

ESCUELA POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ESTUDIO DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL
YACIMIENTO A DEL CAMPO PAÑACUCHA PARA
RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN PETRÓLEO CON MENCIÓN EN
RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y GAS**

Presentado por:

Paola Alexandra Leiva Montalvo

Diego Alberto Mayalica Dalgo

ECUADOR

Año: 2024

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación lo dedico a mi hijo Diego Alejandro, quien ilumina mi vida con cada sonrisa y quien siempre será el motivo por el cual superarme.

A mi hermano Cristian Paúl por haber sido un ejemplo de amor y fuerza y quien es la estrella que me ilumina desde el cielo.

Diego Mayalica

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mis hijas Emi y Eva que son el motor de mi vida y por ellas cada día puedo continuar esforzándome en ser mejor persona y profesional, superando mis propias expectativas.

A mis padres que, aunque con limitaciones pudieron ayudarme a crecer en este mundo que cada día tiene más retos y dificultades.

A todos mis amigos de la industria petrolera ya que con sus aportes técnicos es que se sigue haciendo ciencia y diseñando nuevas técnicas y tecnologías para un mejor desarrollo.

Paola Leiva

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Escuela Politécnica de Litoral
por todo el conocimiento impartido en el
transcurso de esta Maestría.

A mi esposa, por ser el pilar en el que se apoya
mi vida

A mis padres, por guiar mis pasos en cada
camino que he tomado

A mi hermano, por su apoyo incondicional

Diego Mayalica

AGRADECIMIENTOS

Al universo que es la esencia de la existencia y
mi Dios personal, quien me hace despertar en
conciencia hacia la realidad todos los días.

A la vida por darme la oportunidad de seguir
aprendiendo sobre este mundo.

A mis compañeros de trabajo durante el tiempo
de la maestría Robert, Juanca, Jose Andres y
Andres, con los que siempre nos dimos apoyo
incondicional durante todo el tiempo de estudio
y se convirtieron en amigos.

A mis compañeros y amigos de trabajo Mafer,
Ricardo, Walter, quienes fueron pilares
importantes en el desarrollo y ejecución del
proyecto.

A la ESPOL y su personal profesional, por el
esfuerzo realizado al diseñar y promover una
maestría técnica de tal envergadura.

Paola Leiva

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponden conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Paola Alexandra Leiva Montalvo* y *Diego Alberto Mayalica Dalgo*, damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio, con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Ing. Paola Leiva

Ing. Diego Mayalica

EVALUADORES

-

Phd. Jorge Lliguizaca Dávila

Phd. Jorge Mendoza

Phd. Danilo Andres Arcentales Bastidas

TUTOR DE TESIS

RESUMEN DEL PROYECTO

El campo Pañacocha, descubierto en 1994 con el pozo Pañacocha-2, cuenta con seis reservorios que producen en total 6,000 barriles por día (BPPD) de crudo, con una gravedad entre 12°API y 29°API. El yacimiento arenisca A, el más ligero del campo, ha visto una notable disminución en su presión principal, afectando su productividad y recuperación de reservas. Ubicado en el bloque 12 de la Amazonía ecuatoriana, se han perforado actualmente 30 pozos, varios de los cuales incluyen el yacimiento arenisca A.

Según datos de EP Petroecuador en 2022, el yacimiento arenisca A reportó un petróleo original en sitio de 20.69 millones de barriles, con un factor de recobro del 15.8%. Actualmente, la presión del yacimiento es de 800 PSI. El objetivo del proyecto es desarrollar un modelo estático y dinámico del yacimiento utilizando los programas Petrel y Eclipse, con el fin de implementar un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua, que busque aumentar tanto la presión del yacimiento como el factor de recobro.

El análisis de incertidumbre y ajuste histórico de presión y producción evaluó la fiabilidad del modelo al comparar datos reales y simulados, encontrando un margen de error mínimo. Se prevé que la inyección de agua podría incrementar el factor de recobro del yacimiento A en un 8% adicional en 10 años, bajo ciertas condiciones. Este proyecto tiene el potencial de mejorar los retornos económicos tanto para EP Petroecuador como para el Estado en general.

SUMMARY

The Pañacocha field, discovered in 1994 with the Pañacocha-2 well, has six reservoirs that produce a total of 6,000 barrels per day (BPPD) of crude oil, with an API gravity ranging from 12° to 29°. The sand reservoir A, the lightest in the field, has experienced a significant decline in its main pressure, affecting its productivity and recovery of reserves. Located in block 12 of the Ecuadorian Amazon, a total of 30 wells have been drilled, several of which include the sand reservoir A.

According to data from EP Petroamazonas/EP Petroecuador in 2022, sand reservoir A reported an original oil in place of 20.69 million barrels, with a recovery factor of 15.8%. Currently, the pressure of the reservoir is 800 PSI.

The project's objective is to develop a static and dynamic model of the reservoir using Petrel and Eclipse software, aiming to implement a pilot project for secondary recovery through water injection to increase both the reservoir pressure and the recovery factor.

The uncertainty analysis and historical pressure and production adjustment evaluated the reliability of the model by comparing actual and simulated data, finding a minimal margin of error. It is anticipated that water injection could increase the recovery factor of reservoir A by an additional 8% over 10 years, under certain conditions. This project has the potential to improve economic returns for both EP Petroecuador and the State in general.

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO 1	13
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1 Descripción del problema.....	14
1.2 Justificación del problema.....	15
1.3 Objetivos	16
1.3.1. Objetivo general	16
1.3.2. Objetivos específicos.....	16
1.4 Marco conceptual.....	16
1.5 Marco teórico	18
1.5.1 Ubicación.....	18
1.5.2 Geofísica	19
1.5.3 Geología.....	21
1.5.4 Propiedades de la roca y fluidos.....	23
1.5.4.1 Propiedades de la roca	23
1.5.4.2 Propiedades del fluido.....	23
1.5.4.3 Propiedades del sistema roca - fluido	24
1.5.5 Modelo estático	25
1.5.6 Modelo dinámico	26
CAPITULO 2.....	28
2.1 Metodología	28
2.1.1. Revisión de marcadores.....	29
2.1.2. Interpretación sísmica.....	31
2.1.3. Generación de atributos sísmicos	32
2.1.4. Análisis petrofísico.....	33
2.1.5. Análisis de núcleos.....	33
2.1.6. Modelo petrofísico	37

2.1.6.1.	Cálculo de volumen de arcilla	38
2.1.6.2.	Porosidad total y efectiva	39
2.1.6.3.	Saturación de agua	39
2.1.6.4.	Permeabilidad y clasificación tipos de roca.....	41
2.1.6.5.	Definición de contactos	43
2.1.6.6.	Valores de corte	43
2.2	Modelamiento estático	44
2.2.1.	Geometría de la grilla	44
2.2.2.	Construcción de horizontes	45
2.2.3.	Conceptualización estructural.....	45
2.2.4.	Construcción de zonas y capas	47
2.2.5.	Poblamiento de propiedades	48
2.2.6.	Estimación volumétrica.....	62
2.2.7.	Análisis relación de desempeño y afluencia (ipr).....	63
2.3	Modelamiento dinámico	65
2.3.1.	Datos de presión, volumen y temperatura (pvt).....	65
2.3.2.	Validación de análisis PVT	66
2.3.3.	Pruebas válidas	67
2.3.4.	Datos de salinidad del agua de formación.....	69
2.3.5.	Propiedades PVT yacimiento a	69
2.3.6.	Composición del crudo	72
2.3.7.	Variación de gravedad API	73
2.3.8.	Resumen de propiedades PVT.....	73
2.3.9.	Integración del modelo de simulación	74
2.3.10.	Datos de presión (RFT, MDT, BUP, BHP).....	75
2.3.11.	Análisis de compartimentalización.....	75
2.3.12.	Relación roca-fluido	76

2.1.6.7. Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.....	76
2.3.13. Nivel de agua.....	77
2.4. Inicialización.....	78
2.4.1. Cotejo histórico.....	81
2.4.1.1. Etapas del cotejo histórico	81
2.4.1.2. Cotejo histórico global.....	82
2.4.2. Caso base	83
CAPITULO 3.....	84
3.1 Resultados y análisis	84
3.1.1. Cotejo histórico.....	84
3.1.1.1. Ajuste pozo a pozo.....	84
3.1.1.2. Cotejo histórico global.....	88
3.1.2. Caso base	91
3.1.3. Predicciones del modelo.....	93
3.1.3.1. Caso base.....	93
3.1.3.2. Caso de WO sin inyección de agua	95
3.1.3.3. Caso WO con inyección de agua.....	96
CAPITULO 4.....	102
4.1 Conclusiones y recomendaciones.....	102
4.1.1. Conclusiones.....	102
4.1.2. Recomendaciones.....	103
BIBLIOGRAFÍA.....	104
APÉNDICES	107

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN CAMPO PAÑACOCCHA (ÁREA GEOLOGÍA, ACTIVO EDÉN YUTURI – APAIKA NENKE – ITT) (MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS-BANCO DE INFORMACIÓN PETROLERA ECUADOR BIPE, 2009) Y (EP PETROECUADOR, 2024)	18
FIGURA 2. ÁREA DE LA SÍSMICA 3D DEL CAMPO PAÑACOCCHA. (EP PETROECUADOR, 2022)	20
FIGURA 3. PROCESO DE INVERSIÓN SÍSMICA. (EP PETROECUADOR, 2022).....	21
FIGURA 4. CUT-OFF VPVS/IA UTILIZADOS PARA IDENTIFICACIÓN DE TIPOS DE ROCA.	22
FIGURA 5. CORRELACIONES ESTRUCTURALES Y ESTRATIGRÁFICAS MOSTRANDO REGISTROS ELÉCTRICOS (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	30
FIGURA 6. MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	31
FIGURA 7. IMAGEN ATRIBUTO SÍSMICO RMS PARA CORRELACIÓN YACIMIENTO A (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	32
FIGURA 8. ANÁLISIS DE PLUGS CONVENCIONALES (EP PETROECUADOR, 2014)	33
FIGURA 9. IMAGEN DEL NÚCLEO ARENISCA A (EP PETROECUADOR, 2014)	34
FIGURA 10. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA YACIMIENTO A POZO PAÑACOCCHA-A039	35
(EP PETROECUADOR, 2014)	35
FIGURA 11. DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA ARENISCA A (EP PETROECUADOR, 2014)	36
FIGURA 12. CANALES DE MAREA EN UN SISTEMA COSTERO DOMINADO POR OLAS (IBAÑEZ, 2011).....	37
FIGURA 13. DISTRIBUCIONES DE SALINIDAD OBTENIDOS A PARTIR DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (ELABORACIÓN PROPIA)	41
FIGURA 14. CLASIFICACIÓN TIPOS DE ROCA MODELO DE SIMULACIÓN (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	42

FIGURA 15. DEFINICIÓN DEL GRID, SEGMENTOS, LÍMITE Y FALLAS USADOS PARA EL MODELO (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	44
FIGURA 16. CONSTRUCCIÓN DE LOS HORIZONTES A PARTIR DEL MAPA BASE INTERPRETADO EN EL CUBO SÍSMICO REPROCESADO (EP PETROECUADOR, 2020)	45
FIGURA 17. SEGMENTOS DEL MODELO (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	46
FIGURA 18. HORIZONTES INTERPRETADOS DEL MODELO (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	46
FIGURA 19. ZONAS DEL MODELO (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	47
FIGURA 20. MODELO DE FACIES ESCALADO (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	49
FIGURA 21. ESCALADO POROSIDAD EFECTIVA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	49
FIGURA 22. ESCALADO POROSIDAD TOTAL (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	50
FIGURA 23. ESCALADO POROSIDAD TOTAL (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	50
FIGURA 24. ESCALADO PERMEABILIDAD (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	51
FIGURA 25. ESCALADO SATURACIÓN AGUA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	51
FIGURA 26. WELL SECTION WINDOW MOSTRANDO LOS REGISTROS ESCALADOS (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	52
FIGURA 27. TREND MODELING (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	52
FIGURA 28. FACIES MODELING (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	53
FIGURA 29. PETROPHYSICAL MODELING TREND POROSIDAD EFECTIVA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	54
FIGURA 30. PETROPHYSICAL MODELING TREND POROSIDAD TOTAL (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	55

FIGURA 31. CÁLCULO DE KAIR (PROYECTO TECHLOG – ELABORACIÓN PROPIA)	56
.....	
FIGURA 32. FLUJO DE TRABAJO PARA EL CÁLCULO DE PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	57
FIGURA 33. VARIOGRAMA DE POROSIDAD (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	58
.....	
FIGURA 34. ANÁLISIS DE DATOS Y MODELAMIENTO PETROFÍSICO DE LA POROSIDAD EFECTIVA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	59
FIGURA 35. CONSTANTES PROPIEDADES GEOMÉTRICAS (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	60
.....	
FIGURA 36. PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS DE PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	60
FIGURA 37. PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS NTG Y ROCK TIPE (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	61
.....	
FIGURA 38. GRÁFICO PHIE VS PERM OBTENIDOS DEL MODELO (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	61
.....	
FIGURA 39 (1, 2). CÁLCULO DEL VOLUMEN DEL YACIMIENTO ARENISCA A DEL CAMPO PAÑACocha (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	62
FIGURA 40. RESUMEN DE VOLUMETRÍA PARA YACIMIENTO A (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	63
.....	
FIGURA 41. REPORTE VOLUMÉTRICO POES (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	63
.....	
FIGURA 42. IPR NORMALIZADO DE PCCA-009 (ELABORACIÓN PROPIA)	64
FIGURA 43. IPRS DE POZOS TÍPICO DE A, PCCA-009A (ACTIVO) Y PCCA-023A (INACTIVO)	65
.....	
FIGURA 44. VERIFICACIÓN DE LINEALIDAD DE LA FUNCIÓN Y (EP PETROECUADOR, 2020)	67
.....	
FIGURA 45. PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL (EP PETROECUADOR, 2020)	68
.....	
FIGURA 46. VERIFICACIÓN DE LA RS TOMADA DE LA PRUEBA VS. LA CALCULADA POR BALANCE DE MATERIALES (EP PETROECUADOR, 2020)	68
.....	
FIGURA 47. DENSIDAD DEL PETRÓLEO DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO A DEL CAMPO PAÑACocha. (ELABORACIÓN PROPIA)	70

FIGURA 48. RELACIÓN DE SOLUBILIDAD GAS-PETRÓLEO DEL YACIMIENTO A. (ELABORACIÓN PROPIA).....	70
FIGURA 49. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO DEL YACIMIENTO A (ELABORACIÓN PROPIA).....	71
FIGURA 50. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO DEL YACIMIENTO A. (ELABORACIÓN PROPIA)	71
FIGURA 51. COMPOSICIÓN DEL CRUDO YACIMIENTO A POZO PAÑACOCKA-009.	72
FIGURA 52. MAPA DE GRAVEDAD API DEL YACIMIENTO ARENISCA A (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	73
FIGURA 53. TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA CON RESPECTO A LAS INTERVENCIONES REALIZADAS EN EL POZO PCCA-009. (ELABORACIÓN PROPIA).....	74
FIGURA 54. DATOS DE PRESIÓN XPT TOMADOS EN EL YACIMIENTO A, CAMPO PAÑACOCKA. (ELABORACIÓN PROPIA)	75
FIGURA 55. COMPARTIMENTOS LATERALES EN EL YACIMIENTO A (EP PETROECUADOR, 2020)	76
FIGURA 56. CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR Y PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL YACIMIENTO A. (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	77
FIGURA 57. COMPARACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA GENERADA A PARTIR DEL MODELO PETROFÍSICO CON RESPECTO A LA SATURACIÓN DE AGUA DE LA INICIALIZACIÓN DEL MODELO ARENISCA A	78
(PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	78
FIGURA 58. TAMAÑO DE MALLA, REGIONES DE EQUILIBRIO Y ZONAS EN EL YACIMIENTO A (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	79
FIGURA 59. PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESIÓN CAPILAR (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	80
FIGURA 60. RESUMEN GRÁFICO PVT UTILIZADO DEL POZO PCCA-009 (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	80
FIGURA 61. ACUÍFERO EN A, CONEXIONES Y PROPIEDADES (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	81
FIGURA 62. POZO PCCA-001, COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE FONDO Y FLUIDOS (ELABORACIÓN PROPIA)	84

FIGURA 63. POZO PCCA-012, COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE FONDO Y FLUIDOS (ELABORACIÓN PROPIA)	85
FIGURA 64. POZO PCCA-009, COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE FONDO Y FLUIDOS	85
FIGURA 65. POZO PCCA-011, COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE FONDO Y FLUIDOS	86
FIGURA 66. POZO PCCA-013, COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE FONDO Y FLUIDOS	87
FIGURA 67. POZO PCCA-021, COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE FONDO Y FLUIDOS	87
FIGURA 68. POZO PCVC-001S1, COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN DE FONDO Y FLUIDOS	88
FIGURA 69. COTEJO HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO ALOCADA DEL YACIMIENTO A	89
(PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	89
FIGURA 70. COTEJO HISTÓRICO DEL CORTE DE AGUA DEL YACIMIENTO A (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	89
FIGURA 71. COTEJO HISTÓRICO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL YACIMIENTO A (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	90
FIGURA 72. RESULTADOS DEL COTEJO HISTÓRICO GLOBAL DE LA PRESIÓN, YACIMIENTO A (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	90
FIGURA 73. PARÁMETROS DE CONTROL USADO PARA LA CORRIDA DEL CASO BASE (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	92
FIGURA 74. ESTRATEGIA DE DESARROLLO CASO BASE (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	92
FIGURA 75. CORRIDA SIMULACIÓN CASO BASE (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	93
FIGURA 76. PETRÓLEO ACUMULADO CASO BASE (ELABORACIÓN PROPIA)	94
FIGURA 77. CORTE DE AGUA DEL CASO BASE (ELABORACIÓN PROPIA)	94
FIGURA 78. TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CASO BASE (ELABORACIÓN PROPIA)	95
FIGURA 79. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO A EN LOS POZOS PCCA-008 Y PCCA-023 (ELABORACIÓN PROPIA)	96

FIGURA 80. ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE WO CON INYECCIÓN DE AGUA BASADO EN UNA PRESIÓN CONSTANTE	97
(PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	97
FIGURA 81. DEFINICIÓN DEL CASO DE SIMULACIÓN CON INYECCIÓN DE AGUA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	97
FIGURA 82. PETRÓLEO ACUMULADO CASO WO + INYECCIÓN AGUA (ELABORACIÓN PROPIA).....	98
FIGURA 83. CORTE DE AGUA DEL CASO WO + INYECCIÓN AGUA (ELABORACIÓN PROPIA).....	99
FIGURA 84. TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CASO BASE (ELABORACIÓN PROPIA).....	99
FIGURA 85. ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE WO CON INYECCIÓN DE AGUA BASADO EN UN CAUDAL CONSTANTE	100
(PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	100
FIGURA 86. PRESIÓN DE INYECCIÓN CON FLUIDO CONSTANTE 1800 BLS/D (ELABORACIÓN PROPIA).....	101
FIGURA 87. MAPA DE PRESIÓN A OCTUBRE 2017 (HISTORIA DE PRODUCCIÓN) (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	107
FIGURA 88. MAPA DE PRESIÓN PROYECCIÓN CASO BASE A ENERO 2024 (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	108
FIGURA 89. MAPA DE PRESIÓN PROYECCIÓN CASO BASE INICIO DE INYECCIÓN 2025 (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	109
FIGURA 90. MAPA DE PRESIÓN PROYECCIÓN INYECCIÓN AGUA CON WO A ENERO 2026 (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	110
FIGURA 91. MAPA DE PRESIÓN PROYECCIÓN INYECCIÓN AGUA CON WO A ENERO 2030 (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	111
FIGURA 92. MAPA DE PRESIÓN PROYECCIÓN INYECCIÓN AGUA CON WO A ENERO 2035 (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA)	112
FIGURA 93 FLUJO DE TRABAJO DE VARIABLES PETROFÍSICAS (PROYECTO PETREL)	113
FIGURA 94. FLUJO DE TRABAJO PARA FACIES (PROYECTO PETREL)	113

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. SEGMENTOS DE COMPARTIMENTALIZACIÓN DE CONTACTOS DEL RESERVORIO A EN EL CAMPO PAÑACOCCHA	22
TABLA 2. PARÁMETROS GENERALES UTILIZADOS PARA LA OBTENCIÓN DE LA CURVA DE SATURACIÓN DE AGUA.	41
TABLA 3. RANGOS DE WINDLAND UTILIZADOS PARA IDENTIFICAR TIPOS DE ROCA (ELABORACIÓN PROPIA)	42
TABLA 4. PROPIEDADES GEOMÉTRICAS DEL MODELO 3D CONSTRUIDO PARA EL YACIMIENTO A DEL CAMPO PAÑACOCCHA (PROYECTO PETREL – ELABORACIÓN PROPIA).....	48
TABLA 5. REPRESENTACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS	65
TABLA 6. VALORES DE SALINIDAD EN IONES CLORURO PARA EL YACIMIENTO A. (EP PETROECUADOR, 2020)	69
TABLA 7. PROPIEDADES PVT DEL YACIMIENTO ARENISCA A DEL CAMPO PAÑACOCCHA.....	73
TABLA 8. EVENTOS DEL POZO PCCA-009 YACIMIENTO A.	74
TABLA 9. ZONAS DE EQUILIBRIO DEFINIDAS PARA LA INICIALIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO. YACIMIENTO A	79
.....	79
TABLA 10. RESUMEN PRODUCCIÓN OFICIAL VS COTEJO HISTÓRICO DE SIMULACIÓN (INCLUYE POES, ACUMULADO Y FR). (ELABORACIÓN PROPIA)....	91

LISTA DE ABREVIATURAS

AVO	Amplitud versus desplazamiento
Bg	Factor volumétrico del gas
BLS/D	Barriles por día
Bo	Factor volumétrico del petróleo
BLS/BF	Barriles de superficie por barriles de fondo
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
cp	Centipoise (medida de la viscosidad dinámica)
CPG	Corner pint gridding/cuadrícula de puntos de esquina
EYANITT	Eden yuturi apaika nenke ishpingo tiputini tambococha
FR	Factor de recobro
ft	Pies
FVF	Formation volume factor/factor de volumen de formación
LKO	Low known oil/límite conocido de petróleo
MMBPN	Millones de barriles de petróleo normales
NPHI	Neutrón porosity/porosidad neutra
NTG	Net to gross
OFM	Oil field manager/software para gestión de datos de producción
PCCA	Pañacocha a
PHIE	Porosidad efectiva
PHIT	Porosidad total
POES	Petróleo original en sitio
PVT	Presión-volumen-temperatura
RHOB	Bulk density/densidad volumétrica
RMS	Root mean square/raíz cuadrada media
Rs	Relación de solubilidad de gas en solución
RT	Rock tipe/tipo de roca
SW	Saturación de agua
TECHLOG	Software utilizado para interpretación petrofísica
VSH	Volume shale/volumen de arcilla
XRD	Difractometría de rayos x
μ	Viscosidad del petróleo

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN

En el año 2022, EP Petroecuador en el Informe Justificativo de POES y Reservas señaló que el campo Pañacocha está ubicado en el bloque 12 de la amazonia ecuatoriana. En 1994, luego de una nueva campaña de registro y procesamiento de sísmica 2D, Petroproducción confirmó el descubrimiento de zonas de almacenamiento de crudo con el pozo Pañacocha-2, en el cual se encontró 6 reservorios con un total de 6,000 BPPD y con una gravedad entre 12°API y 29°API. Uno de estos reservorios fue el yacimiento arenisca A, cuyo crudo es el más liviano del campo, con una gravedad de 29° API y en el cual la presión como energía principal ha disminuido, lo cual ha repercutido en la productividad con bajas tasas de producción y una baja recuperación de reservas (EP Petroecuador, 2022).

La extracción de petróleo utilizando métodos convencionales implica que grandes cantidades de petróleo se quede sin recuperar (Simmons, 2005). A medida que la vida productiva del yacimiento avanza, la presión disminuye y la cantidad de petróleo recuperado se reduce, marcando el inicio de la declinación, por lo cual se requiere la implementación de otros métodos para maximizar la producción, como la recuperación secundaria mediante la inyección de agua (Salgado, 2013) y (Donaldson, 2006). Este procedimiento logra compensar la pérdida de presión en el yacimiento, práctica que permite un mejor desplazamiento del petróleo, logrando un barrido más efectivo y contribuyendo al incremento de reservas y por lo tanto un mayor factor de recobro, aunque este pueda ser relativamente bajo, resulta significativo.

En el año 2022, EP Petroecuador en un Informe interno del activo, señaló que la arenisca A del campo Pañacocha tiene un petróleo original en sitio (POES) de aproximadamente 20.69 millones de barriles (MMBLS) con un factor de recobro (FR) de 15.8%, encontrándose en producción 4 pozos (EP Petroecuador, 2022).

El presente estudio se enfoca en determinar la mejor alternativa de producción bajo escenarios de recuperación secundaria en el yacimiento arenisca A del campo Pañacocha, los mismos que se obtienen a partir del estudio de un modelo estático y dinámico, herramientas que permiten representar el flujo de los fluidos en el medio

poroso con un mayor rango de certidumbre que las técnicas de recuperación primaria de hidrocarburos, brindando una mejor aproximación al verdadero potencial del yacimiento.

1.1 Descripción del problema

Este estudio se centra en la situación actual de la mayoría de los campos petroleros en Ecuador, los cuales, en sus reservorios principales están agotados debido a la continua extracción de fluidos, provocando una disminución natural en la producción.

En el libro (Paris de Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, 2001), indica que *“Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación, generalmente se han completado mediante la inyección de agua y de gas como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro”* y son altamente eficientes debido a que la inyección de agua es muy rentable en comparación a otros métodos de recuperación secundaria como la inyección de gas.

Algunos campos ya desarrollados necesitan tener viabilidad económica, debido a su afectación por la disminución en la producción causada por la caída de la presión en los yacimientos, así como por la producción con elevados cortes de agua. Los diversos sistemas de levantamiento artificial utilizados en campo a menudo resultan insuficientes para llevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, y la recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua, con el pasar del tiempo, tiene más importancia, puesto que gran parte del crudo permanece en los yacimientos después de la aplicación de métodos tradicionales de extracción.

Por esta razón, muchos de estos campos están siendo sometidos a proyectos de simulación matemática con el objetivo de implementar pilotos de inyección de agua, para optimizar la producción de petróleo.

En el justificativo técnico de POES y reservas 2022 (EP Petroecuador, 2022), presentado por el activo Eden Yuturi a la Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador, se considera que el yacimiento arenisca A en el campo Pañacocha actualmente tiene un factor de recobro bajo, y como consecuencia de la baja presión del yacimiento es

necesario desarrollar un modelo de simulación estático y dinámico con el objetivo de maximizar la producción a través de un método de recuperación secundaria como lo es la inyección de agua.

1.2 Justificación del problema

El enfoque para abordar el tema de la recuperación secundaria en el yacimiento A del campo Pañacocha, implica la inyección controlada de agua para de esta manera reponer la pérdida de presión a través del tiempo, buscando revitalizar el yacimiento, mejorar la movilidad del petróleo remanente y aumentar la eficiencia general de la extracción de hidrocarburos.

La recuperación secundaria se justifica optimizando el factor de recobro, puesto que la inyección de agua desplaza el petróleo remanente hacia los pozos productores, drenando una mayor cantidad de petróleo originalmente presente en el yacimiento, con lo cual, se espera que la producción de petróleo se incremente al restaurar la presión, lo que contribuirá a mantener o incrementar los niveles de extracción a través del tiempo.

La implementación de un proyecto de recuperación secundaria busca mantener o mejorar la rentabilidad de la extracción de petróleo y prolongar la vida útil del pozo, permitiendo una explotación continua y sostenible de los recursos petroleros.

El aumento en la producción resultante de la recuperación secundaria puede traducirse en mayores ingresos, beneficiando en términos económicos, tanto a la empresa operadora como al país.

Por estas razones el estudio del modelo estático y dinámico del yacimiento A del campo Pañacocha para recuperación secundaria por inyección de agua se justifica como una estrategia efectiva para abordar y superar los desafíos asociados con la baja presión en este yacimiento productor de petróleo, con el objetivo de optimizar la producción y maximizar la eficiencia de extracción.

