donde las líneas diagonales representan valores iguales de

K/PHIE, por lo tanto, los puntos que se encuentran sobre o cercanos a una línea representan rocas de calidad similar o rocas de un mismo tipo, en esta misma figura se pueden observar también los tipos de roca agrupados en diferentes familias.

Figura 23. Gráfico cruzado de Winland con datos del núcleo del pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2012

Posteriormente se determinó la ecuación de permeabilidad definidas para cada tipo de roca, quedando de la siguiente manera:

Tabla.5. Ecuaciones de permeabilidad definidas para cada tipo de roca

Tipo de Roca (RT)	Ecuación (K vs Phie)	R ²
RT0	$K = 28.332e^{0.22*PHIE}$	0.8425
RT1	$K = 29.341e^{0.1605*PHIE}$	0.8127
RT2	$K = 7.397e^{0.1876*PHIE}$	0.8011
RT3	$K = 8.627e^{0.092*PHIE}$	0.7526

Fuente: Elaboración propia, 2012

En los pozos donde no se dispone de datos de núcleos, el R35 se calculó a partir de la porosidad y permeabilidad obtenida a partir de registros eléctricos, una vez calculado el R35 en estos pozos, se aplicó los cut offs citados anteriormente para determinar los tipos de roca.

En los Anexos A, B, C y D se puede observar las propiedades petrofísicas y los tipos de roca determinados para todos los pozos del campo Pitalala.

2.11. Construcción del Modelo Estático

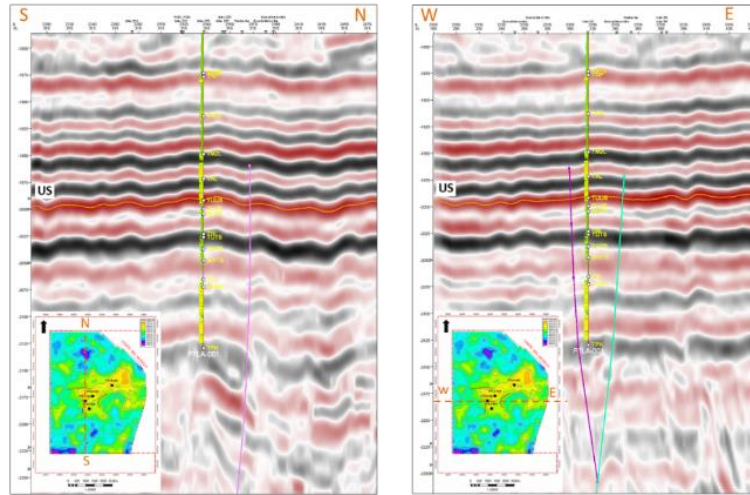
El estudio de un yacimiento en términos de correlaciones estratigráficas, definición de facies, estudio petrofísico, representa la base para la construcción del modelo geoestadístico de un yacimiento. Esta etapa inicial de estudio es muy importante para las fases posteriores de trabajo y consecuentemente para el resultado final del modelo de simulación matemática.

Para la construcción del modelo geoestadístico de la arenisca U inferior del campo Pitalala se utilizó el software Petrel, el cual es una herramienta que entre varias actividades permite modelar las características estructurales, geológicas, petrofísicas, cálculo volumétrico, análisis de incertidumbre y los aspectos dinámicos de los fluidos en un yacimiento.

2.11.1. Construcción del modelo estructural

Previamente ya se disponía de la interpretación sísmica del marcador U superior (marcador sísmico más cercano al yacimiento U inferior que es objeto del presente estudio), así como la interpretación sísmica de las fallas geológicas en el volumen sísmico 3D en tiempo (Figura 24).

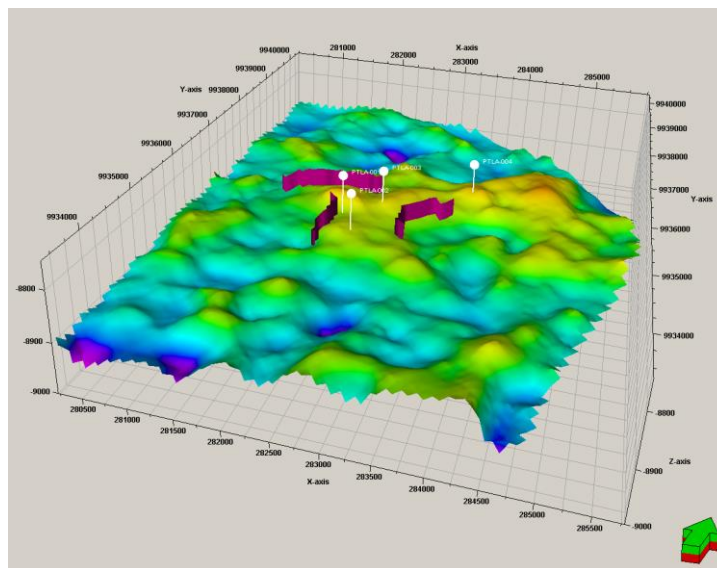
Figura 24. Sección sísmica en tiempo Norte – Sur (XLINE 315) y Oeste – Este (INLINE 2335)



Fuente: Elaboración propia, 2022

De igual manera, ya se disponía el mapa estructural del marcador sísmico U superior y el polígono de las fallas geológicas en profundidad, estas fallas geológicas fueron modeladas en Petrel.

Figura 25. Mapa estructural en profundidad del marcador sísmico U superior y fallas geológicas modeladas

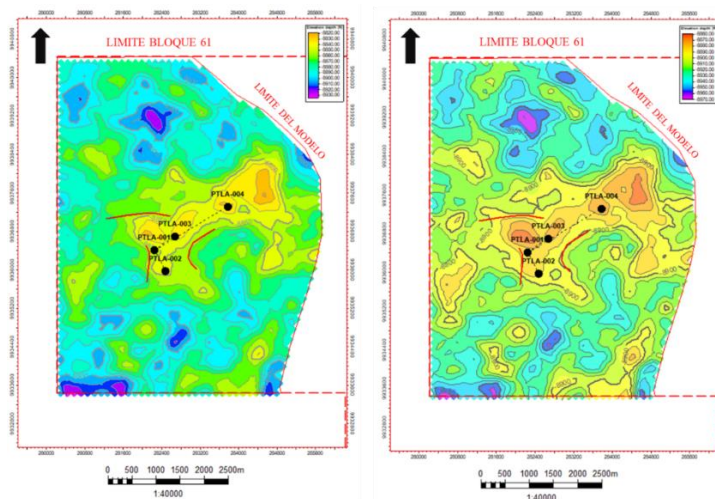


Fuente: Elaboración propia, 2022

Este mapa se utilizó como base para generar el horizonte tope U superior y sumando espesores se creó el horizonte tope U inferior y base U inferior, con los cuales se creó la zona del yacimiento U inferior, que es la zona donde se creará la malla geoestadística.

Los horizontes tope U inferior y base U inferior fueron convertidos a superficies, de esta manera se obtuvo los mapas estructurales al tope y base de la arenisca U inferior (Figura 26).

Figura 26. Mapa estructural al tope de la arenisca U inferior (izquierda) y mapa estructural a la base de la arenisca U inferior (derecha)



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.11.2. Construcción de la malla geoestadística

La construcción de la malla geoestadística es de gran importancia al momento de modelar los yacimientos, debido a que es en esta malla donde se va a poblar los tipos de roca y las diferentes propiedades.

Se construyó la malla geoestadística teniendo como base el distanciamiento promedio de los pozos y el espesor promedio de la arenisca U inferior, el tamaño de las celdas a nivel areal es de 100 x 100 m, garantizando que dos pozos no se encuentren en una misma celda, además se dio una orientación (azimut = 315°),

que corresponde a la dirección de depositación que fue interpretada en el mapa de electrofacies.

Completada la definición areal de la malla, se realizó la división en la dirección vertical para establecer el espesor promedio de las celdas. Es necesario realizar este refinamiento tratando de evitar la pérdida de información proveniente de los registros de pozo al momento de escalar los tipos de roca y propiedades petrofísicas a las celdas de la malla geoestadística. Preservar la mayor cantidad de información geológica es sustancial en el momento de realizar el modelamiento para capturar continuidades o discontinuidades en múltiples direcciones dentro del yacimiento.

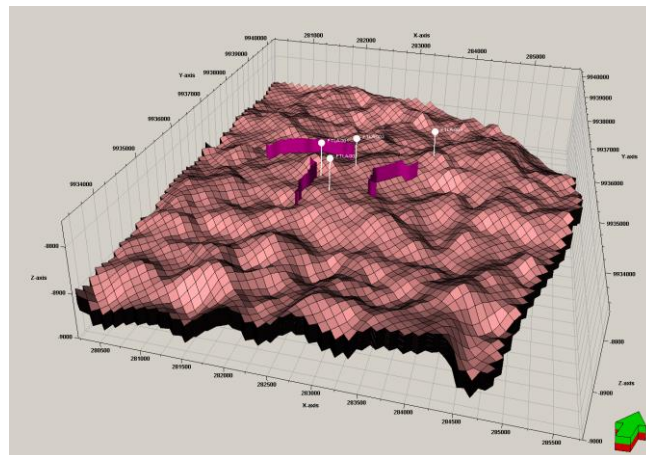
La arenisca U inferior del campo Pitalala tiene un espesor promedio de 40 pies entre el tope y la base, por lo tanto, se estableció 40 celdas en la dirección vertical, quedando la malla geoestadística de la siguiente manera:

Tabla 6. Dimensión de la malla geoestadística

Arenisca	Celdas en X	Celdas en Y	Capas en Z	Total celdas
U inferior	72	82	40	236,160

Fuente: Elaboración propia, 2012

Figura 27. Malla geoestadística para la arenisca U inferior







Fuente: Elaboración propia, 2022

2.11.3. Codificación de tipos de roca.

Para esta etapa se consideraron los cuatro tipos de roca que fueron definidos anteriormente y que para el modelamiento se los identificará de la siguiente manera:

Tabla 7. Tipos de roca definidos para el modelamiento

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

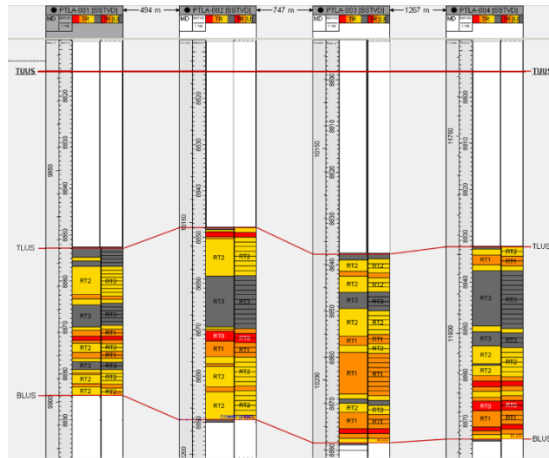
Fuente: Elaboración propia, 2012

El RT0 se considera como el mejor tipo de roca y con buena capacidad de flujo, el RT1 es un buen reservorio también con buena capacidad de flujo, el RT2 es un reservorio con poca capacidad de flujo y finalmente el RT3 es considerado como roca sello que no permite el flujo.

2.11.4. Escalamiento de tipos de roca y porosidad efectiva

Una vez definido y codificado los tipos de roca se escaló este registro discreto a la malla geostatística, lo cual consiste en asignar la información de tipos de roca a cada una de las celdas que son atravesadas por la trayectoria de los pozos. Posteriormente se verificó que no se haya perdido la información de los diferentes tipos de roca en el proceso de escalamiento, para ello se comparó el registro de tipos de roca con los tipos de roca escalados (Figura 28).

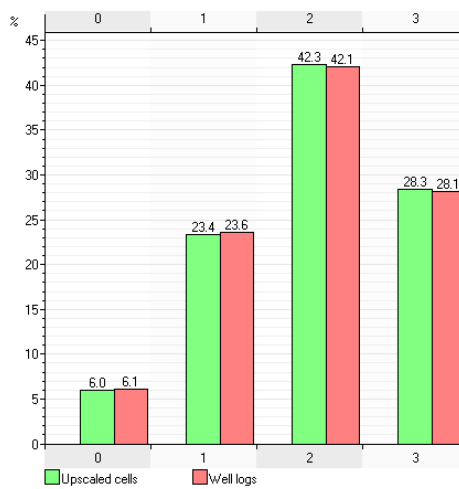
Figura 28. Comparación del registro de tipos de roca y tipos de roca escalados en cada uno de los pozos.



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Figura 29 se observa un histograma con el porcentaje de tipos de roca presentes en los registros de pozos (color rojo) y los tipos de roca escalados a la malla geostadística (color verde), este histograma es de utilidad para cuantificar la cantidad de información que se gana o se pierde en el proceso de escalamiento, es decir, permite hacer un control de calidad.

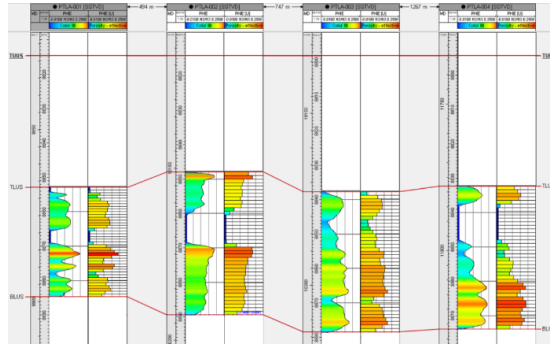
Figura 29. Histograma de porcentaje de tipos de roca presentes en registros y escalados a la malla geostadística



Fuente: Elaboración propia, 2022

A continuación, se escaló a la malla geostadística la porosidad efectiva calculada en cada uno de los pozos, luego se realizó un control de calidad comparando la porosidad efectiva del registro con la porosidad efectiva escalada (Figura 30).

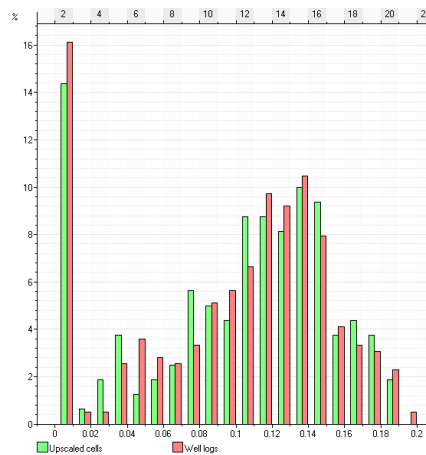
Figura 30. Comparación entre la porosidad efectiva calculada y la porosidad efectiva escalada



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Figura 31 se observa un histograma con el porcentaje de porosidad efectiva presente en los registros de pozos (color rojo) y porosidad efectiva escalada a la malla geostadística (color verde), este histograma es útil para cuantificar la cantidad de información que se gana o se pierde durante el escalamiento, de esta manera también se puede realizar un control de calidad.

Figura 31. Histograma de porcentaje de porosidad efectiva presente en registros y escalado a la malla geostadística

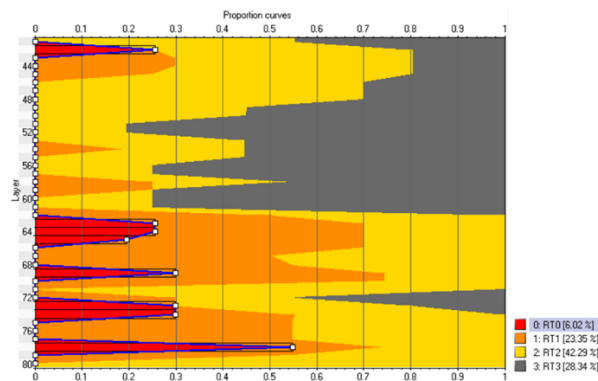


Fuente: Elaboración propia, 2022

2.11.5. Curva de proporción vertical

La curva de proporción vertical incluye información de tipos de roca de todos los pozos del área de estudio, permite visualizar el desarrollo y comportamiento de esta propiedad dentro del yacimiento. En la Figura 32 se observa la distribución en sentido vertical de los tipos de roca de la arenisca U inferior con sus respectivas proporciones.

Figura 32. Curva de proporción vertical



Fuente: Elaboración propia, 2022

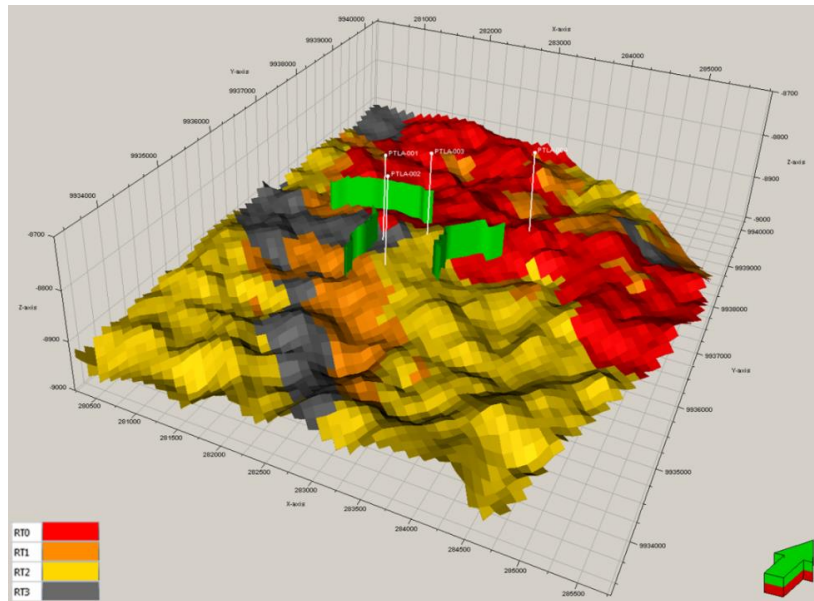
La importancia de esta curva radica en que el modelamiento de tipos de roca además de hacer honor a la información de pozos también está condicionado a esta curva de proporción, garantizando que el modelo resultante obtenga porcentajes cercanos a las cantidades de tipos de roca presentes en los pozos. Por lo tanto, el modelo tridimensional de tipos de roca tendrá la misma proporción que se reporta en esta curva.

2.11.6. Modelamiento de tipos de roca

Para el modelamiento de tipos de roca se utilizó el algoritmo Simulación Secuencial Indicador, se trata de un algoritmo que permite modelar por medio de una técnica estocástica basada en píxeles (por cada uno de los puntos que forman la imagen) y que representa la distribución probable de los tipos de roca en cada una de las celdas que conforman la malla geoestadística, sin mostrar formas ni tamaños de cuerpos sedimentarios sino solamente posibles tendencias.

El modelamiento de tipos de roca es un proceso estocástico equiprobable, de tal manera que se puede obtener múltiples realizaciones equiprobables condicionadas a la información de pozos.

Figura 33. Visualización del modelo de tipos de roca, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde



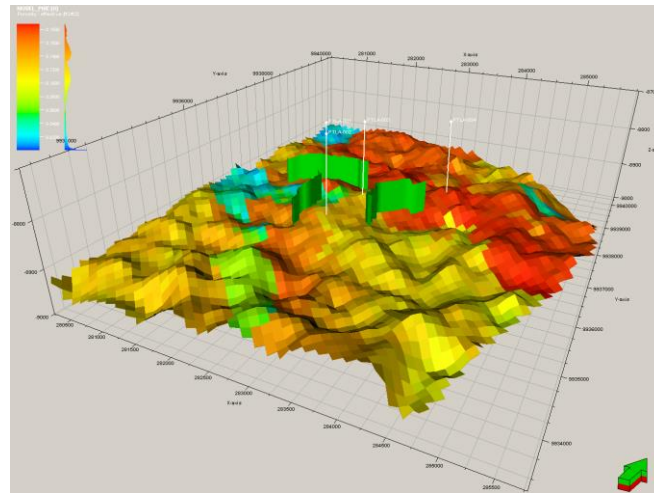
Fuente: Elaboración propia, 2022

Cabe mencionar que para este modelo no fue posible realizar el modelaje de variogramas, debido a que el campo cuenta únicamente con cuatro pozos, número que es insuficiente para este propósito. Sin embargo, para el modelamiento de tipos de roca se dio una tendencia con un azimut de -45° , esta tendencia se obtuvo del mapa de atributo sísmico máxima amplitud (Figura 12) y del modelo sedimentológico (Figura 13), es decir, debe existir coherencia en la tendencia entre el modelo de tipos de roca, mapa de electrofacies y el mapa de atributos sísmicos.

2.11.7. Modelamiento de porosidad efectiva

Para el modelamiento de la porosidad efectiva se utilizó el algoritmo Simulación Secuencial Gaussiana, este modelo se condicionó al modelo de tipos de roca.

Figura 34. Visualización del modelo de porosidad efectiva, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde

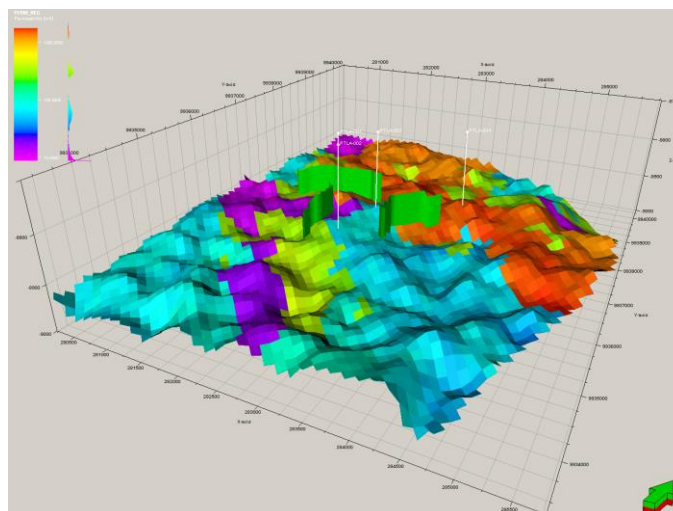


Fuente: Elaboración propia, 2022

2.11.8. Modelamiento de permeabilidad

El modelo permeabilidad se generó a partir del modelo de porosidad efectiva, utilizando las ecuaciones de permeabilidad definidas para cada tipo de roca, las mismas que fueron presentadas anteriormente en la Tabla 5.

Figura 35. Visualización del modelo de permeabilidad, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.11.9. Modelamiento de la propiedad “Net to Gross” (NTG)

Esta propiedad es considerada como una variable discreta, se modeló a partir del modelo de tipos de roca tomando en cuenta las consideraciones que se encuentran en la siguiente tabla:

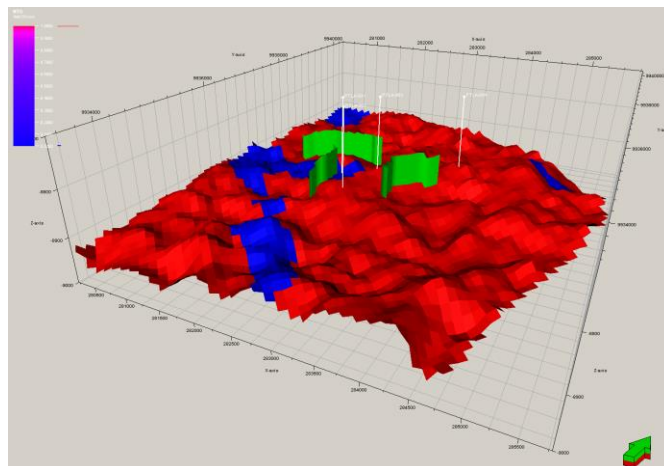
Tabla 8. Consideraciones para la definición de la propiedad NTG

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

Fuente: Elaboración propia, 2012

De esta manera, el NTG será 0 en las celdas que estén pobladas con RT3 (roca sello) y será 1 en las celdas que estén pobladas con RT0, RT1 y RT2 (roca reservorio).