1.3 Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar el modelo estático y dinámico del yacimiento A del campo Pañacocha a través del programa Petrel y Eclipse, para implementar un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua mediante el cual se evidencie el incremento en el factor de recobro.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Recopilar e integrar toda la información de geociencias, reservorios y producción correspondiente al reservorio A del Campo Pañacocha, para la elaboración del modelo estático y dinámico.
2. Realizar el ajuste histórico de producción, para la evaluación de la robustez del modelo, a través de la comparación de datos históricos frente a los obtenidos con el modelo de simulación.
3. Realizar la predicción del caso base y bajo el escenario de recuperación de hidrocarburo a través de la estrategia de reacondicionamiento (Workover-WO) e inyección para identificar oportunidades técnicas que posteriormente ayuden en la optimización de recursos a mediano plazo.

1.4 Marco conceptual

El proceso de modelado del ambiente de depósito, las litofacies y las características de un yacimiento es una tarea multidisciplinaria que conlleva una serie de procedimientos complejos. En términos generales, el flujo de trabajo implica el enriquecimiento del modelo estructural con datos sobre la litología y las propiedades del yacimiento. (Agi, 2019)

La geología del subsuelo genera áreas propicias para la acumulación de hidrocarburos. Esto se debe a la existencia de trampas estructurales y estratigráficas originadas por el ambiente sedimentario, que favorecen la formación de altos niveles de porosidad y permeabilidad. (Smith, 2018)

Los mapas de espesores de yacimientos, si bien son una técnica convencional para identificar las zonas más prometedoras dentro de un yacimiento y calcular las reservas, no logran abarcar la variabilidad de esta propiedad presente en el yacimiento (Morales, 2017). Por esta razón, resulta imprescindible llevar a cabo la caracterización exhaustiva del yacimiento mediante la elaboración de un modelo geoestadístico que pueda representar una heterogeneidad interna del mismo; cuando esto sucede, 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, 2017).

La simulación implica crear un modelo matemático que imite el comportamiento del yacimiento. Este modelo utiliza ecuaciones para representar procesos como el flujo de fluidos y el equilibrio de materiales en el reservorio. Los modelos varían según la naturaleza del reservorio, los datos disponibles y los objetivos del proyecto (Ezekwe, 2011).

La simulación de reservorios es crucial porque permite probar múltiples estrategias a bajo costo y en poco tiempo, a diferencia de la producción real. Esto facilita la elección de la estrategia óptima para la empresa operadora (Ezekwe, 2011).

La inyección de agua en un yacimiento sirve para mantener la presión y desplazar el petróleo hacia los pozos. La mayoría de los proyectos fallan debido a una comprensión limitada de la geología, falta de habilidades técnicas y problemas de incompatibilidad del agua (Alaigba, 2020).

Los proyectos de inyección de agua tienen como objetivos principales maximizar la recuperación de petróleo, optimizar el contacto en áreas de alta saturación residual, gestionar eficazmente la inyección de agua y minimizar costos de operación. La eficacia de la recuperación en yacimientos depende de las propiedades petrofísicas. Los efectos capilares son importantes, especialmente a bajas presiones de inyección. (Imuokhuede, 2020), y (Pinilla, 2013).

Según (Mogollón, 2017), en proyectos de inyección de agua, se deben tomar decisiones sobre la cantidad, ubicación y secuencia de perforación de pozos, tasas de inyección,

extracción y conversiones. Estas decisiones generan múltiples escenarios que deben ser evaluados para encontrar el óptimo, considerando incertidumbres como las propiedades del yacimiento y el precio del petróleo además de las restricciones operativas.

Normalmente, el agua se encuentra disponible en diversas fuentes, como acuíferos ubicados por debajo o por encima de los yacimientos de petróleo, corrientes de agua en la superficie y océanos.

El uso del agua es la opción más económica entre los fluidos que se introducen en el yacimiento para mejorar la recuperación de petróleo. El agua es un eficaz agente para desplazar petróleo de baja a mediana densidad. Su inyección es relativamente sencilla, y se extiende de manera eficiente a través de la formación.

Además, la separación del agua en la superficie es más manejable en comparación con otros fluidos de inyección. La inyección de agua implica una inversión de capital y costos operativos bajos, lo que la hace una elección favorable desde el punto de vista económico.

1.5 Marco teórico

1.5.1 Ubicación

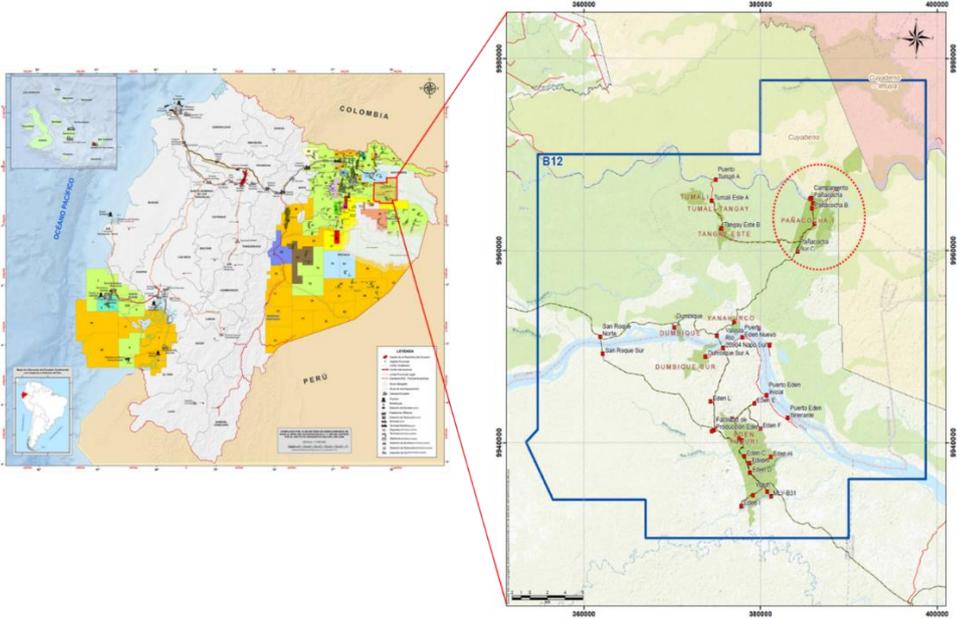


Figura 1. Ubicación Campo Pañacocha (Área Geología, Activo Edén Yuturi – Apaika Nenke – ITT) (Ministerio de energía y Minas-Banco de Información Petrolera Ecuador BIPE, 2009) y (EP Petroecuador, 2024)

El campo Pañacocha se encuentra ubicado en la región amazónica en la provincia de Sucumbíos al noreste del bloque 12, al sur del río Aguarico y la reserva faunística Cuyabeno, al este de la cuenca oriente en el límite de las parroquias, Pañacocha y Cuyabeno, en la provincia de Sucumbíos, dentro del área de operación de EP Petroecuador, tal como se muestra en la Figura 1 en donde se puede observar el mapa de ubicación del campo Pañacocha”

El campo Pañacocha fue descubierto en 1972 por la empresa Grace Oil and Minerals y se inauguró oficialmente en el año 2010 a cargo de la empresa Petroamazonas E.P, se encuentra a 30 km al norte del campo Edén Yuturi. (EP Petroecuador, 2009).

1.5.2 Geofísica

La adquisición sísmica 3D en el área Pañacocha está cubierta por cuatro sondeos sísmicos registrados por separado: Pañacocha Norte, Pañacocha Sur 01, Pañacocha Sur 02 y Pañacocha 2002 02; la extensión de esta adquisición fue de aproximadamente 275 km² en superficie (256 km² full cobertura), y fue realizada hasta julio del 2010.

El procesamiento sísmico pre-stack (PSTM) fue realizado entre agosto y octubre de 2010, por la Cia. BGP, mediante el cual se obtuvo un volumen sísmico en tiempo con migración pre-stack, sobre el cual se hizo la interpretación sísmica preliminar.

Posteriormente se realizó el primer reprocesamiento e inversión sísmica desde febrero hasta mayo de 2011 a través de la Cia. LandOcean, cuyo objetivo fue mejorar la resolución vertical, que permita tener una mayor continuidad en los reflectores y mayor control de velocidades, para disminuir la incertidumbre en la interpretación estructural. A continuación, se realizó un segundo reprocesamiento de datos sísmicos 3D y caracterización sísmica durante julio del 2016 a julio del 2017, a través de la compañía Kamana realizado por WesternGeco; con el objetivo de obtener una mayor cobertura en el área final de reprocesamiento.

El reprocesamiento obtuvo una serie de cubos sísmicos a partir de 270 km² de área de información de campo colectada en los años 2009/11, tal como se puede observar en la figura 2. El tratamiento de esta información, utilizando tecnología de avanzada en reprocesamiento sísmico, está enfocado a mejorar la imagen sísmica para su análisis estructural y sismoestratigráfico, generando además información básica para la

subsecuente aplicación de técnicas avanzadas de inversión sísmica AVO (Amplitude Versus Offset/Amplitud versus Desplazamiento) que sirven para la caracterización sísmica de reservorios (EP Petroecuador, 2022).

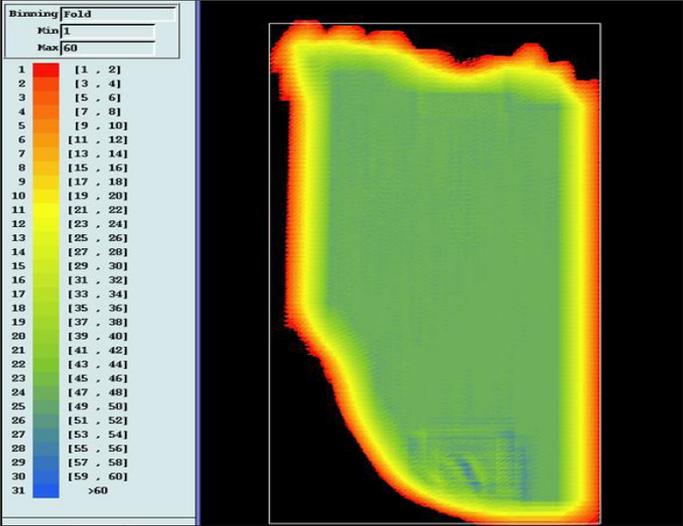


Figura 2. Área de la sísmica 3D del campo Pañacocha. (EP Petroecuador, 2022)

Complementario al reproceso en tiempo, también se obtuvo cubos sísmicos y de velocidades en profundidad. Esta información complementa la caracterización del campo, permite reducir riesgos geológicos en objetivos de desarrollo y exploratorios, desde el punto de vista estructural y ayuda a la perforación en la identificación y cuantificación de ciertos riesgos. En la Figura 3 se muestra el proceso de la inversión sísmica del Campo Pañacocha.

La inversión sísmica brindó información sobre las propiedades del reservorio (densidad, porosidad y facies) que sirven para actualizar los modelos de reservorio del campo Pañacocha.

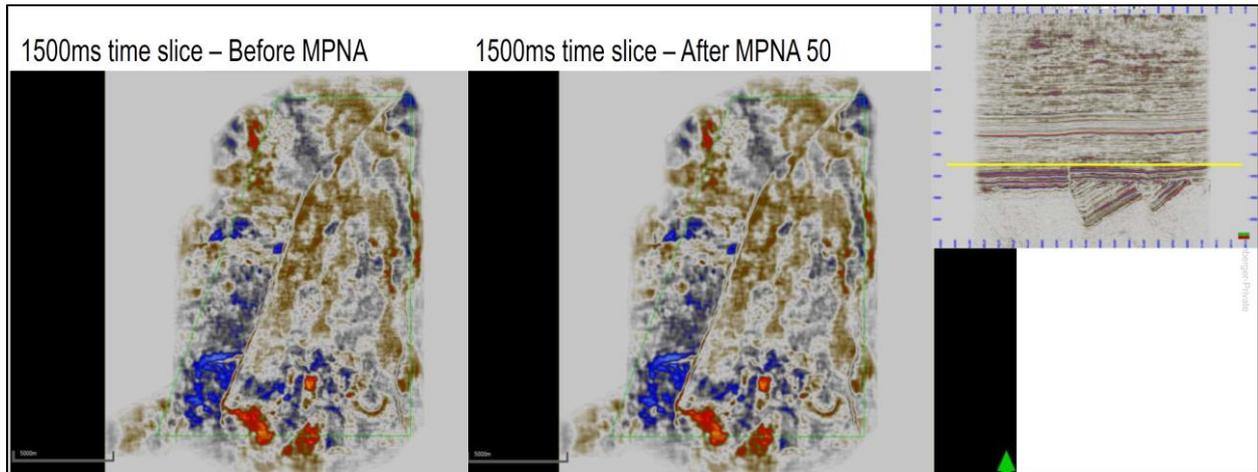


Figura 3. Proceso de inversión sísmica. (EP Petroecuador, 2022)

1.5.3 Geología

Geológicamente, el campo Pañacocha se encuentra en el corredor Capirón – Tiputini, (Baby, 2004), en donde se muestran las facies sísmicas pre-aptense en el "trend" ITT, pero también presentes en estructuras como Pañacocha; este corredor es interpretado como una cuenca extensiva, actualmente invertida, con juegos de fallas normales de tipo lístrico conectadas sobre un nivel de despegue horizontal ubicado en el basamento y evidenciado por sísmica de reflexión.

La estructura Pañacocha, corresponde a un anticlinal asimétrico de bajo relieve de dirección Suroeste – Noreste; en el mismo azimuth limitada al oeste por una falla normal de tipo lístrica en el pre-cretácico e invertida vertical al cretácico con componente transpresivo de alto ángulo, con rumbo aproximado N-S y que buza hacia el Este; al Norte su cierre estructural está limitado con el Río Aguarico y al Sur presenta un cierre estructural natural (EP Petroecuador, 2022).

Los yacimientos descubiertos en el área son: M-1, M-2, A, U Superior, U Inferior, U Inferior Basal y T, con reservas probadas, de 16.1 MMBPN (millones de barriles de petróleo normales), con crudos que van de 9° API a 30° API, siendo el más pesado el de M-1 y el más liviano el de la arenisca A (EP Petroecuador, 2022).

La arenisca A en el campo se encuentra depositada sobre la arenisca U Superior, y se caracteriza por presentar intercalaciones de areniscas y lutitas; los espesores en esta zona varían entre 11-89 pies (Izquierdo, 2015).

En el modelo de simulación, para la identificación de los tipos de roca a partir de la información de pozos, que previamente pasaron un control riguroso de su data; se utilizaron los cut-off en base a las ondas VpVs y la impedancia acústica que se pueden observar en la Figura 4.

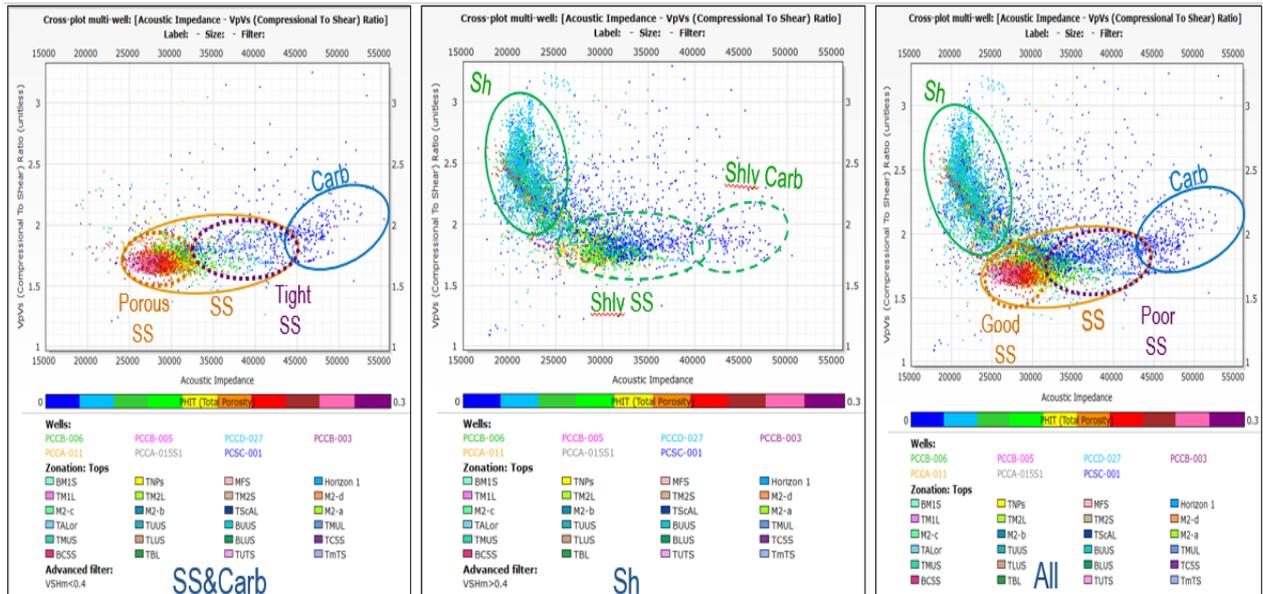


Figura 4. Cut-off VpVs/IA utilizados para identificación de tipos de roca.

El POES del campo Pañacocha se actualizó con la información del modelo estático, la cual partió del análisis realizado en sismica de fallas existentes y conexión de las mismas. (Craft, Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos, 1968)

El área base para la volumetría partió del mapa estructural limitado al contacto agua petróleo, este volumen resultante con la porosidad, saturación de agua y net-to-gross (NTG) definieron el POES para el yacimiento A de Pañacocha.

Los contactos que se usaron se muestran en la Tabla 1 y están agrupados de acuerdo a los segmentos de los pozos perforados que comparten un contacto similar.

Tabla 1. Segmentos de compartimentalización de contactos del reservorio A en el campo Pañacocha

	Segmento sur	Segmento PCC-PCN	Segmento ESTE
	PCSC	ESTR. PRINCIPAL	VOLCANICO
ARENISCA A	-6185	-6185	-6192

Fuente: (EP Petroecuador, 2020).

1.5.4 Propiedades de la roca y fluidos

1.5.4.1 Propiedades de la roca

Los datos estructurales y petrofísicos suelen estar incluidos en el modelo estático de un reservorio. La forma en la que se representan las propiedades de la roca en la estructura del modelo geológico es a través de la información geométrica en los bloques de la cuadrícula o grilla en términos de ubicación y dimensiones, incorporando las especificaciones de los datos petrofísicos para cada bloque, que incluyen aspectos como el volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y la relación NTG.

1.5.4.2 Propiedades del fluido

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

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. (Craft, Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos, 1968)

- **Factor Volumétrico del Gas (B_g)**

La relación del volumen de gas en el yacimiento con el volumen de gas a condiciones de superficie corresponde al factor volumétrico del gas según (Paris de Ferrer, 2009), este factor existe en yacimientos con presiones menores a las de burbuja o yacimientos de gas. (Craft, Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos, 1968)

- **Relación de Solubilidad (R_s)**

La relación de solubilidad es constante antes de la presión de burbuja. Según (Craft, Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos, 1968), 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.

- **Viscosidad del Petróleo (μ_o)**

Es la resistencia que el petróleo ejerce al movimiento, un factor favorable para una alta recuperación por inyección de agua es la baja viscosidad del petróleo. La eficiencia de

barrido del petróleo está influenciada por la viscosidad, ya que esta última afecta la razón de movilidad. (Craft, Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos, 1968)

1.5.4.3 Propiedades del sistema roca - fluido

- **Permeabilidad**

La permeabilidad se puede definir de manera general como la capacidad de un medio para permitir el paso de un fluido. En el contexto de la roca, se refiere a la propiedad que permite que un fluido fluya a través de los poros conectados de la roca. Posteriormente, otros científicos cuantificaron cómo los fluidos atraviesan los poros y desarrollaron una ecuación que hoy se conoce comúnmente como la ley de Darcy, la cual se expresa en darcies o milidarcies. Cuando la variación de permeabilidad en el yacimiento es baja, los resultados de la inyección de agua tienden a ser más efectivos. Sin embargo, si existe una gran variabilidad, es probable que el agua inyectada alcance una ruptura prematura en las capas de alta permeabilidad. (García, 2019)

Permeabilidad absoluta: se refiere a la permeabilidad que se mediría si todo el espacio poroso estuviera saturado al 100% con un solo fluido. Por lo general, se determina utilizando núcleos y un fluido de prueba, que puede ser aire o agua.

Permeabilidad efectiva: es la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando hay otros fluidos presentes, depende de la saturación de los fluidos, y es importante destacar que las permeabilidades relativas son siempre menores que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa: representa la relación de la permeabilidad efectiva con la permeabilidad absoluta, proporciona información sobre cómo un fluido se desplaza a través del medio poroso; la suma de las permeabilidades relativas es siempre menor a 1.

- **Tensión superficial e interfacial**

Es la fuerza neta por unidad de longitud que se ejerce en la superficie de contacto entre una fase (sólida o líquida) y otra (sólida, líquida o gaseosa). La fuerza neta es vertical a la superficie de contacto y está dirigida hacia el interior de las fases. Cuando una de las fases es un gas, se le suele llamar tensión superficial. Las fases en contacto son inmiscibles, es decir, no se pueden disolver entre sí para formar una solución. La región

de contacto entre las fases es una superficie geométrica de separación llamada interfase. La tensión interfacial se debe a las fuerzas intermoleculares presentes en la interface (Anton de Salager, 2005).

- **Humectabilidad**

La mojabilidad se define como "la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles". Es la medida de la preferencia de una roca por el aceite o el agua. En un sistema de roca-fluido, esto es de suma importancia, ya que es el factor principal que controla la ubicación, el flujo y la distribución de los fluidos en un yacimiento (Abdallah, 2007).

- **Presión Capilar**

La presión capilar de un medio poroso controla la distribución y el flujo de las fases inmiscibles junto con las fuerzas viscosas y gravitatorias, se basa en la tensión interfacial que existe entre dos fluidos inmiscibles. La presión capilar es mayor cuanto menor sea el radio del tubo capilar (o poro) (Bognoe, Thomas, 2008).

1.5.5 Modelo estático

Un modelo estático se utiliza para representar un sistema en un estado específico o para analizar su comportamiento en condiciones estáticas, es decir, cuando no hay cambios significativos en las variables de interés a lo largo del tiempo. El propósito principal de elaborar un modelo estático es comprender y analizar la estructura, relaciones y características de un sistema en un momento dado, sin considerar las variaciones temporales o dinámicas. (Banks, 2005)

La geoestadística en los modelos estáticos ofrece un enfoque probabilístico y herramientas para analizar datos e integrar información en el análisis de yacimientos. Permite modelar y transferir la incertidumbre en la distribución espacial de parámetros claves del yacimiento, lo que respalda una gestión basada en riesgos. A medida que se recopila más información, la incertidumbre disminuye. En yacimientos complejos, una caracterización detallada de las variaciones en litología y propiedades es esencial para optimizar los planes de desarrollo y maximizar la recuperación de hidrocarburos (Journel, 2007), y (Silva, 1996).

Algunos datos de entrada del modelo estático son los siguientes:

- Sísmica 3D de buena calidad en tiempo y profundidad
- Marcadores/Horizontes
- Pozos de correlación
- Data validada de producción
- Dataset de registros básicos
- Posibles fallas
- Modelos de velocidad
- Atributos estructurales y estratigráficos

1.5.6 Modelo dinámico

El propósito principal de un modelo dinámico es representar la interacción entre la roca y los fluidos del yacimiento, así como reproducir las condiciones de presión, producción e inyección del yacimiento. Esto facilita la estimación de volúmenes de fluidos en el sitio y reservas recuperables, el análisis de la presión, producción e inyección, y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento, en colaboración con el modelaje estático (Ecopetrol-Bernal, M. C., 1992).

El proceso de elaboración del modelo dinámico comienza con la caracterización física y energética del yacimiento, empleando técnicas convencionales de ingeniería de yacimientos y el análisis de datos históricos de producción y presión. Además, se realiza un estudio de factibilidad para iniciar el modelaje numérico, basado en un análisis técnico y financiero.

Posteriormente, la construcción de la simulación numérica del yacimiento, que integra modelos estáticos y métodos de ingeniería convencional de yacimientos, implica la recopilación y análisis de datos del medio poroso, así como la evaluación de escenarios que determinan la capacidad de producción del yacimiento.

El proceso para desarrollar un modelado dinámico incluye varias etapas cruciales: el análisis del comportamiento histórico, la evaluación de las propiedades termodinámicas de los fluidos, la interacción entre la roca y el fluido, la aplicación de balances de materiales, el uso de técnicas de interpretación de presiones, la realización de cálculos volumétricos y el análisis de curvas de declinación para el cálculo de reservas. También

se considera la recuperación secundaria mediante la inyección de agua, la evaluación económica del proyecto y la planificación de la explotación, la cual puede involucrar diversas estrategias como recompletaciones, perforaciones, inyección de fluidos y recuperación térmica, entre otras.

CAPITULO 2

2.1 Metodología

El modelo estático del campo partió desde la interpretación estructural basada en un análisis minucioso de los cubos sísmicos en tiempo. Este análisis fue luego convertido a profundidad mediante un modelo de velocidades creado y ajustado a los marcadores interpretados, lo que permitió la generación de nuevas superficies estructurales y la identificación de atributos sísmicos más correlacionados. Estos datos fueron inicialmente generados y luego utilizados para el modelado del campo.

Previo al proceso de modelamiento:

1. Se realizó una nueva interpretación petrofísica que hace honor de manera apropiada a las propiedades de la roca y fluido presente en el reservorio A del campo Pañacocha.
2. Se definió los distintos segmentos y/o contactos presentes en el campo, los cuales fueron identificados bajo la revisión puntual de cada uno de los pozos y sus reservorios, definiendo el marco estructural y las tendencias de depositación de las arenas.
3. Se generó la grilla 50 ft*50 ft*1 ft (i*j*k), con los segmentos y/o contactos, y la realización de las zonas para el poblamiento de facies y propiedades.
4. Se procedió al poblamiento de las propiedades de porosidad efectiva, las cuales son las bases para la estimación de propiedades petrofísicas derivadas, como la permeabilidad, tipo de roca (RT) y saturación de agua, para el reservorio A.
5. Se generó las facies con base a un proceso de modelamiento “trend modeling”, el cual incluye una distribución de probabilidad vertical y una distribución horizontal.
6. Se procedió a realizar el cálculo del POES.

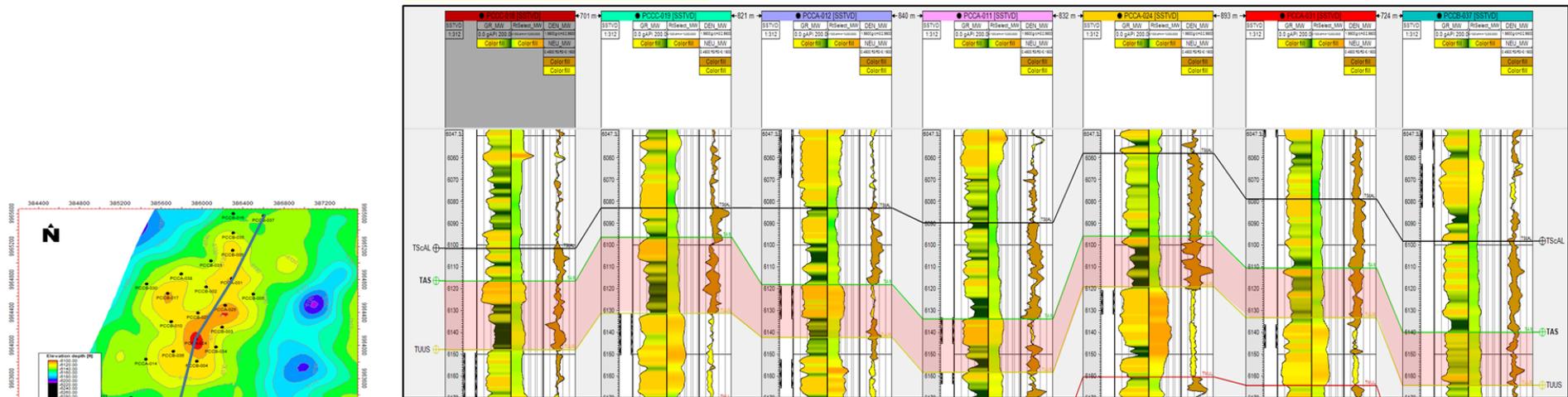
Para la elaboración del modelo estático y dinámico del yacimiento A del Campo Pañacocha se utilizó el software Petrel Eclipse desarrollado por Schlumberger, el cual lo maneja la Empresa EP Petroecuador, que permitió el modelado geológico y geofísico, simulación de yacimientos para observar el comportamiento de los fluidos, la predicción de la producción y la optimización de la recuperación de hidrocarburos, a través de la integración de datos.

2.1.1. Revisión de marcadores

Se realizó la validación de la correlación de marcadores entre pozos, usándose como registros básicos el de densidad y neutrón, ya que permite identificar las litologías presentes (arcilla, arenas y carbonatos), y como secundarios los registros gamma ray y sínico. El registro sínico se usó para confirmar la presencia de carbonatos con la presencia de altas velocidades, lo cual permite identificar y corroborar el registro de densidad.

Como parte de la técnica se usó la correlación litoestratigráfica para identificar el reservorio A, así como se muestra en la Figura 5:

Correlación Estructural



Correlación Estratigráfica

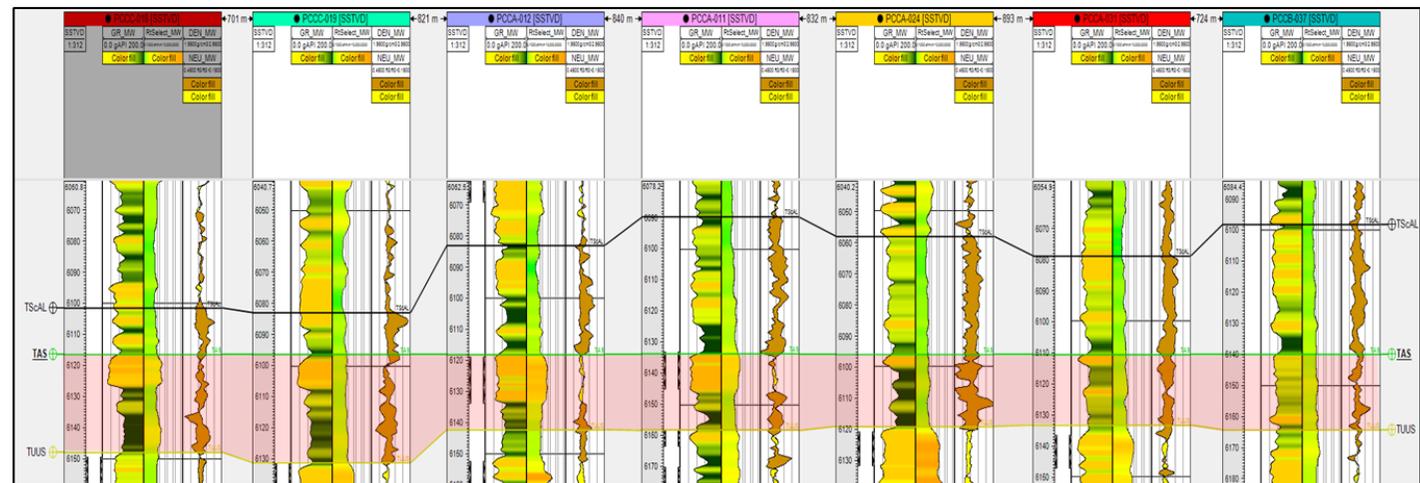


Figura 5. Correlaciones Estructurales y Estratigráficas mostrando registros eléctricos (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

2.1.3. Generación de atributos sísmicos

Las arenas delgadas producen interferencia, lo que evita tener una buena correlación con las propiedades petrofísicas y además genera incertidumbre en su distribución.

En la Figura 7 se puede observar que para identificar las arenas del yacimiento A fue usado el atributo sísmico de amplitud RMS, el cual cuantifica la energía sísmica de los datos, para interpretar la calidad de las reflexiones sísmicas. La impedancia acústica muestra la respuesta de las propiedades del reservorio con una buena probabilidad de arenas, reduciendo la interferencia producida por las amplitudes y por lo tanto aumentando la confianza del resultado del modelo.

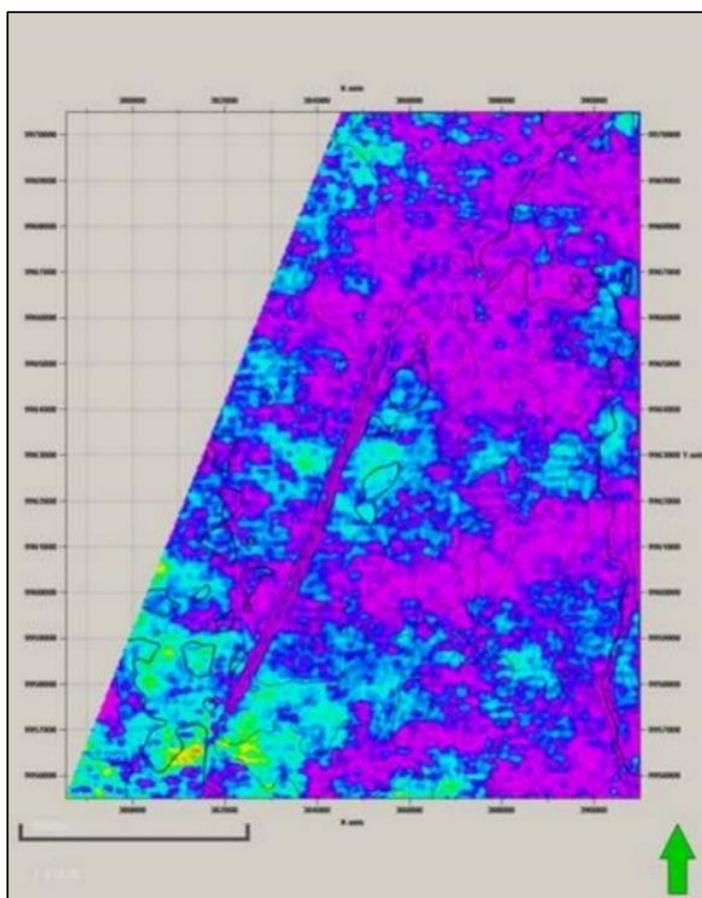


Figura 7. Imagen atributo sísmico RMS para correlación Yacimiento A
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

También se analizó la consistencia geológica de la distribución de los reservorios de acuerdo a la sedimentología disponible del área.

2.1.4. Análisis petrofísico

Con el modelo petrofísico del campo Pañacocha, se obtuvo el volumen de arcilla, y la porosidad efectiva, ya que el cálculo de VSH (volumen de arcilla) se realiza de manera ponderada a partir del registro Gamma Ray y Densidad-Neutrón, obteniéndose así una mejor correlación con los datos de XRD (difracción de rayos X) de los núcleos.

Al modelo petrofísico se incorporó la obtención de curvas de saturación de agua a partir de presiones capilares, así como una estimación de saturación de agua irreducible y aceite residual utilizando los datos de permeabilidades relativas existentes en el campo.

Los diversos parámetros y valores de cálculo (End Points), se ingresaron para la zona yacimiento A empleando las cimas y bases generadas en la interpretación geofísica/geológica.

Para el caso del yacimiento A, se considera como cima el tope de la arenisca A y la base el tope de la arenisca U Superior.

2.1.5. Análisis de núcleos

Para el yacimiento A se tiene el núcleo: PCCA-039, cuyos valores de porosidad y permeabilidad se muestran en la Figura 8.

PETROAMAZONAS PAÑACOCHEA A039 ECUADOR FINAL				CL File No : 1401087 Date: SEPTIEMBRE-05-2014 Analyst(s): RCH-MLC-GO			
CONVENTIONAL PLUG ANALYSIS							
Sample Number	Depth ft	Net Confining Stress psig	Porosity %	Permeability		Grain Density cm3	Footnote
				Klinkenberg md	Kair md		
ARENISCA A							
1H	8415.0	800	12.4	0.205	0.323	2.74	Reducción de longitud
1H	8415.0	3295	11.7	0.074	0.124		
2V	8416.0	800	6.4	0.072	0.121	2.89	
2V	8416.0	3295	4.2	<0.01	<0.01		
3H	8419.0	800	17.3	9.10	11.6	2.77	
3H	8419.0	3295	16.7	5.13	6.73		
4V	8421.0	800	6.9	0.015	0.027	2.74	
4V	8421.0	3295	4.0	<0.01	<0.01		
5H	8422.0	800	8.4	0.062	0.105	2.66	Fractura
5H	8422.0	3295	7.2	0.019	0.034		
6H	8432.5	800	18.5	100	111	2.62	Reducción de longitud
6H	8432.5	3295	18.3	91.2	102		
7H	8438.3	800	21.6	949	994	2.70	
7H	8438.3	3295	21.1	815	854		
8H	8440.0	800	23.2	886	928	2.64	
8H	8440.0	3295	22.8	808	847		
9H	8446.0	800	16.2	1.21	1.72	2.66	
9H	8446.0	3295	15.4	0.371	0.564		
10H	8448.3	800	19.5	11.2	14.0	2.67	
10H	8448.3	3295	18.6	7.56	9.70		
10V	8448.3	800	18.0	2.41	3.29	2.67	
10V	8448.3	3295	17.3	1.12	1.60		
11V	8457.2	800	18.8	1.13	1.62	2.74	
11V	8457.2	3295	17.8	0.409	0.619		

Figura 8. Análisis de Plugs Convencionales (EP Petroecuador, 2014)

En la Figura 9 se puede observar una parte del núcleo PCCA-039, el intervalo entre 8440.5 y 8427.3 pies, la Arenisca A está saturada de petróleo todo el intervalo y sobreyace a lutitas negras con laminación lenticular, syneresis cracks (sedimento disecado) que representan sedimentos de lagoon submareal de ambiente salobre. La base de la arenisca A corresponde a un nivel de erosión sobre las lutitas. Lutitas de lagoon son generalmente de extensión limitada, pudiendo actuar como un sello a nivel del campo, retardando el ingreso de agua.

Todo el núcleo del intervalo arenisca A se encuentra impregnado de petróleo, no se observa un contacto agua-petróleo por lo que se consideraría un (LKO) límite conocido de petróleo.



Figura 9. Imagen del núcleo arenisca A (EP Petroecuador, 2014)

La Figura 10 muestra la imagen de la interpretación petrofísica del pozo Pañacocha-A039, dividida en segmentos en donde se grafican los diferentes registros eléctricos en profundidad como el gamma ray, resistividad y densidad neutrón, así como la interpretación del volumen de arcilla, saturación de petróleo y agua y la permeabilidad.

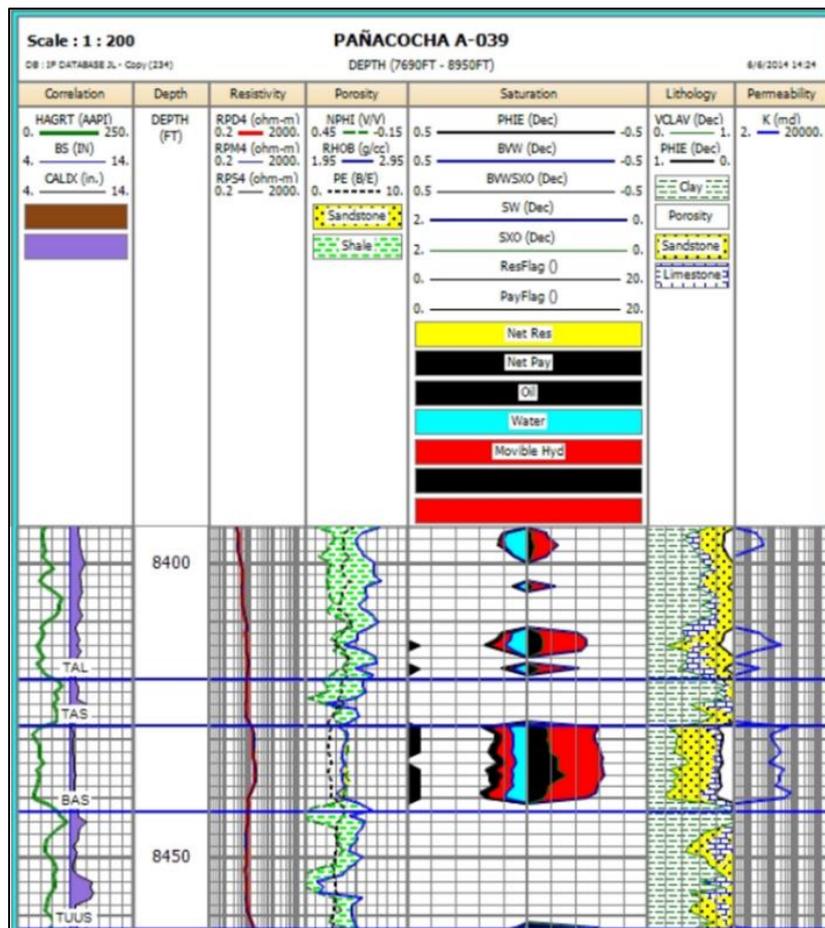


Figura 10. Interpretación Petrofísica Yacimiento A Pozo Pañacocha-A039
(EP Petroecuador, 2014)

El yacimiento A corresponde a areniscas de cuarzo (98%), de grano fino, con estratificación cruzada tangencial poco desarrollada, laminación horizontal, capas de lodo milimétricos y asimétricos, presenta también clastos arcillosos aplanados y capas de lodo centimétricas bastante irregulares. La presencia de bases erosivas, capas de lodo inclinadas y ondulíticas sugiere canales con influencia de mareas, en un ambiente relativamente más profundo que lo observado en la base de U Superior, es decir, canales intermareales a submareales. La continuidad lateral de las arenas depende de que tan cerca se encuentre de las zonas más proximales, debería ser más continuo cuando nos acercamos hacia la zona continental. (EP Petroecuador, 2014)

En la Figura 11 se puede observar que sobreyaciendo al miembro arenisca A se encuentra una profundización hacia facies de areniscas glauconíticas de shoreface (cara de playa) (8427 pies) de lagoon (8424 pies) y nuevamente shoreface a 8420 pies. Arenisca glauconíticas de shoreface superior al tope del intervalo analizado (8414-8415 pies) que incluyen estratificación cruzada planar y tiene trazas de hidrocarburo.

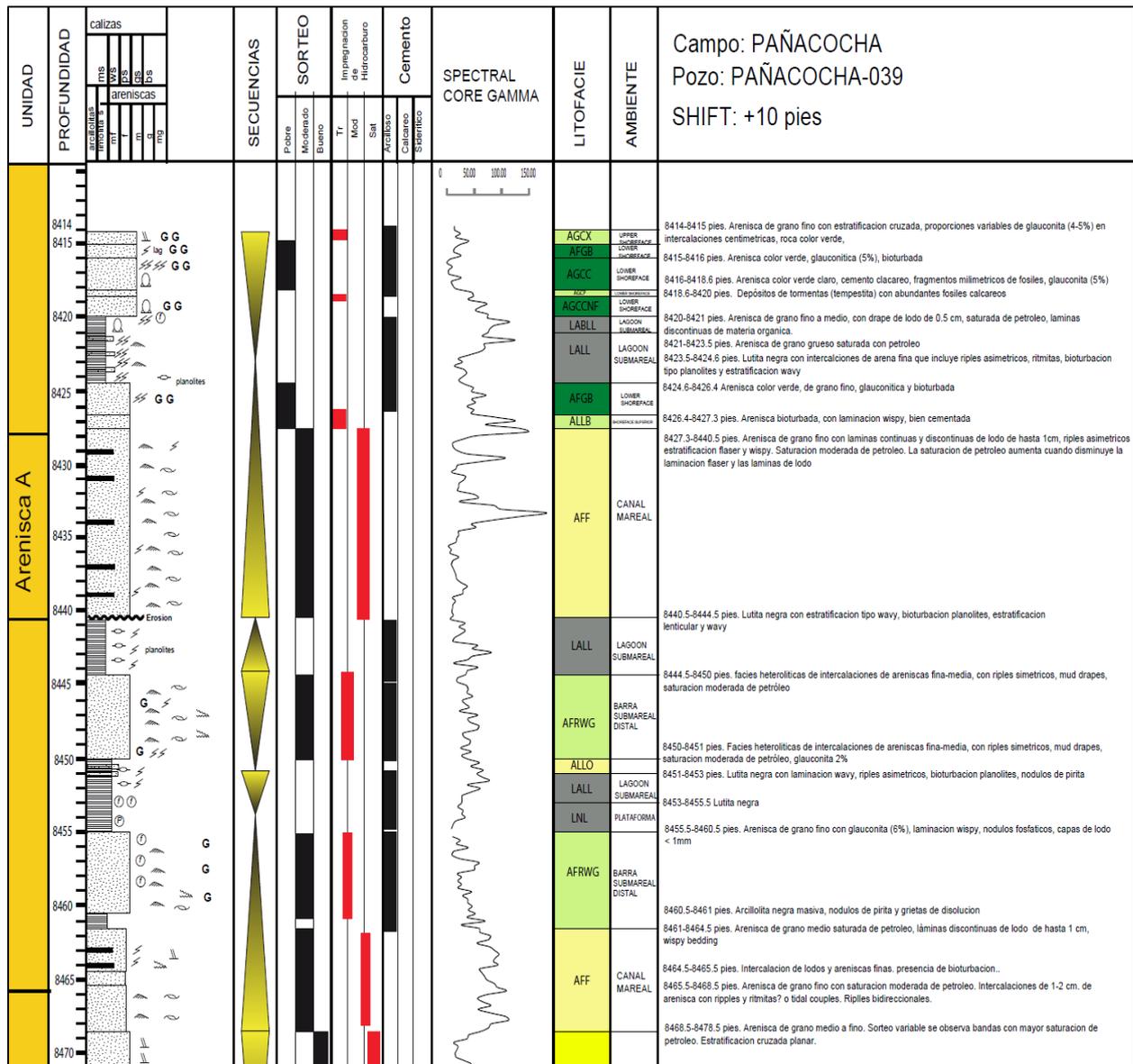


Figura 11. Descripción sedimentológica Arenisca A (EP Petroecuador, 2014)

Datos de paleocorriente muestra tres direcciones predominantes para el intervalo definido como Arenisca A, la primera se orienta en dirección Noreste, la segunda en dirección Suroeste, y la tercera en dirección Noroeste. Las dos primeras direcciones se interpretan como producidas por efecto de mareas (inundación y deltas) que se mueven en direcciones contrarias. Estas direcciones indicarían una línea de costa en dirección Noroeste-Sureste. La paleocorriente de dirección noreste posiblemente indica que estos canales mareales no eran rectos, tal como se muestra en el siguiente análogo de la Figura 12.



Figura 12. Canales de marea en un sistema costero dominado por olas
(Ibañez, 2011)

El ciclo sedimentario Napo, con la secuencia Arenisca A, fue depositado en respuesta a variaciones en el nivel del mar durante el Cretácico. Estas secuencias incluyen arenas limpias que son reservorio en la parte este de la Cuenca Oriente.

En la parte este de la Cuenca caídas del nivel del mar eran más acentuadas que en el centro de la cuenca, lo que permitía mayor ciclicidad y que la plataforma se esponga favoreciendo la entrada de sedimentos clásticos desde el continente.

Las areniscas A se depositan luego de caídas del nivel del mar al inicio de estos ciclos. Los principales reservorios de la Arenisca A fueron depositados en ambientes costeros dominados por mareas y en menor medida por ríos.

El ambiente de depósito de la arenisca A se interpreta como un sistema de canales con influencia mareal producidas luego de la caída del nivel del mar. Comparado con U Superior la Arenisca A corresponde a depósitos de menor energía, por lo que su continuidad lateral es regular y sugiere que el entrapamiento es de tipo estratigráfico y estructural.

2.1.6. Modelo petrofísico

La evaluación petrofísica se realizó mediante un modelo determinístico de dos litologías arena-arcilla que fue ajustado con datos de núcleos, registros especiales y datos de

producción. Se definió realizar un modelo de este tipo debido a que la composición predominante es cuarzo y minerales arcillosos.

2.1.6.1. Cálculo de volumen de arcilla

En el nuevo flujo de trabajo el cálculo de VSH (volumen de arcilla) se realiza mediante un promedio ponderado de dos metodologías, una de ellas empleando el registro gamma ray, y la otra mediante los registros densidad-neutrón. En el promedio ponderado se da más peso al VSH obtenido de densidad-neutrón (entre 70% a 80%) mientras que al VSH a partir de Gamma Ray el restante 20% a 30%. El resultado de este proceso es un mejor ajuste con los datos de XRD (difracción de rayos X) y una reducción importante en el VSH.

La curva de rayos gamma es el indicador más utilizado para determinar el volumen de arcilla, debido a su respuesta a elementos radioactivos que incrementan su presencia en intervalos arcillosos tales como el potasio y el torio.

La metodología básicamente asume lecturas bajas en gama como intervalos limpios (sin minerales arcillosos), e intervalos con lecturas altas como intervalos arcillosos, empleando la Ecuación 1 que se muestra a continuación:

$$GR_{index} = \frac{GR - GR_{matriz}}{GR_{shale} - GR_{matriz}} \quad (1)$$

Por otro lado, la metodología densidad-neutrón se basa en el cálculo de porosidad utilizando ambos registros. En intervalos limpios, ambas curvas dan resultados muy parecidos, mientras que, en intervalos con presencia de cuerpos arcillosos, el registro neutrón es altamente afectado por lo cual el cálculo de porosidad discrepa sustancialmente, esto se conoce normalmente como cruce densidad neutrón. A continuación, se muestran las ecuaciones 2, 3, 4 y 5 necesarias para la obtención de VSH a través de esta metodología.

$$X0 = NPFI_{MA} \quad (2)$$

$$X1 = NPFI + M1 \times (RHOB_{MA} - RHOB) \quad (3)$$

$$X2 = NPFI_{Sh} + M1 \times (RHOB_{MA} - RHOB_{Sh}) \quad (4)$$

$$V_{shale} \frac{(X1 - X0)}{(X2 - X0)} \text{ with } M1 = 1 + \frac{NPFI_{Fl} - NPFI_{MA}}{RHOB_{Fl} - RHOB_{MA}} \quad (5)$$

Finalmente, se obtiene el VSH mediante el promedio ponderado mencionado anteriormente, donde M1 se refiere al volumen de la matriz sólida de la roca, es decir la parte que no contiene porosidad, y X₀ volumen total de la roca, X₁ al volumen total de poros de la roca, X₂ volumen de agua en los poros de la roca.

2.1.6.2. Porosidad total y efectiva

El primer paso es calcular la porosidad total, para lo cual se empleó la curva de densidad; esta herramienta emite rayos gamma de alta energía a través de una fuente en contacto con la formación. El número de rayos gamma depende del número de electrones encontrados en la formación, a esto se le conoce como densidad electrónica, que en la mayoría de los casos es directamente proporcional a la densidad. Para la obtención de porosidad efectiva, se restó la porción de la porosidad contenida en el volumen de arcilla empleando las siguientes ecuaciones:

$$\Phi_{T_{sh}} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (6)$$

$$\Phi_E = \Phi_T - (\Phi_{T_{sh}} * VSH)$$

$$\rho_{ma} = \text{Densidad matriz} = 2.65 \frac{g}{cc}$$

$$\rho_f = \text{Densidad fluido} = 1.03 \frac{g}{cc}$$

$$\rho_{sh} = \text{Densidad Arcilla} = 2.6 \frac{g}{cc}$$

$$VSH = \text{VolumenArcilla} = VSH_{final}$$

2.1.6.3. Saturación de agua

Acorde al autor (Tiab, 2004), debido a la presencia de minerales arcillosos, es necesario emplear una ecuación que corrija la conductividad encontrada en dichos minerales,

evitando subestimar la cantidad de hidrocarburos. Por ende, la ecuación de Archie no es recomendada.

En el flujo de trabajo se propuso utilizar la ecuación Indonesia debido a que considera la arcillosidad y también es más acertada para formaciones de baja salinidad, como las arenas presentes en el campo Pañacocha (Sam-Marcus, 2018).

$$R_o = \frac{a * R_w}{\phi^m} \quad (7)$$

$$C = 1 - (Vsh * 0.5)$$

$$A = \frac{Vsh^C}{\left(\frac{R_{sh}}{R_t}\right)^{0.5}}$$

$$B = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{0.5}$$

R_w = resistividad del agua de formación

R_{sh} = resistividad del shale

R_t = resistividad verdadera

Uno de los parámetros más variables dentro del proyecto es la resistividad del agua de formación, la cual fue obtenida a partir de los valores de salinidad de agua analizada en los pozos en producción como se puede observar en la Figura 13. Para verificar la variación en la curva de saturación asociada al cambio en salinidad, se calcularon dos curvas de saturación adicional SweMax y SweMin, empleando valores más extremos de las distribuciones.

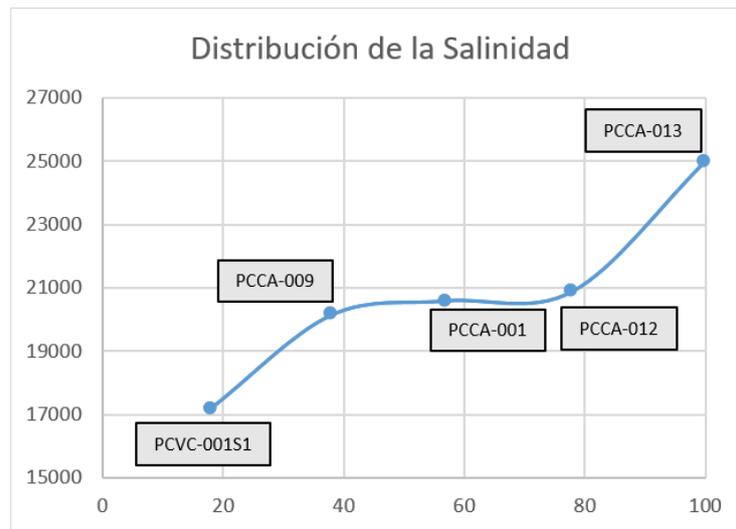


Figura 13. Distribuciones de salinidad obtenidos a partir de pruebas de producción
(Elaboración Propia)

Tabla 2. Parámetros generales utilizados para la obtención de la curva de Saturación de Agua.

Yacimiento	A
Salinidad de Agua (kppm NaCl)	19
m/n	1.85/1.85
Rdh (ohmm.m)	4

2.1.6.4. Permeabilidad y clasificación tipos de roca

Para la obtención de permeabilidad se empleó la ecuación de Coates; esta metodología requiere ingresar porosidad efectiva y saturación de agua irreducible en caso de arenas limpias, para arenas sucias, se requiere también la porosidad total. La saturación de agua irreducible fue estimada a partir de datos de núcleo en análisis de presión capilar/permeabilidades relativas y registros de resonancia magnética, y se ajustó variando el parámetro de Coates (K_c), al comparar la permeabilidad obtenida frente a la permeabilidad horizontal en núcleos.

En el área del bloque existen estudios realizados, que muestran una buena correspondencia entre tipos de roca que diferencian los tamaños de garganta de poro con la capacidad de producción. Para esta identificación de la garganta de poro se utilizó los datos de presiones capilares por inyección de mercurio existentes en el campo que

posteriormente fueron discretizados acorde a la porosidad, tal y como se muestra en la Tabla 4 a continuación:

Tabla 3. Rangos de Windland utilizados para identificar tipos de roca
(Elaboración Propia)

R35	Tipo de Roca
$R35 > 35$ y $\text{Phie} \geq 25$	RT00
$R35 > 35$ y $\text{Phie} < 25$	RT0
$20 \geq R35 < 35$	RT1
$12 \geq R35 < 20$	RT2A
$8 \geq R35 < 12$	RT2B
$2 \geq R35 < 8$	RT3
$R35 < 2$ y $\text{Phi} > 0.07$	RT4

Esta clasificación de tipos de roca por rangos de porosidad ayuda a que la graficación en el modelado estático sea más amigable visualmente, definiéndose un color para cada tipo de roca como se muestra en la Figura 14.