Figura 36. Visualización del modelo NTG, capa 23, con presencia de fallas geológicas en color verde.



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la figura anterior las celdas de color rojo representan roca reservorio y las celdas de color azul representan roca sello.

Este modelo es útil para que el cálculo de POES se lleve a cabo solamente en las celdas que son consideradas como roca reservorio, obteniéndose de esta manera un valor de POES más realísticos.

2.11.10. Modelamiento de saturación de agua

Para el modelamiento de esta propiedad se calculó el promedio de la saturación agua inicial de los cuatro pozos que es 9.943 % y se asignó este valor a todas las celdas del modelo.

2.11.11. Cálculo de POES

Este cálculo se realizó por el método volumétrico, en geoestadística el cálculo se hace para cada celda que conforma la malla geoestadística de tal manera que la ecuación se convierte en la siguiente sumatoria:

$$POES = \sum_{i=1}^n \frac{7758 * Vbc * NTG * PHIE * (1 - Sw)}{Boi} \quad (17)$$

Donde:

POES. = Petróleo Original en Sitio (Bl)

7758= Factor de conversión de acre*pie a barriles

Vbc = volumen bruto de cada celda (acre *pie)

NTG = Net to Gross de cada celda

PHIE = porosidad efectiva de cada celda (fracción)

Sw = saturación de agua móvil de cada celda (fracción)

Boi = factor volumétrico inicial de petróleo (BY/BN)

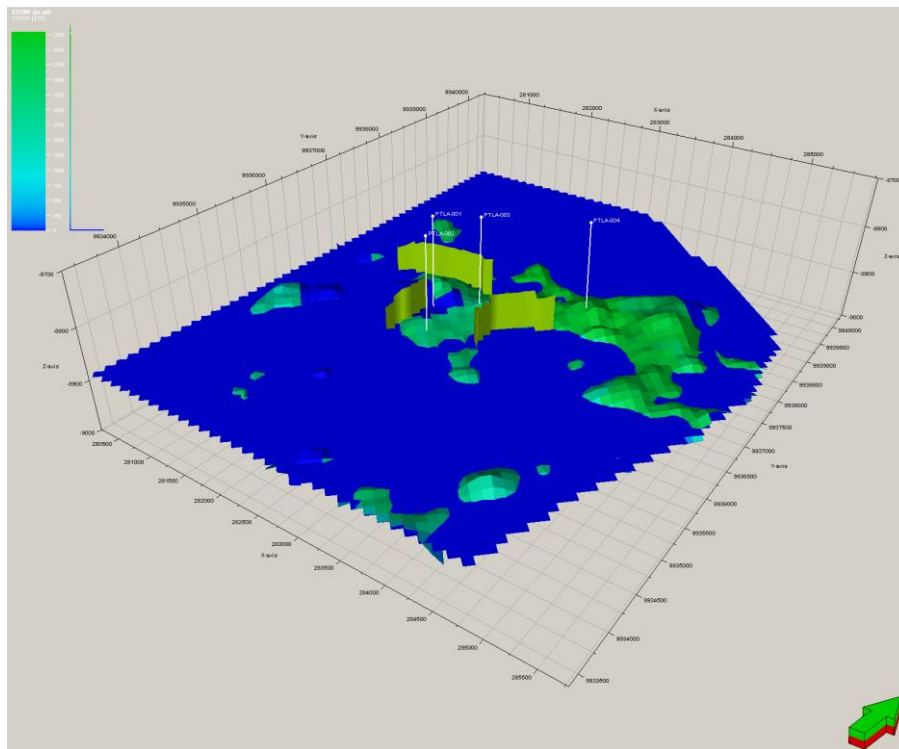
n = número de celdas que conforman la malla geoestadística

Para el caso base se consideró un LKO = -8,889 pies (TVDSS) que fue tomado del pozo PTLA-002, el cual posee el LKO más profundo en la arenisca U inferior dentro de este campo. De igual manera, para este cálculo se asumió un Boi = 1.07 (By/Bn).

Para el caso base el POES = 69,354,040 Bls.

La Figura 37 presenta el modelo de POES, en la cual se aprecia que existe mayor acumulación de petróleo en la parte central de la estructura.

Figura 37. Visualización del modelo de POES, capa 23 con presencia de fallas geológicas en color verde.



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.11.12. Análisis de incertidumbre

El modelado de reservorios implica la realización de suposiciones de propiedades físicas de las rocas, de los fluidos y de procesos en el yacimiento, por lo cual durante el modelado de yacimientos se debe tener en cuenta la incertidumbre.

Hay varias formas de cuantificar las incertidumbres en el modelaje de reservorios, ya sea que estén asociadas con un proceso único, como por ejemplo la profundidad del contacto agua – petróleo en el modelo estático, o puede ser también una combinación de algunas variables.

El análisis de incertidumbre se utiliza para realizar análisis de sensibilidad, evaluación de riesgos y optimización mediante la creación de múltiples realizaciones del modelo de yacimiento para investigar escenarios alternativos.

Para el análisis de incertidumbre se utiliza un caso base, este caso base se modifica para crear múltiples realizaciones, cada una de las cuales representa un escenario diferente.

Para el presente trabajo se agregaron tres variables a los comandos en el flujo de trabajo del caso base, los cuales son: LKO, Sw y Boi.

Para estas tres variables se trabajó con un valor mínimo y un máximo como se puede observar en la Tabla 9.

Tabla 9. Valores máximos y mínimos de las variables para el análisis de incertidumbre del POES

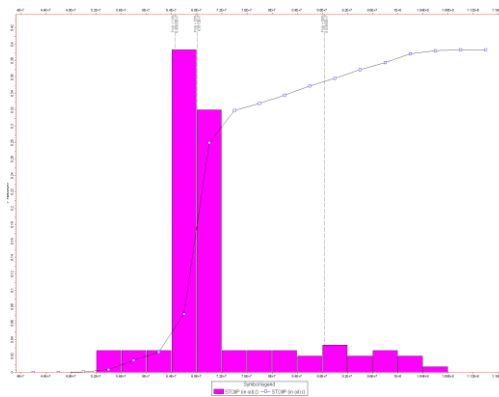
Variable	Caso Base	Mínimo	Máximo
LKO (TVDSS)	-8,889	-8,900	-8,884
Sw (%)	9.943	8	12
Boi (By/Bn)	1.07	1.01	1.13

Fuente: Elaboración propia, 2022

Se ejecutaron 150 realizaciones y se seleccionó Monte Carlo como método de muestreo de las variables. Los resultados de las 150 realizaciones se muestran en el Anexo F.

Con estos 150 valores de POES, se generó un histograma de distribución de frecuencia absoluta y acumulada, donde se determinó el P10, P50 y P90.

Figura 38. Distribución de la frecuencia absoluta y acumulada de POES. Con apreciación del P10, P50 y P90



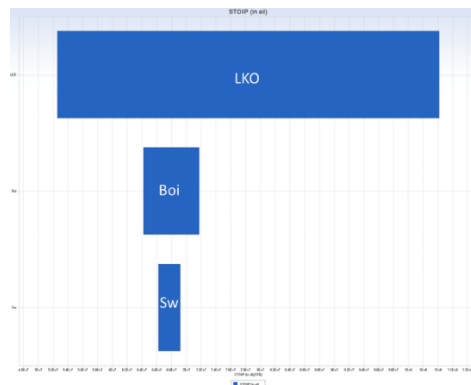
Fuente: Elaboración propia, 2022

Una vez conocido el valor de POES del P50 que es 68,113,00 BIs, se seleccionó la realización con el valor de POES más cercano al P50 que corresponde a la realización número 91 la cual tiene un valor de POES = 71,555,113.63 BIs, de esta manera, la realización 91 sería el escenario más probable.

2.11.13. Análisis de sensibilidad

En la Figura 39 se observan las variables más sensibles al cálculo de POES, el ancho de la barra representa su efecto sobre el resultado final, cuanto más amplia, mayor es el efecto. Para este análisis se consideraron 3 variables: LKO, Boi y Sw

Figura 39. Diagrama tipo tornado



Fuente: Elaboración propia, 2022

En el diagrama tornado se observa que el LKO tiene mayor efecto en el resultado, mientras que la Sw es la variable que tiene menor efecto en el cálculo de POES.

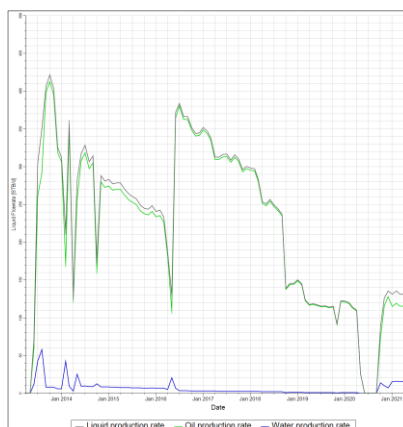
2.12. Construcción del Modelo Dinámico

La información que se cargó en el software Petrel fue: historial de producción por pozo, presión de fondo fluyente por pozo, eventos, presión capilar, permeabilidad relativa y PVT. Las corridas de simulación se realizaron con el software Eclipse.

2.12.1. Ingreso de datos de producción

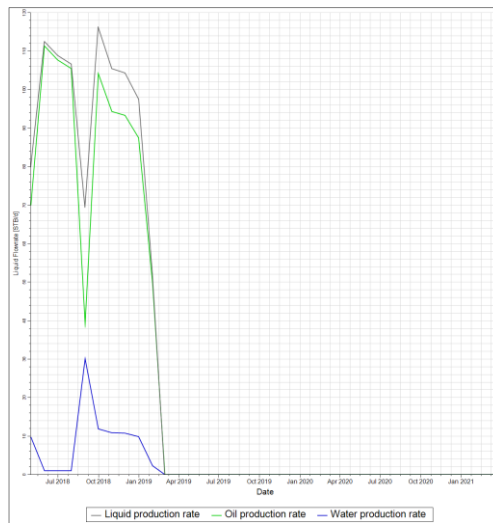
Los datos de producción fueron exportados desde el software OFM y cargados en PETREL como un archivo plano de extensión .vol. Este archivo contiene la producción histórica mensual de petróleo, agua y gas de los tres pozos que han producido del yacimiento U inferior (PTLA-001, PTLA-002 y PTLA-003) con fecha cierre 30 de abril de 2021. En las Figuras 40, 41 y 42 se observa el historial de producción de líquido, petróleo y agua de los pozos PTLA-001, PTLA-002 y PTLA-003, respectivamente. En las cuales se aprecia también la declinación de la producción de cada pozo.

Figura 40. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2022

Figura 41. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del pozo PTLA-002



Fuente: Elaboración propia, 2022

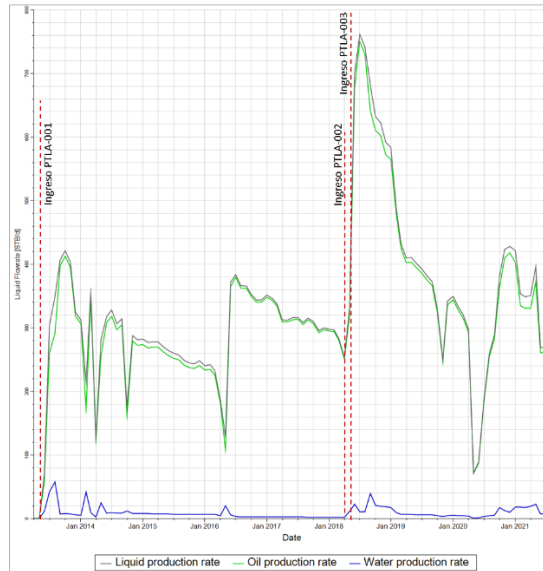
Figura 42. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del pozo PTLA-003



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la siguiente Figura se observa el historial de producción de líquido, petróleo y agua a nivel de campo, aquí se aprecia también el incremento de producción con el ingreso de nuevos pozos, pero declina rápidamente.

Figura 43. Historial de producción de líquido, petróleo y agua de la arenisca U inferior del campo Pitalala

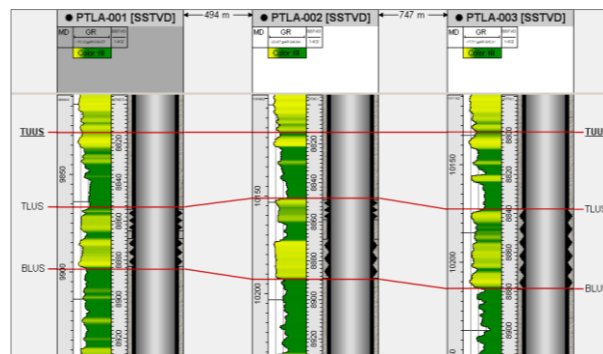


Fuente: Elaboración propia, 2022

2.12.2. Ingreso de eventos

Los eventos se obtuvo de los sumarios de cada pozo, con esta información se elaboró una tabla en excel con fechas y profundidades de cada evento, a continuación se convirtió a un archivo plano con extensión .ev y se cargó en Petrel. En la siguiente Figura se observa en una correlación las completaciones en la arenisca U inferior en cada uno de los pozos.

Figura 44. Visualización de las completaciones de cada pozo



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.12.3. Ingreso de presión capilar, permeabilidad relativa y PVT

Para este campo no se dispone análisis de laboratorio para presión capilar, permeabilidades relativas y PVT, por lo tanto, se debió utilizar información de pozos de campos cercanos.

2.12.4. Ingreso de datos de presión de fondo fluyente (Pwf)

Primeramente, se calculó la presión de fondo fluyente de cada pozo a partir de la Presión de Intake (PIP), para lo cual se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (18)$$

Donde:

SG_o = Gravedad específica del petróleo

API = Gravedad API del petróleo, para este estudio es 18.5

$$SG_L = 0.433 * BSW + (1 - BWS) * SG_o * 0.433 \quad (19)$$

Donde:

SG_L = Gravedad específica del líquido (mezcla)

BSW = corte de agua en fracción

SG_o = Gravedad específica del petróleo

$$\Delta P = (Prof. punzados - Prof. Intake) * SG_L \quad (20)$$

Donde:

ΔP = Presión de corrección

SG_L = Gravedad específica del líquido (mezcla)

$$P_{wf} (mp) = PIP - \Delta P \quad (21)$$

Donde:

$P_{wf} (mp)$ = Presión de fondo fluyente a mitad de punzados

PIP = Presión de Intake

Los datos de presión de fondo fluyente fueron cargados en Petrel como un archivo plano con extensión .vol. Caber indicar que este archivo contiene los datos de P_{wf} únicamente de periodos de tiempo en los cuales los pozos producían con bomba eléctrica, donde si fue posible registrar la PIP. Para periodos de tiempo en los cuales los pozos producían con bombeo hidráulico, no fue posible conseguir la información para calcular la P_{wf} . En los Anexos G, H, I y J se encuentran los cálculos de la P_{wf} a partir de la PIP a través de una corrección de la profundidad del sensor con la profundidad del datum.

Adicionalmente se debió cargar las siguientes condiciones iniciales:

Presión inicial = 3,846 Psi

Profundidad del datum = -8,865 pies (TVDSS)

Contacto agua – petróleo = -8,900 pies (TVDSS)

Presión capilar en contacto agua = 0 Psi

2.12.5. Inicialización del modelo

En esta etapa se calibra estáticamente el modelo de simulación, es decir, se integra el modelo estático con el modelo dinámico.

La validez de la inicialización del modelo de yacimientos depende mucho del modelo geológico y de los patrones de flujo de fluidos.

Una vez inicializado el modelo, el simulador es corrido para simular los procesos con el cambio del tiempo. En esta etapa, el simulador reproduce los volúmenes de fluidos originalmente en sitio. El procesador comienza inicializando todas las propiedades de acuerdo con la condición estática inicial. Para esto el simulador hace la distribución de la saturación de agua en cada celda de la malla en base a contacto de fluidos, presiones capilares y propiedades iniciales de los fluidos. Todas las celdas de la malla deben tener un valor inicial de saturación y presión.

En esta etapa se realizó una simulación de prueba con la finalidad de estimar el POES del yacimiento. El POES calculado por el simulador es 81.9 MM Bls, el cual se encuentra entre los valores de POES P50 y P10 calculado con el modelo estático, lo cual es aceptable.

Figura 45. POES calculado en el modelo dinámico

```

=====
:                               FIELD TOTALS                               :
:   PAV =      3850.89  PSIA      :
:   PORV=  233603990.  RB        :
: (PRESSURE IS WEIGHTED BY HYDROCARBON PORE VOLUME:
: PORE VOLUMES ARE TAKEN AT REFERENCE CONDITIONS):
:----- OIL  STB -----:-- WAT  STB --:----- GAS  MSCF -----:
: LIQUID  VAPOUR  TOTAL  :  TOTAL  :  FREE  DISSOLVED  TOTAL  :
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:
:CURRENTLY IN PLACE  :  81914648.  :  81914648. :  138259022. :  0.  9829758.  9829758. :
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:
:OUTFLOW THROUGH WELLS  :  :  0. :  0. :  :  :  :
:WELL MATERIAL BAL. ERROR:  :  0. :  0. :  :  :  :
:FIELD MATERIAL BAL. ERROR:  :  0. :  0. :  :  :  :
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:
:ORIGINALLY IN PLACE  :  81914648.  :  81914648. :  138259022. :  0.  9829758.  9829758. :
=====

```

Fuente: Elaboración propia, 2022

2.12.6. Ajuste histórico

Una vez cargado los datos históricos de producción y presión de fondo fluyente se inició con la etapa del ajuste histórico de presiones y tasas de producción de petróleo y agua.

2.12.6.1 Ajuste de historial de presión.

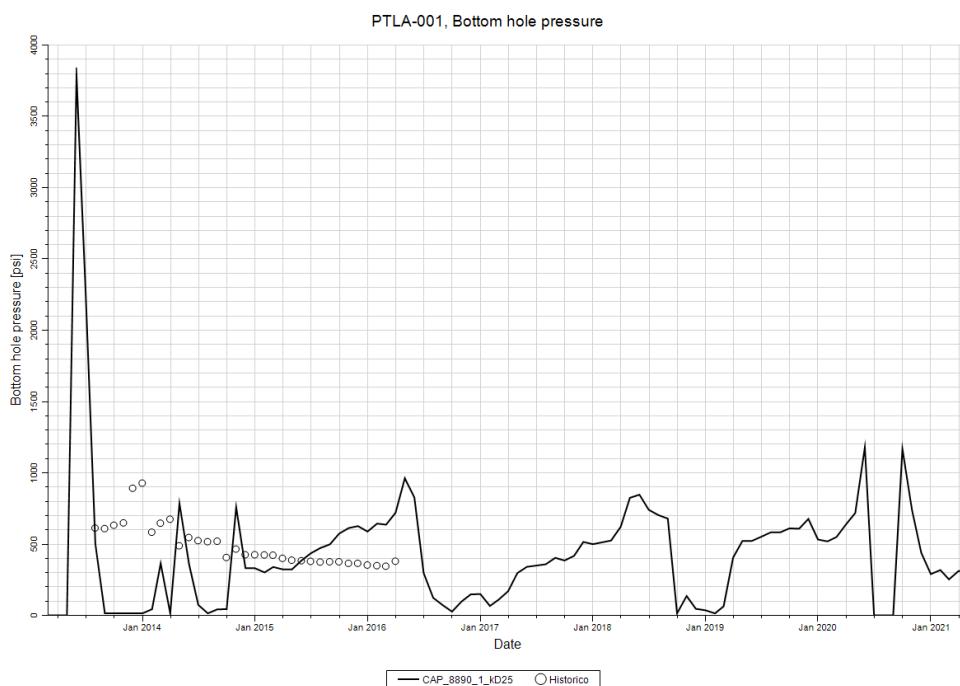
Para la realizar este ajuste se compararon las presiones de fondo arrojadas por el simulador con las presiones de fondo dadas por las pruebas de producción existentes en cada uno de los pozos.

Para obtener un ajuste aceptable fue necesario reducir la permeabilidad vertical a un 10% de la permeabilidad horizontal, de esta manera se obtuvo valores aproximados a las presiones de fondo dadas por las pruebas de producción de los pozos.

Cabe indicar que el pozo PTLA-001 desde marzo de 2016 hasta la actualidad se encuentra produciendo con bombeo hidráulico, de este periodo de tiempo no ha sido posible conseguir la información para calcular la Pwf.

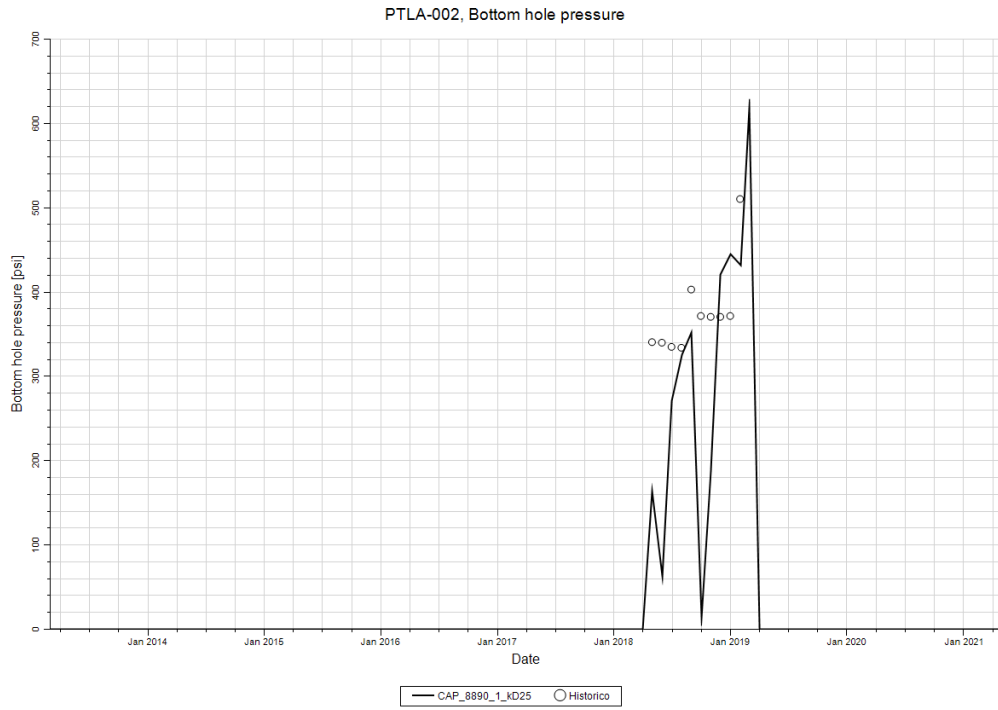
En las Figuras 46, 47 y 48 se observa el ajuste histórico de la Pwf de los pozos PTLA-001, PTLA-002 y PTLA-003, respectivamente.

Figura 46. Ajuste histórico de Pwf del pozo PTLA-001



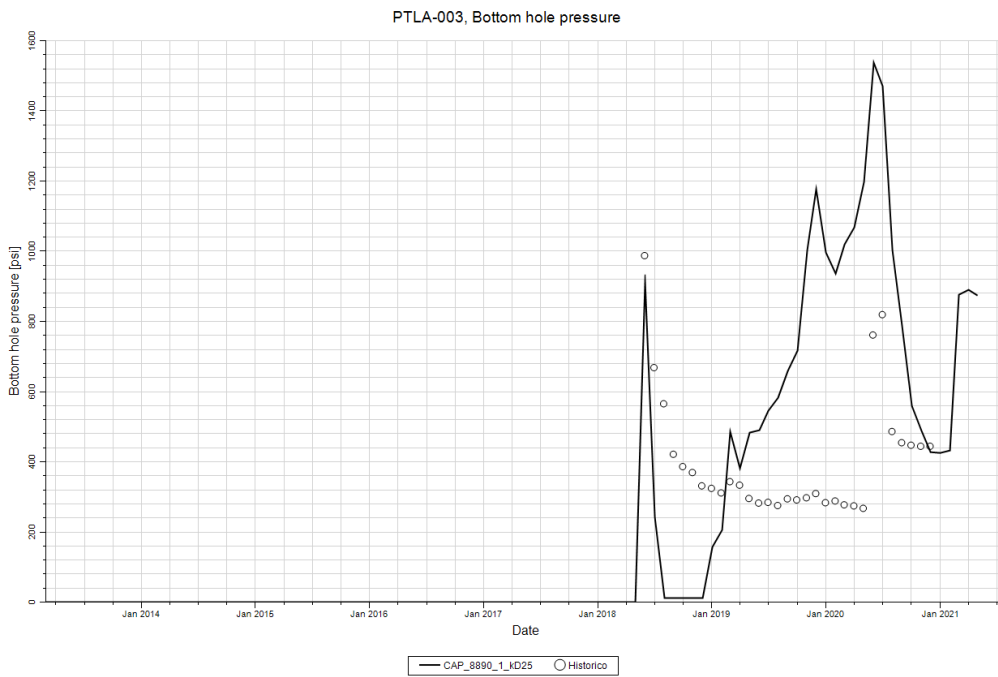
Fuente: Elaboración propia, 2022

Figura 47. Ajuste histórico de Pwf del pozo PTLA-002



Fuente: Elaboración propia, 2022

Figura 48. Ajuste histórico de Pwf del pozo PTLA-003



Fuente: Elaboración propia, 2022

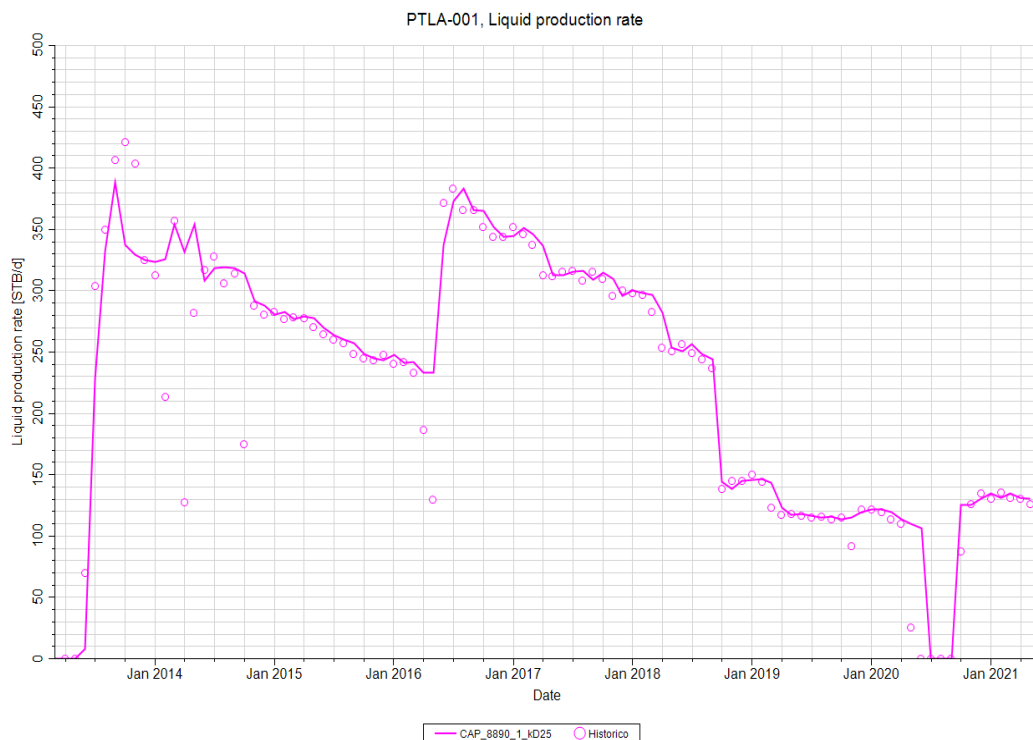
2.12.6.2 Ajuste de historial de producción.

Una vez obtenido un ajuste histórico aceptable de la Pwf se inició con el cotejo histórico de la producción de petróleo y agua.

En esta etapa se observó que existe exceso de producción de agua en el modelo. Haciendo un análisis del modelo de saturación de agua se aprecia que existe ingreso de agua hacia el yacimiento por la parte norte y oeste del pozo PTLA-001, así como por la parte este de los pozos PTLA-001 y PTLA-002, por esta razón se asigna una transmisibilidad de cero a las fallas geológicas existentes en el modelo, de esta manera se obtuvo un ajuste aceptable de la producción histórica de petróleo y agua.

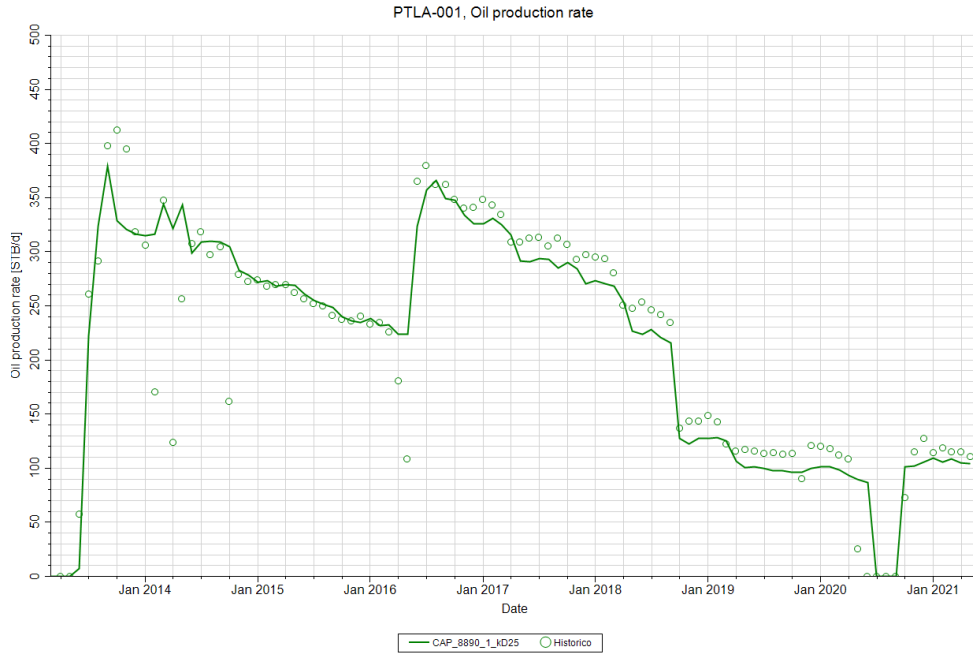
Las Figuras 49, 50 y 51 presentan el ajuste histórico de líquido, petróleo y agua del pozo PTLA-001, respectivamente.

Figura 49. Ajuste histórico de líquido del pozo PTLA-001



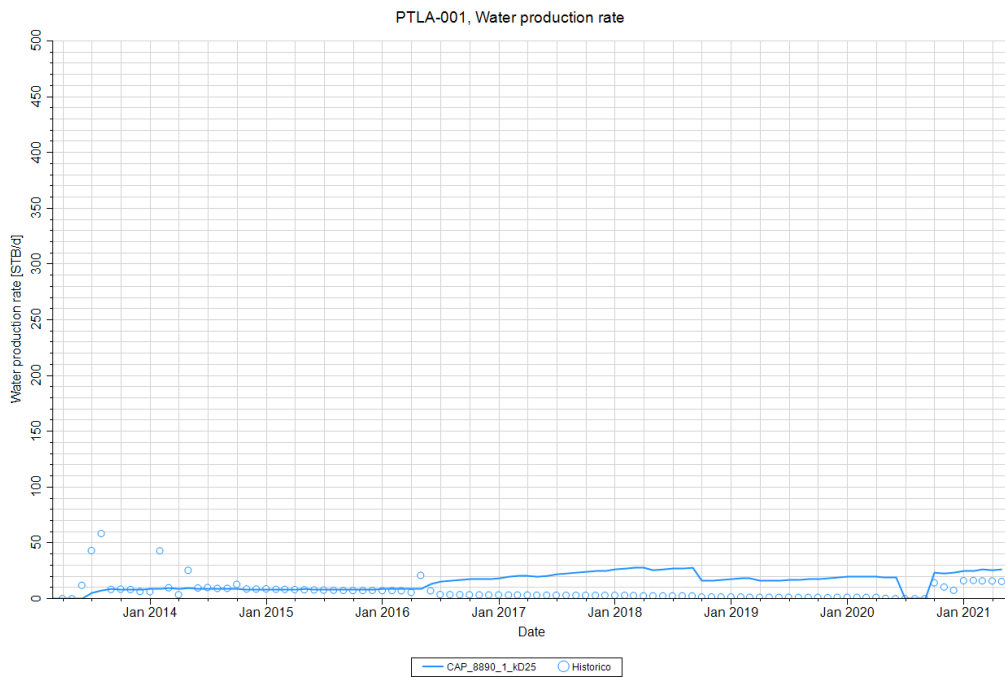
Fuente: Elaboración propia, 2022

Figura 50. Ajuste histórico de petróleo del pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2022

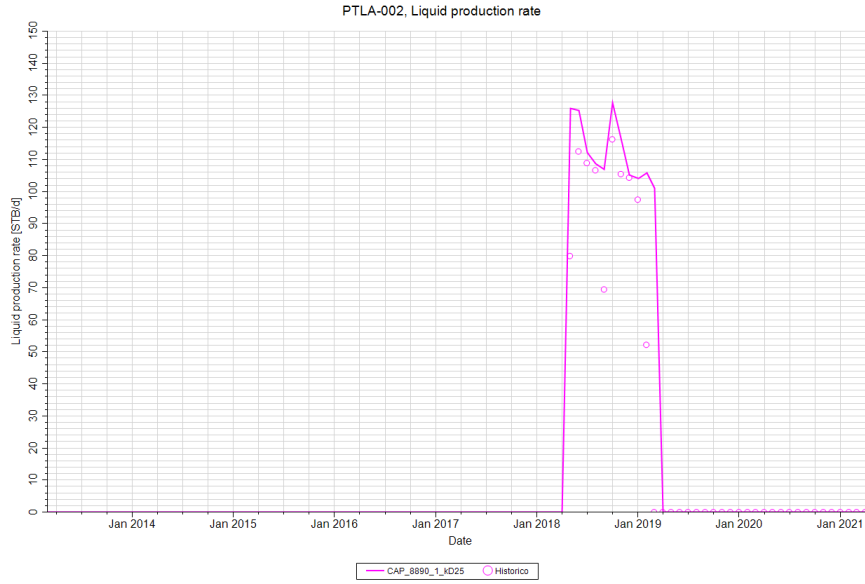
Figura 51. Ajuste histórico de agua del pozo PTLA-001



Fuente: Elaboración propia, 2022

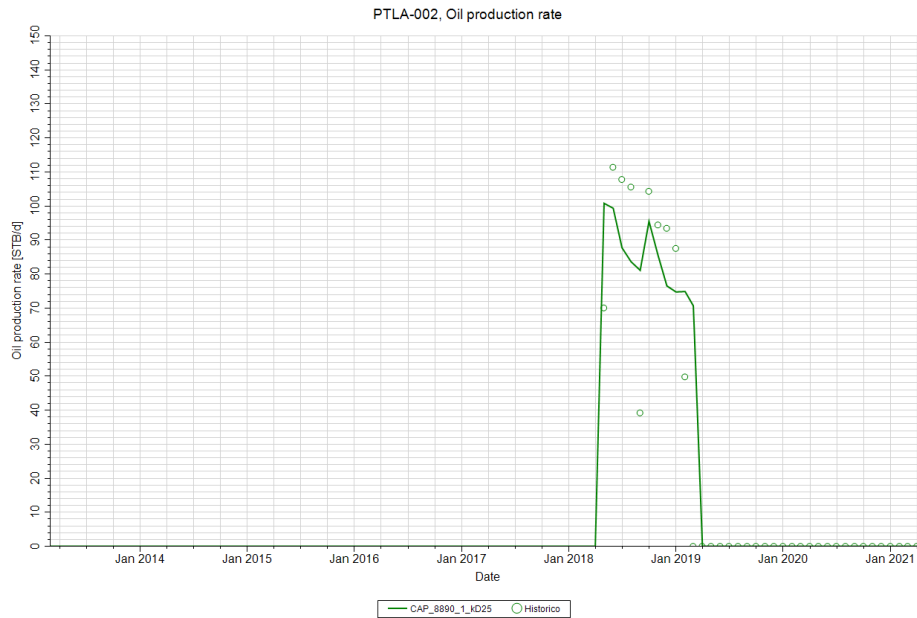
En las Figuras 52, 53 y 54 se observa el ajuste histórico de líquido, petróleo y agua del pozo PTLA-002, respectivamente.

Figura 52. Ajuste histórico de líquido del pozo PTLA-002



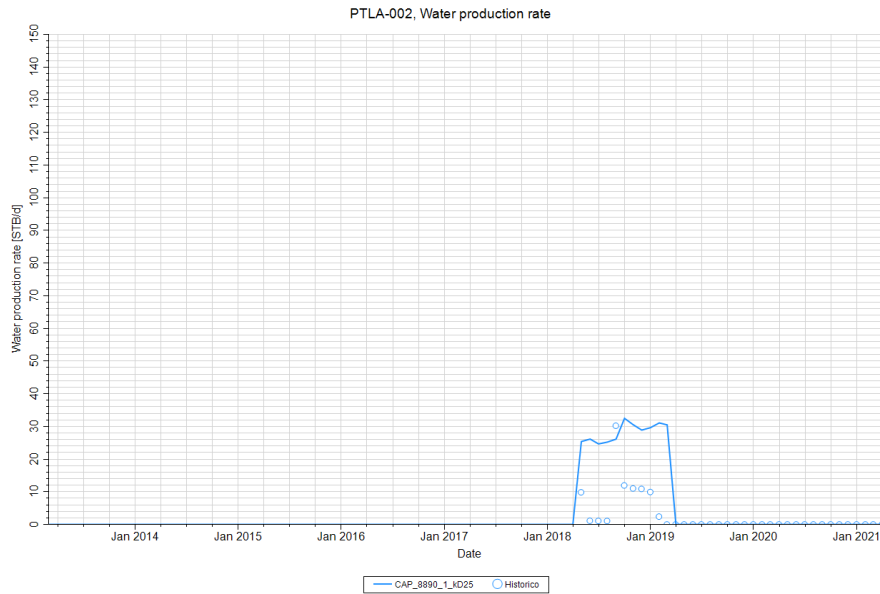
Fuente: Elaboración propia, 2022

Figura 53. Ajuste histórico de petróleo del pozo PTLA-002



Fuente: Elaboración propia, 2022

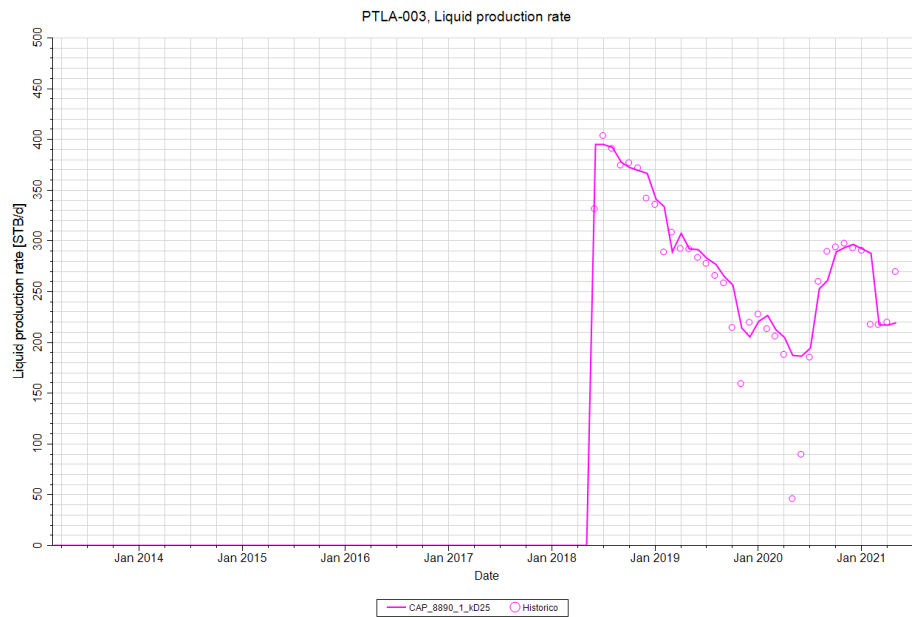
Figura 54. Ajuste histórico de agua del pozo PTLA-002



Fuente: Elaboración propia, 2022

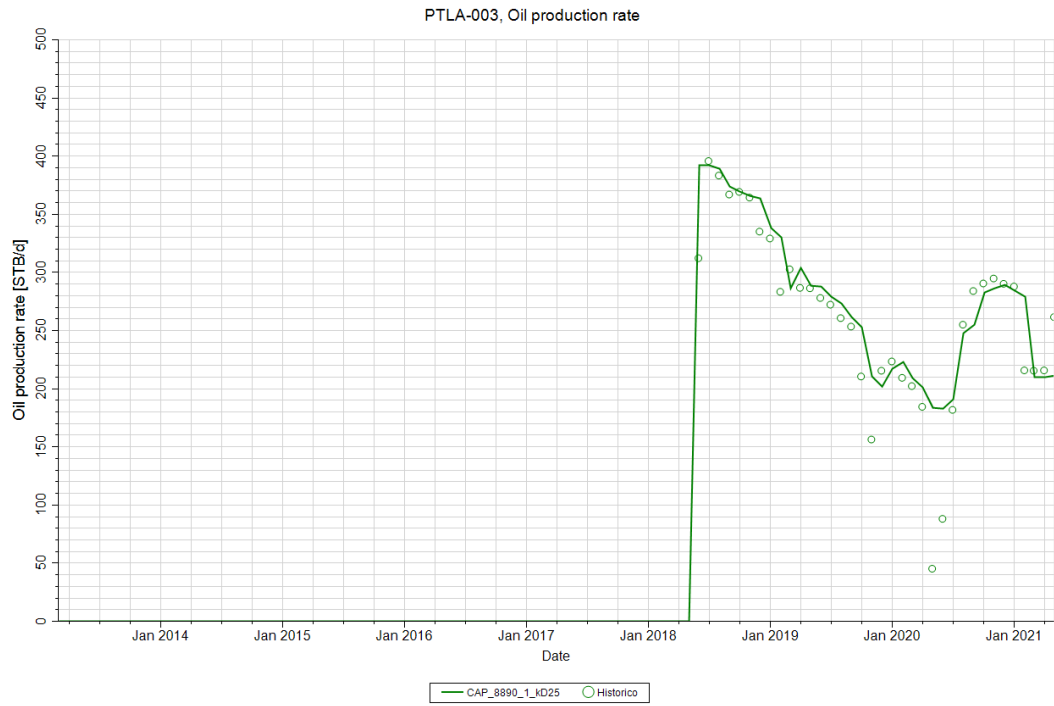
En las Figuras 55, 56 y 57 se observa el ajuste histórico de líquido, petróleo y agua del pozo PTLA-003, respectivamente.

Figura 55. Ajuste histórico de líquido del pozo PTLA-003



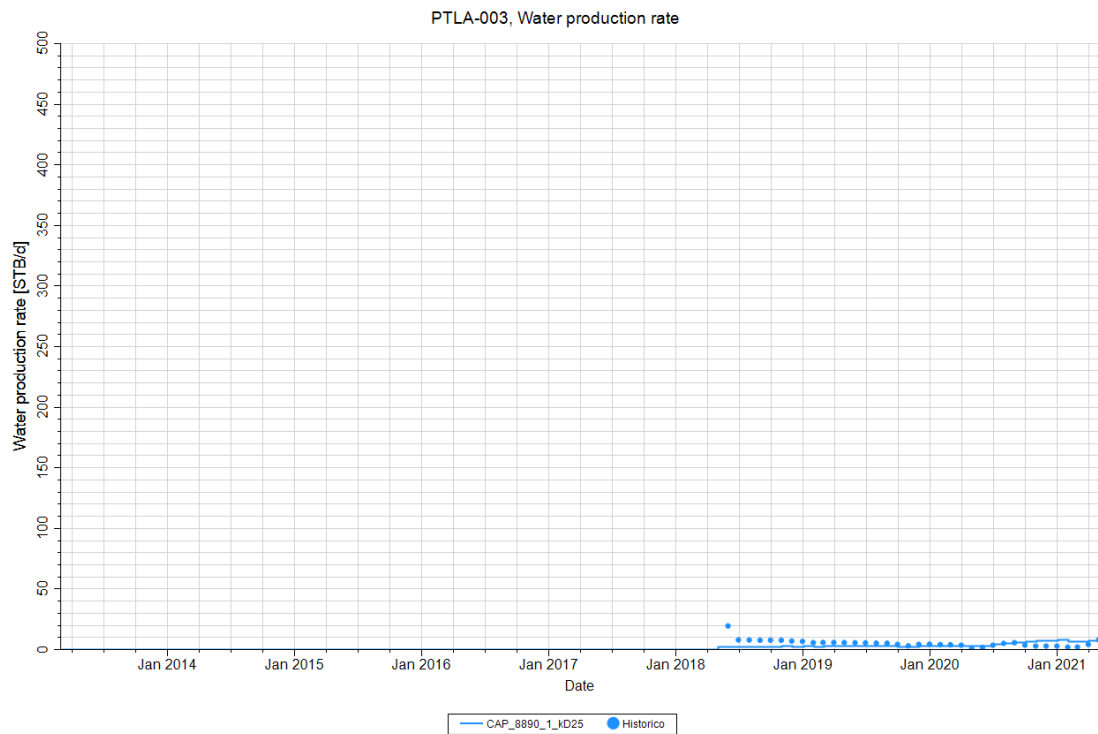
Fuente: Elaboración propia, 2022

Figura 56. Ajuste histórico de petróleo del pozo PTLA-003



Fuente: Elaboración propia, 2022

Figura 57. Ajuste histórico de agua del pozo PTLA-003



Fuente: Elaboración propia, 2022

2.12.7. Predicciones

Una vez obtenido un ajuste de historia aceptable, se planificó seis escenarios de explotación para pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento desde el 1 de mayo de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2031 bajo diferentes estrategias de explotación, donde se establecieron los siguientes controles:

Para pozos productores:

- Tasa máxima de fluido = entre 500 y 1,500 BFPD
- Presión de fondo fluyente = 200 Psi
- Corte de agua máximo = 98%
- Tasa mínima de petróleo = 30 BPPD

Para pozos inyectoros:

- Tasa de inyección = entre 1,500 y 3,000 BAIPD
- Presión máxima de fondo = 6,000 Psi

En la Figura 58 se observan los diferentes escenarios de explotación con las fechas estimadas de trabajos de workover, ingreso de los nuevos pozos tanto productores de petróleo como inyectoros de agua, para cada uno de estos escenarios se pronosticó el comportamiento futuro del yacimiento hasta el 31 de diciembre de 2031.