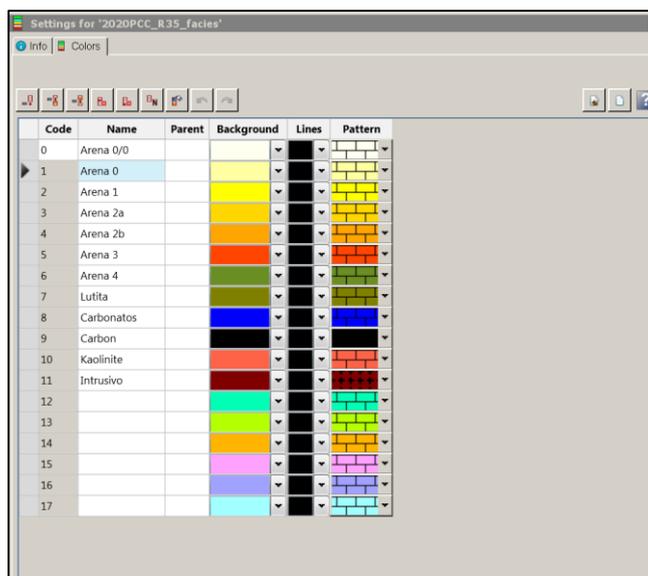


Figura 14. Clasificación tipos de roca modelo de simulación
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

2.1.6.5. Definición de contactos

La metodología utilizada para la identificación de contactos agua petróleo se divide en dos etapas, la primera de ellas se basa en utilizar los registros geofísicos de los primeros pozos perforados en la campaña, para identificar la presencia de contactos mediante tres pasos:

- El primer paso es separar los pozos por bloque utilizando la última interpretación sísmica.
- Luego se debe revisar los pozos en orden cronológico, buscando posibles contactos agua aceite, y validando con los datos de producción existentes.
- Posteriormente se debe identificar posibles anomalías que no fueron observadas durante la interpretación sísmica.

Uno de los contactos encontrados en la arenisca A, se identificó en la profundidad de - 6174 SSTVD y corresponde al tope de un intrusivo localizado en el sector.

2.1.6.6. Valores de corte

Los valores de corte empleados para determinar el espesor de roca limpia porosa (Net Sand) así como el espesor de pago (Net Pay), son los siguientes:

- $VSH_Final \leq 50\%$
- $PHIE > 7\%$
- $SW \leq 40\%$

La definición de los valores de corte tiene su grado de incertidumbre. Existen diversas maneras de estimarlos, la más común se basa en la correlación K-Phi (permeabilidad-porosidad), identificando la permeabilidad mínima para la cual se tiene movimiento de fluidos. En reservorios siliciclásticos para hidrocarburos no pesados suele utilizarse 1mD el cual se suele encontrar entre 6 y 8 unidades de porosidad. La cantidad de datos de porosidad y permeabilidad de núcleos en el rango del yacimiento A es casi nula.

La disminución o aumento en espesor de arena en el parámetro petrofísico VSH para la arenisca A, es altamente variable, la PHIE (porosidad efectiva), se comporta de manera similar al VSH y la SW se obtuvo a partir de registros de resistividad, la cual es altamente dependiente de la ubicación estructural del pozo.

El espesor bruto de la arenisca A, muestran variaciones de menor espesor con valores representativos en 20 ft.

2.2 Modelamiento estático

2.2.1. Geometría de la grilla

La Figura 15 evidencia que la grilla para el modelo estático fue construida con una dimensión de celdas de 50x50 metros con espesor de 1 ft ya que los pozos se encuentran a una distancia aproximada de 300 m; esto nos permite tener un promedio de 5 celdas entre pozos manejando adecuadamente efectos de dispersión numérica.

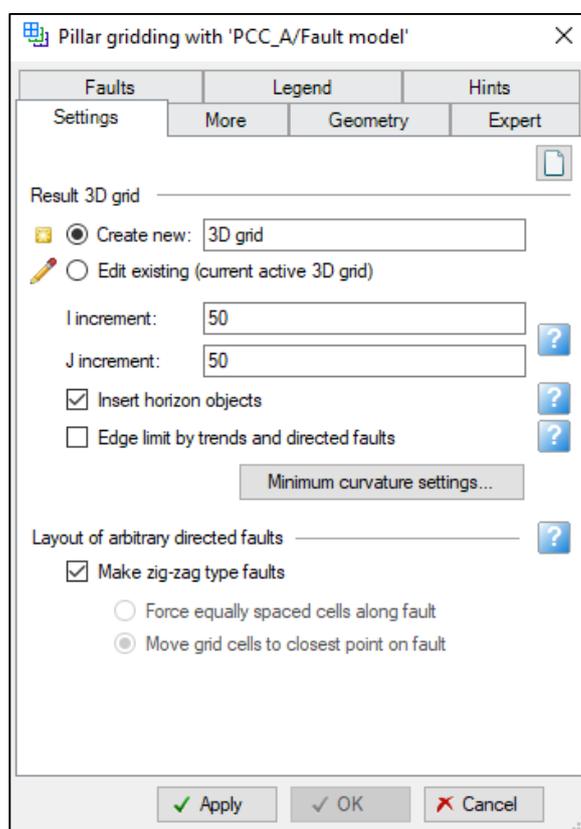
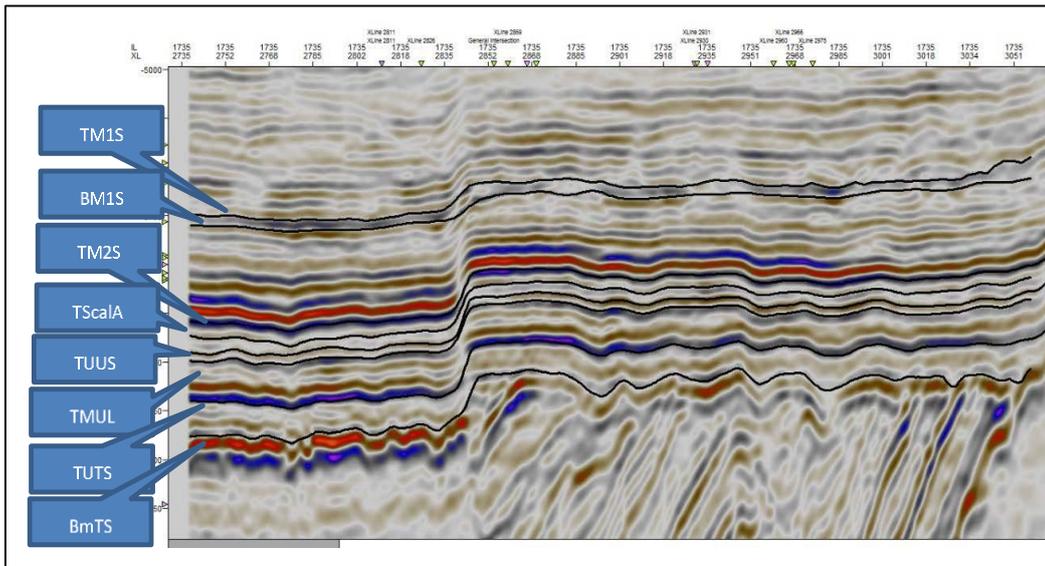


Figura 15. Definición del grid, segmentos, límite y fallas usados para el Modelo
(Proyecto Petrel – elaboración propia)

La dirección del grillado se realizó con un ángulo de 70°, similar a la dirección promedio de la tendencia de depósito del yacimiento. La geometría de grillado en el borde de la falla fue hecha en zig-zag con el objeto de no deformar la celda en este límite del segmento y evitar problemas de convergencia al momento de resolver las ecuaciones de flujo entre celdas.

2.2.2. Construcción de horizontes

La base para la construcción del modelo fueron los mapas estructurales referidos a la secuencia A. Para construir un horizonte primero se carga la sísmica, luego se realiza un ajuste con un registro densidad/neutrón, se pica el horizonte y se realiza un mapa en tiempo, se transforma el mapa en tiempo a velocidad y luego a profundidad como se muestra en la Figura 16.



Index	Horizon name	Color	Calculate	Horizon type	Connect to another horizon	Status	Smooth iter	Use horizon-fault lines	Well tops	Input #1
1	TM1S	Red	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	TM1S (Well tops_JERC)	TM1S-Dp-Jan2017JR-Ai: Smooth
2	BM1S	Black	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	BM1S (Well tops_JERC)	BM1S-Dp-Jan2017JRAI2
3	TM2S	Blue	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	TM2S (Well tops_JERC)	PCC_TM2S_smth_tie
4	TScAL	Red	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	TScAL (Well tops_JER)	TSecAL-Dp-JanJR-IA: Smooth
5	TUUS	Black	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	TUUS (Well tops_JERC)	PCC_TUUS_smth_tie
6	TMUL	Blue	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	TMUL (Well tops_JERC)	TMUL-Dp-Jan2017JR: Smooth
7	TUTS	Black	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	TUTS (Well tops_JERC)	PCC_TUTS_smth_tie
8	BmTS	Black	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Con	No	1 ✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	BmTS (Well tops_JERC)	PK-Dp-Jan2017JR: Smooth BMTS aso

Figura 16. Construcción de los horizontes a partir del mapa base interpretado en el cubo sísmico reprocesado (EP Petroecuador, 2020)

2.2.3. Conceptualización estructural

El concepto estructural del modelo se define tanto por los segmentos de falla que se puede observar sobre el mapa estructural de la siguiente figura, así como los contactos definidos de acuerdo a los registros eléctricos tomados en los pozos perforados representativos para la zona donde se ha depositado el yacimiento A. La Figura 17 muestra los segmentos del modelo que sirven como compartimentos para definir el comportamiento del yacimiento.

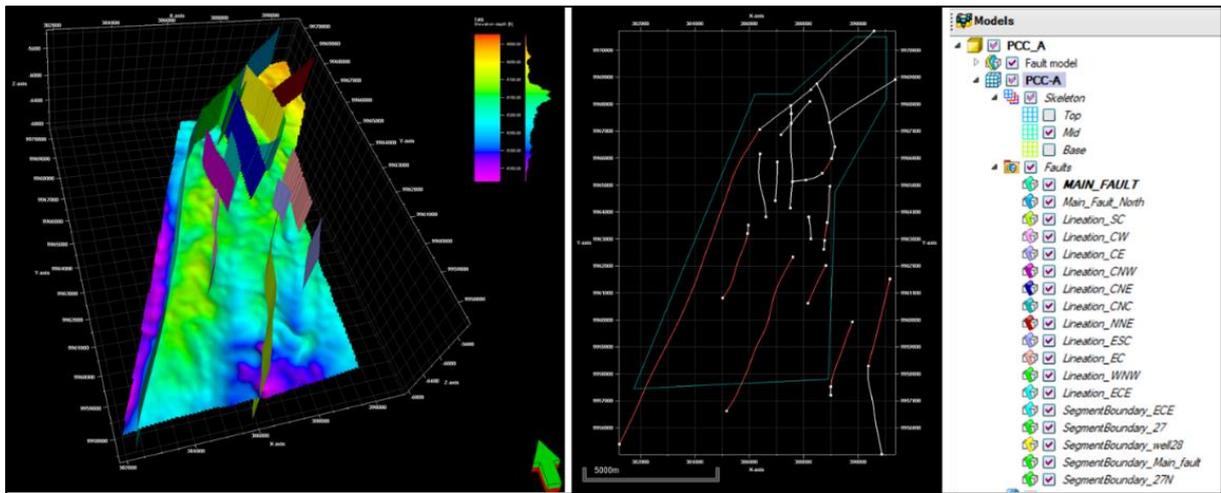


Figura 17. Segmentos del modelo (Proyecto Petrel – elaboración propia)

Luego de definir la geometría del modelo, se procede a la incorporación de los principales horizontes o marcadores interpretados. En la Figura 18 se observan varios horizontes, dentro de los cuales se encuentran los datos de entrada del tope Caliza M2 (TM2L) y el tope Caliza U Media (TMUL), que corresponde a la zona de Interés para definir el reservorio A, respetando la curva isópaca utilizada para evitar convergencia en el proceso.

Make horizons with 'PCC_A/PCC-A'

Horizons Settings Faults Segments Well adjustment Uncertainty Hints

Hints for the table: Horizon type: Conform to: Use horizon-fault lines: Input

Index	Horizon name	Status	Smooth iterations	Use horizon-fault lines	Well tops	Input #1
1	TM1S	✓ Done	2	✓ Yes	TM1S (20)	MB_TM1
2	TM2L	✓ Done	2	✓ Yes	TM2L (20)	MB_TM2
3	TMUL	✓ Done	2	✓ Yes	TMUL (20)	MB_TMU
4	TUTS	✓ Done	2	✓ Yes	TUTS (20)	MB_TUT
5	BmTS	✓ Done	2	✓ Yes	BmTS (2)	BmTS

Legend: PCC-A, Skeleton, Faults, Horizons (TM1S, BM1S, TM2L, BM2L, TM2S, TScAL, TAS, TUUS)

Figura 18. Horizontes interpretados del modelo (Proyecto Petrel – elaboración propia)

Estos horizontes o marcadores vienen directo de la interpretación sísmica atada a los topes estructurales, los cuales son usados como puntos de referencia; además se utilizan con la finalidad de evitar convergencia en zonas próximas a las fallas principales, por esta razón se filtraron ciertos puntos de la interpretación bajo un rango aceptable (400 m hacia el frente de falla y 150 m hacia la parte posterior de esta).

Una vez incluidos los marcadores de los horizontes principales del modelo, se da paso a la realización de la zona yacimiento A.

2.2.4. Construcción de zonas y capas

La zona (yacimiento Arenisca A) fue construida a partir de los horizontes ajustados a los topes litológicos interpretados, el dato de entrada corresponde al espesor entre el tope y la base del yacimiento, los cuales son puntos isócoros. El yacimiento A se ha mapeado dentro de la zona Caliza M2 y Caliza U Media como se puede apreciar en la Figura 19.

Name	Color	Input type	Input	Volume correct	Status
TM2L		Isochore	Deleted	Yes	Done
BM2L			BM2L (2)		Done
BM2L		Isochore	Deleted	Yes	Done
TM2S			TM2S (2)		Done
M2_reser		Isochore	Deleted	Yes	Done
TScAL			TScAL (Done
TScAL		Isochore	Deleted	Yes	Done
TAS			TAS (20)		Done
A_reservo		Isochore	Deleted	Yes	Done
TUUS			TUUS (2)		Done
U Superio		Isochore	Deleted	Yes	Done

Figura 19. Zonas del modelo (Proyecto Petrel – elaboración propia)

El espesor mínimo de una capa o estrato en función del registro eléctrico es de (2) pies, debido a que con esta resolución se preservan las barreras al flujo vertical, en tal virtud, el número de capas para cada una de las zonas fue definido calculando el espesor promedio de cada una de las zonas obtenido de los topes lito-estratigráficos y divididos para 2. En la tabla 5 se muestra las propiedades geométricas del modelo, en donde se divide la zona del yacimiento A en un total de 17 capas.

Tabla 4. Propiedades geométricas del modelo 3D construido para el yacimiento A del Campo Pañacocho (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Propiedades geométricas del Modelo Pañacocho		
Axis	Min	Max
X	378852.1	391089.58
Y	9955713.8	9970533.07
Z	-7205.4	-5372.55
Latitud	0°24'2.1896"S	0°15'59.5627"S
Longitud	76°05'19.1169"W	75°58'43.2284"W
Nodos (nI x nJ)	365 x 227	
Celdas 3D	27056720	
Zone AS	Min	Max
Capas:	114	130
Número de Capas	17	
Número Total de Celdas 3D	1402330	

Los segmentos que se pudo encontrar para la Arenisca A en el Campo Pañacocho son se encuentran a -6185 pies (estructura principal), -6192 (intrusivo), -5400 (al norte)

2.2.5. Poblamiento de propiedades

Después de haber obtenido el modelado estructural, mediante el método de Corner Point Gridding (CPG – cuadrícula de puntos de esquina), el siguiente paso es poblar el modelo con facies y propiedades petrofísicas, así de esta manera completar el proceso y dar paso a la estimación volumétrica y los casos de incertidumbre.

Se inicia con el escalamiento mediante el proceso de “Well Log Upscaling”. El escalamiento consiste en ajustar varios parámetros para cambiar la forma en que se seleccionan y promedian las muestras de registros en cada celda. Estos ajustes suelen depender del tipo de registro que se esté escalando, su frecuencia de muestreo y las características de los pozos.

Se escaló los siguientes registros:

- **SIMPLE_FACIES_MODEL:** Se escaló del registro “SimpleFacies_All”, mediante ponderación de “Most of” o Mayoría.

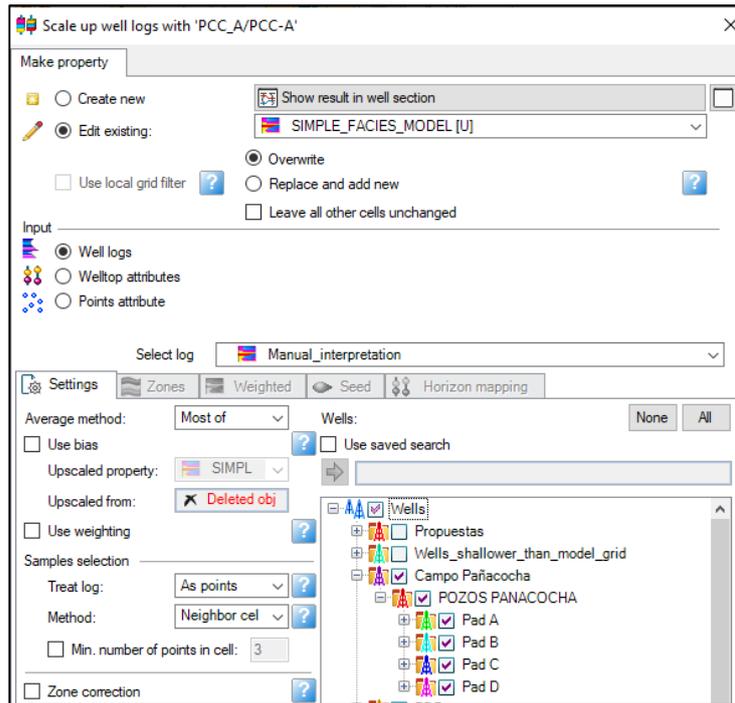


Figura 20. Modelo de facies escalado (Proyecto Petrel – elaboración propia)

- PHIE: Se escaló el registro “PhieSelect_MW”, mediante ponderación aritmética y se usó como “bias” (el registro escalado inicialmente que sirve para el escalamiento de los registros) la propiedad escalada de “SIMPLE_FACIES_MODEL”

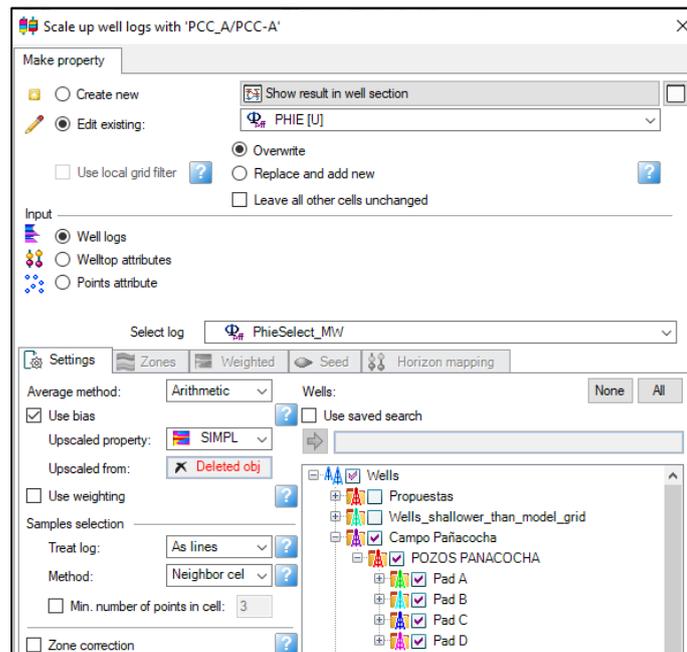


Figura 21. Escalado porosidad efectiva (Proyecto Petrel – elaboración propia)

- PHIT: Se escaló el registro “PhitSelect_MW”, mediante ponderación aritmética y se usó como “bias” la propiedad escalada de “SIMPLE_FACIES_MODEL”

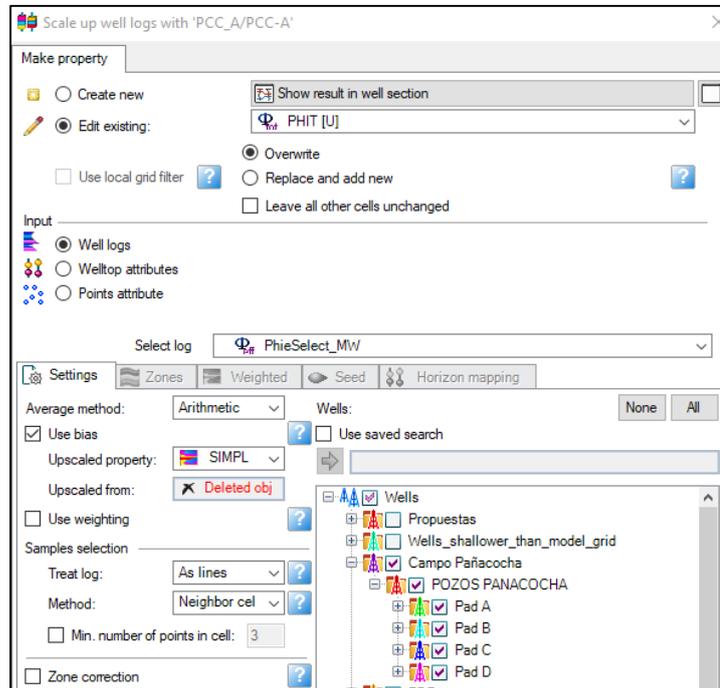


Figura 22. Escalado porosidad total (Proyecto Petrel – elaboración propia)

- R35_FACIES: Se escaló del registro “Rocktype_PCC_A”, mediante ponderación de “Most of” o Mayoría.

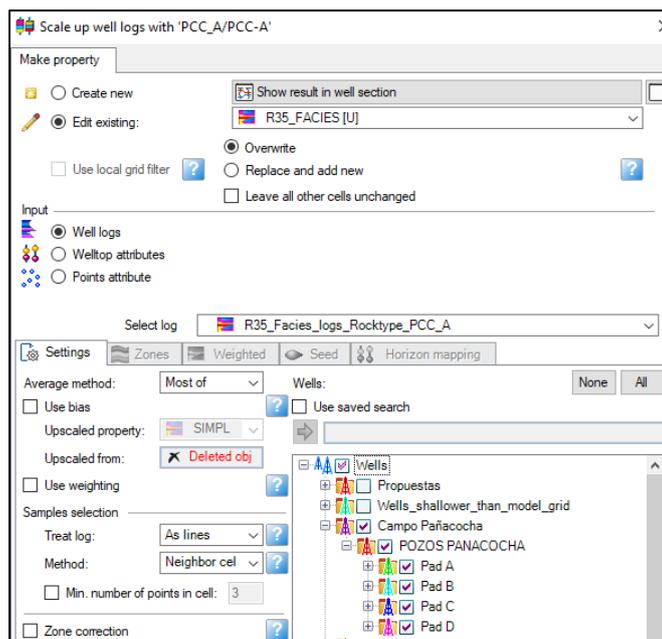


Figura 23. Escalado porosidad total (Proyecto Petrel – elaboración propia)

- PERM: Se escaló del registro de permeabilidad “KCoatSelect_MW_PCC_A”, mediante ponderación aritmética y se usó como “bias” la propiedad escalada de “SIMPLE_FACIES_MODEL”.

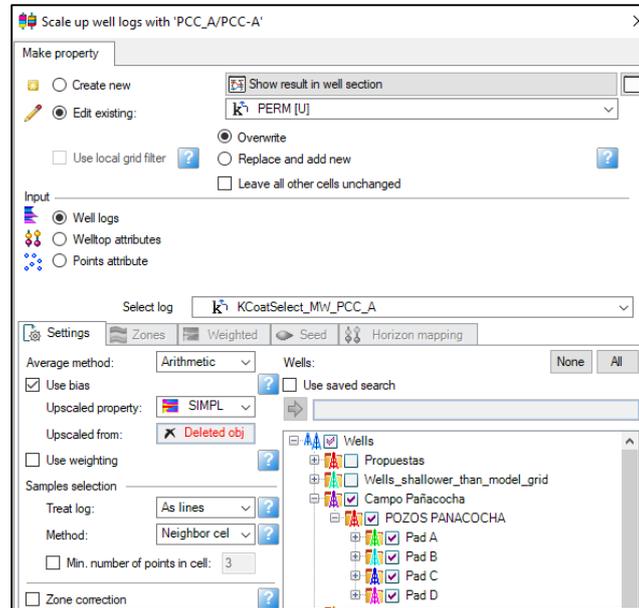


Figura 24. Escalado permeabilidad (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

- SWPC: Se escaló del registro de saturación “SWPC_RT1”, mediante ponderación de mediana (Se ordenarán los valores de entrada y se seleccionará el valor central) y se usó como “bias” la propiedad escalada de “SIMPLE_FACIES_MODEL”

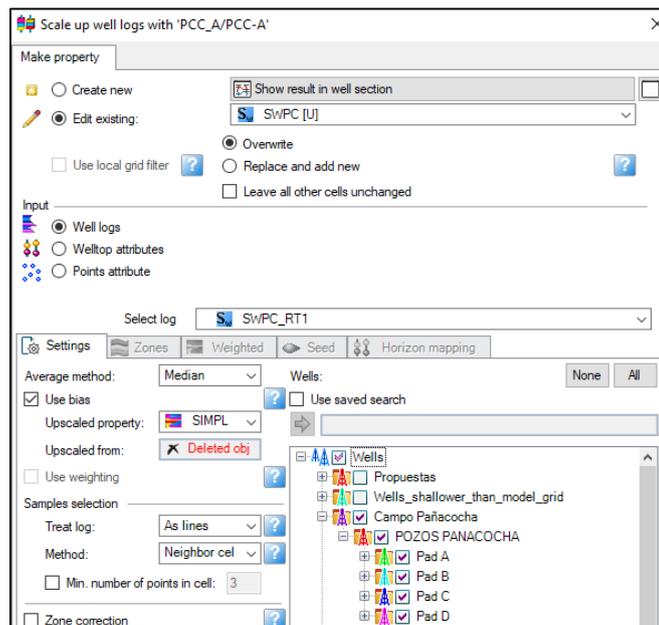


Figura 25. Escalado Saturación Agua (Proyecto Petrel – elaboración propia)

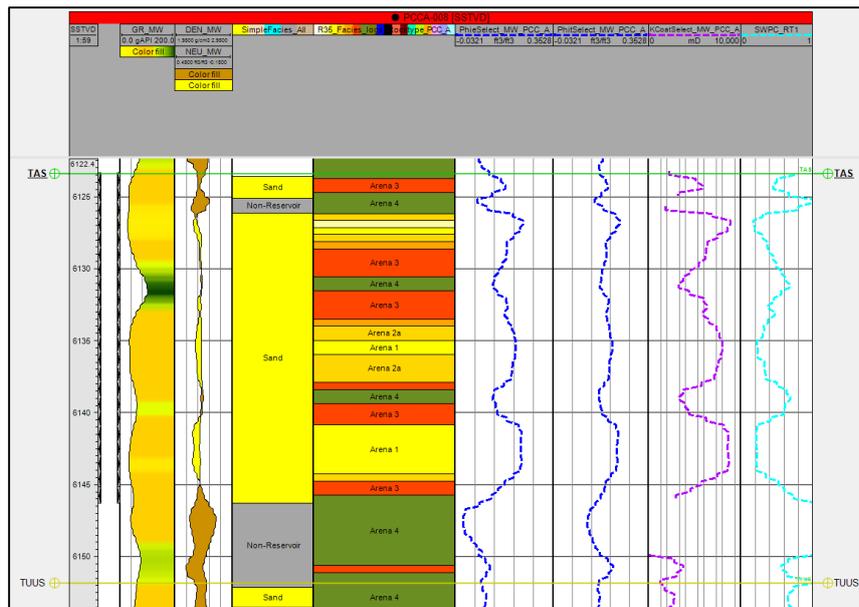


Figura 26. Well section window mostrando los registros escalados
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Para la construcción de las propiedades se utilizó el siguiente flujo:

- **Trend modeling** de “Simple_Facies_Model”. (Para generar modelos de tendencia discreta y continua utilizando técnicas que combinen los parámetros de entrada).