Figura 58. Escenarios de explotación

Escenario 1 CB	AÑO 2022										
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	
Escenario 2		PTLA-005 500 BFPD	PTLA-004 500 BFPD	PTLA-006 500 BFPD	PILB-007 500 BFPD	PILB-008 500 BFPD	PILB-009 500 BFPD	PILB-010 500 BFPD	PILB-011 500 BFPD		
Escenario 3		PTLA-005 500 BFPD	PTLA-004 500 BFPD	PTLA-006 500 BFPD	PILB-007H 1,500 BFPD	PILB-008H 1,500 BFPD	PILB-011 500 BFPD				
Escenario 4	PTLA-002 800 BFPD	PTLA-005 800 BFPD	PTLA-004 800 BFPD	PTLA-006 800 BFPD	PILB-007H 2,500 BFPD	PILB-008H 2,500 BFPD	PILB-011 800 BFPD	PILB-012WIW 2,500 BAIPD	PILA-013WIW 2,500 BAIPD	PILA-014WIW 2,500 BAIPD	PILA-015WIW 2,500 BAIPD
Escenario 5	PTLA-002 800 BFPD	PTLA-005 800 BFPD	PTLA-004 800 BFPD	PTLA-006 800 BFPD	PILB-007H 2,500 BFPD	PILB-008H 2,500 BFPD	PILB-011 800 BFPD	PILB-012WIW 1,500 BAIPD	PILA-013WIW 1,500 BAIPD	PILA-014WIW 1,500 BAIPD	PILA-015WIW 1,500 BAIPD
Escenario 6	PTLA-002 800 BFPD	PTLA-005 800 BFPD	PTLA-004 800 BFPD	PTLA-006 800 BFPD	PILB-007H 2,500 BFPD	PILB-008H 2,500 BFPD	PILB-011 800 BFPD	PILB-012WIW 3,000 BAIPD	PILA-013WIW 3,000 BAIPD	PILA-014WIW 3,000 BAIPD	PILA-015WIW 3,000 BAIPD

■ Pozo nuevo productor de petróleo
■ Pozo nuevo inyector de agua
■ Workover

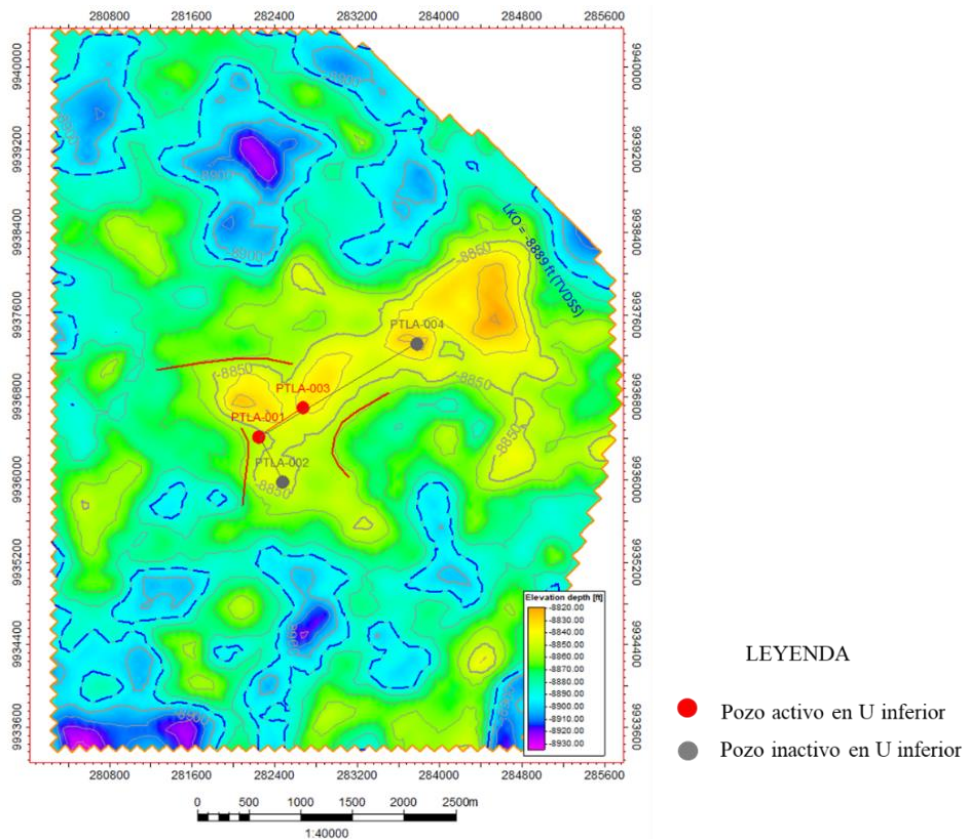
Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 1: Caso base (dos pozos activos)

Para este escenario se planteó continuar con el sistema de explotación que se tiene actualmente para el yacimiento U inferior, el cual está siendo explotado mediante los pozos PTLA-001 y PTLA-003. El pozo PTLA-002 se encuentra inactivo por bajo aporte debido a la declinación de presión y el pozo PTLA-004 se encuentra produciendo de la arenisca T inferior. Con esta estrategia se pronosticó el comportamiento futuro del yacimiento sin ejecutar ninguna actividad de workover, ni actividad de perforación y de inyección de agua, esta sirve como base y referencia para las otras cinco estrategias de explotación.

La Figura 59 muestra la ubicación de los pozos para el escenario 1.

Figura 59. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 1



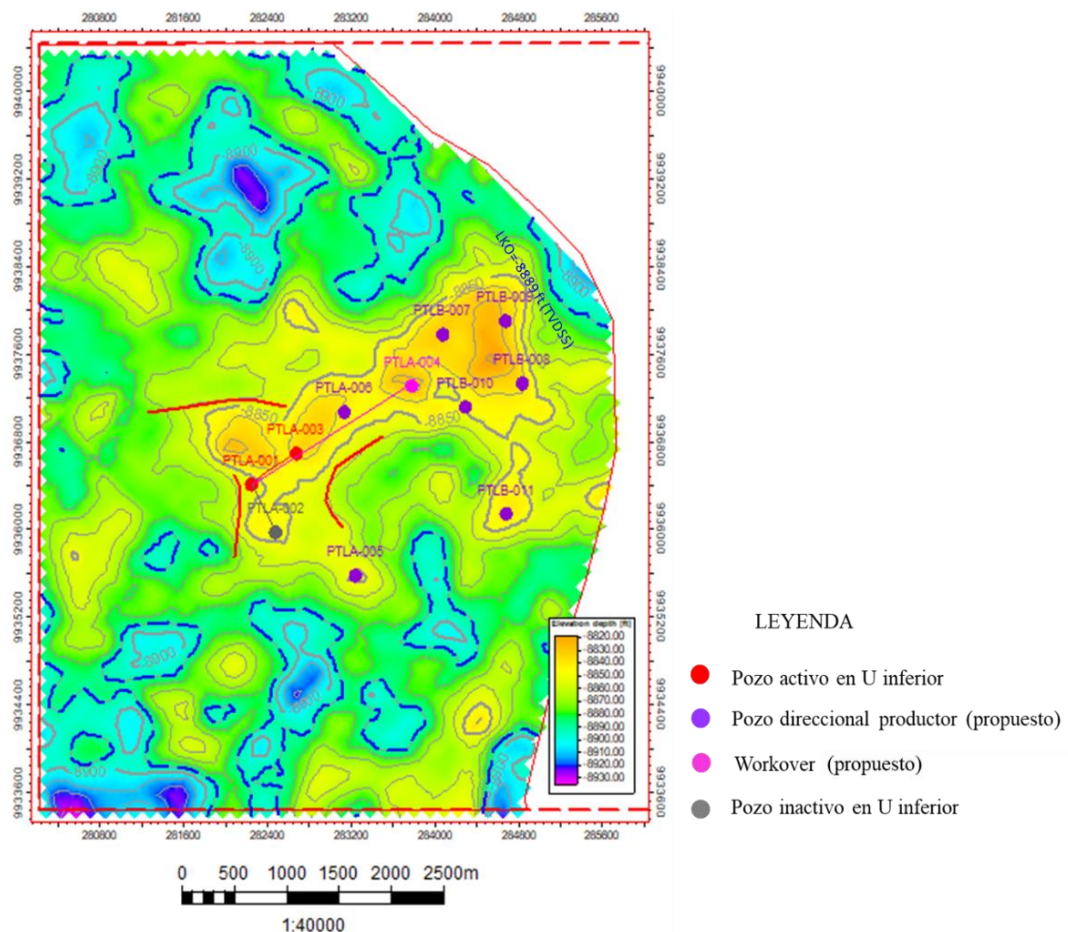
Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 2: Caso base (dos pozos activos) + siete pozos direccionales productores + un workover

Se propone la perforación de siete pozos direccionales productores de petróleo, los cuales son: PTLA-005, PTLA-006, PTLB-007, PTLB-008, PTLB-009, PTLB-010 y PTLB-011 y un trabajo de workover en el pozo PTLA-004 que actualmente produce de T inferior para producir también de U inferior con completación doble. Se plantea una tasa de producción de 500 BFPD para el pozo PTLA-004 y para los pozos nuevos.

En la Figura 60 se puede observar la ubicación de los pozos para el escenario 2.

Figura 60. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 2



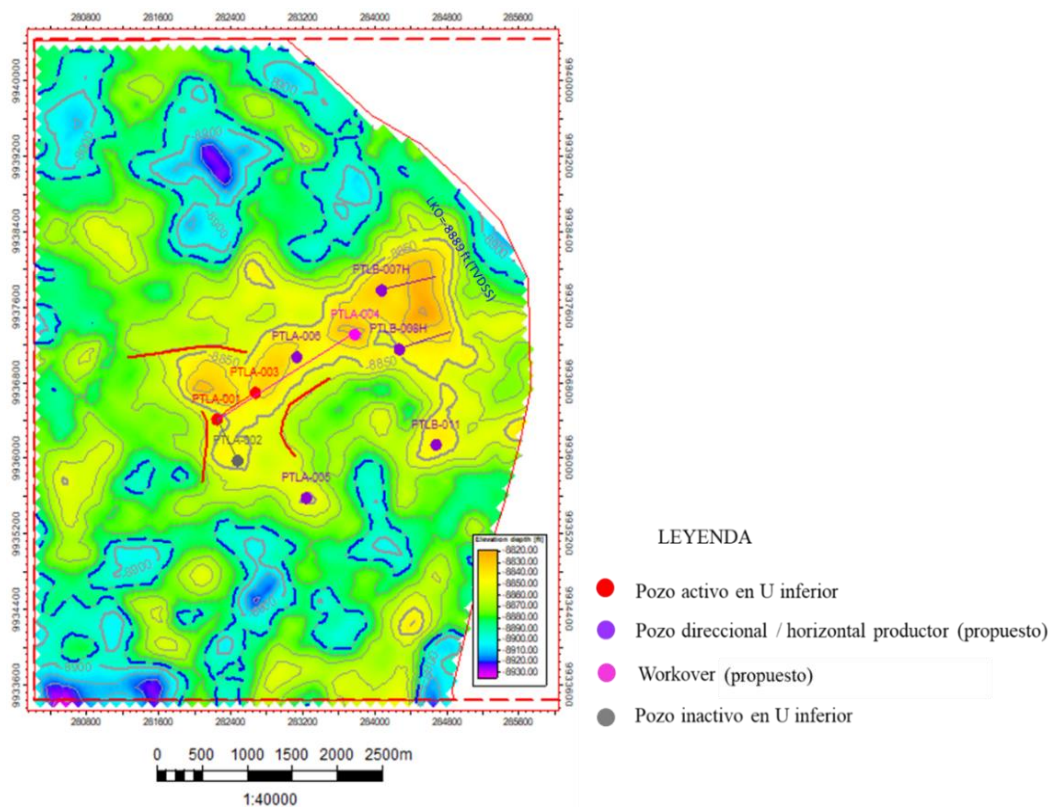
Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 3: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + un workover

Se propone la perforación de tres pozos direccionales productores de petróleo, los cuales son: PTLA-005, PTLA-006 y PTLB-011, también se planifica la perforación de dos pozos horizontales PTLB-007H y PTLB-008H y un trabajo de workover en el pozo PTLA-004 como ya se explicó anteriormente en el escenario 2. Se plantea una tasa de producción de 500 BFPD para el pozo PTLA-004 y para los pozos direccionales nuevos y 1,500 BFPD para los pozos horizontales.

En la Figura 61 se observa la ubicación de los pozos para el escenario 3.

Figura 61. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 3



Fuente: Elaboración propia, 2022

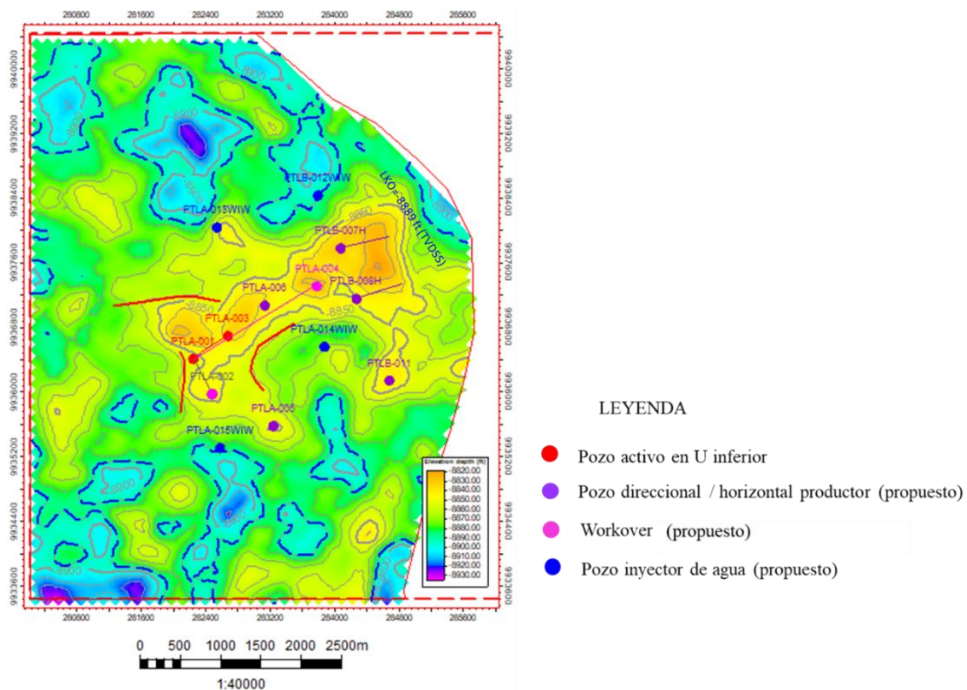
Escenario 4: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + dos workover + cuatro pozos inyectoros

Se propone la perforación de 3 pozos direccionales productores de petróleo, los cuales son: PTLA-005, PTLA-006 y PTLB-011, la perforación de dos pozos horizontales PTLAB-007H y PTLB-008H, dos trabajos de workover: en el pozo PTLA-004 como ya se explicó anteriormente en el escenario 2 y la reactivación del pozo PLTA-002 que se encuentra inactivo por bajo aporte debido a la falta de presión en el yacimiento, y la perforación de cuatro pozos inyectoros de agua PTLB-012WIW, PTLA-013WIW, PTLA-014WIW y PTLA-015WIW.

Se platea una tasa de producción de 800 BFPD para los pozos PTLA-002, PTLA-004 y para los pozos direccionales nuevos, una tasa de 2,500 BFPD para los pozos horizontales y 2,500 BAIPD para los pozos inyectoros.

En la Figura 62 se observa la ubicación de los pozos para el escenario 4.

Figura 62. Mapa de ubicación de pozos para el escenario 4



Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 5: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + dos workover + cuatro pozos inyectores

Es similar al escenario 4, la diferencia es que para los pozos inyectores se plantea una tasa de inyección de 1,500 BAIPD.

La ubicación de los pozos del escenario 5 es la misma del escenario 4.

Escenario 6: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + dos workover + cuatro pozos inyectores

Es similar al escenario 4, la diferencia es que para los pozos inyectores se plantea una tasa de inyección de 3,000 BAIPD.

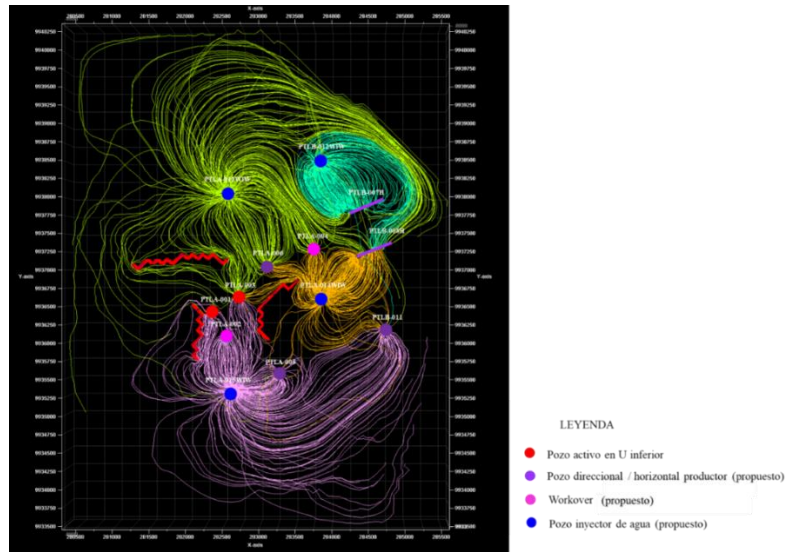
La ubicación de los pozos del escenario 6 es la misma del escenario 4.

2.12.8. Líneas de flujo y factores de asignación

Se generaron líneas de flujo y también se determinaron factores de asignación para cada uno de los escenarios que están asociados a inyección de agua con la finalidad de entender el movimiento de fluidos y cuantificar la relación entre pozos inyectores y productores, de esta manera se podrá optimizar la inyección de agua para el desarrollo del campo.

En la Figura 63 se observa como ejemplo las líneas de flujo o líneas de corriente para el escenario 4, las cuales muestran el área de afectación y contacto por la inyección de agua. Además, se observa también que cada pozo inyector forma un patrón diferente, estos patrones están representados por las líneas de corriente de un color determinado.

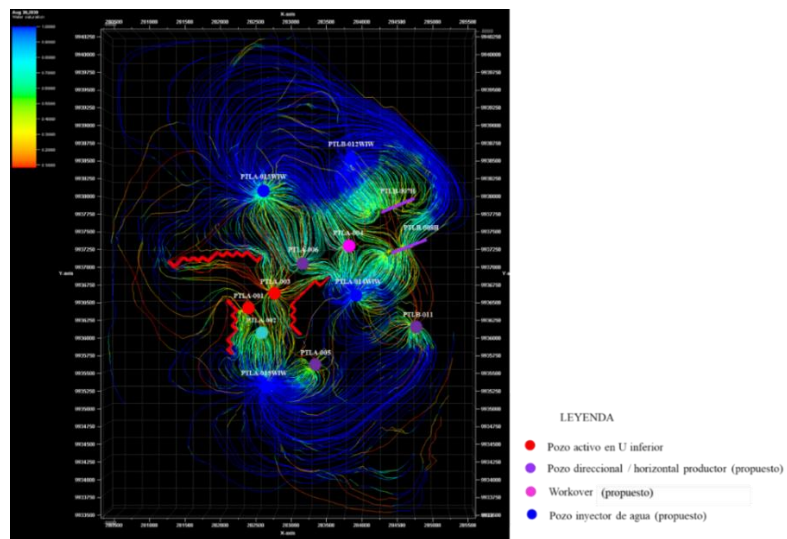
Figura 63. Líneas de flujo formando patrones y mostrando las áreas contactadas por la inyección de agua. Ejemplo escenario 4



Fuente: Elaboración propia, 2022

La siguiente figura muestra como ejemplo la evolución de la saturación de agua a lo largo de las líneas de flujo del escenario 4 que son generadas por los pozos inyectoras hacia los productores en una determinada fecha.

Figura 64. Evolución de la saturación de agua a lo largo de las líneas de flujo al 30 de agosto de 2030. Ejemplo escenario 4



Fuente: Elaboración propia, 2022

También se determinaron los factores de asignación para cada uno de los escenarios que involucra inyección de agua con la finalidad de cuantificar el grado de afectación de los pozos inyectoros hacia los productores en un determinado tiempo. En la siguiente figura se observa como ejemplo el factor de asignación al 30 de agosto de 2030 del escenario 4.

Figura 65. Factores de asignación al 30 de agosto del 2030. Ejemplo escenario 4

Allocation tables										
Streamline data: Streamlines (CB_E4)										
Allocation attribute: Fra Production fraction (resv rate)										
Streamline timestep: Aug 30, 2030										
Well saved search:										
Apply search to: Producers										
	PTLA-004	COMPRESS	PTLA-001	PTLA-002	PTLA-003	PTLA-005	PTLA-006	PTLB-011	PTLB-007H	PTLB-008H
PTLB-012WIW	0	0	0	0	0	0	0	0.00108206	0.903813	0.14908879
PTLA-013WIW	0.53715092	0	0.10971259	0	0.53619415	0.00241327	0.7069056	0.0027765	0.096187	0.09665358
PTLA-014WIW	0.46284905	0	0	0	0.1841865	0.0607816	0.2930944	0.28212875	0	0.75425762
PTLA-015WIW	0	0	0.8902874	1	0.27961934	0.93680513	0	0.71401268	0	0
Total	0.99999997	0	0.99999999	1	0.99999999	1	1	0.99999999	1.00000001	0.99999999

Fuente: Elaboración propia, 2022

La siguiente figura muestra como ejemplo los factores de asignación al 31 de diciembre de 2031 (fin de la simulación) del escenario 4, aquí se observa que los pozos PTLA-002 y PTLA-005 han alcanzado los límites económicos a la fecha indicada anteriormente, por tal razón estos pozos se cierran y las líneas de flujo se redistribuyen a los pozos que aún continúan produciendo.

Figura 66. Factores de asignación al 31 de diciembre del 2031. Ejemplo escenario 4

Allocation tables									
Streamline data: Streamlines (CB_E4)									
Allocation attribute: Fra Production fraction (resv rate)									
Streamline timestep: Dec 31, 2031									
Well saved search:									
Apply search to: Producers									
	PTLA-004	COMPRESS	PTLA-001	PTLA-003	PTLA-006	PTLB-011	PTLB-007H	PTLB-008H	
PTLB-012WIW	0	0	0	0	0	0.00502878	0.87374258	0.12871122	
PTLA-013WIW	0.45882347	0	0.069104	0.39393482	0.63025665	0.01653052	0.12625739	0.0744555	
PTLA-014WIW	0.5411765	0	0	0.04967321	0.35395488	0.04233541	0	0.79031992	
PTLA-015WIW	0	0	0.93089598	0.55639195	0.01578845	0.93610531	0	0.00651334	
Total	0.99999997	0	0.99999999	0.99999998	0.99999999	1.00000003	0.99999997	0.99999998	

Fuente: Elaboración propia, 2022

2.12.9. Selección del mejor escenario de explotación

Una vez corridos los seis escenarios y haber obtenido los resultados, se procedió a evaluar y comparar entre estas estrategias.

El elemento más importante para evaluar fue el factor de recobro, seguido por la presión final y por último el volumen de agua inyectado. En la Tabla 10 se presentan los resultados de las seis estrategias al final de la simulación, es decir, hasta el 31 de diciembre de 2031.

Tabla 10. Resultados de las 6 estrategias de explotación.

Escenario	Acumulado de petróleo (Bls)	Acumulado de agua de prod. (Bls)	Acumulado de agua inyectada (Bls)	Presión (Psi)	FR (%)
E1 (CB)	2,001,907.63	420,628.72	0.00	1,850.36	3.57
E2	4,354,823.50	1,059,976.75	0.00	994.11	7.77
E3	4,767,364.50	1,932,715.63	0.00	1,084.50	8.51
E4	8,104,320.50	24,388,608.00	34,230,240.00	4,165.95	14.46
E5	7,213,873.00	15,471,652.00	20,540,624.00	1,432.24	12.87
E6	7,827,040.50	25,979,052.00	36,597,076.00	5,096.84	13.97

Fuente: Elaboración propia, 2022

Realizadas las respectivas comparaciones se determinó la estrategia óptima a ser implementada en el yacimiento que resultó ser la estrategia 4.

2.13. Análisis Económico

Se realizó el análisis económico del mejor escenario de explotación desde el 30 de enero del 2022 (fecha en la cual inician las actividades para el escenario seleccionado) hasta el 31 de diciembre del 2031.

Debido a que el campo Pitalala actualmente es operado por EP Petroecuador mediante la modalidad contractual para la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento de una contratista, para la evaluación económica no

se consideró el valor de la inversión ya que la inversión realiza la empresa contratista, solo se consideraron los gastos operativos (OPEX) los cuales están a cargo de EP Petroecuador, por lo tanto, solo se calculó el flujo de caja y el valor actual neto; mientras que la tasa interna de retorno y el periodo de recuperación de la inversión en este caso no aplica. Para este análisis se consideró una tarifa de \$ 27.60 por barril de petróleo extraído que se paga a la contratista y un precio de barril de petróleo de \$ 68.62 que es el promedio WTI del año 2021.

El flujo de caja fue calculado a partir de la producción incremental por aplicarse el escenario 4 (mejor estrategia seleccionada), es decir, la producción que está sobre la curva de producción del caso base.

Para hacer un análisis de sensibilidad se construyó un diagrama araña, con la finalidad de ver como varia el VAN ante cambios en las variables de producción y OPEX.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIONES

3.1. Modelo Estratigráfico

Se construyó una sección estratigráfica en sentido SW - NE, que atraviesa toda el área de estudio, en esta sección estratigráfica se pudo observar el espesor de la arenisca y los ligeros cambios laterales de facies entre un pozo y otro. La arenisca U inferior consta de dos cuerpos arenosos, el cuerpo inferior es bastante limpio hacia el SW, en la parte central se vuelve más arcilloso y hacia el NE se encuentra como arenisca limpia. El cuerpo superior es de menor espesor que el inferior, este cuerpo arenoso es arcilloso en el SW y central, mientras que hacia el NE se encuentra como arenisca limpia. El espesor total de esta arenisca es constante, excepto en el pozo PTLA-001 donde se reduce ligeramente.

3.2. Modelo Sedimentológico

Con el modelo sedimentológico se identificó la dirección de depositación que es SE – NW y dos tipos de facies: canal – barras mareales y borde de canal. La facies canal – barras mareales corresponde a arenisca limpia y la facies borde de canal está representada por areniscas con caolinita y con sobrecrecimiento de granos de cuarzo lo cual reduce la calidad como reservorio.

De acuerdo con los análisis de los núcleos, correlación estratigráfica entre pozos y mapa de electrofacies, el ambiente de depósito que corresponde a esta arenisca se trata de un ambiente estuarino.

3.3. Evaluación Petrofísica

Las propiedades petrofísicas calculadas para cada pozo fueron: volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de agua, espesor de reservorio y espesor saturado de petróleo. En las Tablas 11 y 12 se presentan los espesores de reservorio y de pago, así como las propiedades petrofísicas promedio respectivamente.

Tabla 11. Parámetros petrofísicos promedio del reservorio

POZO	Net Res (TVD) (Pies)	NTG (Frac.)	Vcl (Frac.)	Phie (Frac.)	K (mD)	Sw (Frac.)
PTLA-001	22	0.306	0.267	0.122	122.650	0.072
PTLA-002	30	0.698	0.095	0.128	148.636	0.111
PTLA-003	35	0.843	0.151	0.125	138.005	0.082
PTLA-004	25.62	0.612	0.148	0.133	174.204	0.135

Fuente: Elaboración propia, 2022

Tabla 12. Parámetros petrofísicos promedio del pago

POZO	Net Pay (TVD) (Pies)	NTG (Frac.)	Vcl (Frac.)	Phie (Frac.)	K (mD)	Sw (Frac.)
PTLA-001	22	0.306	0.267	0.122	122.650	0.072
PTLA-002	30	0.698	0.095	0.128	148.636	0.111
PTLA-003	35	0.843	0.151	0.125	138.005	0.082
PTLA-004	25.62	0.612	0.148	0.133	174.204	0.135

Fuente: Elaboración propia, 2022

Como se puede observar en las tablas anteriores, el espesor de reservorio es igual al espesor de pago, es decir, es en estos pozos no se encontró un CAP, sino un LKO, por lo tanto, los parámetros petrofísicos promedio del reservorio y del pago son iguales. Los pozos que presentan mayor espesor de pago son PTLA-002 y PTLA-003, sin embargo, los pozos que presentan mejor permeabilidad son PTLA-002 y PTLA-004.

3.4. Modelo Estático

Modelo Estructural

El modelo estructural está conformado por las fallas geológicas y los horizontes que corresponden al tope y a la base de la arenisca U inferior, estos últimos, generados a partir del marcador sísmico U superior.

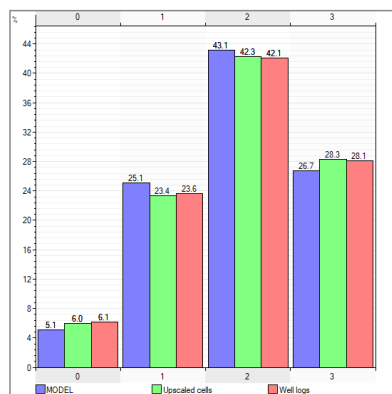
Este modelo muestra el componente tectónico – estructural de la arenisca U inferior. La estructura se trata de un anticlinal con un eje de dirección NE – SW, hacia la parte SW se localizan tres fallas geológicas en los flancos de la estructura.

Modelo de Facies

Este modelo, aunque no muestra formas geométricas semejantes a un ambiente sedimentario, presenta la dirección preferencial de depósito de los tipos de roca que es SE-NW.

En este modelo el RT2 se encuentra en mayor proporción, el RT1 se encuentra en menor proporción que RT2, el RT0 corresponde al mejor tipo de roca y es el que se encuentra en menor proporción de todos los tipos de roca, el RT3 corresponde a roca sello y se encuentra con un 27 % en todo el modelo (Figura 67).

Figura 67. Histograma de porcentaje de tipos de roca presentes en registros, escalados y en el modelo



Fuente: Elaboración propia, 2022

Adicionalmente, en la Figura 67 se puede apreciar que existe relación entre los porcentajes de los tipos de roca determinados en pozos (color rojo), tipos de roca escalados a la malla geoestadística (color verde) y tipos de roca del modelo (color azul).

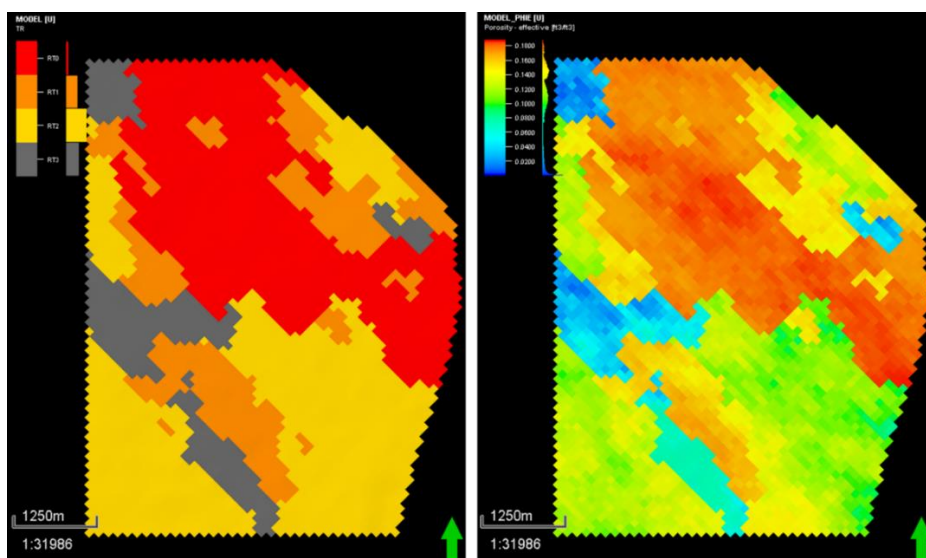
El modelo de tipos de roca es coherente con el modelo de eletrofacies, ambos presentan la misma tendencia de depositación.

Modelo de Porosidad Efectiva

El modelo de porosidad efectiva se condicionó al modelo de tipos de roca, con la finalidad que este modelo presente la misma tendencia del modelo de tipo de roca.

En la Figura 68 se puede observar que los mayores valores de porosidad efectiva se encuentran en las áreas que corresponden a RT0 el cual representa un buen tipo de roca y va disminuyendo progresivamente la porosidad efectiva hacia las áreas que tienen RT3 que representa roca sello. Esta figura también es útil para hacer un control de calidad del modelo de porosidad efectiva, ya que debe tener relación con el modelo de tipos de roca.

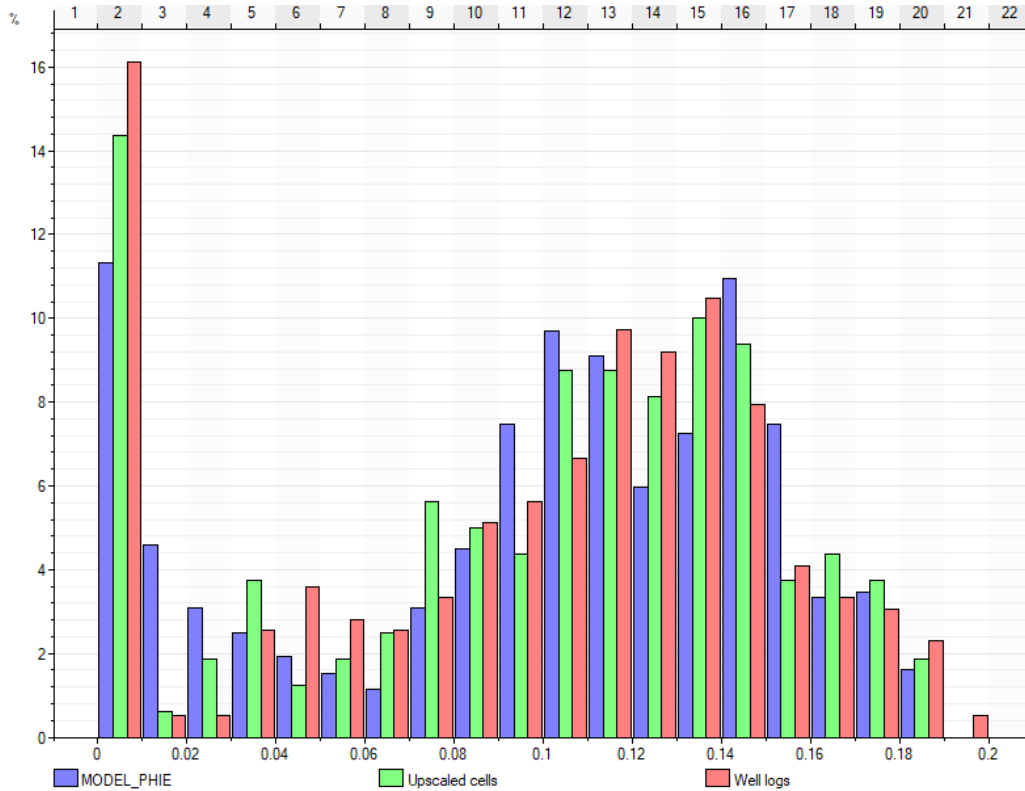
Figura 68. Comparación del modelo de tipos de roca con el modelo de porosidad efectiva, capa 23



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Figura 69 se puede apreciar que existe relación entre los porcentajes de porosidad efectiva calculada en pozos (color rojo), la escalada (color verde) y la del modelo (color azul).

Figura 69. Histograma de porcentaje de porosidad efectiva presente en registros, escalada y en el modelo



Fuente: Elaboración propia, 2022

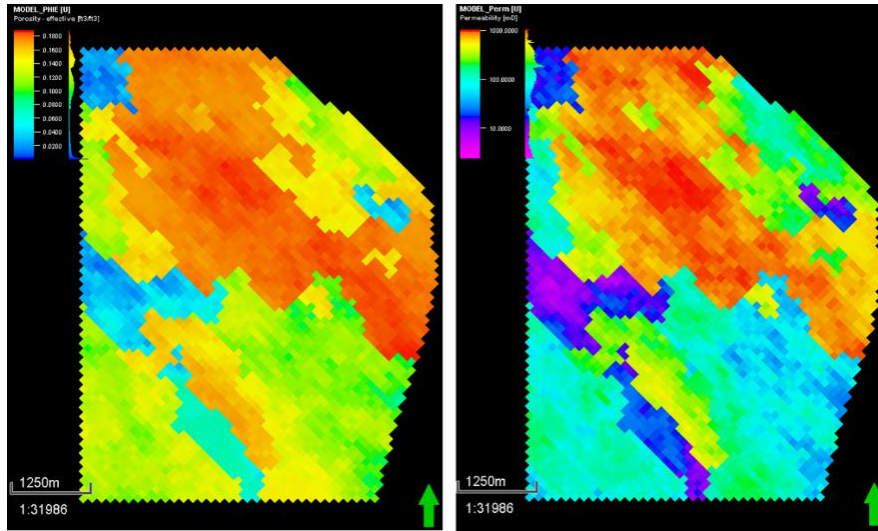
Modelo de Permeabilidad

Este modelo se generó a partir del modelo de porosidad efectiva, por lo tanto, ambos modelos presentan la misma tendencia.

En la Figura 70 se observa que los mayores valores de permeabilidad se encuentran en las áreas que tienen mayores valores de porosidad efectiva y va disminuyendo paulatinamente hacia las áreas que tienen bajas porosidades. Este tipo de comparación entre ambos modelos es necesario para hacer un control de

calidad del modelo de permeabilidad, ya que debe tener relación con el modelo de porosidad efectiva.

Figura 70. Comparación del modelo de porosidad efectiva con el modelo de permeabilidad, capa 23.



Fuente: Elaboración propia, 2022

Cálculo de POES y Análisis de Incertidumbre

Haciendo un análisis estadístico con los 150 valores de POES calculados, se determinaron los percentiles P10, P50 y P90, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 13. Percentiles P10, P50 y P90 de POES

P90 (MM Bls)	P50 (MM Bls)	P10 (MM Bls)
64.58	68.11	88.39

Fuente: Elaboración propia, 2022

La realización número 91 con un POES de 68,105,654.05 Bls fue seleccionada como la realización más probable, ya que esta realización presenta el valor de POES más cercano al P50 (Anexo F).

3.5. Modelo Dinámico

Ajuste Histórico

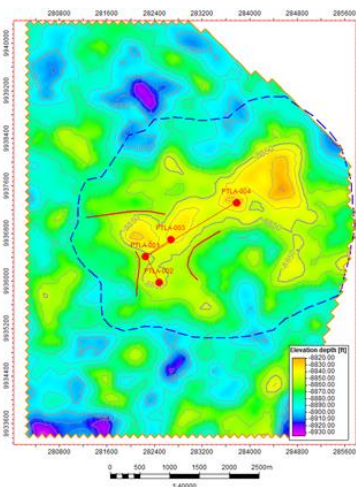
Los resultados del ajuste histórico mostraron un cotejo aceptable entre los resultados del modelo y los datos históricos de presión y producción de líquido, petróleo y agua. El ajuste se realizó por cada pozo.

Aunque existen ciertos períodos de tiempo con pequeñas diferencias, sin embargo, se puede considerar que en general se ha conseguido un buen grado de ajuste, por lo tanto, el modelo reproduce el comportamiento histórico del campo, lo cual es importante para tomar como válidos los escenarios de las predicciones.

Predicciones

Para determinar el factor de recobro se calculó el POES pero únicamente de la zona contactada por los pozos perforados y propuestos, para ello se delimitó la zona contactada con un polígono siguiendo el “saddle” en el mapa estructural al tope de la arenisca U inferior. Un “saddle” no es más que la parte más baja entre dos altos estructurales (Figura 71).

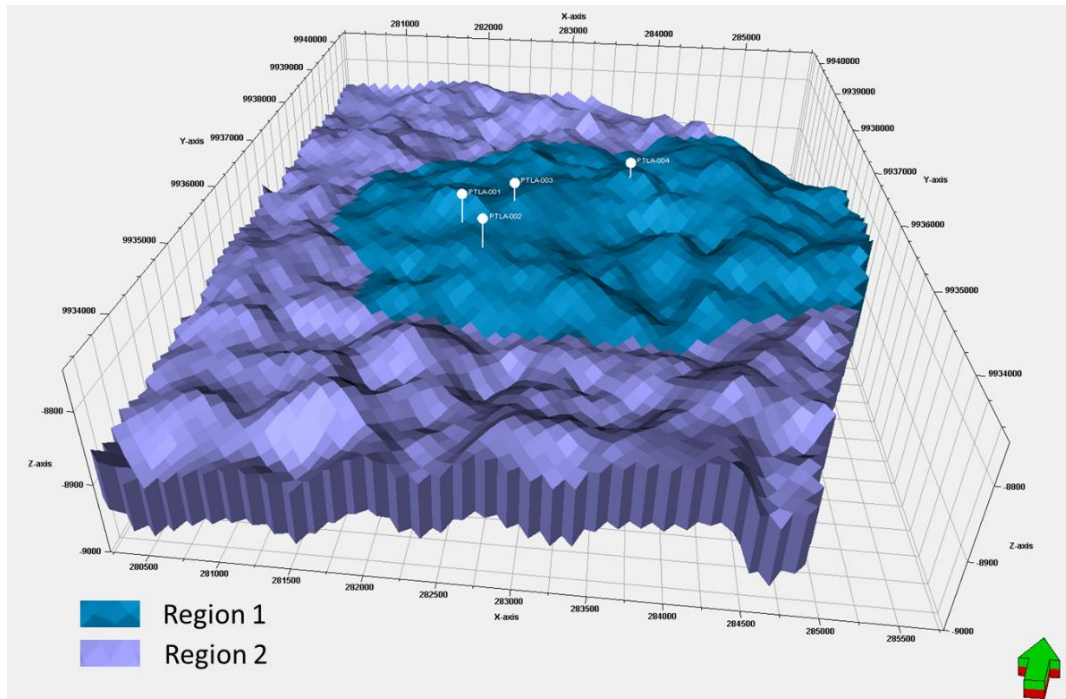
Figura 71. Definición de un polígono siguiendo el denominado “saddle” en el mapa estructural al tope de la arenisca U inferior



Fuente: Elaboración propia, 2022

Una vez definido el polígono se crearon las regiones (Figura 72).

Figura 72. Definición de regiones



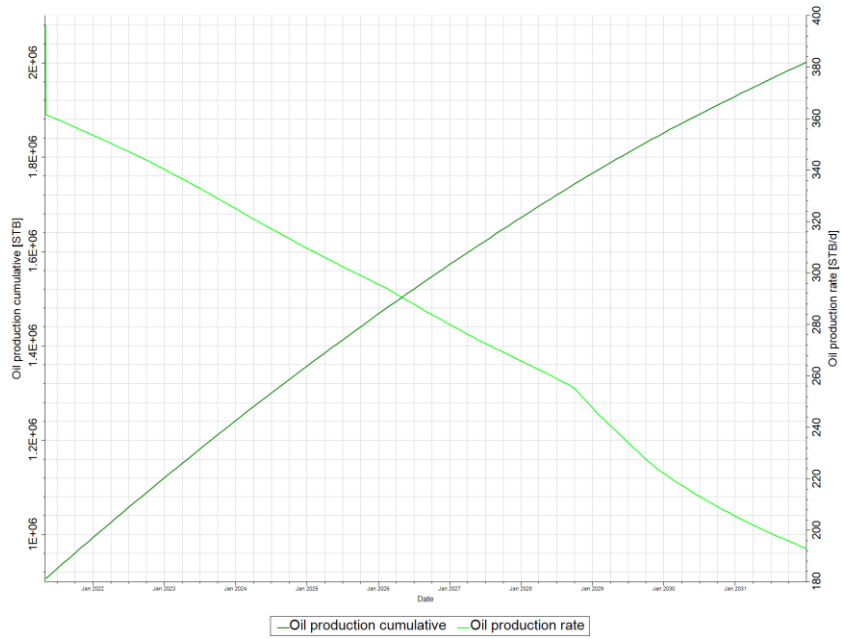
Fuente: Elaboración propia, 2022

Luego de crear las regiones se calculó el POES para éstas, pero el POES que nos interesa para el cálculo del factor de recobro es de la región uno, donde se encuentran los pozos propuestos y perforados, en esta región el POES es 56,039,342 Bls.