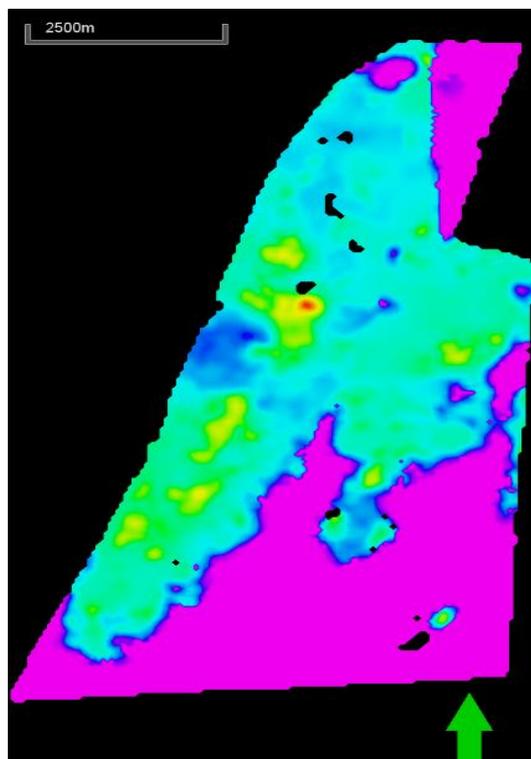


Figura 27. Trend modeling (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

- **Distribución de Facies (Facies Modeling)** de “Simple_Facies_Model” con 3D trends.

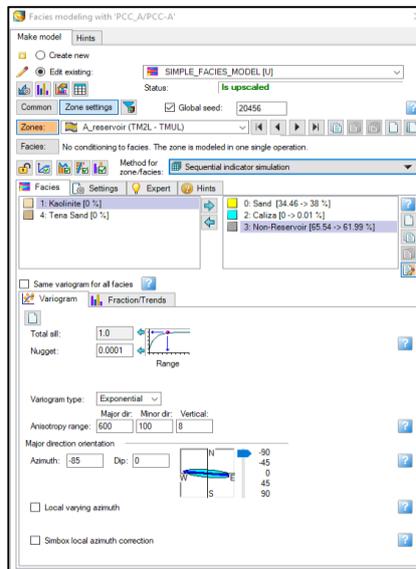


Figura 28. Facies Modeling (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

- **Distribución Petrofísica de la porosidad efectiva PHIE (Petrophysical Modeling)**; condicionado a “Simple_Facies_Model”, utilizando Co-kriging , el cual es un algoritmo usado como técnica de estimación que utiliza un variograma para expresar la variabilidad espacial de los datos de entrada. El algoritmo no generará valores mayores o menores que los valores mínimos/máximos de los datos de entrada de trends de porosidad, correlación suave.

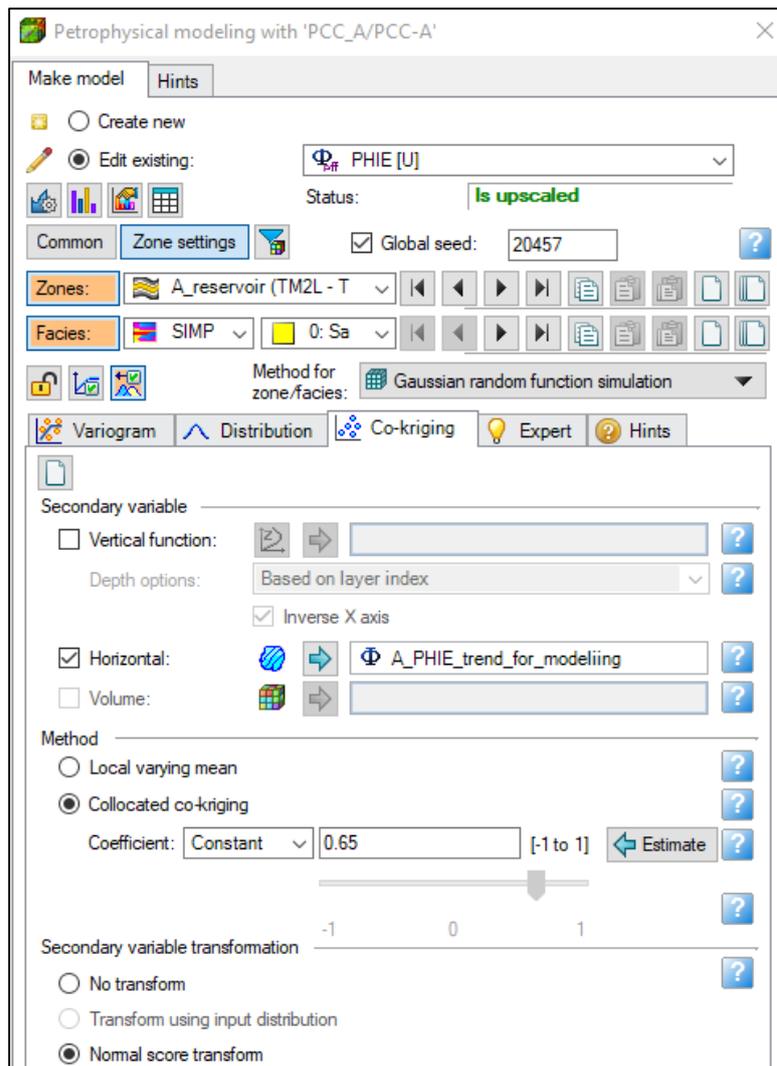


Figura 29. Petrophysical Modeling Trend Porosidad Efectiva
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

- **Distribución Petrofísica de PHIT (Petrophysical Modeling)**; condicionado a “Simple_Facies_Model”, utilizando Co-kriging con PHIE, lo cual da una correlación muy alta.

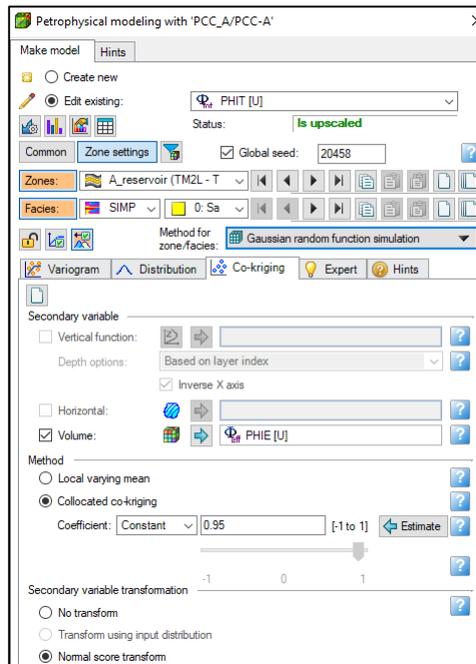


Figura 30. Petrophysical Modeling Trend Porosidad Total
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

- En el modelo se realizaron directamente los cálculos de K_{air} (permeabilidad al aire) con las propiedades de PHIE y PHIT, el cálculo de R35_Value (Ecuación de Winland) con las propiedades de PHIE y K_{air} , el cálculo de los Tipos de Roca “R35_FACIES” a partir de la propiedad de R35_Value, el cálculo de SWPC usando las propiedades calculadas de RT, HAFWL y PHIE.
- Mediante el programa Techlog, la evaluación petrofísica realizada para el cálculo de K_{air} considera constantes: (a, b, c), En la Figura 31 se muestra como la permeabilidad al aire calza con la curva interpretada del registro.

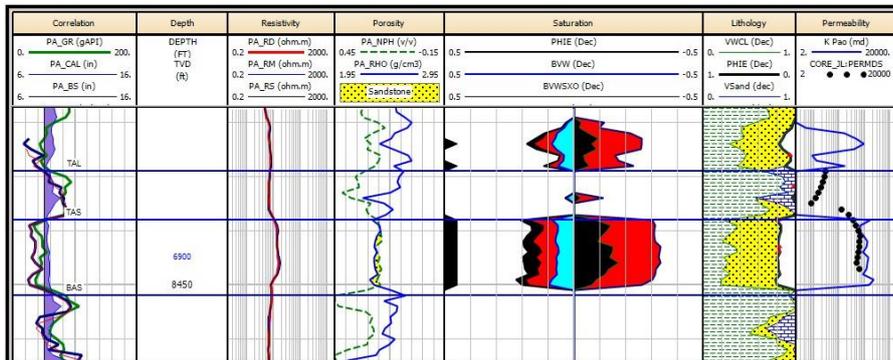
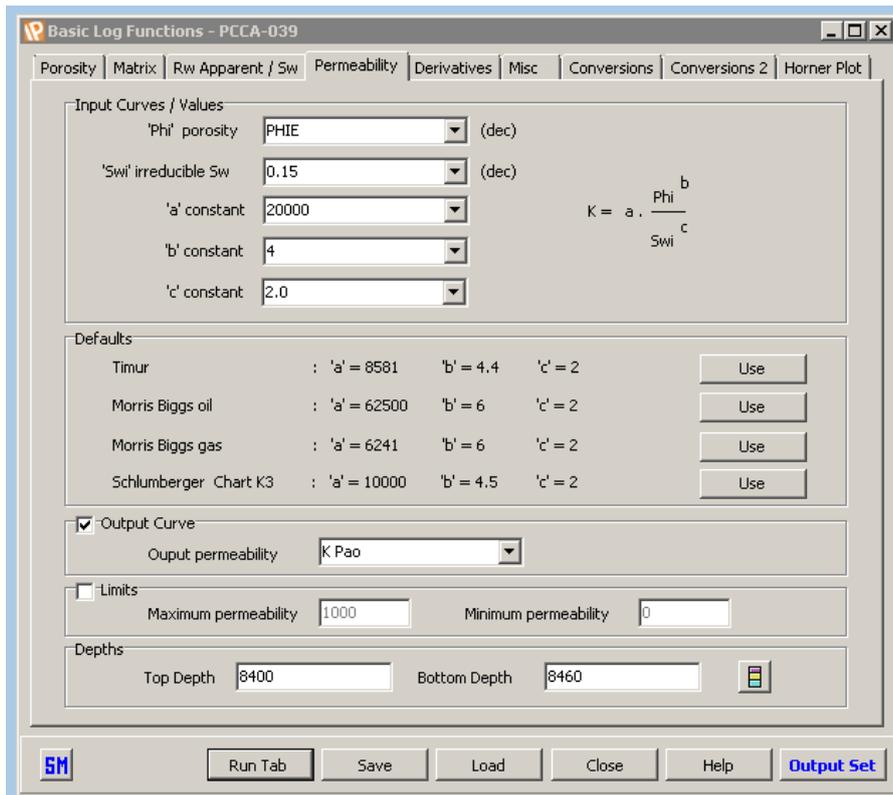


Figura 31. Cálculo de Kair (Proyecto Techlog – Elaboración Propia)

Workflow editor for 'PCC_A_Perm & SW'

Name: PCC_A_Perm & SW Description: Author: Proceso 2/22/2024

Available functions: Numeric expression: Give a numeric expression, for instance $SPI = 3.14$, or $Sd = \text{sqrt}(SX^2 + SY^2)$, or $S = \text{GetElapsedTime}$. Also for compatibility: $\$x$ (to string) [false], $\$x$ (to number) [true], $\$x$ (to empty) [false], $\$x$ (to number) [does nothing]. For string variables, also: $\$S$ (to number), $\$S$ (get length), $\$S$ (find('abc')) [1 based index, or 0 if not found]

1 With 3D grid PCC_A_2023 Proportional_F Use: Specified grid

2

3 Seed for distributions

4 Numeric expression \$Seed = 2023

5 Numeric expression \$UncC = 0

6 Zonas

7 Geometrical modeling Above_FWL_ft

8 Get calculator name \$Zn Structural_zones

9 Main Properties, Input Output

10 Get calculator name \$PHIE PHIE [U]

11 Get calculator name \$PHIT PHIT [U]

12 Get calculator name \$KAIR PERM [U]

13 Get calculator name \$SWPC SWPC [U]

14 Get calculator name \$SHAFWL_o Above_FWL_ft

15 Get calculator name \$SHAFWL Above_FWL_m

16 Get calculator name \$SW_Error SW_Error

17 SW/Perm calculation intermediate result properties

18 Get calculator name \$SWIR SWIR

19 Get calculator name \$VWIR VWIR

20 Get calculator name \$VWIRT VWIRT

21 Get calculator name \$FF FF

22 Get calculator name \$SBF BFB

23 Get calculator name \$PC PC

24 Get calculator name \$PCNO PCNO

25 Get calculator name \$PCE PCE

26 Get calculator name \$VWPC VWPC

27

28 SW/Perm calculation parameters properties

29 Get calculator name \$swirPre swirPre

30 Get calculator name \$swirExp swirExp

31 Get calculator name \$akc akc

32 Get calculator name \$bkc bkc

33 Get calculator name \$ckc ckc

34 Get calculator name \$pcn pcn

35 Get calculator name \$pce_pre pce_c

36 Get calculator name \$pce_off swir_c

37 Get calculator name \$phie_cutoff phie_cutoff

38 Get calculator name \$phit_cutoff phit_cutoff

39 Make everybody empty just in case

52 Constant values

53 Numeric expression \$showa = 1.03

54 Numeric expression \$shohc = 0.8

55 Numeric expression \$sit = 30

56 Numeric expression \$costheta = 0.866

57 Fill the pseudo Geometrical properties (constant values, by Zones)

58 Run PCC_A_Petrophysical Vars Nested variables

59 Start with PhiE & PhiT

60 Property calculator Use filter Expression or file: $\$PHIE = \text{MAX}(\text{MIN}(\$PHIE, \$phie_cutoff), 0.01)$ Use File

61 Property calculator Use filter Expression or file: $\$PHIT = \text{MAX}(\text{MIN}(\$PHIT, \$phit_cutoff), 0.01)$ Use File

62 Property calculator Use filter Expression or file: $\$SWIR = \text{MAX}(0, \text{MIN}(1, \$swirPre^{\text{POW}}(\$PHIE, \$swirExp)))$ Use File

63 Property calculator Use filter Expression or file: $\$VWIR = \$SWIR * \$PHIE$ Use File

64 Property calculator Use filter Expression or file: $\$VWIRT = \$VWIR + (\$PHIT - \$PHIE)$ Use File

65 Property calculator Use filter Expression or file: $\$FF = \text{MAX}(0, \$PHIT - \$VWIRT)$ Use File

66 Property calculator Use filter Expression or file: $\$SBF = \text{MAX}(0.01, \$VWIRT)$ Use File

67 Property calculator Use filter Expression or file: $\$KAIR = \$akc^{\text{POW}}(\$PHIT, \$bkc)^{\text{POW}}((\$FF / \$SBF), \$ckc)$ Use File

68 Property calculator Use filter Expression or file: $\$KAIR = \$akc^{\text{POW}}(\$PHIT, \$bkc)^{\text{POW}}(((\text{MAX}(0, \$PHIT - (\text{MAX}(0, \text{MIN}(1, \$swirPre^{\text{POW}}(\$PHIE, \$swirExp))))))$ Use File

69 Here to modify... we will need to

70 Calculate R35! and RT

71 Run PCC_A_facies_NTG Nested variables

72 before continuing

73 Property calculator Use filter Expression or file: $\$SHAFWL = \$SHAFWL_o * 0.3048$ Use File

74 Property calculator Use filter Expression or file: $\$PC = \text{MAX}(\$SHAFWL / (\$showa - \$shohc), 0.0980665, 0)$ Use File

75 Property calculator Use filter Expression or file: $\$PCNO = \text{MAX}(\$PC / (\$sit * \$costheta), 0.0001)$ Use File

76 Property calculator Use filter Expression or file: $\$PCE = \text{MAX}(\$pce_pre * \$PHIE + \$pce_off, 0.0005)$ Use File

77 Property calculator Use filter Expression or file: $\$SWPC = \text{MIN}(\text{MAX}(\$SWIR + (1 - \$SWIR)^{\text{POW}}(\$PCE / \$PCNO), (1 / \$pcn)), 0, 1)$ Use File

78 Property calculator Use filter Expression or file: $\$SSWPC = \text{MIN}(\text{MAX}(\text{MAX}(0, \text{MIN}(1, \$swirPre^{\text{POW}}(\$PHIE, \$swirExp)))) + (1 - \text{MAX}(0, \text{MIN}(1, \$swirPre^{\text{POW}}(\$PHIE, \$swirExp))))$ Use File

79 Property calculator Use filter Expression or file: $\$VWPC = \$SSWPC * \$PHIE$ Use File

80 If \$UncC < 0

81 Petrophysical modeling SW_Error Run only

82 Property calculator Use filter Expression or file: $\$SWPC = \$SW_Error * (0.1143975 * \$SWPC) + 0.02818042 * \$SWPC$ Use File

83 Endif

84 SW beautification... fill the U values with 1's

85 Property calculator Use filter Expression or file: $\$SWPC = \text{IF}(\$Zn = 1 \text{ Or } \$Zn = 6 \text{ Or } \$Zn = 8 \text{ Or } \$Zn = 9 \text{ Or } \$Zn = 12 \text{ Or } \$Zn = 14 \text{ Or } \$Zn = 17 \text{ Or } \$Zn = 20 \text{ Or } \$Zn = 2)$ Use File

Figura 32. Flujo de trabajo para el cálculo de permeabilidad y saturación de agua (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Se procede a la población de facies mediante “Facies Modeling”. En este proceso se definen variogramas generales generando las facies respectivas. Luego se procede a poblar usando un algoritmo “Sequential Indicator Simulation” (SIS), que ayuda a delinear la forma de los cuerpos de facies inciertas.

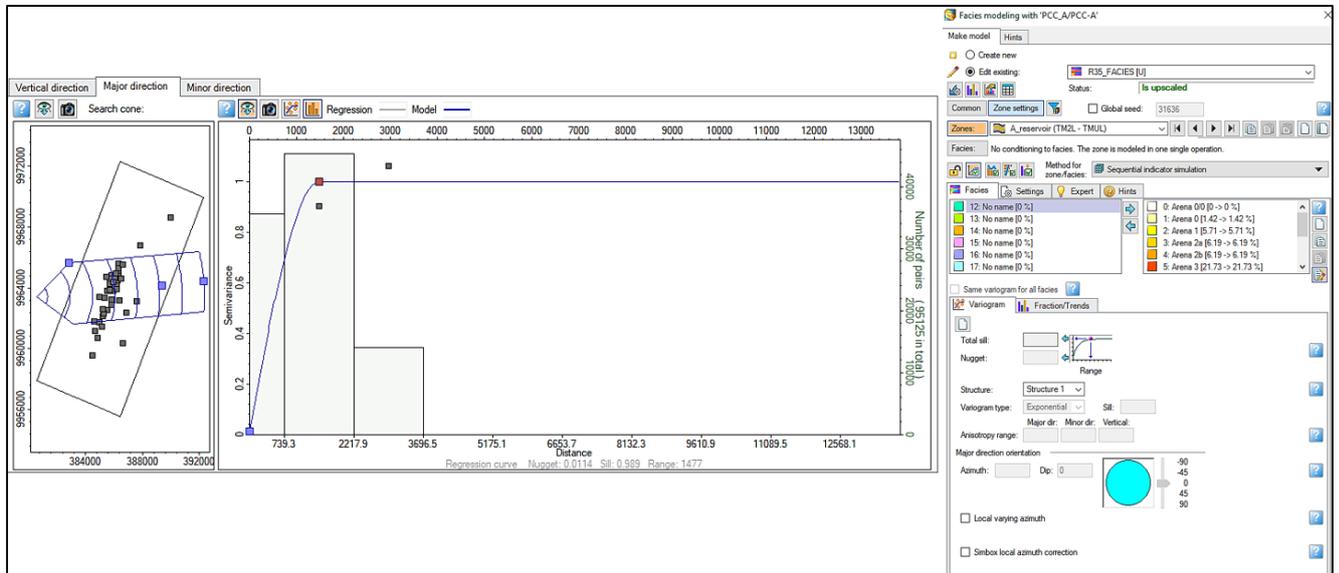


Figura 33. Variograma de Porosidad (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

También se realizó el poblamiento de las propiedades de porosidad total y efectiva, las cuales son bases para la estimación de propiedades petrofísicas derivadas como la permeabilidad, tipo de roca (RT) y saturación de agua; ajustadas al reservorio A y estimadas directamente en el modelo y no mediante el escalamiento de registros.

El proceso de poblamiento de la propiedad de porosidad efectiva (PHIE), integra transformaciones generadas en el “Data Analysis” por facie y por reservorio, lo cual ayuda a limitar los valores a obtenerse de porosidad durante el poblamiento y además, condiciona a las facies previas obtenidas “R35_Facies”.

Se pobló la propiedad de PHIE con el algoritmo de “Gaussian Random Function Simulation” (GRFS), que permite suavizar la distribución de la probabilidad y ajustar datos experimentales a una forma conocida.

Posteriormente, se muestra cómo se realiza el poblamiento la propiedad de porosidad total (PHIT), de la misma manera que se realizó con la porosidad efectiva (PHIE).

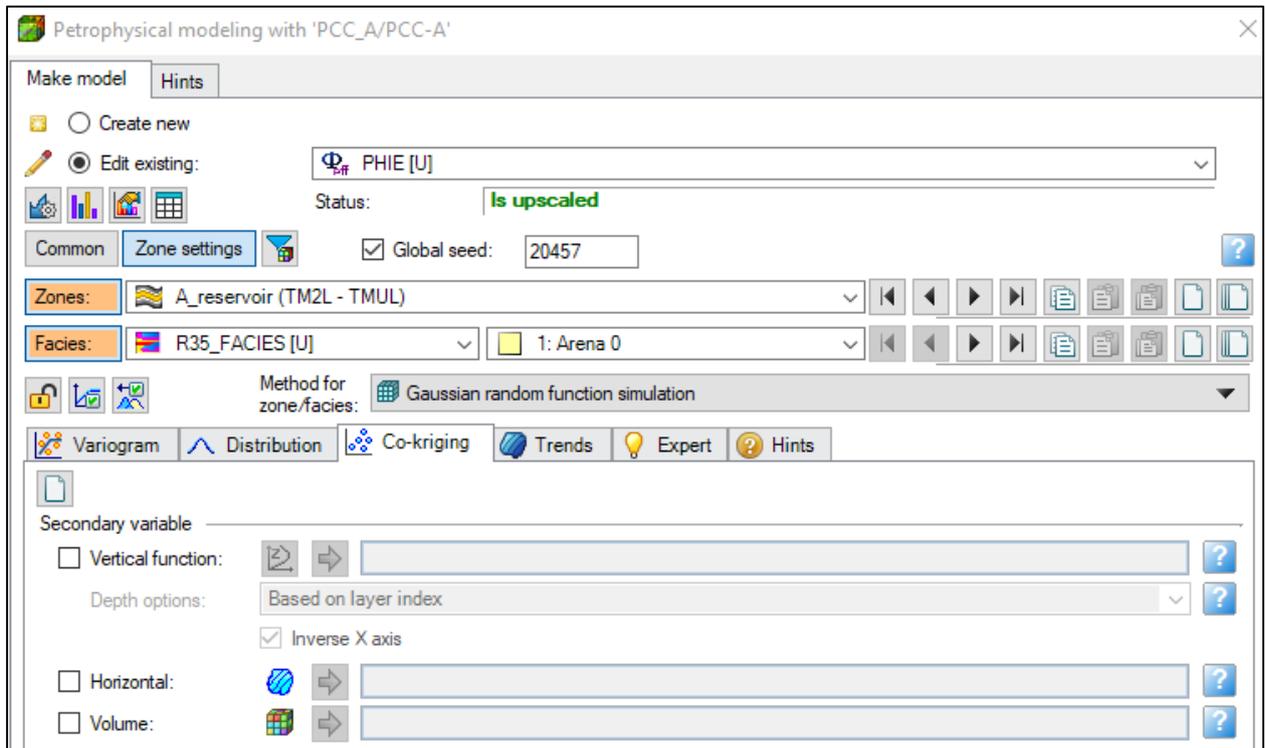
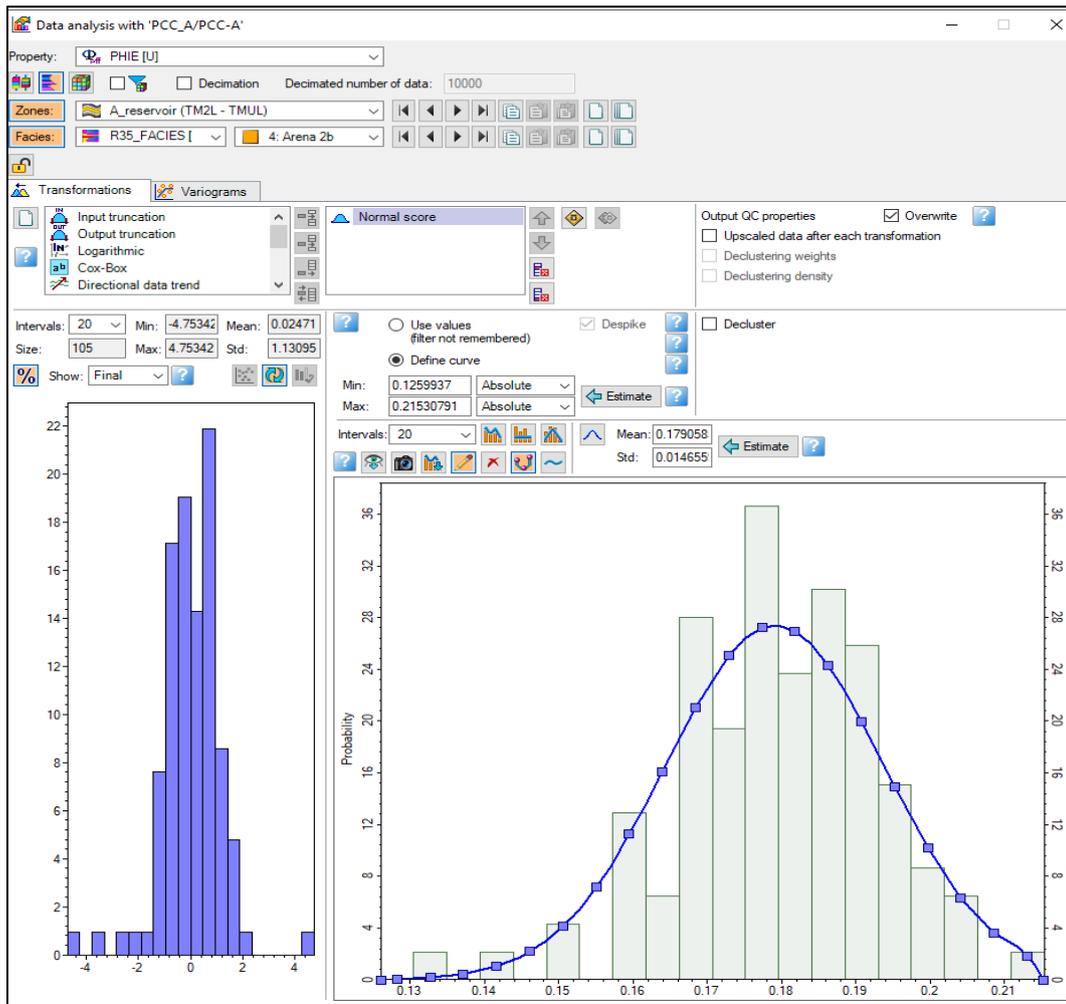


Figura 34. Análisis de datos y modelamiento petrofísico de la porosidad efectiva (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Para las otras propiedades petrofísicas se obtuvo a partir del poblamiento de las porosidades y son estimadas directamente en el modelo mediante el flujo de trabajo anteriormente indicado, utilizando constantes definidas de la interpretación petrofísica que se expresan como propiedades geométricas:



Figura 35. Constantes propiedades geométricas (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Una vez establecidas las constantes, se procede a la estimación de las propiedades de permeabilidad “PERM”, y saturación de agua “SWPC” mediante el flujo de trabajo “PCC_A_Perm & SW”; el cual hace uso de los flujos de trabajo “PCC_A_Petrophysical Vars” y “PCC_A_R35_facies_NTG” (los flujos de trabajo se presentan en el apéndice).

En estos cálculos se incluyen variables estimadas como presión capilar (PC) y altura sobre el nivel de agua libre (HAFWL). También, se definieron límites de las PHIT y PHIE para ser usados en el cálculo de la permeabilidad.

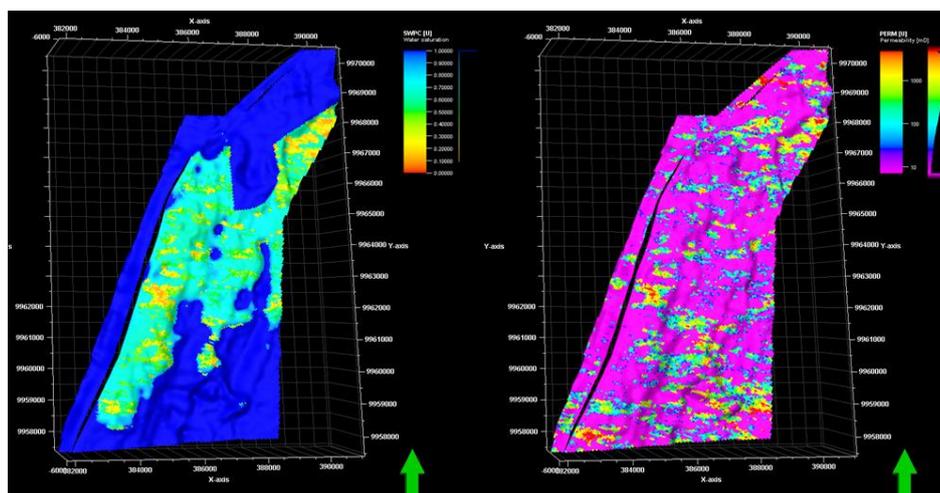


Figura 36. Propiedades petrofísicas calculadas de permeabilidad y saturación de agua (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Luego se estimó los tipos de roca (RT) y el “Net to Gross” (NTG), mediante el flujo de trabajo “PCC_A_R35_facies_NTG”; aplicando el método R35 de Winland para los tipos

de roca (RT), y para el NTG asignándose valores de 1 para las facies de arena que cumplen con la condición de $PHIE \geq 0.07$ y RT (00, 0, 1, 2A, 2B, 3 y 4).

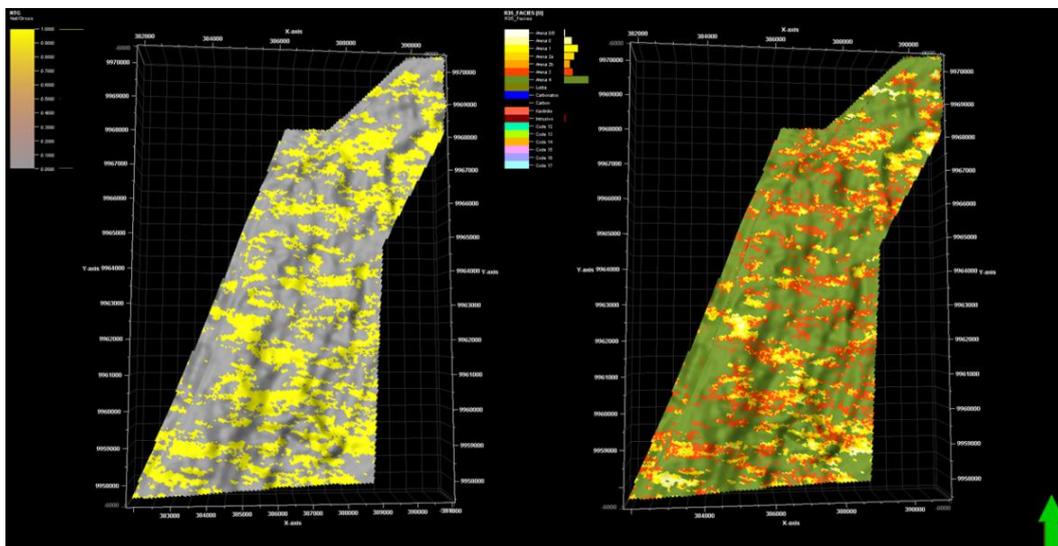


Figura 37. Propiedades petrofísicas calculadas NTG y Rock Tipe
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

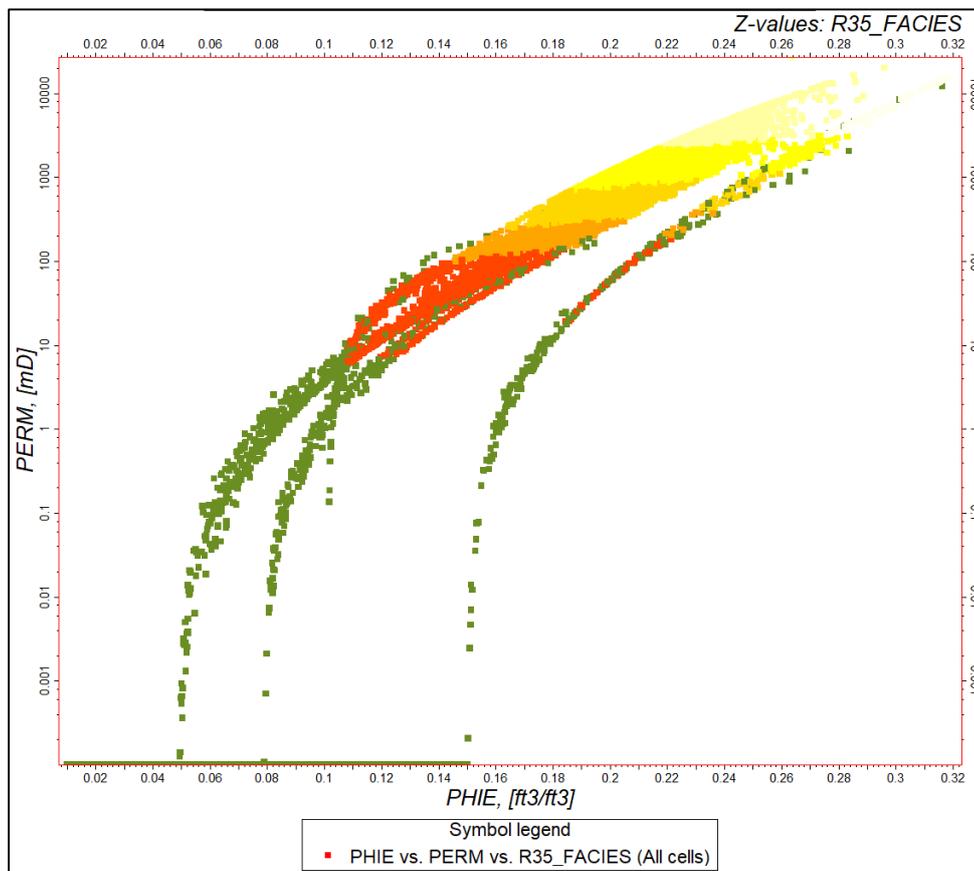


Figura 38. Gráfico PHIE vs PERM obtenidos del modelo
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

2.2.6. Estimación volumétrica

La estimación volumétrica, es un proceso que tiene la finalidad de estimar el volumen de petróleo original en sitio (POES) o también conocido como “stock tank oil initially in Place” (STOIIP); en el cálculo se involucran ciertas propiedades como PHIE, SW y NTG; además, de los contactos de fluidos definidos y el factor volumétrico de formación (Boi).

El Boi fue definido como una propiedad geométrica con valores constantes para el reservorio A, mientras que la realización de los contactos usó la propiedad geométrica de “Regions_fluid_contacts” para definir las regiones y así asignar los valores de los contactos establecidos.

En la figura 39.1 se puede observar 5 regiones de fluido de contacto o compartimentos que rigen el modelo estático, los cuales fueron compilados en un solo archivo para el flujo de trabajo denominado como Fluid Contacts (Contactos de Flujo). La Figura 39.2, muestra cómo se ingresa los contactos de flujo dentro del cálculo del volumen del POES siguiendo la continuidad del tope del yacimiento A.

(1)

21	f0	Numeric expression	\$A_PCC	=	-6185
22	f0	Numeric expression	\$A_27	=	-5400
23	f0	Numeric expression	\$A_28	=	-5400
24	f0	Numeric expression	\$A_W	=	-5400
25	f0	Numeric expression	\$A_I	=	-6192

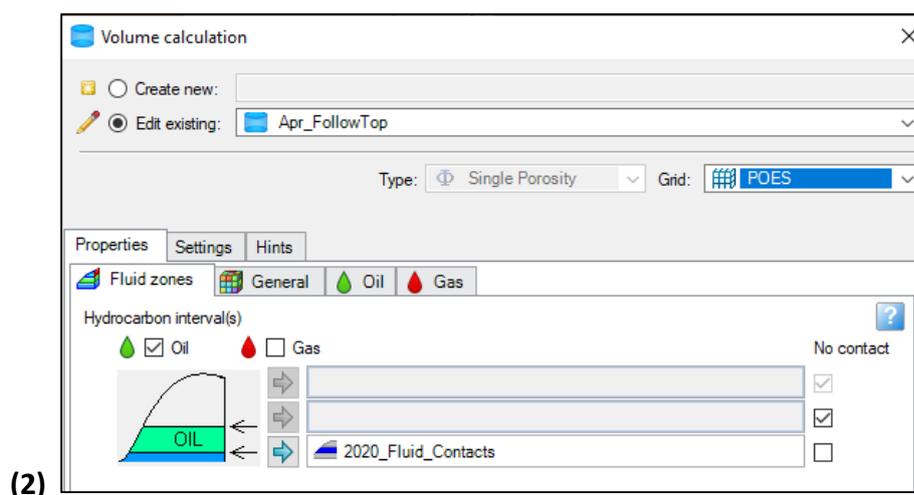


Figura 39 (1, 2). Cálculo del Volumen del Yacimiento Arenisca A del Campo Pañacocho (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

El Boi para el reservorio A utilizado es de 1.1017 BLS/BF (barriles superficie/barriles de fondo).

Con todas las variables preparadas, se procede a definir el proceso del cálculo volumétrico, resumido.

Obtenido el primer caso de volumetría, se procede a realizar la corrida del modelo.

Una vez, determinado el POES del yacimiento A; como se observa en la Figura 41, se realizó el mapa y estadística correspondiente:

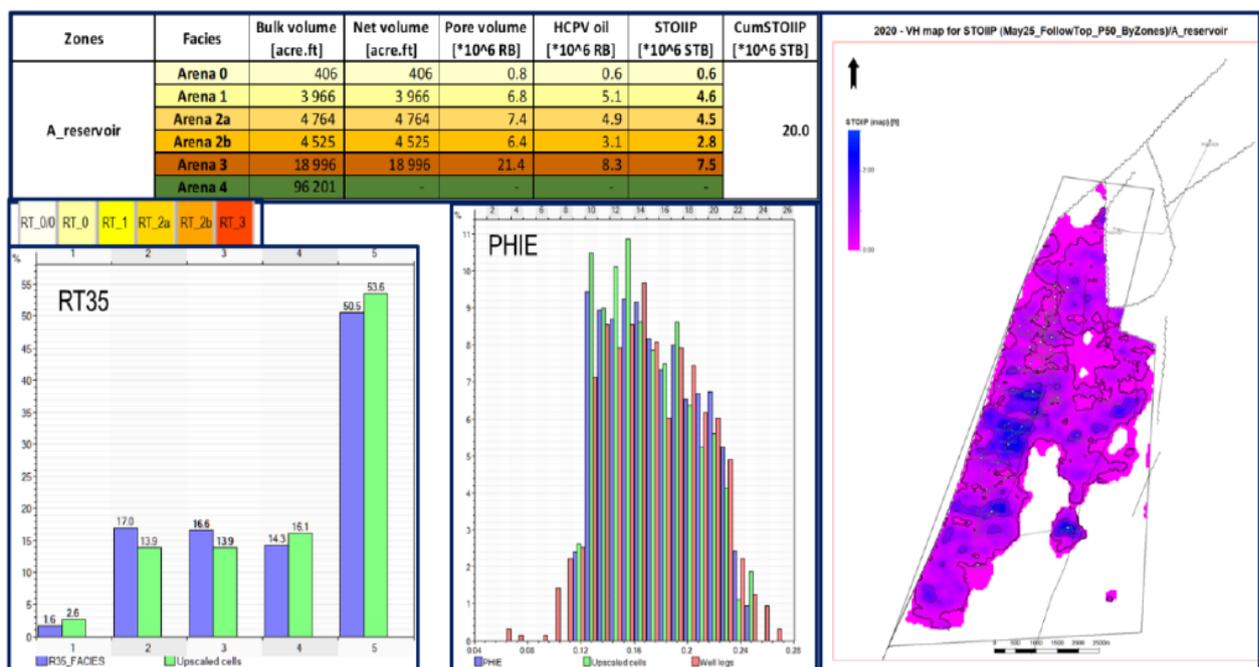


Figura 40. Resumen de volumetría para yacimiento A (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

A_reservoir	A_reservoir	A_reservoir	A_reservoir
Net volume	Pore volume	HCPV oil	STOIIP
32970	43.43	22.7956	20.6913

Figura 41. Reporte Volumétrico POES (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

2.2.7. Análisis relación de desempeño y afluencia (ipr)

El IPR muestra cómo la producción de petróleo de un pozo varía con respecto a la presión en el yacimiento. En esta sección se construyeron los modelos de análisis nodal de los pozos activos y de aquellos apagados con potencial de reactivación para identificar

desde el punto de vista de afluencia (inflow) cuál es el potencial por capa y las oportunidades de optimización para el futuro. Se construyeron los modelos de pozos con la metodología de IP (sobre el punto de burbuja) y compuesto (IP + Vogel, bajo el punto de burbuja) considerando la última condición mecánica del pozo.

La arenisca A presenta productividades bajas. El IP varía de 0.03-1.43, siendo el promedio 0.7 BPD/psi. En términos de corte de agua, es de los más bajos del campo con un promedio de 40% para los pozos activos (1), y 55% para los pozos apagados (7), la mayoría de los productores se encuentra en el área central del campo, y los valores pueden llegar hasta el 88%. Respecto a la presión estática es la más baja del campo, con indicios de depletación de presión en el área central, está entre 1605 - 2850 psig (profundidad media de perforados), por lo que se aduce pobre empuje hidráulico lateral. Debido a sus propiedades petrofísicas y de fluido, con el equipo actual el PCCA-009A se encuentra cercano a la condición óptima de extracción (puntos color naranja representan condición actual, color azul, representan la producción teórica cuando P_{wf} es igual a P_b).

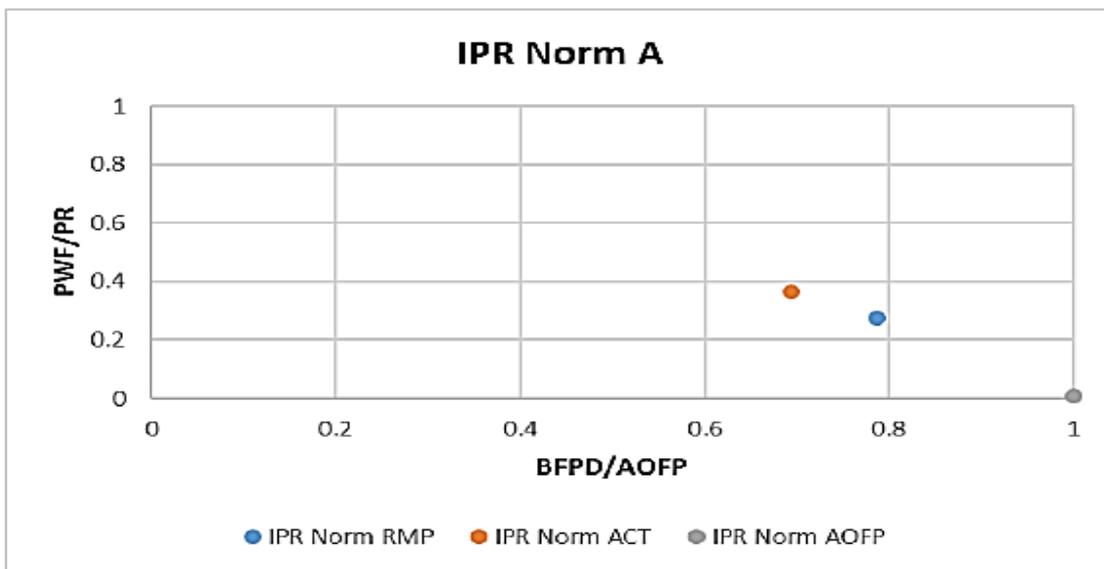


Figura 42. IPR normalizado de PCCA-009 (Elaboración Propia)

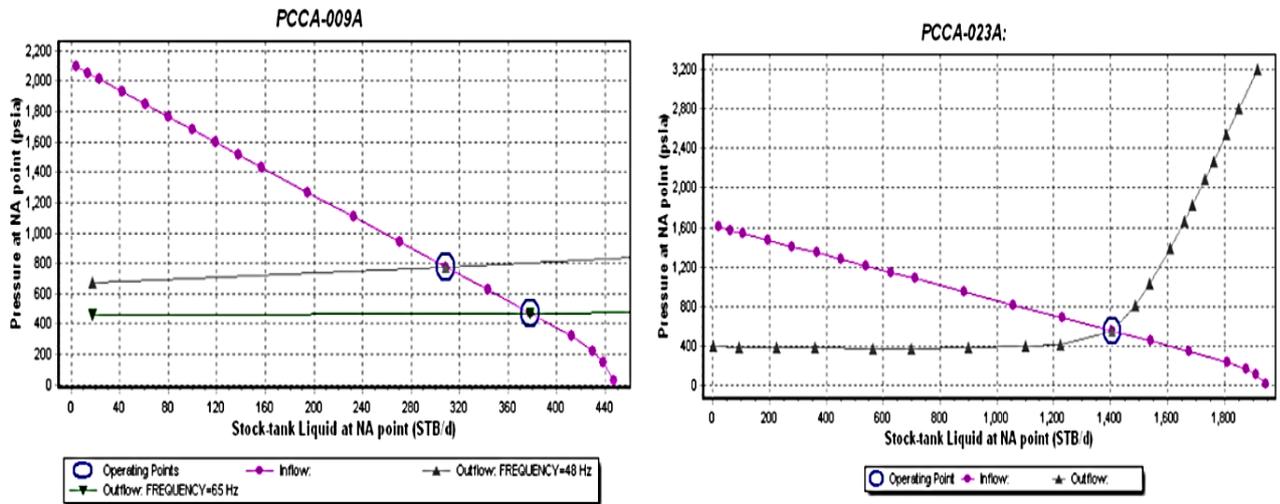


Figura 43. IPRs de pozos típico de A, PCCA-009A (activo) y PCCA-023A (inactivo)

2.3 Modelamiento dinámico

2.3.1. Datos de presión, volumen y temperatura (pvt)

El modelo dinámico del campo Pañacocha está integrado por el yacimiento arenisca A. El primer proceso para la descripción dinámica de los yacimientos modelados es realizar una descripción de las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento, para el caso de la arenisca A se validó y utilizó los datos correspondientes a los análisis PVT del pozo PCCA-009.

Por las dimensiones del campo y la simplicidad estructural, sumada a la continuidad estratigráfica, no se espera variaciones areales de las propiedades del fluido del yacimiento en estudio.

En la Tabla 7, se puede observar algunos datos del muestreo del PVT tomado en el pozo PCCA-009.

Tabla 5. Representación de las propiedades PVT de los fluidos

Yacimiento	Pozo	Muestreo			Muestra		Intervalo		Condiciones		
		Fecha	Prof (MD)	Compañía	Tipo	Cilindro	Tope	Base	Prof (MD)	Temp (°F)	(PSIa)
A	PCCA-009	16-Ene-11	6499	SLB	1.02 (SSB)	SSB 22871-IB	7650	7662	6499.2	190	2664

Los datos API reportados en las pruebas de producción de los pozos productores fueron analizados para identificar la correspondencia con respecto a los datos API de los análisis PVT.

2.3.2. Validación de análisis PVT

Para la validación se utilizaron las siguientes pruebas:

1. **Condiciones de muestreo:** esta prueba tiene como objetivo analizar las condiciones en las que fueron tomadas las muestras (presión, temperatura, contenedor, etc).
2. **Estado del pozo de muestreo:** esta prueba tiene como objetivo analizar las condiciones de producción previas a la toma de la muestra (muestreo de fondo).
3. **Condiciones de laboratorio versus condiciones de yacimiento:** Esta prueba tiene por objetivo verificar que las presiones y temperatura de las pruebas entren en rango con respecto a las condiciones de yacimiento.
4. **Prueba de linealidad de la función Y:** esta prueba tiene por objetivo verificar la validez de la prueba de expansión a composición constante que determina el volumen relativo del crudo y su presión de burbuja.
5. **Prueba de densidad:** esta prueba recalcula la densidad a partir de datos de la prueba de separador y la compara con los valores de densidad del petróleo de la prueba de liberación diferencial.
6. **Prueba de balance de materiales:** esta prueba calcula la relación de solubilidad gas-petróleo a partir de los datos de densidad del petróleo y gravedad específica del gas de la prueba de liberación diferencial, para compararlos con la relación de solubilidad gas-petróleo experimental de la misma prueba.
7. **Corrección de los datos PVT a condiciones de separador:** los datos de las pruebas de expansión a composición constante y liberación diferencial son corregidos a las condiciones de separación reportadas debido a que expresan los valores de expansión volumétricos y de solubilidad a condiciones de superficie como una combinación de los procesos diferenciales e instantáneos.
8. **Linealidad de FVF de Petróleo en Rs:** esta prueba verifica gráficamente la correspondencia del factor volumétrico del petróleo con la disminución del gas en solución a medida que la presión cae por debajo del punto de burbuja.

El FVF es una medida que describe cómo cambia el volumen de un barril de petróleo cuando pasa de las condiciones del yacimiento (presión y temperatura) a las

condiciones superficiales estándar, afecta la cantidad de petróleo que se puede recuperar de un yacimiento y también influye en el diseño y la operación de los sistemas de producción.

El R_s es gas que se encuentra disuelto en un líquido en forma molecular.

9. Linealidad de Viscosidad en FVF: esta prueba verifica la correspondencia gráfica de las variaciones de la viscosidad a medida que el crudo se expande y se contrae sobre y por debajo del punto de burbuja respectivamente.

10. Datos de salinidad del agua de formación: Los datos de salinidad fueron tomados en Cl ion (ppm).

2.3.3. Pruebas válidas

Para la validación de las pruebas PVT, en primer lugar, se debe observar si la temperatura de la prueba en laboratorio es igual a la temperatura del yacimiento, en este caso es 190°F.

Se procede a chequear los datos de recombinación, es decir, que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja de la prueba de liberación diferencial (ρ_{obd}) sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separador (ρ_{obf}):

PRUEBA DE LIBERACION DIFERENCIAL (usando fluido de yacimiento ajustado)

ρ_{obd} = 0.8050 = densidad del petróleo saturado a P_b y T de la Prueba de liberación diferencial, gm / cc

PRUEBA DE SEPARADOR (liberacion instantanea) (usando fluido de yacimiento ajustado)

B_{obf} = 1.1190 = factor volumétrico del petróleo a la presión de burbujeo (flash) , BY / BN

R_s sep = 86.0 = relación gas-petróleo en solución en el separador, PCN / BN

γ_g sep = 1.0391 = gravedad específica del gas en el separador (aire = 1)

R_s tan = 26.00 = relación gas-petróleo en solución en el tanque, PCN / BN

γ_g tan = 1.3980 = gravedad específica del gas separado en el tanque (aire = 1)

$^{\circ}$ API tan = 30.58

ρ_{obf} = 281.63 = densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, lb / BY

ρ_{obf} = 0.8043 = densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, gm / cc

%Dif. = $(\rho_{odb} - \rho_{ofb}) / \rho_{odb}$ =

El porcentaje de diferencia con respecto al valor de la prueba de liberacion diferencial sera:

0.09%

ESTA PRUEBA SE CONSIDERA VALIDA SI LA DIFERENCIA
NO ES MAYOR DE 5 %. **PRUEBA CONSISTENTE**

Figura 44. Verificación de linealidad de la función Y (EP Petroecuador, 2020)

Una vez realizados estas validaciones, se concluyó que los datos de las pruebas PVT de la arenisca A son consistentes (densidad, linealidad y balance de materiales), en la muestra tomada en el pozo PCCA-009 el 16 de enero de 2011 a la profundidad de 6499 pies.

2.3.4. Datos de salinidad del agua de formación

Los valores de salinidad del agua de formación para el yacimiento productor A se muestran a continuación:

Tabla 6. Valores de salinidad en iones cloruro para el yacimiento A.
(EP Petroecuador, 2020)

Arenisca AS		
Cl [+] ppm	Mínimo	10539
	Máximo	15246
	Promedio	12936

Utilizando los valores de salinidad propios del agua de formación del yacimiento A se procedió a calcular la densidad del agua y ajustar su correspondiente viscosidad, para lo que se tomó el valor de salinidad promedio, esto debido a la dispersión de los datos

2.3.5. Propiedades PVT yacimiento a

A continuación, se muestran las propiedades PVT que caracterizan al crudo del yacimiento A del campo Pañacocha. En la siguiente figura se puede observar que la presión de saturación se identifica mediante una simple inspección ya que se presenta como un punto de inflexión en donde se muestran dos distintas tendencias de comportamiento de la densidad del petróleo. Conforme incrementa la presión se puede observar que la tendencia de la densidad del petróleo tiende a incrementar tomando como punto de partida la presión de saturación. A partir de la presión de saturación hacia la izquierda del eje de las ordenadas a medida que disminuye la presión por debajo de P_b la densidad experimenta un incremento vertiginoso.

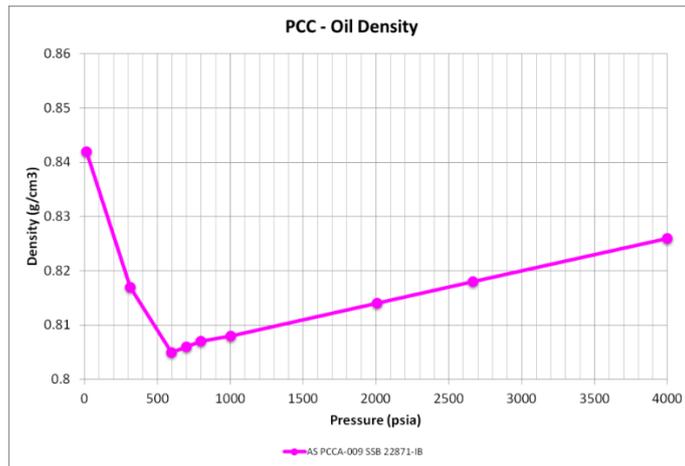


Figura 47. Densidad del petróleo del fluido del yacimiento A del Campo Pañacocho. (Elaboración Propia)

Estos valores de solubilidad del gas en el crudo no representan mayores problemas operacionales en los diseños de los equipos electro-sumergibles por relativo bajo contenido de gas respaldado en el historial de operaciones en Pañacocho. Se puede apreciar que conforme disminuye la presión por debajo de la presión de saturación la relación de solubilidad disminuye indicando que se está obteniendo mayor cantidad de gas libre producido.

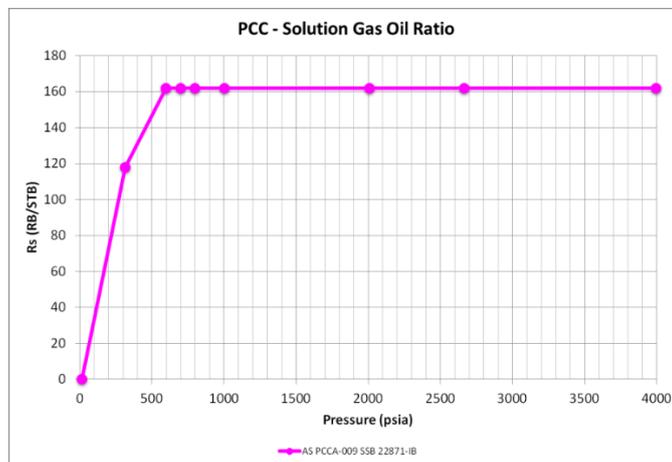


Figura 48. Relación de solubilidad Gas-Petróleo del yacimiento A. (Elaboración Propia)

La viscosidad del yacimiento en la Arenisca A se presenta entre 5.2 a 2.9 cp a condiciones iniciales. Este rango de viscosidades tiene un impacto directo en la productividad de estos yacimientos y los coloca como acumulaciones primarias para extracción. La viscosidad presenta una relación de dependencia con la presión ya que esta va disminuyendo por encima de la presión de saturación conforme la presión va incrementando. Por debajo de la presión de saturación se puede observar que conforme

disminuye la presión la viscosidad experimenta un incremento abrupto, estos fenómenos se atribuye a factores como las reorganizaciones moleculares inducidas por la presión y la reducción de las fuerzas intermoleculares.