Escenario 1: caso base (dos pozos activos)

Para este escenario se obtuvo una producción acumulada de petróleo de 2,001,907.625 Bls y un factor de recobro de petróleo de 3.57% hasta el 2031. La tasa de petróleo producido se va declinando paulatinamente hasta un valor de 193 Bls (Figura 73).

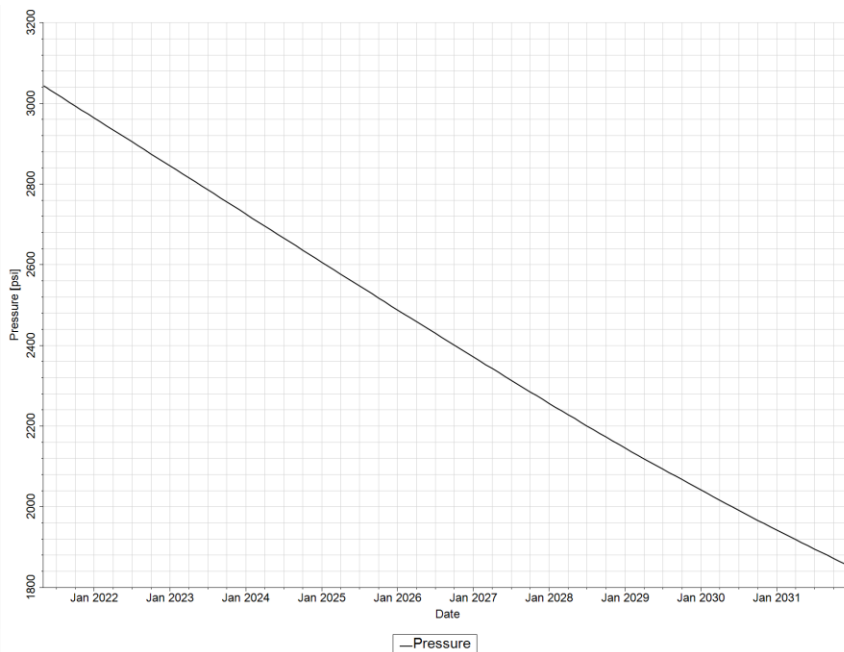
Figura 73. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 1



Fuente: Elaboración propia, 2022

La caída de presión del yacimiento en el tiempo para el escenario 1 se muestra en la Figura 74.

Figura 74. Presión de yacimiento, escenario 1

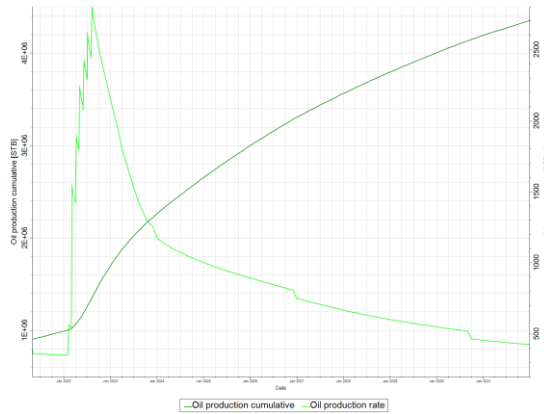


Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 2: Caso base (dos pozos activos) + siete pozos direccionales productores + un workover

Se obtiene una producción acumulada de petróleo de 4,354,823.5 Bls con la cual resulta un factor de recobro de petróleo de 7.77%. La tasa de producción de petróleo declina muy rápido en los primeros años de predicción (Figura 75).

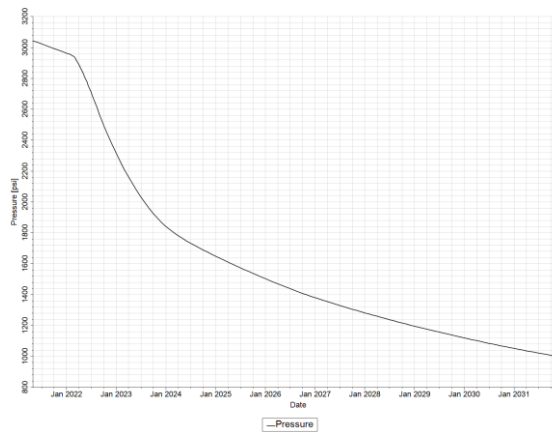
Figura 75. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 2



Fuente: Elaboración propia, 2022

Las tasas de producción de petróleo propuestas para estos pozos es 500 Bls, lo que originó que la presión del yacimiento declinara rápidamente produciendo un agotamiento de la energía del yacimiento hasta el final de la simulación (Figura 76).

Figura 76. Presión del yacimiento, escenario 2

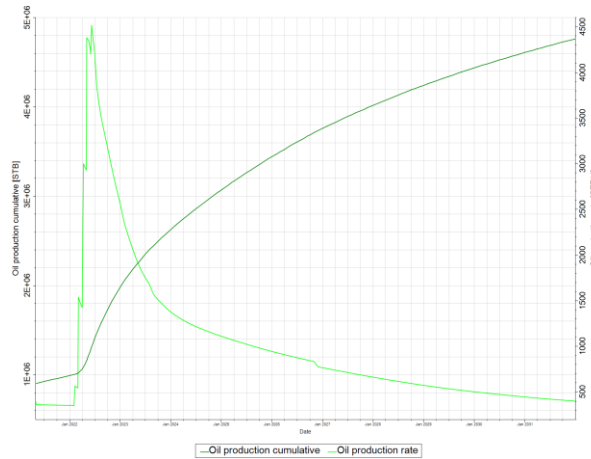


Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 3: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + un workover

Se obtiene una producción acumulada de petróleo de 4,767,364.5 Bls con la cual resulta un factor de recobro de petróleo de 8.517%. En los primeros años de predicción declina muy rápido la tasa de producción (Figura 77).

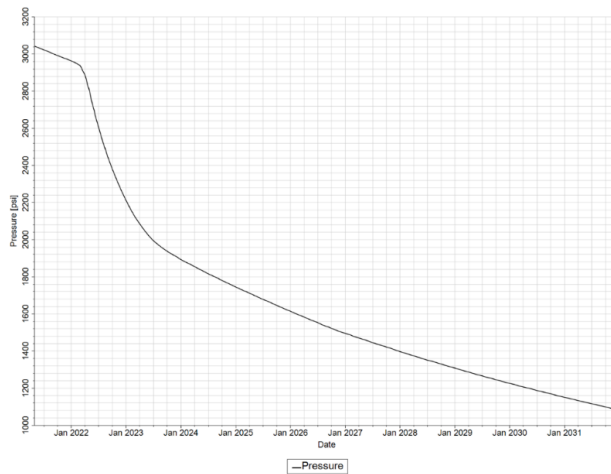
Figura 77. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 3



Fuente: Elaboración propia, 2022

Debido a la producción de los pozos direccionales y horizontales, se observa que el yacimiento depleta rápidamente (Figura 78).

Figura 78. Presión del yacimiento, escenario 3.

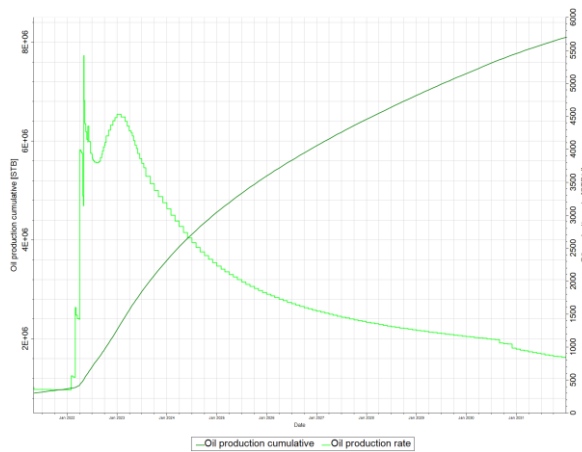


Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 4: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + dos workover + cuatro pozos inyectoros

Para este escenario se procedió a utilizar el mecanismo de recuperación secundaria por inyección de agua para el mantenimiento de la presión mediante cuatro pozos inyectoros. Con este esquema se obtuvo un acumulado de petróleo de 8,104,320.5 Bls lo cual representa un factor de recobro de 14.461% (Figura 79).

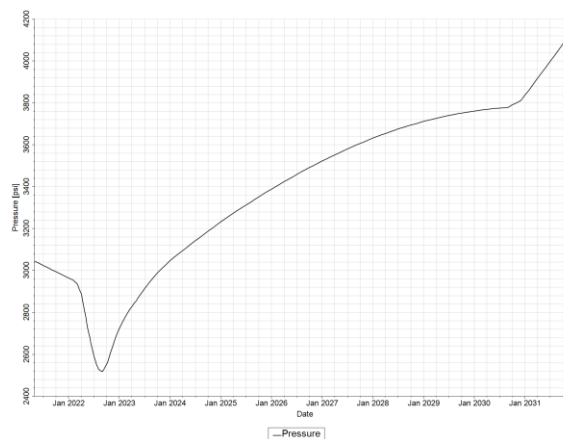
Figura 79. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 4



Fuente: Elaboración propia, 2022

En este escenario se observa una rápida respuesta a la inyección de agua, cambiando la tendencia de la presión (Figura 80).

Figura 80. Presión del yacimiento, escenario 4

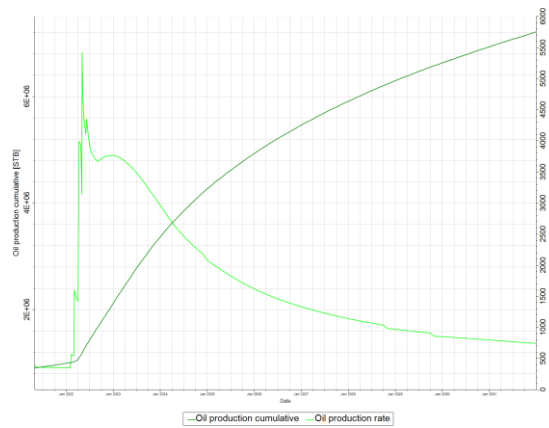


Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 5: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + dos workover + cuatro pozos inyectores

Se obtiene un acumulado de producción de petróleo de 7,213,873 BIs lo que equivale a un factor de recobro de 12.87% (Figura 81).

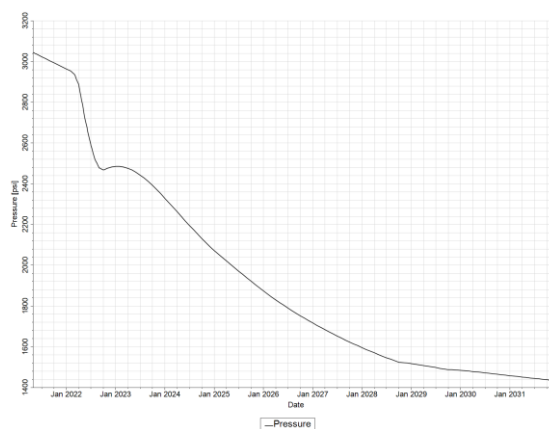
Figura 81. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 5



Fuente: Elaboración propia, 2022

En este escenario se puede observar la declinación de la presión del yacimiento debido a la producción de líquido y a la baja tasa de inyección de agua (Figura 82).

Figura 82. Presión del yacimiento, escenario 5.

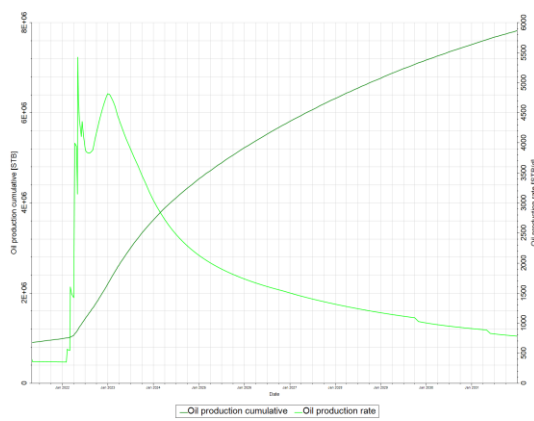


Fuente: Elaboración propia, 2022

Escenario 6: Caso base (dos pozos activos) + tres pozos direccionales productores + dos pozos horizontales + dos workover + cuatro pozos inyectoros

Con el incremento de la tasa de inyección se obtiene un acumulado de producción de petróleo de 7,827,040.5 Bls, lo que equivale a un factor de recobro de 13.97% (Figura 83).

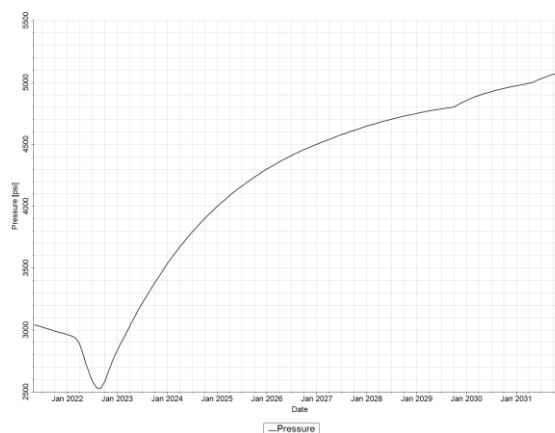
Figura 83. Petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o), escenario 6



Fuente: Elaboración propia, 2022

Debido al incremento de la tasa de inyección también incrementa la presión en el yacimiento (Figura 84).

Figura 84. Presión del yacimiento, escenario 6



Fuente: Elaboración propia, 2022

Líneas de flujo y factores de asignación

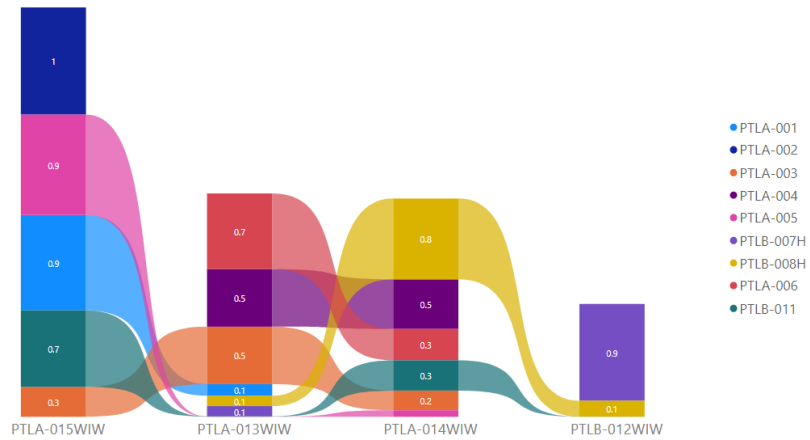
Se analizaron las líneas de flujo y los factores de asignación de cada escenario que incluye inyección de agua, sin embargo, en este trabajo haremos referencia únicamente a las líneas de flujo del escenario 4.

Cada pozo inyector forma un patrón diferente, como se han planificado cuatro pozos inyectores en el escenario 4, en el modelo se han formado cuatro patrones. De acuerdo con los patrones de inyección se observa que los pozos inyectores afectan al menos a tres pozos productores en un buen porcentaje, excepto el pozo PTLB-012WIW el cual únicamente afectan al pozo PTLB-007H y en un mínimo porcentaje al pozo PTLAB-008H.

Para hacer un análisis de los factores de asignación se construyó un gráfico en forma de cintas, estos factores de asignación permiten optimizar los patrones de inyección y ver cual pozo inyector es el más eficiente.

En la siguiente figura se observa que el pozo PTLA-015WIW es el más eficiente de todos los pozos inyectores. El pozo PTLA-015WIW hace mayor efecto a los pozos PTLA-002, PTLA-005, PTLA-001 por tratarse de pozos de primera línea, mientras que a los pozos PTLA-003 y PTLB-011 el efecto es menor. El pozo PTLA-013WIW tiene influencia sobre los pozos PTLA-006, PTLA-004 y PTLA-003. El pozo PTLA-014WIW tiene mayor efecto sobre los pozos PTLB-008H y PTLA-004 y en menor proporción hacia los pozos PTLA-006 y PTLB-011. El pozo PTLB-012WIW tiene influencia únicamente sobre dos pozos productores, de los cuales el PTLB-007H es el más beneficiado por estar en primera línea, mientras que al pozo PTLB-08H es afectado en una mínima proporción por tratarse de un pozo de segunda línea.

Figura 85. Factores de asignación al 30 de agosto del 2030 en un gráfico en forma de cintas. Ejemplo escenario 4

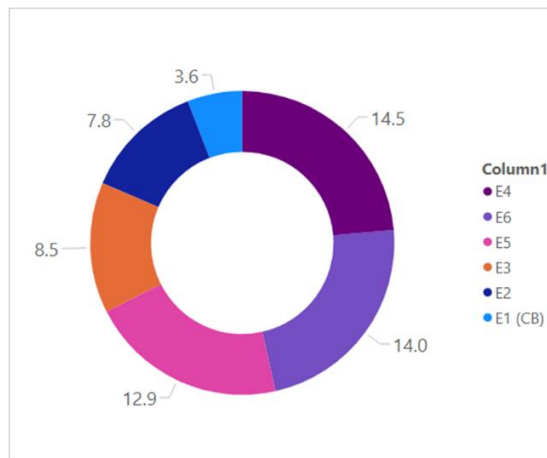


Fuente: Elaboración propia, 2022

Selección del mejor escenario de explotación

En la Figura 86 se compara el FR de los seis escenarios, en el cual se aprecia que el escenario 4 presenta el FR más alto que corresponde a 14.5%, seguido del escenario 6 con 14% y luego el escenario 5 con un FR de 12.9%, los escenarios 3, 2 y 1 presentan un FR más bajo. En este gráfico se puede notar también que los escenarios que están asociados a recuperación secundaria por inyección de agua presentan un FR más alto.

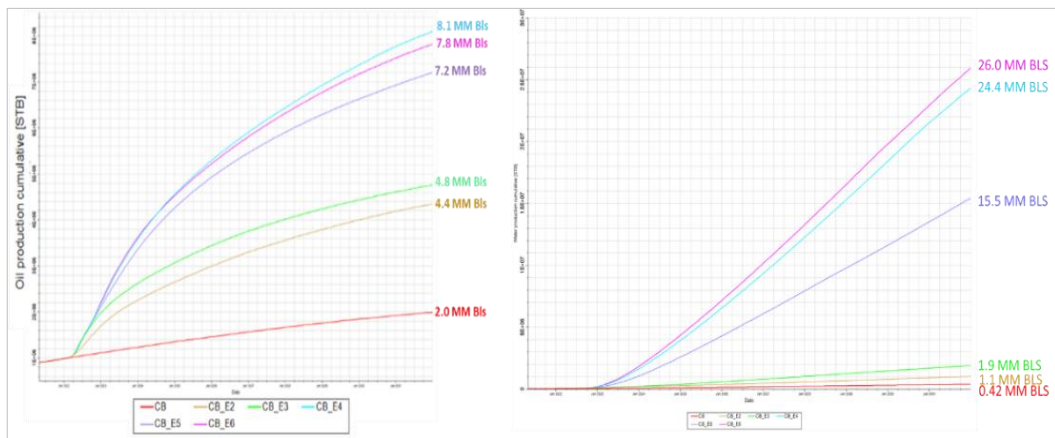
Figura 86. Comparación del FR de los 6 escenarios



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Figura 87 se observa el acumulado de petróleo (izquierda) y el acumulado de agua de producción (derecha) hasta el final de la simulación para los 6 escenarios. El escenario 4 presenta el mayor acumulado de petróleo que es 8.1 MM Bls, seguido del escenario 6 con 7.8 MM Bls y luego el escenario 5 con 7.2 MM Bls. Estos tres escenarios tienen mayor acumulado de petróleo y agua, y son los que están asociados a recuperación secundaria por inyección de agua. Los escenarios 3, 2 y 1 presentan menor acumulado de petróleo y agua debido a que están asociados a producción por primaria.

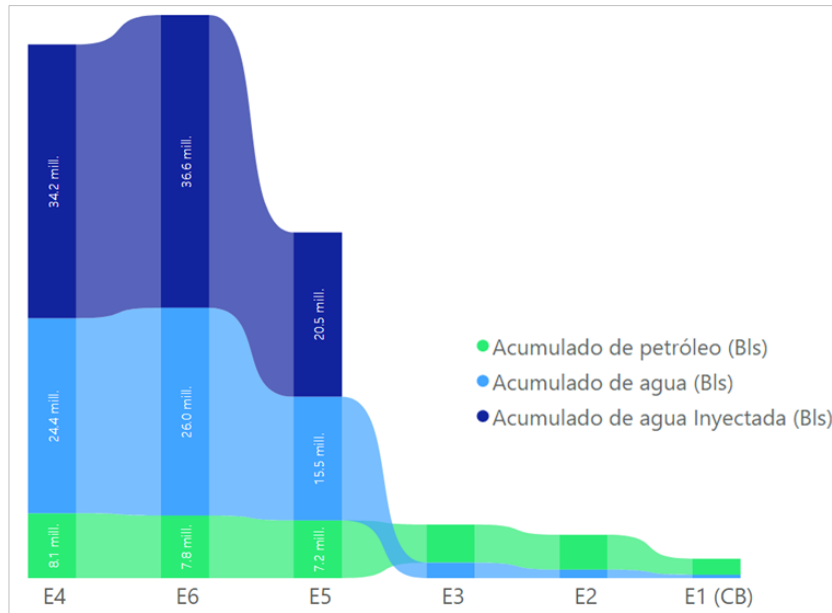
Figura 87. Acumulado de petróleo y acumulado de agua de producción de los 6 escenarios



Fuente: Elaboración propia, 2022

La Figura 88 muestra en un gráfico en forma de cintas los acumulados de petróleo, de agua de producción y de agua inyectada. En esta figura se puede notar que los escenarios 1, 2 y 3 presentan menor acumulado de petróleo y de agua ya que estos no incluyen proceso de inyección de agua, mientras que los escenarios 4, 5 y 6 por estar asociados al proceso de inyección de agua tiene mayor acumulado de petróleo que los escenarios 1, 2 y 3, esto quiere decir que la inyección de agua mejora el FR en este yacimiento, de igual manera se observa que estos escenarios presentan mayor acumulado de agua de producción por el efecto de inyección. De estos el escenario 4 es que acumula mayor volumen de petróleo.

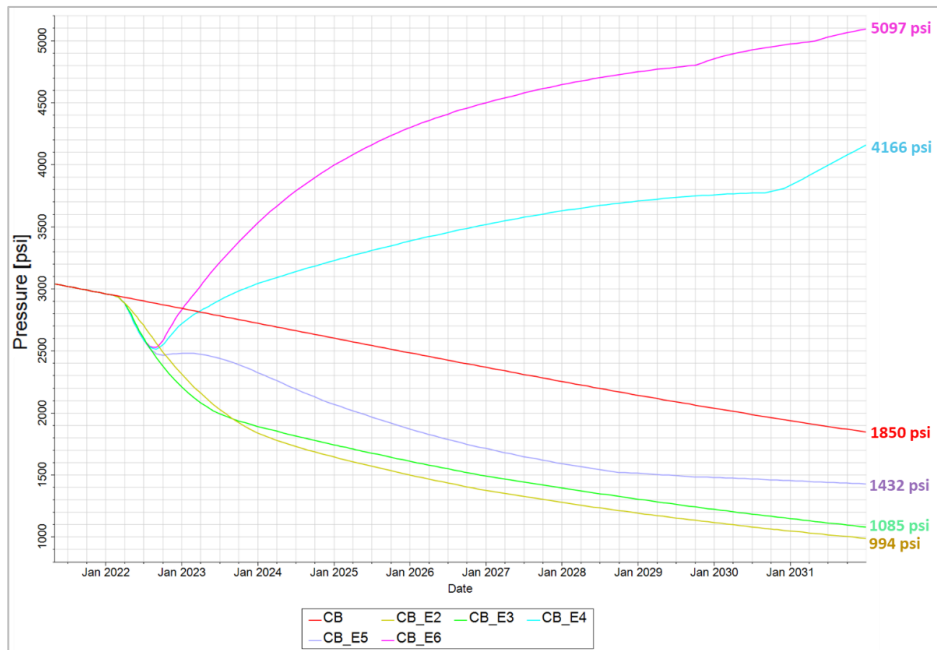
Figura 88. Acumulado de petróleo, acumulado de agua de producción y acumulado de agua inyectado



Fuente: Elaboración propia, 2022

La Figura 89 muestra una comparación del comportamiento futuro de la presión del yacimiento para los 6 escenarios. El escenario 6 proporciona demasiada energía al yacimiento, esta puede ser una de las razones por la cual se observa en la anterior figura que este escenario acumula mayor volumen de agua de producción que los demás escenarios por una posible canalización. En el escenario 4 existe una restauración moderada de la presión. El caso base presenta la tendencia del agotamiento de la presión del yacimiento en las condiciones actuales de explotación. En los escenarios 2 y 3 se observa una mayor caída de presión que el caso base, debido a la explotación del yacimiento con el ingreso de nuevos pozos productores, hay que recalcar que en los escenarios 1, 2 y 3 no contempla inyección de agua, es por esta razón que se depleta el yacimiento rápidamente. En el escenario 5 a pesar de estar asociado a inyección de agua también se observa una caída de presión, esto significa que los 1,500 BAIPD no son suficientes para mantener la presión.

Figura 89. Comparación del comportamiento de la presión del yacimiento para los 6 escenarios

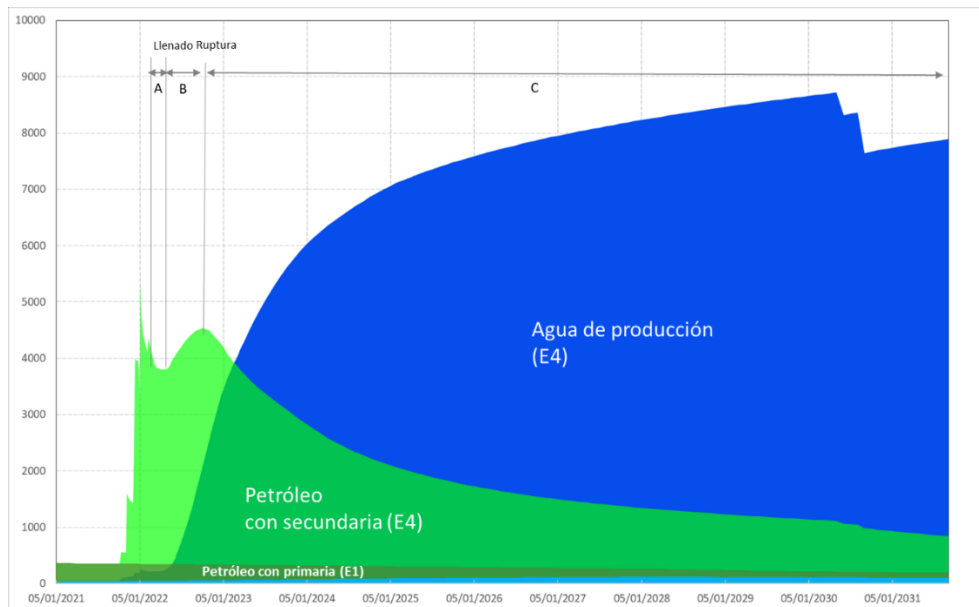


Fuente: Elaboración propia, 2022

De los seis escenarios analizados, las estrategias 1, 2, 3 son las menos apropiadas para la explotación del yacimiento, debido a que en estos la presión disminuye significativamente por la continua producción de petróleo y el FR es bajo. Aunque el escenario 5 está asociado a inyección de agua, sin embargo, el FR también es bajo, el yacimiento se depleta debido a la baja tasa de inyección y al ingreso de nuevos pozos productores. Los escenarios que presentan los FR más altos 14.5% y 14% hasta 31 de diciembre del 2031 son los escenarios 4 y 6 respectivamente. Por lo tanto, el mejor escenario para la explotación del yacimiento es el 4, debido a que presenta el mayor FR.

En la Figura 90 se observa la producción asociada al escenario 4, inicialmente se ve un incremental de producción por el ingreso de nuevos pozos productores, seguido de una fuerte declinación, posteriormente, una vez que se activa el primer pozo inyector se identifican tres etapas, las cuales de acuerdo con (Forero et al., 2012) son:

Figura 90. Incremental de producción por efecto de la inyección de agua del escenario 4



Fuente: Elaboración propia, 2022

Etapa A o periodo de respuesta inicial. - Parte del momento en que se inyecta el primer barril de agua hasta la producción del primer barril de petróleo como respuesta a la inyección. A esta etapa se lo conoce como llenado o fillup. En el campo Pitalala se observa que esta etapa es muy corta ya que el campo es pequeño.

Etapa B o período de inclinación. - Una vez se obtiene la respuesta inicial, se evidencia un periodo de inclinación que finaliza cuando ocurre la ruptura. Durante este lapso, el frente de agua alcanza el banco de petróleo que empieza a ser desplazado, incrementando paulatinamente la producción de petróleo mientras se mantiene un bajo caudal de agua. Para su identificación se asume que la tasa pico de petróleo tiene lugar en el momento justo en que llega el frente de agua al pozo productor; así, la finalización de esta etapa se aprecia con la máxima tasa de petróleo existente después de haber iniciado la inyección.

Etapa C o periodo de declinación. – Abarca una parte de la tasa pico de petróleo obtenida en la etapa anterior y finaliza al alcanzar el límite económico de la

producción; se caracteriza por una disminución en la producción de petróleo mientras ocurre un aumento en el corte de agua, debido a la ruptura del frente de agua y el subsecuente aumento de su movilidad.

En la Tabla 14 se observa el incremental de producción de petróleo al implementarse la estrategia 4 respecto al caso base.

Tabla 14. Cálculo del incremental de producción de petróleo al implementarse el escenario 4

Acumulado escenario 1 (Caso Base)	Acumulado escenario 4	Incremental
(Bls)	(Bls)	(Bls)
2,001,908	8,104,321	6,102,413

Fuente: Elaboración propia, 2022

3.6. Análisis Económico

Para el análisis económico se consideraron los siguientes gastos operativos:

Tabla 15. Gastos operativos (OPEX)

Gastos	\$
Diferencia de crudo ecuatoriano	6.99 C/BP
Operación de agua y crudo	0.45 C/BF
Energía eléctrica	0.06 C/BF
Soporte, seguridad física, gastos de personal	0.91 C/BP
Overheads	0.4 C/BP
Tarifa	27.6 C/BP
Transporte	1.06 C/BP
Comercialización	1.55 C/BP
Ley CTEA	2 C/BP
Ley 40	0.05 C/BP

Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Figura 91 se aprecia que el flujo de caja en los primeros años es mayor, luego va disminuyendo en el futuro.

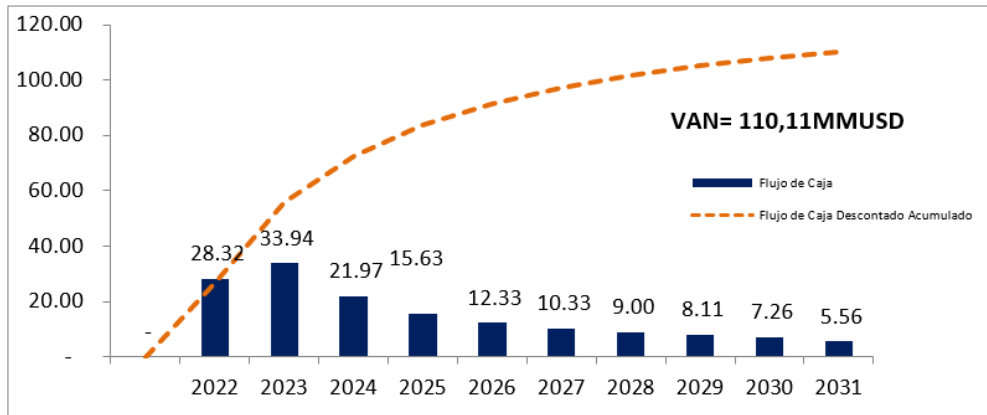
Figura 91. Flujo de caja hasta el año 2031

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Flujo de Caja	#	28.32	33.94	21.97	15.63	12.33	10.33	9.00	8.11	7.26	5.56
Flujo de Caja Descontado	#	26.61	29.16	16.95	10.82	7.66	5.77	4.52	3.65	2.94	2.02
Flujo de Caja Descontado Acumulado	#	26.61	55.77	72.73	83.55	91.21	96.98	101.49	105.15	108.09	110.11

Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Figura 92 se observa que durante los dos primeros años el VAN crece rápidamente, luego hay un cambio de pendiente, hasta finales del año 2031 se obtiene un VAN de \$ 110.11 MM.

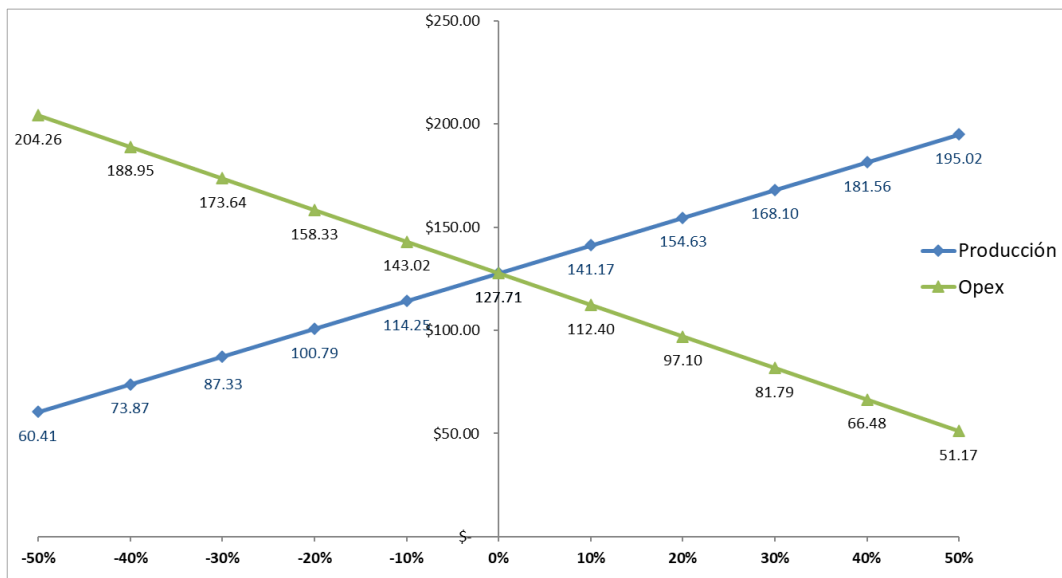
Figura 92. Flujo de caja y VAN



Fuente: Elaboración propia, 2022

En la Figura 93 se aprecia que la variable que más influencia tiene en el valor del proyecto es la producción.

Figura 93. Análisis de sensibilidad



Fuente: Elaboración propia, 2022

CONCLUSIONES

A partir del modelo de simulación matemática se generó un estudio técnico para la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca U inferior del campo Pitalala con la finalidad de re-presurizar el yacimiento y aumentar el factor de recobro.

Se recopiló y procesó la información geofísica, geológica, petrofísica y de yacimientos y se obtuvo una base de datos consistente, que fue la base para obtener el modelo de simulación matemática.

Con la evaluación petrofísica de cada pozo se determinó el volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua, permeabilidad, espesor de reservorio y espesor saturado de petróleo, esta evaluación fue ajustada con los datos del núcleo del pozo PTLA-001.

El modelo estático se generó mediante la integración del modelo estructural, sedimentológico, estratigráfico, facies y de propiedades petrofísicas. La estructura de este yacimiento corresponde a un anticlinal cuyo eje tiene rumbo NE – SW, el modelo de tipos de roca tiene una tendencia de depositación SE-NW, el modelo de porosidad fue condicionado al modelo de tipos de roca, el modelo de permeabilidad se generó a partir del modelo de porosidad efectiva, a las celdas del modelo de saturación de agua se asignó un valor de 0.0994 el cual representa el promedio de saturación de agua inicial en fracción de los cuatro pozos del campo.

El POES estimado por el método volumétrico a partir del modelo estático es 69,354,040 Bls, este valor de POES es para el caso base.

Para el análisis de incertidumbre se agregaron tres variables a los comandos en el flujo de trabajo del caso base: LKO, Sw y Boi, a los cuales se les asignaron valores mínimos y máximos y se ejecutaron 150 realizaciones con el método Monte Carlo para el muestreo. La realización # 91 fue seleccionada como la más probable, la cual tiene un POES de 68,105,654.05 Bls.

Se logró un ajuste histórico aceptable del comportamiento de producción y presión, consiguiendo que el modelo de simulación sea representativo del yacimiento.

Se corrieron seis predicciones por un periodo de tiempo de diez años, de los cuales tres corresponden a recuperación por primaria y tres a recuperación por secundaria mediante inyección de agua.

Las líneas de flujo ayudaron a identificar: el área de afectación por la inyección de agua, la conectividad entre pozos inyectores y productores, entender la ruta del movimiento de fluidos, evolución de la saturación de agua a lo largo de las líneas de flujo, formación de patrones de inyección y determinar el pozo inyector más eficiente mediante los factores de alocación que resultó ser el pozo PTLA-015WIW.

Las tres estrategias que están asociadas a inyección de agua presentan mayor FR, de las cuales, la estrategia cuatro se seleccionó como la mejor para implementarse en el yacimiento, ya que con esta se alcanza el FR más alto que es 14.5% hasta el final de la simulación. El incremental que se obtendría respecto al caso base es 6,102,413 Bls.

La estrategia 4 es económicamente rentable para el Estado ecuatoriano, se obtiene un VAN de \$ 110.11 MM. La variable que más influencia tiene en el valor del proyecto (VAN) es la producción.

RECOMENDACIONES

Evaluar un escenario ubicando un pozo inyector entre los pozos PTLB-012WIW y PTLA-013WIW y desactivando los dos pozos anteriormente mencionados, ya que el pozo PTLB-012WIW resultó ser el menos eficiente. Con la activación de este nuevo pozo inyector posiblemente se logre influenciar a todos los pozos productores de la parte norte de la estructura formando un solo patrón entre los pozos PTLA-003, PTLA-006, PTLA-004, PTLB-007H y el nuevo pozo inyector.

Realizar análisis especiales de núcleos y análisis de PVT al fluido de este yacimiento con el fin de actualizar el modelo.

Realizar buildup en los pozos para conocer la presión actual del yacimiento.

Actualizar el modelo estático y dinámico conforme se vaya adquiriendo nueva información de pozos.

Referencias

- Agi, A., Gbadamosi, A., Junin, R., Kampit, S. J., Abbas, A., & Gbonhinbor, J. (2019). Impact of geological interpretation on reservoir 3D static model: Workflow, methodology approach and delivery process. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2019, NAIC 2019*. <https://doi.org/10.2118/198719-MS>
- 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 and Exhibition, CTCE 2015, 1*, 1–15. <https://doi.org/10.2118/177327-ms>
- Alaigba, D., Oduwa, O., Ohenhen, I., & Olafuyi, O. (2020). *Optimized Salinity Water Flooding as an Improved Oil Recovery IOR Scheme in the Niger Delta*.
- Andersen, M. A., Duncan, B., & McLin, R. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oilfield Review*, 25(2), 16–27. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish13/sum13/2_core_truth.pdf
- Astudillo, M. (2012). Fundamentos de Economía. In *Revista de Fomento Social*. <http://ru.iiec.unam.mx/2462/1/FundamentosDeEconomiaSecuenciaCorrecta.pdf>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*.
- Castro N., M. I. (2016). *Generación de Modelo Petrofísico-Estratigráfico del Campo Chimire, Venezuela*. 14, 89–101.
- Catuneanu, O. (2005). *Principles of sequence stratigraphy*. <http://library1.nida.ac.th/termpaper6/sd/2554/19755.pdf>

- Centro de Investigaciones Geológicas Quito. (2014). *Evaluación de la Calidad de los Reservorios “ Hollin, T Y U” del Pozo Pitalala 01, de la Cuenca Oriente del Ecuador* (p. 79).
- Datta-Gupta, A. (2007). *Streamline Simulation Theory and Practice* (p. 394).
- Escobar, H. (2007). *Fundamentos De Ingenieria De Yacimientos*. 1–331.
- Ezeaneche, O., Wobo, M., Uzoho, C., Onyekonwu, M., & Engineering, L. (2020). *SPE-203707-MS Investigation On the Effect of Change in Relative Permeability On Oil Recovery Literature Review Methodology. i*.
- Fontaine, E. R. (2008). *Evaluación Social de Proyectos* (13th ed.).
- Forero, A., Castro, R., & Vivas, Y. (2012). *Modelamiento estadístico para la predicción analógica del proceso de inyección de agua en yacimientos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena*.
- Hady Ismail, H., Lin Lew, C., Mohamad Som, M. R., Abdul Kadir, M. F., & Ahmad Tajuddin, M. R. (2019). Advanced meandering fluvial reservoir characterisation for static model improvement. *International Petroleum Technology Conference 2019, IPTC 2019*. <https://doi.org/10.2523/iptc-19352-ms>
- Ihebuzor, V., Onyeneke, O., Obasi, O., & Limited, N. E. (2020). *SPE-203635-MS Water Injection in Complex Geology: A Case Study of a Field in the Niger Delta. June 1978*, 1–9.
- Imuokhuede, P. I., Ohenhen, I., & Olafuyi, O. A. (2020). *SPE-203701-MS Screening Criteria for Waterflood Projects in Matured Reservoirs : Case Study of a Niger Delta Reservoir*.
- Journel, A. G. S. U. (2007). *Geostatistics for Reservoir Characterization*. 353–358. <https://doi.org/10.2523/20750-ms>
- MERNNR. (2021). *Mapa de Bloques Petroleros del Ecuador*.

<https://www.recursoyenergia.gob.ec>

- Mogollón, J. L., Lokhandwala, T. M., & Tilleró, E. (2017). New trends in waterflooding project optimization. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0(May), 29. <https://doi.org/10.2118/185472-ms>
- Morales, O., Lafournère, J. P., Bringer, F., Zamora, P., Naranjo, M., Rodas, J., Sierra, F., Bourge, J. P., Grijalva, R., Torres, W., Mendoza, M., & Carrion, J. (2017). Producing the limit, by re-defining the rock typing classification in a mature oilfield: Case study in the auca field, oriente basin, ecuador. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium 2017*. <https://doi.org/10.2118/184903-ms>
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy* (Second).
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (p. 566).
- Pinilla, J. (2013). Simulación Numérica Del Flujo Bifásico Agua-Petróleo En Un Medio Poroso. *Simulación Numérica Del Flujo Bifásico Agua-Petróleo En Un Medio Poroso*, 11(2), 11.
- Raslan, M. S., & Sultan, A. J. (2012). Water injection optimization using streamlines from a finite-difference simulator: A case study of a middle east field. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2012*, 824–832. <https://doi.org/10.2118/160895-ms>
- Raza, S. (2006). *Waterflooding A to Z*.
- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). Waterflooding and waterflood surveillance. *Reservoir Engineering*, 289–312. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800219-3.00016-4>
- Silva, A. C., Guerreiro, L., Maciel, C., Ramos, L., Guerra, R., & Soares, A. (1996). Integration of 3D seismic data into reservoir models using

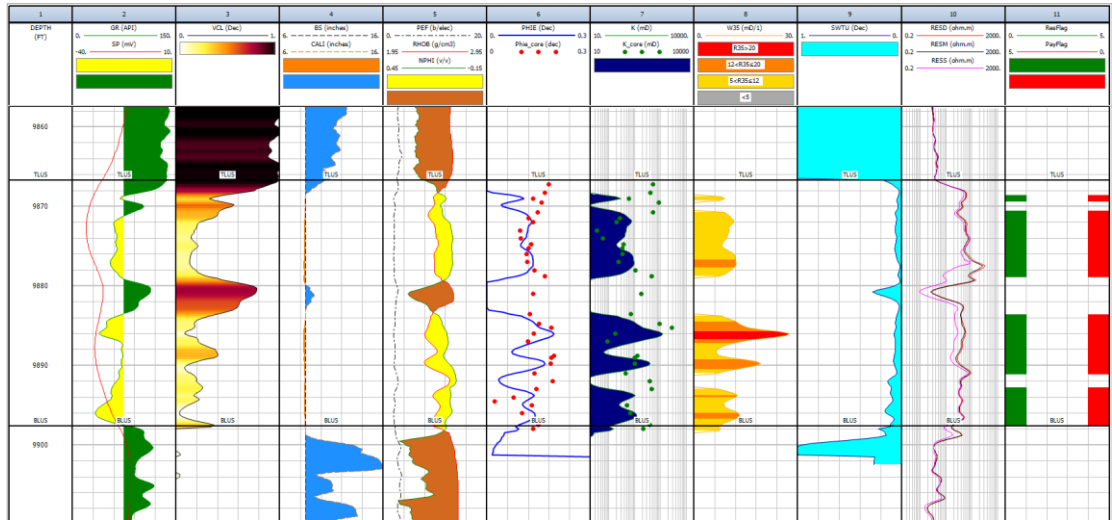
geostatistics. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 1996*, 490–495.