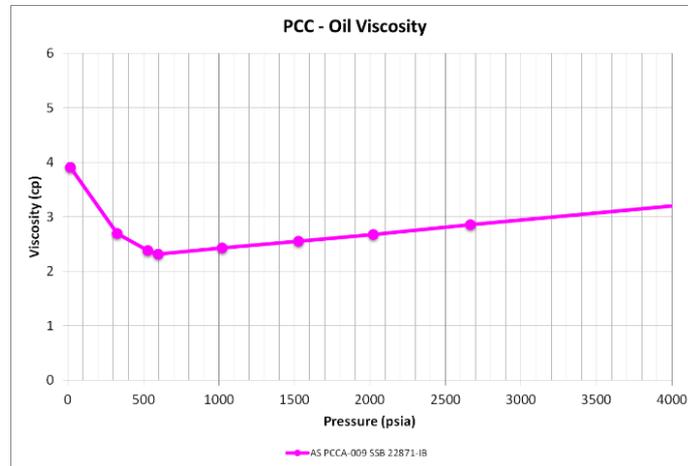


Figura 49. Viscosidad del petróleo del yacimiento A (Elaboración Propia)

El factor volumétrico de formación de petróleo muestra una correspondencia directa con la densidad y relación de solubilidad gas petróleo. Los crudos de mayor densidad y bajo contenido de gas presentan el factor de encogimiento más bajo mientras que los crudos de mayor contenido de gas y menor densidad presentan un factor de encogimiento mayor. A medida que la presión disminuye se puede observar que el factor volumétrico del petróleo tiende a aumentar. Esto se debe a que las presiones más bajas conducen a la expansión del petróleo, resultando en un volumen más grande en relación con las condiciones estándar.

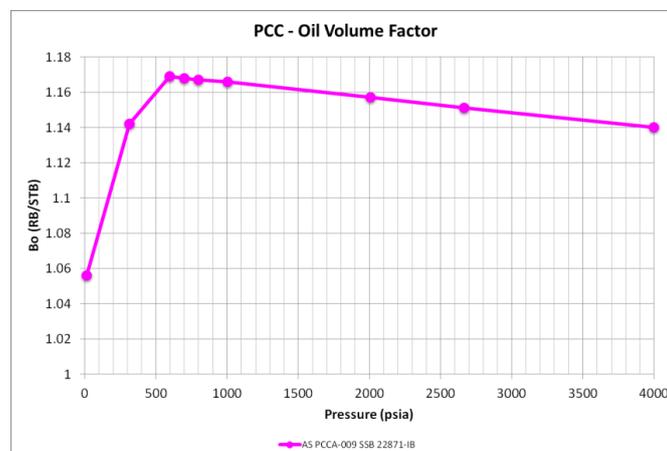


Figura 50. Factor Volumétrico de Formación del petróleo del yacimiento A. (Elaboración Propia)

2.3.6. Composición del crudo

El crudo de la arenisca A tiene como mayor componente fracciones pesadas C7+ >70% en su fracción molar. El peso molecular de las fracciones pesadas (C7+) define la densidad del crudo y sus propiedades dinámicas.

Component	Molecular Weight	Flashed Liquid	Flashed Gas	Monophasic Fluid
	g/mol	% mol	% mol	% mol
Carbon Dioxide	44.01	0	18.25	3.74
Hydrogen Sulfide	34.08	0	0	0
Nitrogen	28.01	0	4.2	0.86
Methane	16.04	0	37.38	7.65
Ethane	30.07	0	7.11	1.45
Propane	44.1	0.85	11.05	2.94
I - Butane	58.12	1.08	5.1	1.9
N - Butane	58.12	2.74	7.93	3.8
I - Pentane	72.15	2.74	3.56	2.91
N - Pentane	72.15	2.95	2.87	2.93
C6	84	5.75	1.52	4.89
M-C-Pentane	84.16	1.25	0.2	1.04
Benzene	78.11	0.07	0.01	0.06
Cyclohexane	84.16	0.62	0.15	0.52
C7	96	6.09	0.4	4.92
M-C-Hexane	98.19	1.69	0.08	1.36
Toluene	92.14	0.2	0.01	0.17
C8	107	6.72	0.14	5.38
E-Benzene	106.17	0.27	0	0.21
M/P-Xylene	106.17	0.69	0	0.55
O-Xylene	106.17	0.18	0	0.14
C9	121	5.93	0.04	4.73
C10	134	6.17	0	4.91
C11	147	4.87	0	3.88
C12	161	3.93	0	3.13
C13	175	4.15	0	3.3
C14	190	3.28	0	2.61
C15	206	3.02	0	2.41
C16	222	2.5		1.99
C17	237	2.24		1.78
C18	251	2.21		1.76
C19	263	2.1		1.67
C20	275	1.71		1.36
C21	291	1.51		1.2
C22	300	1.43		1.14
C23	312	1.3		1.04
C24	324	1.15		0.92
C25	337	1.08		0.86
C26	349	0.95		0.76
C27	360	0.96		0.76
C28	372	0.89		0.7
C29	382	0.88		0.7
C30+	612.2	13.84		11.01
Total		99.99	100	100.04
MW		222.8	36.68	184.72
Mole Ratio		0.7954	0.2046	

Figura 51. Composición del crudo yacimiento A Pozo Pañacocha-009.

2.3.7. Variación de gravedad API

En la Figura 52 se muestra un mapa aproximado de la variación de API en el yacimiento A, acorde a las características estratigráficas, en el cual no se observan variaciones laterales importantes de la calidad del crudo.

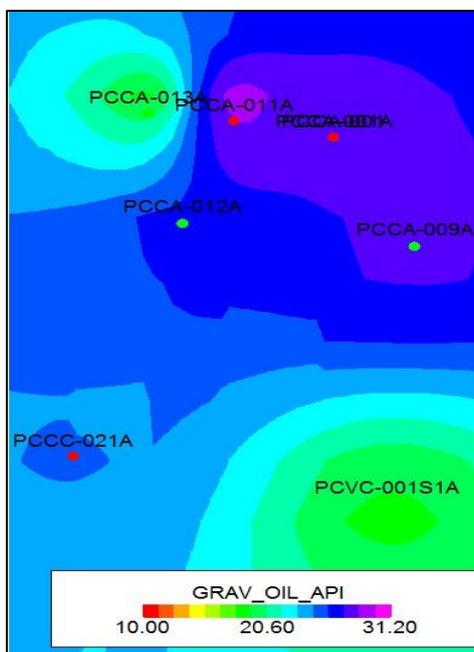


Figura 52. Mapa de gravedad API del yacimiento Arenisca A
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

2.3.8. Resumen de propiedades PVT

Para verificar el factor volumétrico inicial de petróleo, así como valores de viscosidad a condiciones originales, es necesario verificar el nivel de presión del yacimiento A definido en la sección de inicialización del modelo dinámico.

Tabla 7. Propiedades PVT del yacimiento arenisca A del Campo Pañacocha.

Relación Gas-Petróleo	Presión	Bo	Viscosidad del Petróleo
MSCF/STB	psi	RB/STB	cP
0	14.7	1.0108	3.908
0.0699	315	1.0932	2.683
0.112	596	1.119	2.293
	698	1.1181	2.324
	799	1.1172	2.354
	1002	1.1154	2.415
	2009	1.107	2.717
	2664	1.1017	2.914
	3997	1.0912	3.314

2.3.9. Integración del modelo de simulación

El campo Pañacocha empezó su producción el 28 de agosto de 2010. Para comprender el potencial de productividad y las futuras intervenciones a realizarse, en la siguiente tabla se observa a modo de ejemplo la recopilación de eventos del pozo PCCA-009.

Tabla 8. Eventos del pozo PCCA-009 yacimiento A.

Actividades de reacondicionamiento					CPI	WO # 01	WO # 02	WO # 03	WO # 04	WO # 05
Fecha:					31/12/2010	16/1/2011	21/3/2012	8/6/2012	17/6/2016	26/9/2016
PCCA-009	7650	7662	12	A	P	P	C	C	C	P
	7666	7670	4	A	P	P	C	C	C	P
P	PRODUCIENDO									
C	CERRADA									

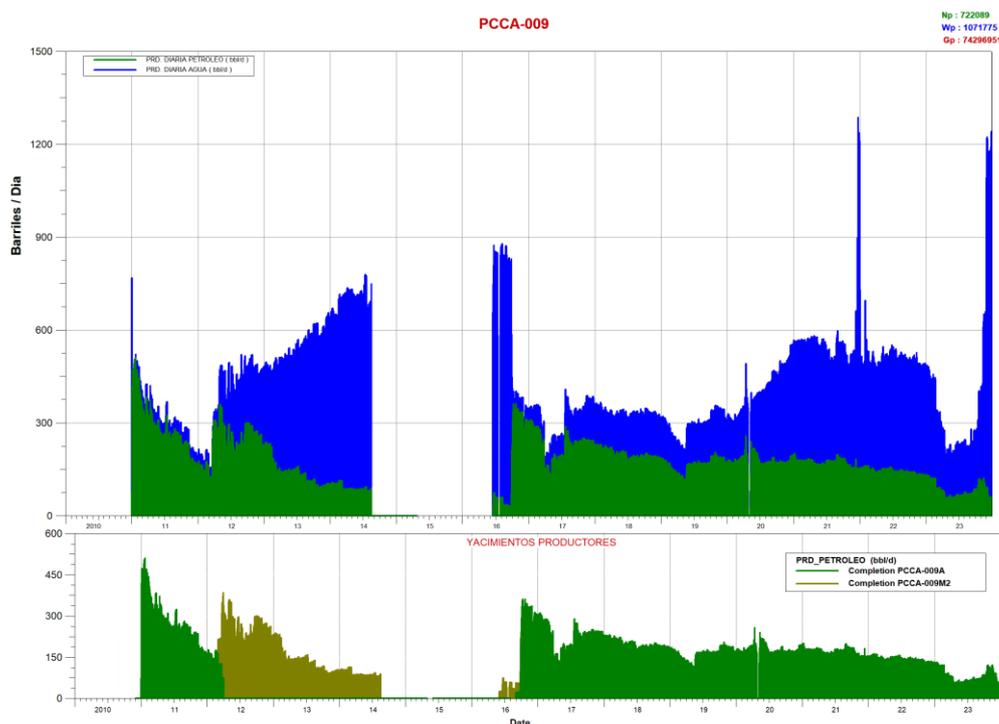


Figura 53. Tasa de Producción de Petróleo y Agua con respecto a las intervenciones realizadas en el pozo PCCA-009.
(Elaboración Propia)

También se conoce que en este reservorio se realizaron de 5 – 10 disparos por pie, lo cual nos permite evaluar la efectividad de las técnicas de disparo y los posibles daños por perforación y medidas correctivas, además de la evaluación de la productividad por intervalos.

2.3.10. Datos de presión (RFT, MDT, BUP, BHP)

Los datos de presión disponibles para cada yacimiento son datos de presiones puntuales en la cara de la formación o XPTs. Esta información se compiló en una base de datos para su análisis y posterior integración en el modelo dinámico.

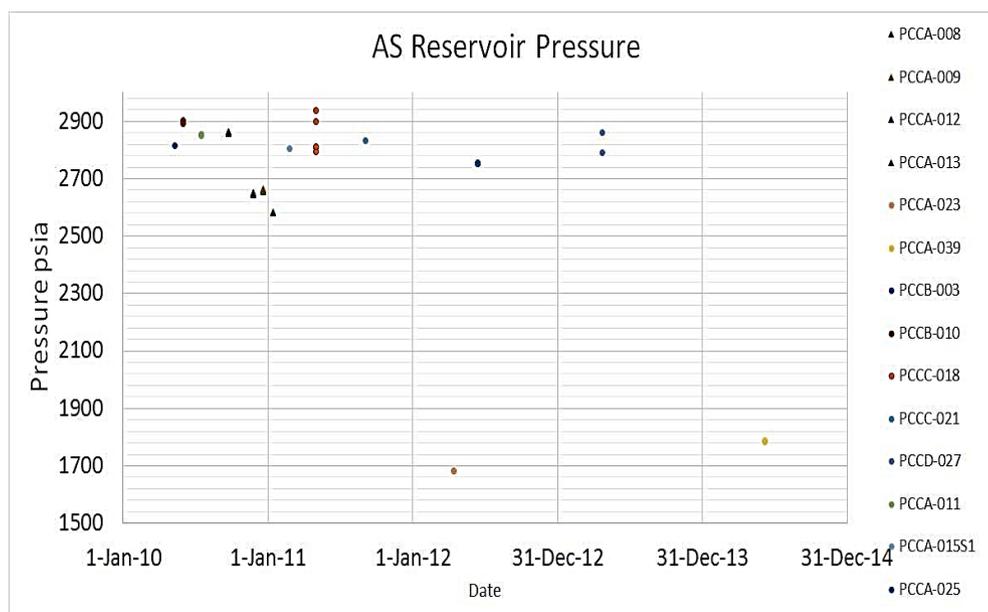


Figura 54. Datos de presión XPT tomados en el yacimiento A, Campo Pañacocha.
(Elaboración Propia)

2.3.11. Análisis de compartimentalización

El análisis de compartimentalización se basó en la información de datos XPT y datos de producción disponibles del yacimiento.

En el yacimiento arenisca A se observan 3 compartimentos con los datos de presiones de XPT.

A continuación, en la Figura 55 se muestran los datos de presiones donde se identificaron los principales compartimentos:

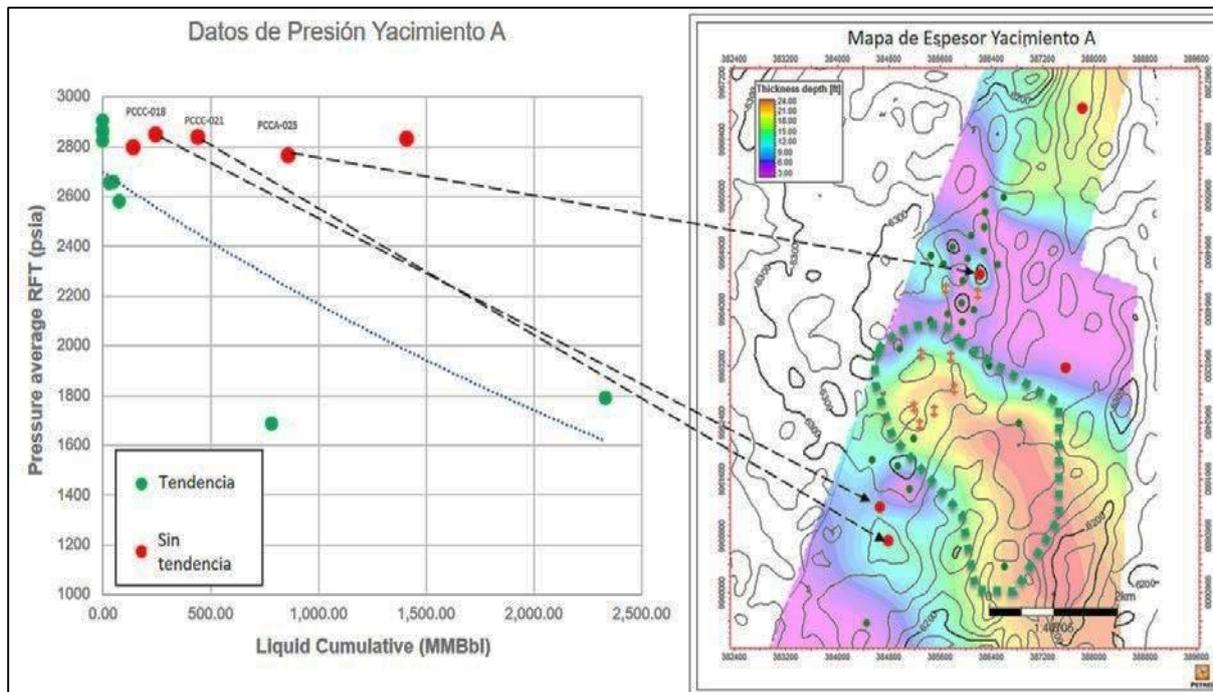


Figura 55. Compartimentos laterales en el yacimiento A
(EP Petroecuador, 2020)

Del núcleo PCCA-039, se dispone de análisis GR espectral, K-PHI (Permeabilidad y Porosidad) y sedimentología, cuya información fue procesada para obtener un alto grado de descripción geológica, petrofísica y de ingeniería.

2.3.12. Relación roca-fluido

2.1.6.7. Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar

Para el análisis de las curvas de permeabilidad relativa se utilizó la plataforma Techlog, con la cual se realizó la normalización y definición de curvas de relación agua petróleo por tipo de roca y presión capilar. Una vez definidas las curvas por tipo de roca, se exportaron para el proceso de inicialización y ajuste historia del yacimiento de interés.

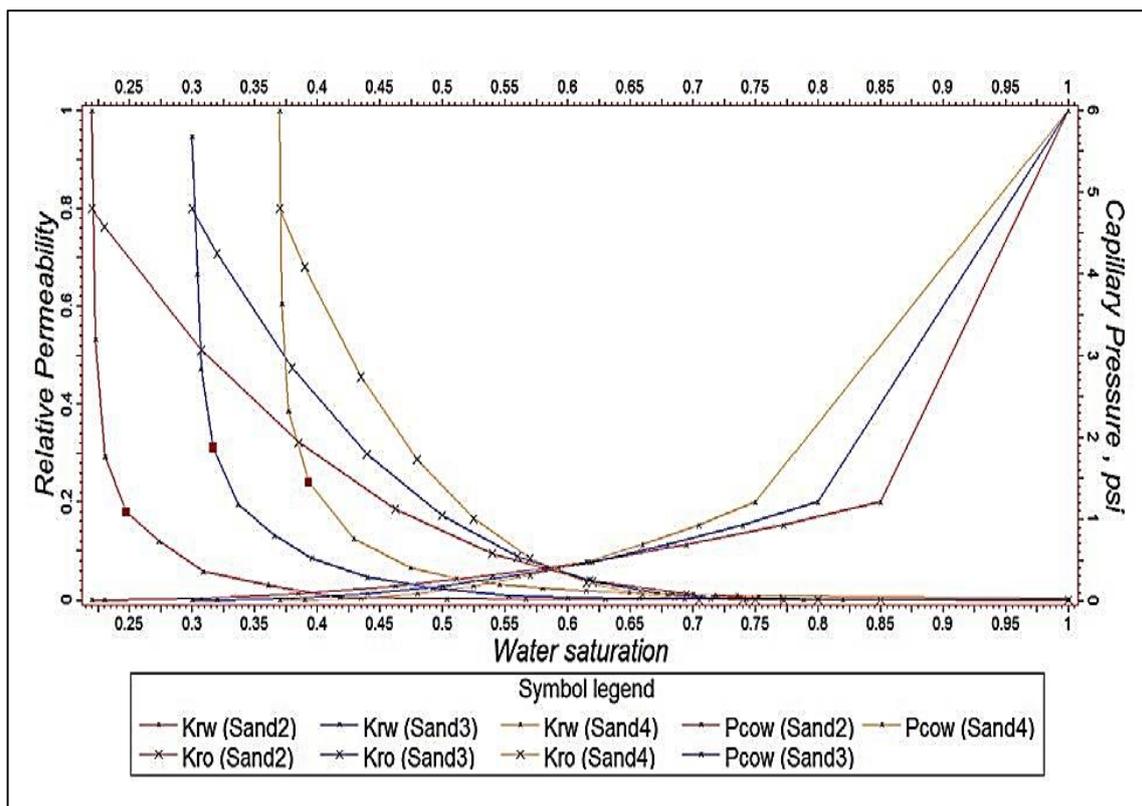


Figura 56. Curvas de presión capilar y permeabilidad relativa para el yacimiento A.
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Es importante mencionar que la proporción de los tipos de roca varía en estos yacimientos por la naturaleza de su depositación. Para el yacimiento A, se realizó un proceso de normalización para capturar el escalamiento registro celda. Sin embargo, se observa una clara diferenciación entre los tipos de roca presentes.

2.3.13. Nivel de agua

Mediante el estudio del nivel de agua libre (Free Water Level) (FWL) se realiza una valoración de los cambios de saturación de agua e hidrocarburo) para cada intervalo productor. La base de este proceso son las curvas de presión capilar de drenaje de los yacimientos productores obtenidas a partir de análisis especiales de núcleos. Esto significa analizar el proceso de saturación de hidrocarburos a medida que aumenta la distancia vertical sobre el nivel de agua libre.

Luego se utilizan las curvas de saturación de agua para el proceso de inicialización del modelo dinámico con el objeto de comparar los valores de saturación de agua de las celdas.

En la Figura 57 se observa la comparación de la saturación de agua del modelo petrofísico versus la saturación de agua de la inicialización del modelo dinámico del yacimiento Arenisca A. Esta comparación es crítica para definir los tiempos de llegada de agua en pozos productores además de reducir la dispersión en comparaciones volumétricas.

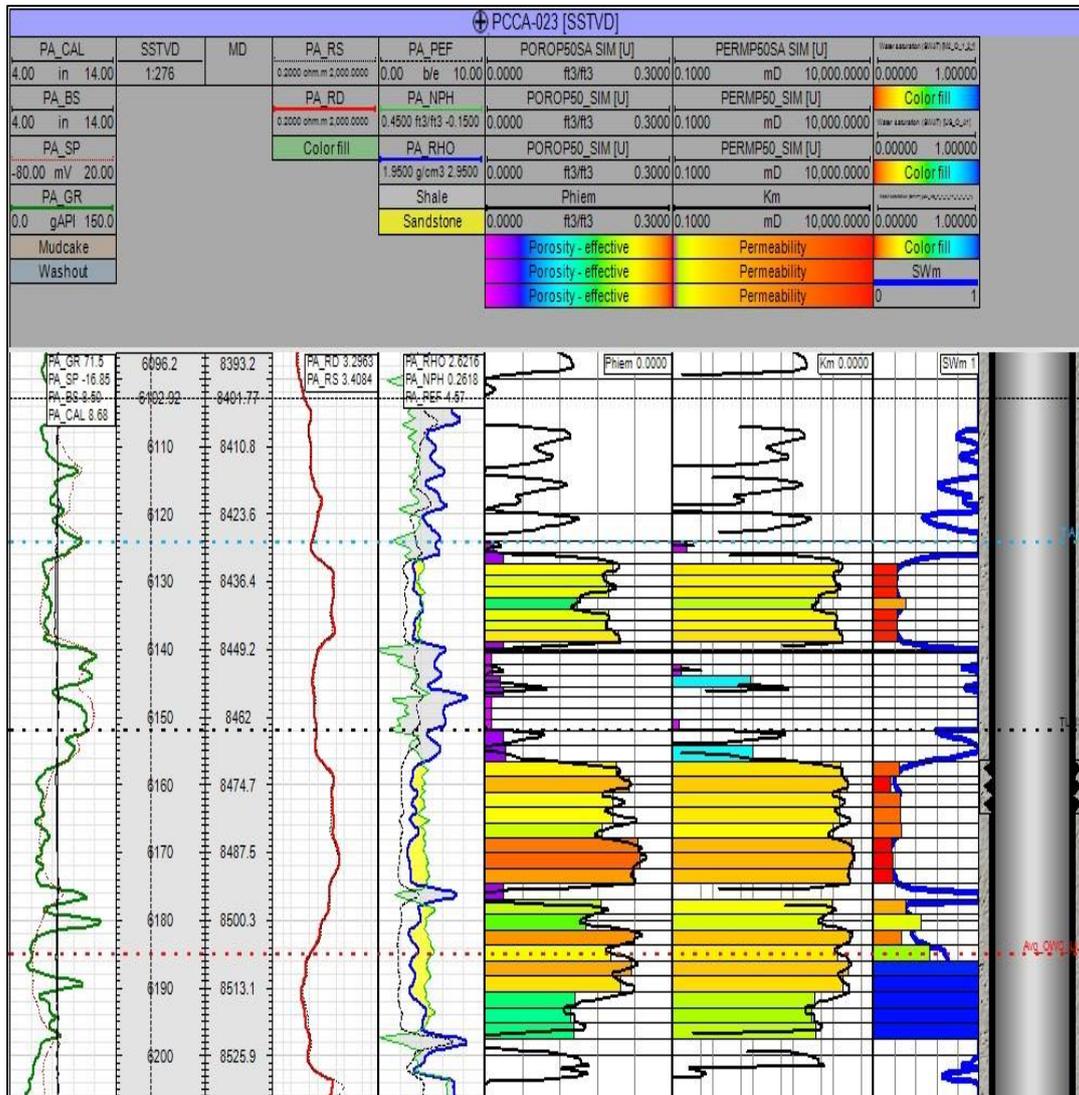


Figura 57. Comparación de la Saturación de Agua generada a partir del modelo petrofísico con respecto a la saturación de agua de la inicialización del modelo Arenisca A
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

2.4. Inicialización

La Inicialización del modelo dinámico se realizó por equilibrio utilizando los niveles de agua libre identificados a partir de registros eléctricos y perfiles de presiones. En la siguiente tabla se muestran los niveles de agua libre, así como las presiones iniciales utilizadas con su correspondiente nivel de referencia o Datum:

Tabla 9. Zonas de equilibrio definidas para la inicialización del modelo dinámico. Yacimiento A

Yacimiento / Zona	Presión PSI	Datum (pies SSTVD)	FWL (pies SSTVD)
Zona PCCD-027	2850	6149	6185
Zona Central	2850	6149	6162
Zona PCVC-001S1	2850	6149	6174

La Figura 58 muestra el tamaño de la malla, las 3 regiones de equilibrio y una zona definidas para el yacimiento A.

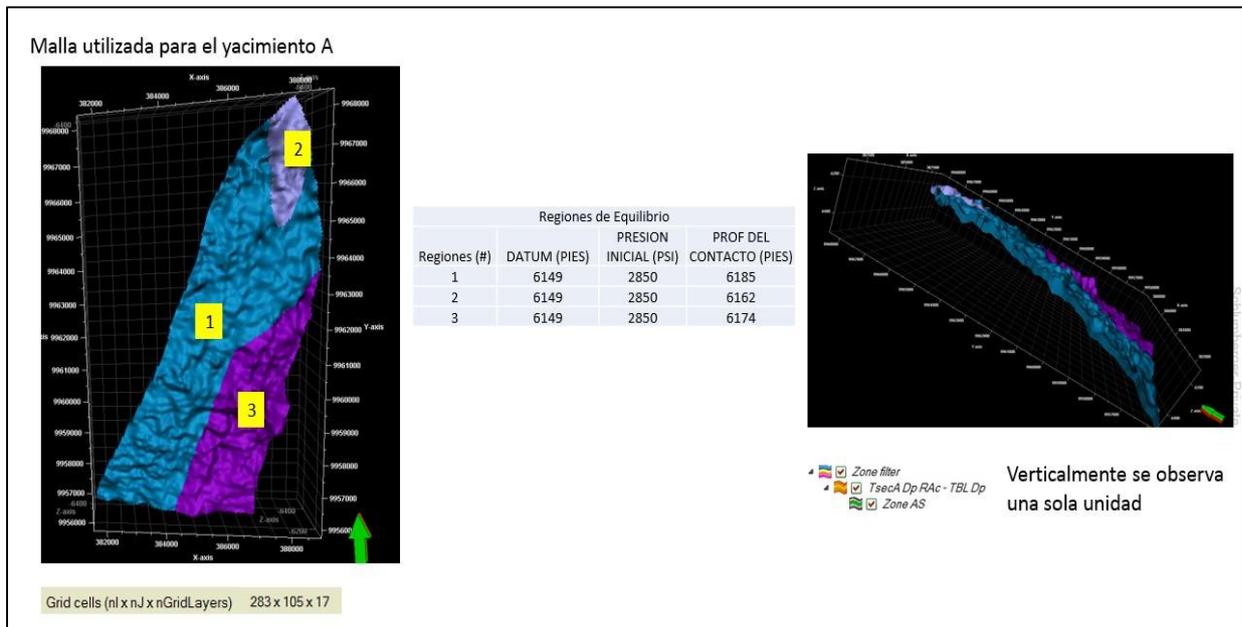


Figura 58. Tamaño de malla, regiones de Equilibrio y zonas en el yacimiento A (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

La Figura 59 muestra el resultado final de permeabilidades relativas y presión capilar consideradas para el modelo dinámico, indicando que posee el set de tipos de roca. También indica que el set de curvas usado es el mismo, independientemente de la región.