<https://doi.org/10.2523/36217-ms>

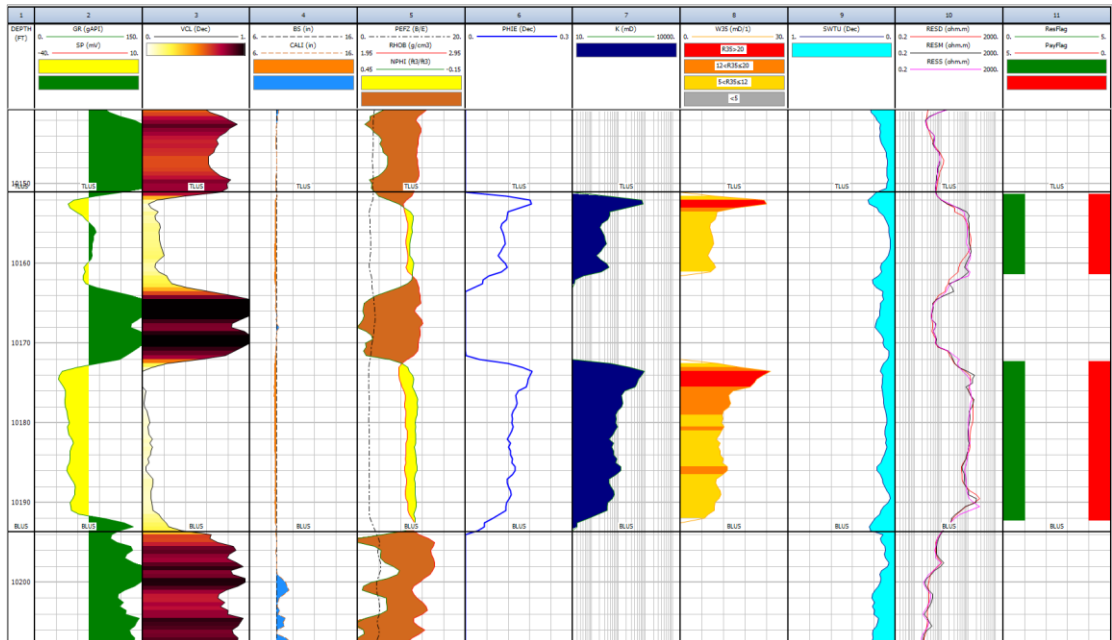
Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1990). *Waterflooding*. 1543.

Anexos

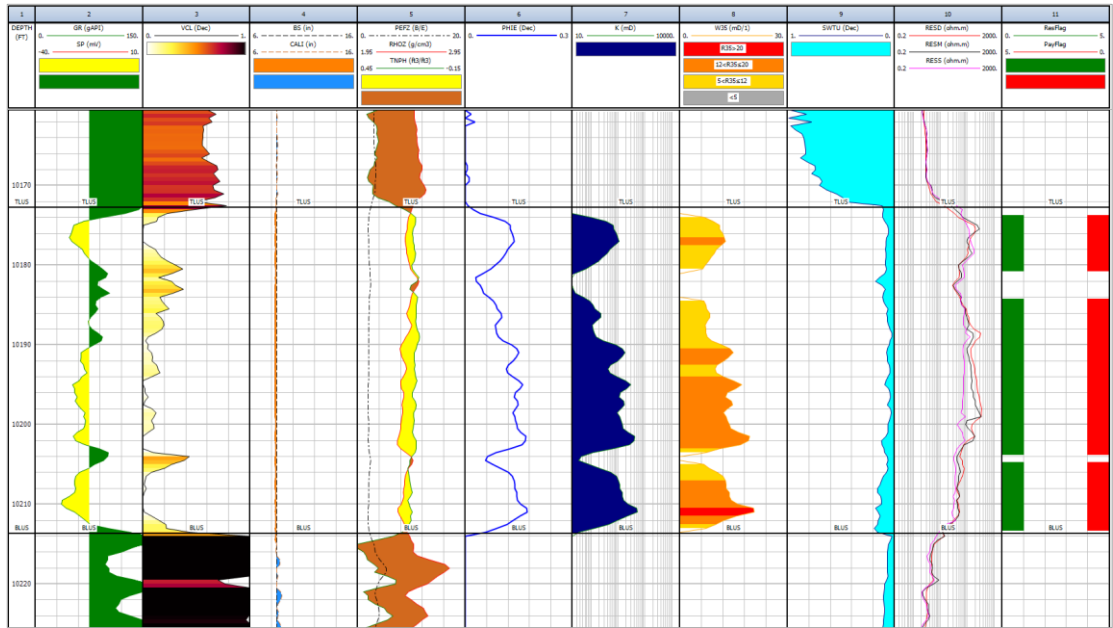
Anexo A: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-001.



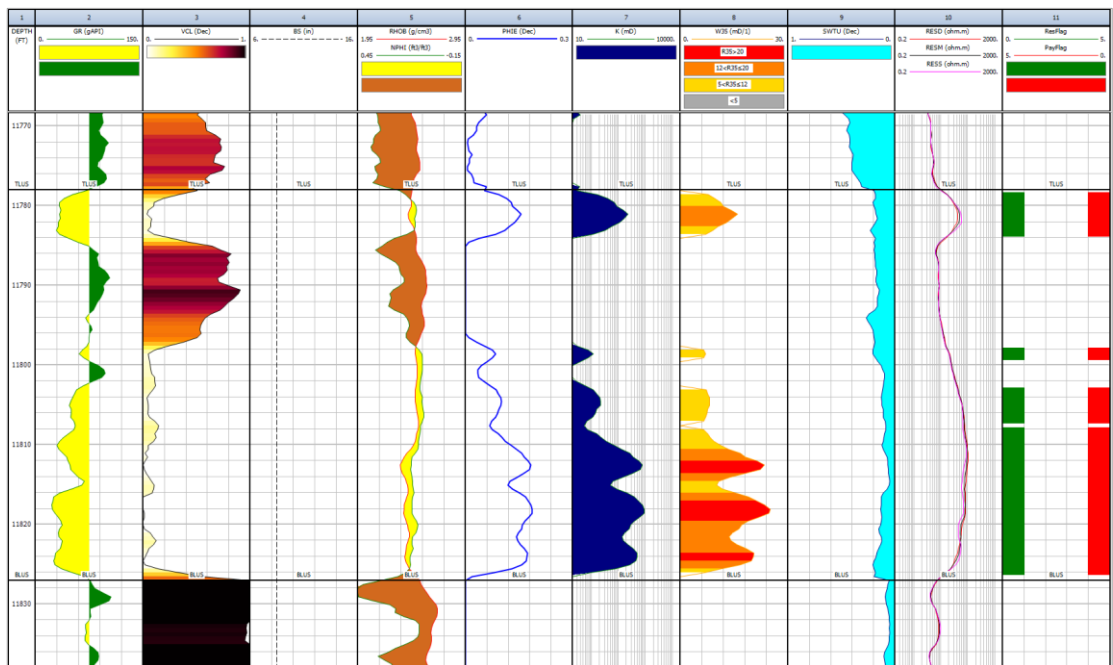
Anexo B: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-002.



Anexo C: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-003.



Anexo D: Propiedades petrofísicas y tipos de roca del pozo PTLA-004.



Anexo E: W35 y Tipos de roca del pozo PTLA-001

PHIE core	K core	R35	RT
17.07	654.61	21.0449563	0
16.82	549.98	19.2402326	1
13.42	127.88	9.91794673	2
15.76	972.32	28.4539951	0
14.69	641.03	23.6666965	0
12	69.89	7.65778991	2
13.49	56.83	6.12860085	2
9.7	15.26	3.76148459	3
9.81	22.81	4.71819239	3
12.9	93.48	8.535581	2
12.12	82.61	8.376622	2
11.49	85.17	8.93083455	2
11.62	65.35	7.56878752	2
13.77	196.33	12.4806509	1
16.74	592.07	20.1757945	0
13.39	300.95	16.4367617	1
12.51	151.05	11.6223158	2
15.16	981.49	29.5872626	0
18.67	2271.54	40.4806706	0
13.66	51.15	5.69864799	2
11.84	30.8	4.78511027	3
19.34	229.72	10.2067272	2
18.69	187.8	9.33818706	2
18.51	193.25	9.5763304	2
13.77	106.53	8.71193384	2
19.15	522.94	16.6976699	1
14.28	600.74	23.3443895	0
7.76	7.06	2.89905622	3

PHIE core	K core	R35	RT
2.33	6.01	7.45731819	2
13.03	115.67	9.59095421	2
10.22	141.11	13.297635	1
14.99	528	20.7499061	0
13.39	342.66	17.7403125	1
11.26	213.73	15.6142965	1
19.02	2517.28	42.3167732	0
13.47	193.66	12.6156698	1
9.21	35.84	6.50080475	2
6.66	25.20	6.98775045	2
16.37	1871.26	40.4734949	0
9.65	90.70	10.779708	2
14.47	1245.09	35.429722	0
18.22	1130.18	27.429824	0
19.02	670.63	19.4417912	1
18.58	1738.53	34.739289	0
11.89	161.29	12.6216812	1
16.37	354.84	15.2257143	1
14.73	386.73	17.5447813	1
18.14	1140.14	27.6775704	0
18.58	2462.71	42.6329871	0
7.49	45.86	8.98591902	2

Anexo F: Valores de POES para las 150 realizaciones

Número de realización	POES (Bls)	Número de realización	POES (Bls)
1	68,317,093.36	28	64,804,684.73
2	65,508,943.04	29	65,005,138.56
3	71,026,609.45	30	65,555,502.23
4	68,380,852.29	31	66,077,338.93
5	67,637,259.72	32	67,342,456.68
6	64,637,802.13	33	66,834,911.69
7	70,115,125.91	34	69,128,182.91
8	67,552,040.52	35	70,684,418.58
9	68,852,944.46	36	66,928,904.51
10	66,147,665.43	37	71,134,535.02
11	66,329,932.12	38	69,666,676.56
12	70,934,279.42	39	66,450,746.27
13	65,411,583.48	40	70,554,437.89
14	69,476,874.69	41	64,906,699.75
15	69,948,440.35	42	69,298,327.67
16	65,880,074.70	43	66,702,988.96
17	70,122,700.46	44	69,418,035.97
18	71,750,344.95	45	70,331,924.33
19	68,120,416.12	46	64,245,542.23
20	67,279,531.98	47	64,352,338.95
21	68,545,039.31	48	67,895,326.42
22	68,751,064.60	49	65,207,018.08
23	65,820,535.82	50	71,555,113.63
24	64,566,274.56	51	67,603,073.25
25	67,047,189.26	52	68,626,173.45
26	71,429,354.12	53	66,558,120.90
27	68,048,910.42	54	66,597,685.16

Número de realización	POES (Bls)	Número de realización	POES (Bls)
55	68,541,896.38	84	67,743,798.70
56	69,064,881.30	85	66,754,027.21
57	68,612,269.48	86	68,983,602.31
58	66,415,828.57	87	68,853,847.22
59	66,255,641.93	88	67,697,264.50
60	67,922,124.07	89	66,346,049.15
61	67,524,861.86	90	69,206,324.88
62	67,539,774.91	91	68,105,654.05
63	67,116,014.87	92	67,875,630.80
64	66,475,662.41	93	67,431,441.42
65	69,162,264.05	94	66,877,508.08
66	66,641,160.16	95	68,968,665.16
67	68,001,581.11	96	68,760,686.34
68	66,307,714.28	97	67,019,517.86
69	68,257,212.51	98	67,388,708.65
70	68,292,409.71	99	68,327,203.28
71	68,025,953.15	100	66,797,140.07
72	66,948,625.09	101	72,732,427.19
73	67,268,267.91	102	54,222,920.51
74	68,740,859.08	103	56,434,457.10
75	68,149,961.54	104	89,693,435.99
76	67,123,127.74	105	61,037,441.80
77	68,419,954.36	106	96,456,630.17
78	68,915,778.82	107	86,195,745.44
79	67,306,220.45	108	102,310.612.33
80	67,791,470.90	109	69,672,772.43
81	66,859,209.57	110	84,422,145.38
82	68,496,338.19	111	85,412,622.99
83	67,185,867.73	112	77,265,556.90

Número de realización	POES (Bls)	Número de realización	POES (Bls)
113	73,447,849.36	132	80,255,590.34
114	104,191,850.56	133	90,599,822.01
115	62,537,554.33	134	57,877,698.66
116	99,843,877.98	135	58,963,163.98
117	82,506,523.98	136	100,166,703.87
118	59,860,188.16	137	76,188,566.37
119	93,360,938.33	138	88,001,774.04
120	97,109,978.11	139	62,001,245.00
121	88,776,840.37	140	78,503,248.75
122	93,581,653.02	141	52,583,469.31
123	98,620,179.49	142	95,568,245.65
124	55,539,149.87	143	67,996,181.82
125	65,417,383.93	144	54,875,650.23
126	101,187,757.04	145	79,246,252.30
127	63,508,970.60	146	64,600,236.71
128	74,888,666.44	147	68,338,538.30
129	72,050,366.49	148	66,735,464.54
130	83,586,248.06	149	70,640,378.11
131	81,511,001.37	150	91,600,673.72

Anexo G: Datos de completación y WO del pozo PTLA-001

Fecha de WO	Prof sensor (MD)	Prof sensor (TVD)
WO N°.01 = 24 - Julio - 2013	9,636.00	9,636.00
WO N°.02 = 16 - Enero - 214	9,724.00	9,724,00
WO N° 03 = 30 - Abril - 2014	9,711.00	9,711.00
WO N° 04 = 15 - Sep - 2014	9,618.00	99618.00
WO N° 05 = 20 - Abril- 2016	Completado con MTU y JET	

Punzados = 9,882 pies (TVD) / -8,868 pies (TVDSS)

CPI = 13 - Abril – 2013

API = 18.5°

KB = 1,013.7 pies

DATUM = -8,865 pies (TVDSS)

Anexo H: Cálculo de la Pwf a partir de la presión de intake del pozo PTLA-001

Profundidad sensor (pies)			Fecha	Presión Intake (psi)	Δh (pies)	BSW (%)	BSW (frac)	Grav. Esp. Oil	Grad. Mezcla (psi / pie)	ΔP (psi)	Pwf (psi)
(MD)	(TVD)	(TVDSS)									
			7/31/2013	514.1	242.70	2.05	0.02	0.94	0.41	99.26	613.36
			8/2/2013	510	242.70	2.05	0.02	0.94	0.41	99.26	609.26
9,636	9,636	-8,622.3	9/7/2013	534	242.70	2.02	0.02	0.94	0.41	99.25	633.25
			10/21/2013	550	242.70	2.03	0.02	0.94	0.41	99.25	649.25
			11/25/2013	793	242.70	1.99	0.02	0.94	0.41	99.25	892.25
			12/9/2013	829	242.70	2.00	0.02	0.94	0.41	99.25	928.25
			1/26/2014	520	154.70	20.00	0.20	0.94	0.41	63.95	583.95
9,724	9,724	-8,710.3	2/11/2014	584	154.70	2.73	0.03	0.94	0.41	63.29	647.29
			3/3/2014	612	154.70	2.77	0.03	0.94	0.41	63.29	675.29
			4/9/2014	425	154.70	8.99	0.09	0.94	0.41	63.53	488.53
			5/5/2014	478	167.70	3.01	0.03	0.94	0.41	68.62	546.62
9,711.	9,711	-8,697.3	6/17/2014	456	167.70	3.02	0.03	0.94	0.41	68.62	524.62
			7/11/2014	449	167.70	3.00	0.03	0.94	0.41	68.62	517.62

Profundidad sensor (pies)			Fecha	Presión Intake	Δh	BSW	BSW	Grav. Esp. Oil	Grad. Mezcla	ΔP	Pwf
(MD)	(TVD)	(TVDSS)									
9,711.00	9,711	-8,697.3	8/5/2014	452	167.70	2.94	0.03	0.94	0.41	68.62	520.62
			9/22/2014	338	167.70	7.32	0.07	0.94	0.41	68.80	406.80
9,618	9,618	-8,604.3	10/5/2014	359	260.70	3.01	0.03	0.94	0.41	106.68	465.68
			11/12/2014	319	260.70	3.06	0.03	0.94	0.41	106.68	425.68
			12/5/2014	319	260.70	3.10	0.03	0.94	0.41	106.68	425.68
			1/7/2015	318	260.70	3.05	0.03	0.94	0.41	106.68	424.68
			2/2/2015	316	260.70	3.00	0.03	0.94	0.41	106.68	422.68
			3/9/2015	294	260.70	2.93	0.03	0.94	0.41	106.67	400.67
			4/10/2015	281	260.70	2.95	0.03	0.94	0.41	106.68	387.68
			5/27/2015	277	260.70	2.97	0.03	0.94	0.41	106.68	383.68
			6/26/2015	273	260.70	2.95	0.03	0.94	0.41	106.68	379.68
			7/18/2015	268	260.70	2.93	0.03	0.94	0.41	106.67	374.67
			8/23/2015	270	260.70	2.97	0.03	0.94	0.41	106.68	376.68
			9/22/2015	270	260.70	2.99	0.03	0.94	0.41	106.68	376.68
10/21/2015	259	260.70	3.00	0.03	0.94	0.41	106.68	365.68			

Profundidad sensor (pies)			Fecha	Presión Intake (psi)	Δh (pies)	BSW (%)	BSW (frac)	Grav. Esp. Oil	Grad. Mezcla (psi / pie)	ΔP (psi)	Pwf (psi)
(MD)	(TVD)	(TVDSS)									
			11/15/2015	259	260.70	2.98	0.03	0.94	0.41	106.68	365.68
			12/5/2015	247	260.70	2.99	0.03	0.94	0.41	106.68	353.68
9,618.00	9,618	-8,604.3	1/20/2016	243	260.70	2.99	0.03	0.94	0.41	106.68	349.68
			2/3/2016	239	260.70	3.04	0.03	0.94	0.41	106.68	345.68
			3/2/2016	274	260.70	3.00	0.03	0.94	0.41	106.68	380.68

Actualmente completado con MTU

Anexo I: Cálculo de la Pwfa partir de la presión de intake del pozo PTLA-002

Profundidad sensor (pies)			Fecha	Presión Intake (psi)	Δh (ft)	BSW (%)	BSW (frac)	Grav. Esp. Oil	Grad. Mezcla (psi / pie)	ΔP (psi)	Pwf (psi)
(MD)	(TVD)	(TVDSS)									
9,948	9,661	-8,644.50	4/15/2018	250	220.50	12.32	0.12	0.94	0.41	90.73	340.73
			5/21/2018	250	220.50	1.00	0.01	0.94	0.41	90.12	340.12
			6/19/2018	245	220.50	1.00	0.01	0.94	0.41	90.12	335.12
			7/14/2018	244	220.50	1.00	0.01	0.94	0.41	90.12	334.12
9,994	9,707	-8,690.50	8/24/2018	330	174.50	43.51	0.44	0.94	0.42	73.14	403.14
			9/10/2018	300	174.50	10.27	0.10	0.94	0.41	71.72	371.72
			10/26/2018	299	174.50	10.45	0.10	0.94	0.41	71.72	370.72
			11/8/2018	299	174.50	10.43	0.10	0.94	0.41	71.72	370.72
			12/23/2018	300	174.50	10.20	0.10	0.94	0.41	71.71	371.71
			1/7/2019	439	174.50	4.61	0.05	0.94	0.41	71.47	510.47

CPI = 12 – abril - 2018

Punzados = 9,882 pies (TVD) / -8,865 pies (TVDSS)

KB= 1,016.5 pies

WO N°.01 = 20 – Agosto – 2018

API= 18.5°

DATUM= -8,865 pies (TVDSS)

Anexo J: Cálculo de la Pwf a partir de la presión de intake del pozo PTLA-003

Profundidad sensor (pies)			Fecha	Presión Intake (psi)	Δh (ft)	BSW (%)	BSW (frac)	Grav. Esp. Oil	Grad. Mezcla (psi / pie)	ΔP (psi)	Pwf (psi)
(MD)	(TVD)	(TVDSS)									
			5/8/2018	908	194.5	5.91	0.06	0.94	0.41	79.73	987.73
			6/19/2018	589	194.5	2.00	0.02	0.94	0.41	79.54	668.54
			7/14/2018	486	194.5	2.04	0.02	0.94	0.41	79.54	565.54
			8/10/2018	342	194.5	2.08	0.02	0.94	0.41	79.55	421.55
			9/10/2018	307	194.5	2.09	0.02	0.94	0.41	79.55	386.55
			10/5/2018	290	194.5	2.10	0.02	0.94	0.41	79.55	369.55
10,006	9,687	-8,670.5	11/8/2018	252	194.5	2.09	0.02	0.94	0.41	79.55	331.55
			12/28/2018	245	194.5	2.04	0.02	0.94	0.41	79.54	324.54
			1/9/2019	232	194.5	2.03	0.02	0.94	0.41	79.54	311.54
			2/3/2019	264	194.5	1.93	0.02	0.94	0.41	79.54	343.54
			3/1/2019	254	194.5	2.03	0.02	0.94	0.41	79.54	333.54
			4/4/2019	216	194.5	2.02	0.02	0.94	0.41	79.54	295.54
			5/21/2019	203	194.5	2.04	0.02	0.94	0.41	79.54	282.54
			6/21/2019	205	194.5	2.04	0.02	0.94	0.41	79.54	284.54

Profundidad sensor (pies)			Fecha	Presión Intake (psi)	Δh (ft)	BSW (%)	BSW (frac)	Grav. Esp. Oil	Grad. Mezcla (psi / pie)	ΔP (psi)	Pwf (psi)
(MD)	(TVD)	(TVDSS)									
			6/21/2019	205	194.5	2.04	0.02	0.94	0.41	79.54	284.54
			7/11/2019	196	194.5	2.03	0.02	0.94	0.41	79.54	275.54
			8/15/2019	215	194.5	2.06	0.02	0.94	0.41	79.54	294.54
			9/4/2019	212	194.5	2.02	0.02	0.94	0.41	79.54	291.54
			10/26/2019	218	194.5	2.00	0.02	0.94	0.41	79.54	297.54
			11/23/2019	230	194.5	2.02	0.02	0.94	0.41	79.54	309.54
			12/7/2019	204	194.5	1.99	0.02	0.94	0.41	79.54	283.54
10,006	9,687	-8,670.5	1/26/2020	209	194.5	1.99	0.02	0.94	0.41	79.54	288.54
			2/21/2020	198	194.5	1.99	0.02	0.94	0.41	79.54	277.54
			3/5/2020	195	194.5	1.99	0.02	0.94	0.41	79.54	274.54
			4/5/2020	188	194.5	1.98	0.02	0.94	0.41	79.54	267.54
			5/31/2020	682	194.5	1.99	0.02	0.94	0.41	79.54	761.54
			6/11/2020	740	194.5	2.01	0.02	0.94	0.41	79.54	819.54
			7/26/2020	407	194.5	2.00	0.02	0.94	0.41	79.54	486.54
			8/13/2020	375	194.5	2.00	0.02	0.94	0.41	79.54	454.54

Profundidad sensor (pies)			Fecha	Presión Intake (psi)	Δh (ft)	BSW (%)	BSW (frac)	Grav. Esp. Oil	Grad. Mezcla (psi / pie)	ΔP (psi)	Pwf (psi)
(MD)	(TVD)	(TVDSS)									
			9/9/2020	368	194.5	1.27	0.01	0.94	0.41	79.51	447.51
10,006	9,687	-8,670.5	10/25/2020	365	194.5	1.01	0.01	0.94	0.41	79.49	444.49
			11/4/2020	365	194.5	1.01	0.01	0.94	0.41	79.49	444.49
			7/29/2021	167	194.5	3.06	0.03	0.94	0.41	79.59	246.59

CPI = 06 - mayo - 2018

API = 18.5°

KB = 10,16.5 pies

DATUM = -8,865 pies (TVDSS)