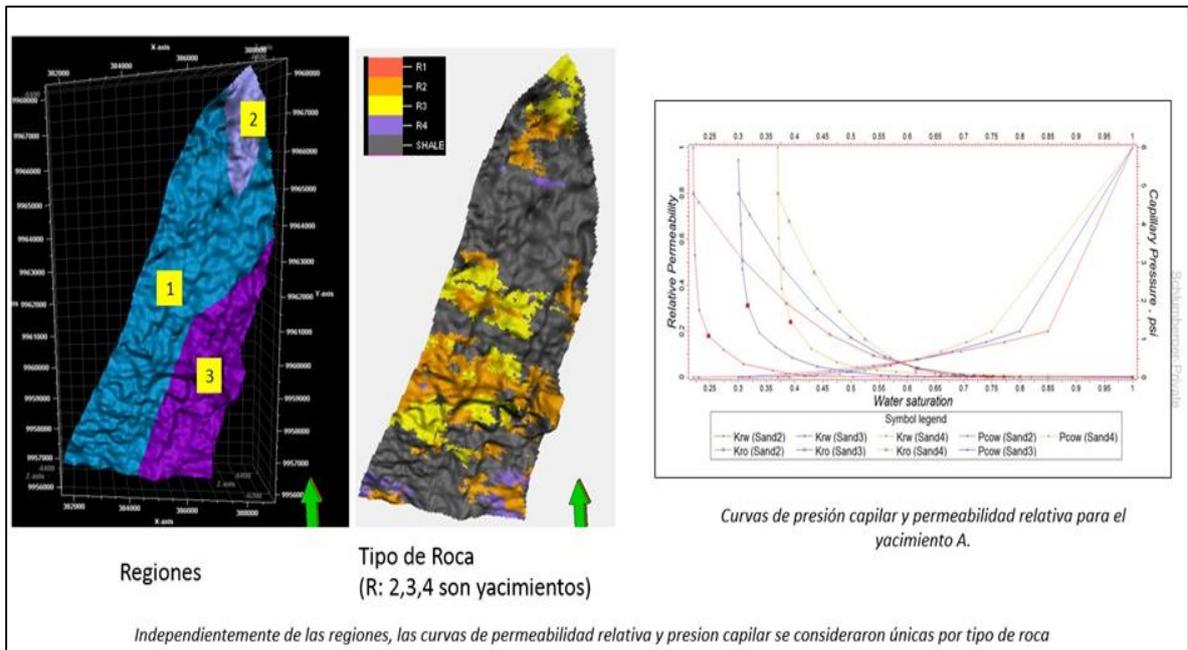


Figura 59. Permeabilidad relativa y presión capilar
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

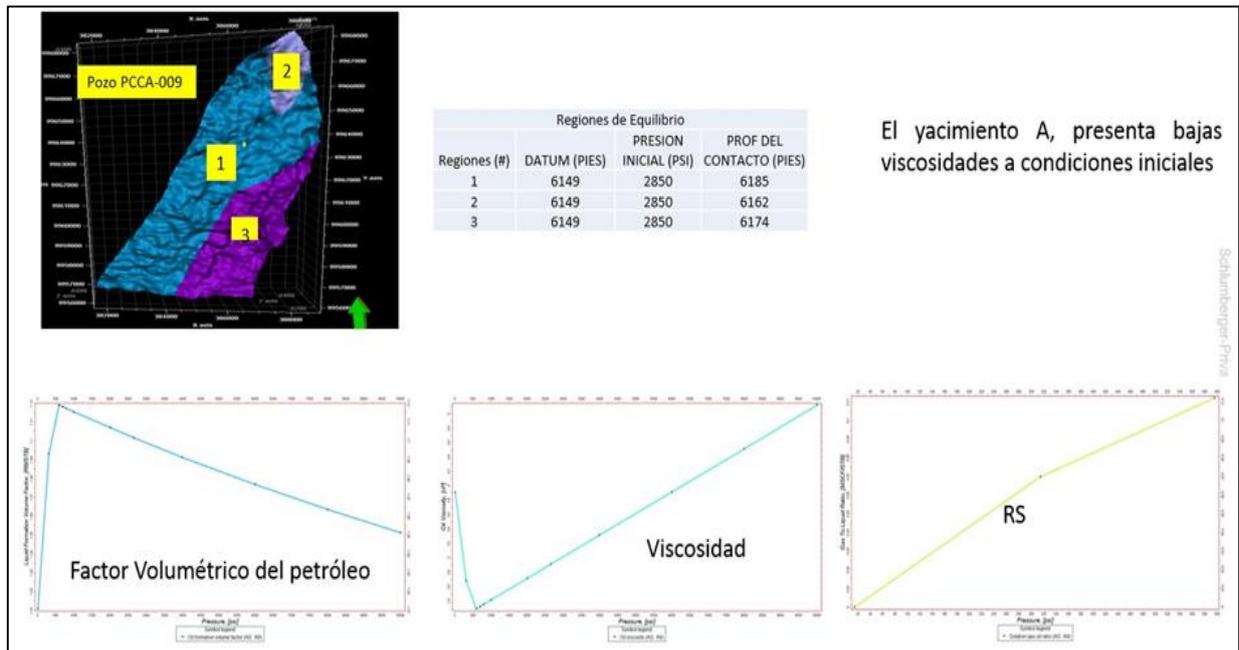


Figura 60. Resumen gráfico PVT utilizado del pozo PCCA-009
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Con estos datos, la presión se mantiene en equilibrio.

A continuación, en la Figura 61, se muestra el acuífero caracterizado y utilizado para el control energético del yacimiento.

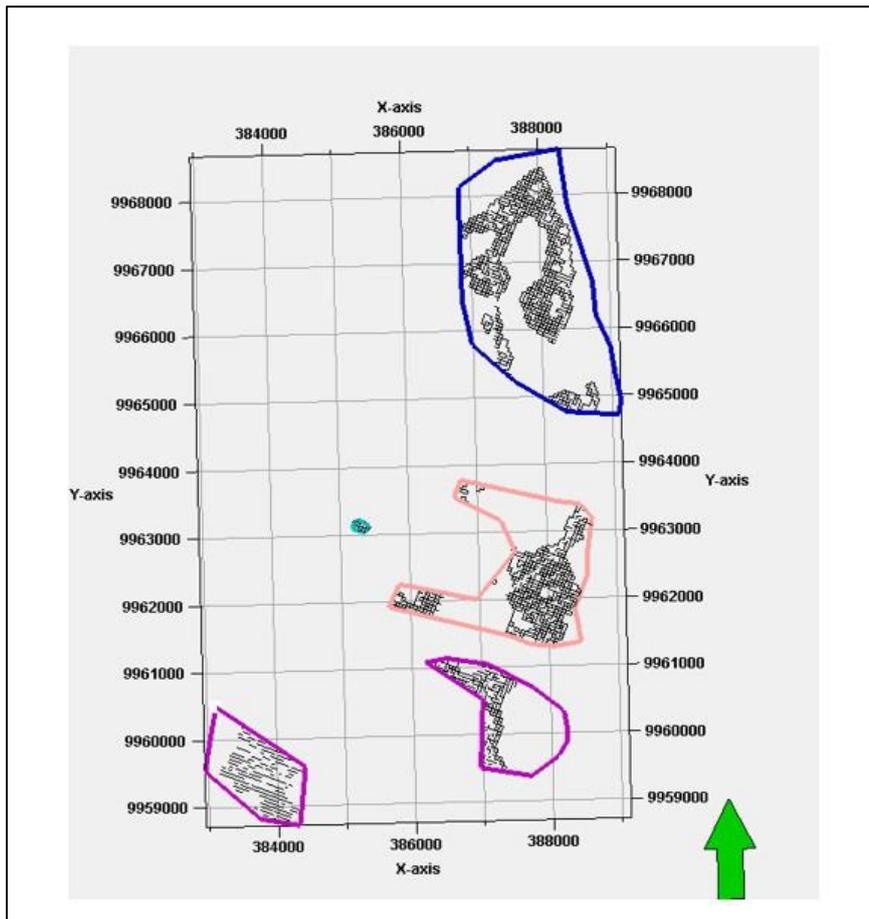


Figura 61. Acuífero en A, conexiones y propiedades
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

2.4.1. Cotejo histórico

El flujo de trabajo desarrollado en el campo Pañacocha se basó en la interacción de geofísica, geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos, como base del cotejo histórico para definir respuestas consistentes durante el proceso.

2.4.1.1. Etapas del cotejo histórico

- Ajuste de la tasa de líquido a nivel de campo y pozos: este proceso es necesario para poder reproducir las caídas de presión observadas a nivel global y local.
- Ajuste de las presiones dinámicas: este proceso tiene por objetivo controlar los niveles de productividad en los pozos productores.
- Ajuste de la relación agua-petróleo: este es el proceso final donde se reproducen las tasas de agua y petróleo históricos controlando un balance de presiones dinámicas y estáticas.

2.4.1.2. Cotejo histórico global

Varios autores, entre ellos (Banks, Discrete-event system simulation, 2011), indican que el cotejo histórico es un paso crucial en la validación de modelos de simulación, la metodología consiste en lo siguiente:

- Definición del objetivo del cotejo histórico, estableciendo los objetivos y considerando que aspectos del modelo se están validando y qué resultados se espera obtener del cotejo histórico.
- Identificación datos históricos relevantes, recolectando datos históricos del sistema, los mismos que pueden incluir variables de entrada y salida.
- Preprocesamiento de datos históricos según sea necesario, eliminando valores atípicos e interpolando datos faltantes.
- Calibración y ajuste del modelo, para que los resultados simulados se ajusten mejor a los datos históricos hasta que se logre un buen ajuste con los datos reales.
- Análisis de sensibilidad que consiste en evaluar cómo varían los resultados del modelo, lo que ayuda a identificar la robustez del mismo frente a diferentes condiciones y variaciones

2.4.2. Caso base

El caso base es la corrida del yacimiento con los pozos actuales y busca entender que pasa si no se realiza ninguna actividad adicional sobre la que se tiene actualmente. Este escenario es la base de comparación de los escenarios de desarrollo, es una representación gráfica o tabular de la cantidad de hidrocarburos (petróleo, gas) que se espera producir a lo largo del tiempo desde un yacimiento o pozo específico. El caso base de un perfil de producción se refiere a la proyección más probable o esperada de producción, basada en datos y supuestos actuales (Ahmed, 2010).

El caso base del perfil de producción consta de recolectar los datos del yacimiento, información geológica, características del reservorio, propiedades de la roca y del fluido, datos históricos de producción, tasas de declinación, presión del yacimiento, datos de perforación y completación, información sobre los pozos, técnicas de perforación, tipo de completación, modelado estático y numérico del yacimiento, para predecir la producción futura basada en la información geológica y de ingeniería, así como la evaluación de riesgos e incertidumbres de los datos.

El perfil de producción del caso base debe representar la producción esperada bajo condiciones normales de operación, y adicionalmente se debería también realizar una evaluación económica considerando variables como los costos de producción, precios de los hidrocarburos, y otros factores económicos, y debería considerarse realizar una validación y revisión con expertos en el tema para asegurarse de que sea realista y preciso, y realizar constantemente ajustes y actualizaciones según sea necesario, basándose en nueva información o cambios en las condiciones del yacimiento.

CAPITULO 3

3.1 Resultados y análisis

3.1.1. Cotejo histórico

3.1.1.1. Ajuste pozo a pozo

A continuación, se muestran pozo a pozo los resultados en el yacimiento A para cada pozo productor. Como se puede observar en la figura 62 el comportamiento del pozo PCCA-001 ha pasado por fases de producción en donde al inicio se tiene una alta productividad de petróleo con una declinación rápida y estabilización con una producción de petróleo baja debido al comportamiento de la presión.

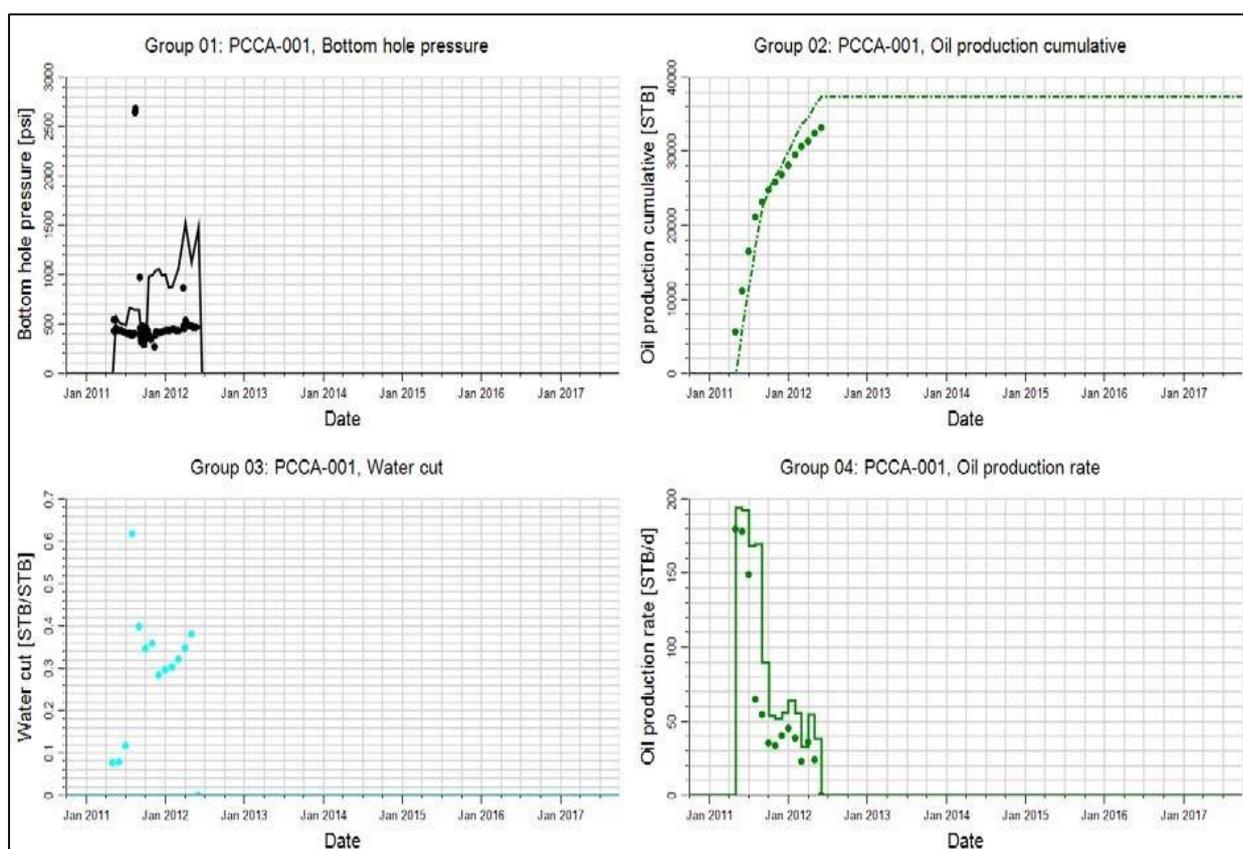


Figura 62. Pozo PCCA-001, cotejo histórico de presión de fondo y fluidos
(Elaboración Propia)

En la figura 63 de los datos históricos de producción del pozo PCCA-012 se muestra una declinación suave con un incremento significativo en el corte de agua y un leve mantenimiento de la presión que ha ayudado a tener muy buenos acumulados de producción.

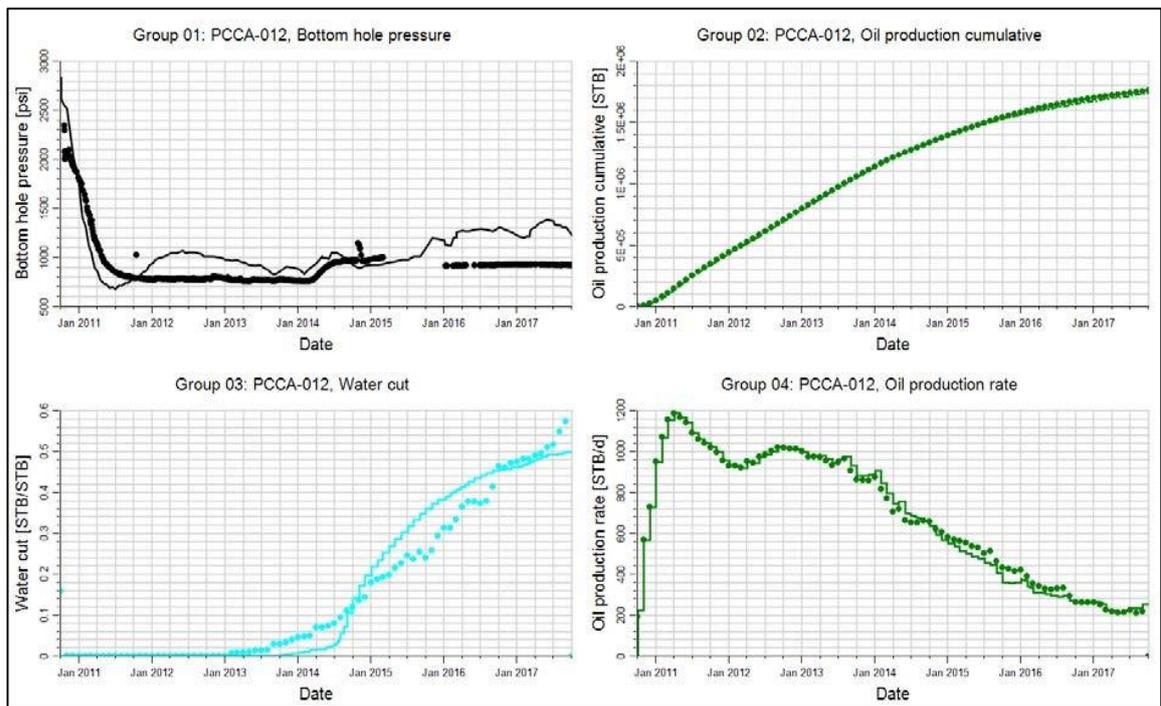


Figura 63. Pozo PCCA-012, cotejo histórico de presión de fondo y fluidos (Elaboración Propia)

En la figura 64 el pozo PCCA-09 tiene una alta producción de petróleo, pero disminuye rápido debido a que no se tiene una energía suficiente del reservorio en donde no permite tener una mejor recuperación de las reservas, el avance de agua se observa que el reservorio tiene un acuífero débil.

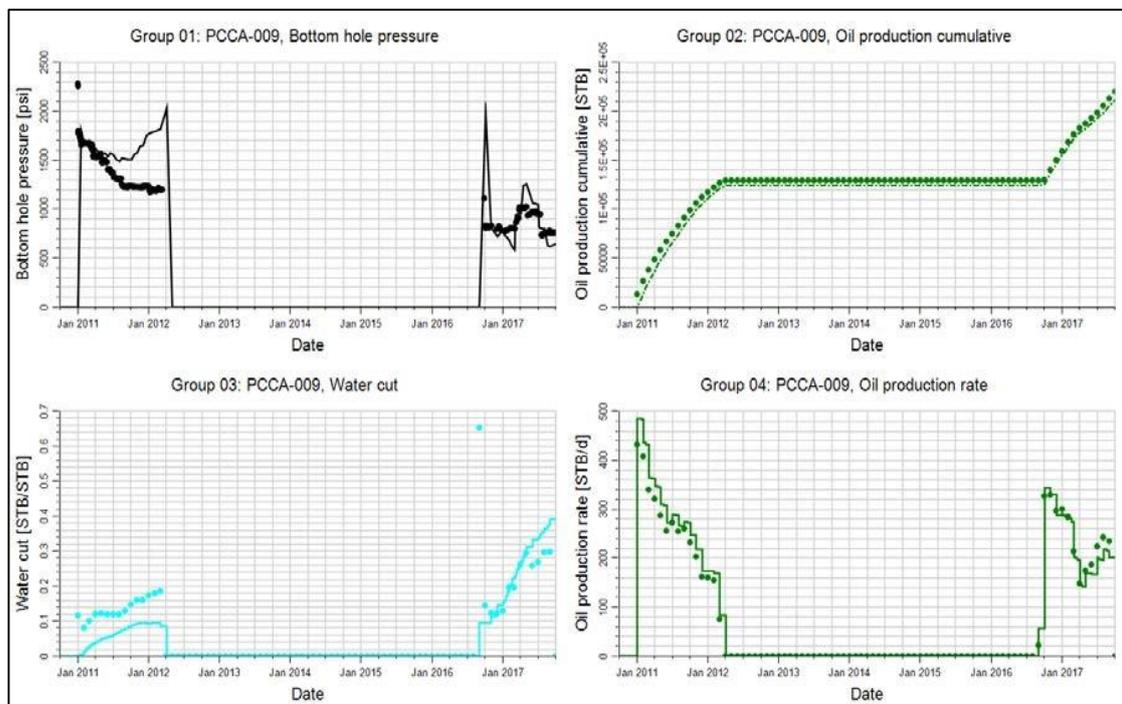


Figura 64. Pozo PCCA-009, cotejo histórico de presión de fondo y fluidos (Elaboración Propia)

En la figura 65 el pozo PCCA-11 se tiene una baja producción de petróleo, con unos pobres acumulados, esto es debido a que la presión del yacimiento ha declinado muy rápido comparados con los pozos analizados anteriormente.

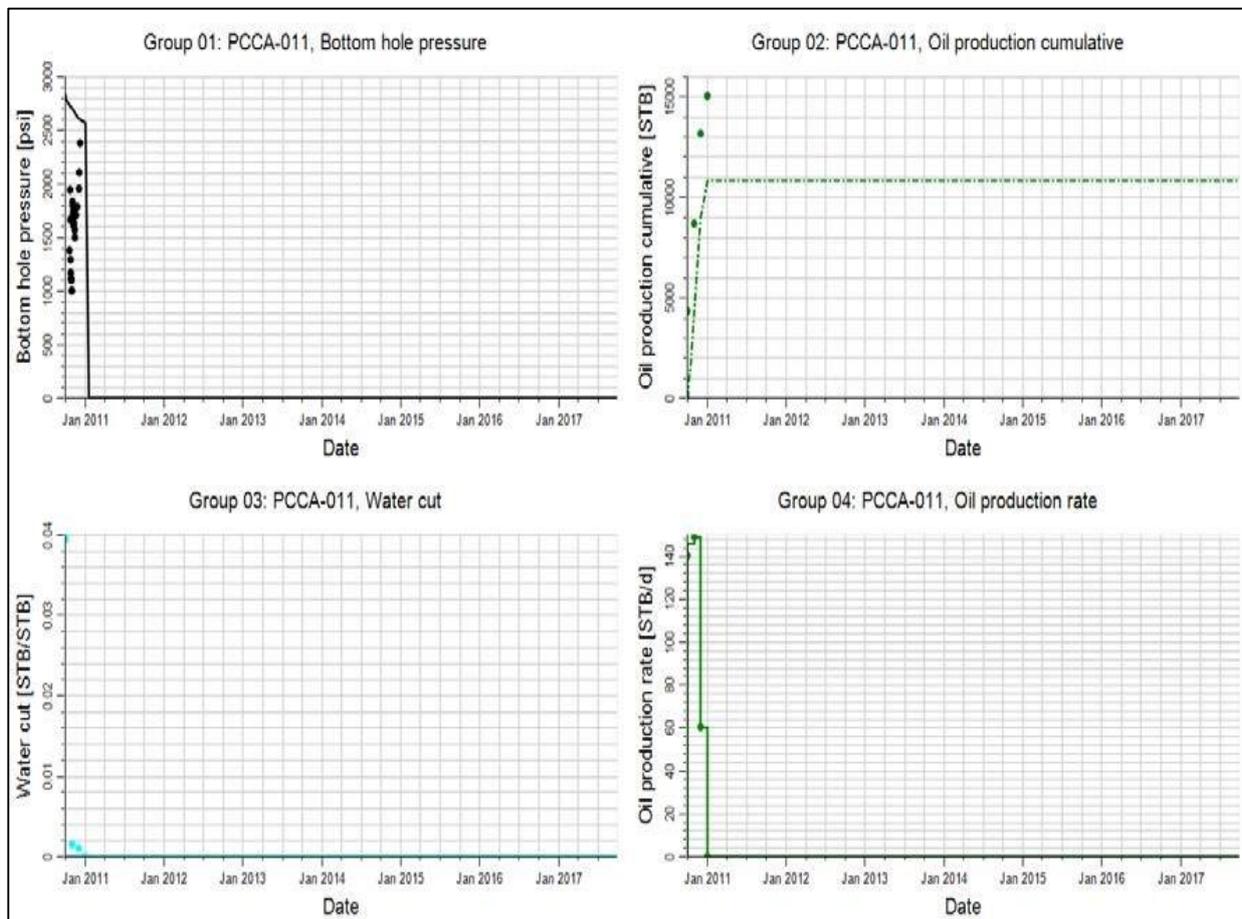


Figura 65. Pozo PCCA-011, cotejo histórico de presión de fondo y fluidos
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Como se puede observar en la figura 66 el comportamiento del pozo PCCA-013 ha pasado por fases de producción en donde al inicio se tiene una alta productividad de petróleo con una declinación moderada con unos acumulados de petróleo considerables el comportamiento de la presión es estable en este sector se observa un mantenimiento de la misma.

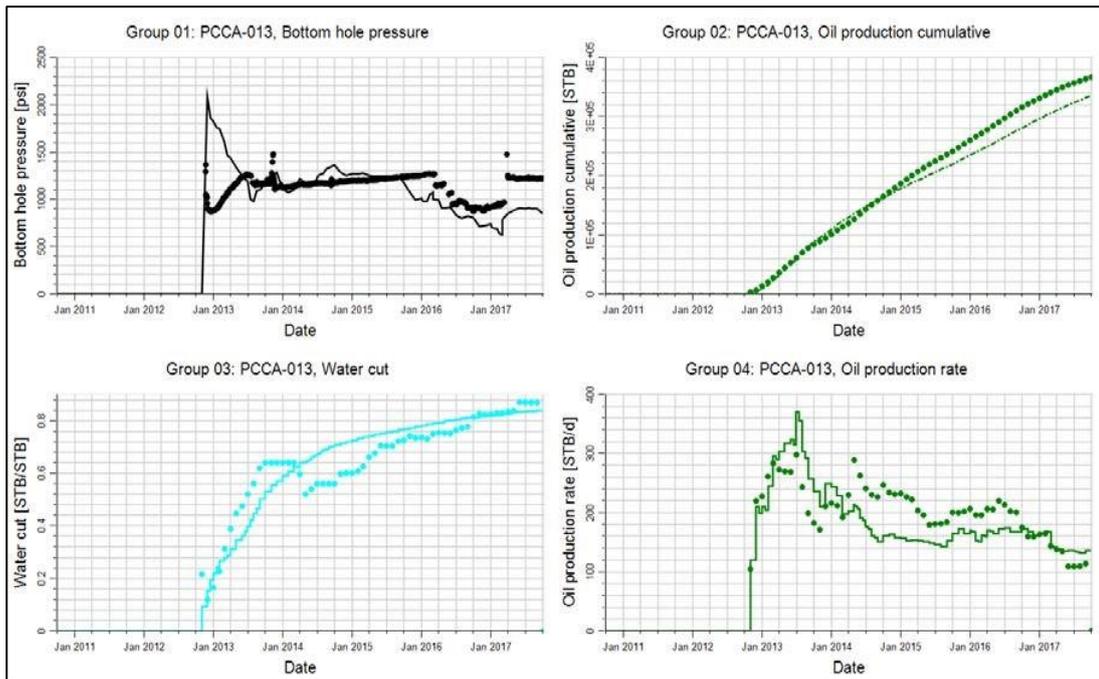


Figura 66. Pozo PCCA-013, cotejo histórico de presión de fondo y fluidos (Elaboración Propia)

Como se puede observar en la figura 67 el comportamiento del pozo PCCC-021 ha pasado por fases de producción en donde al inicio se tiene una alta productividad de petróleo con una declinación rápida con unos acumulados de petróleo considerables el comportamiento de la presión es estable en este sector se observa un mantenimiento de la misma.

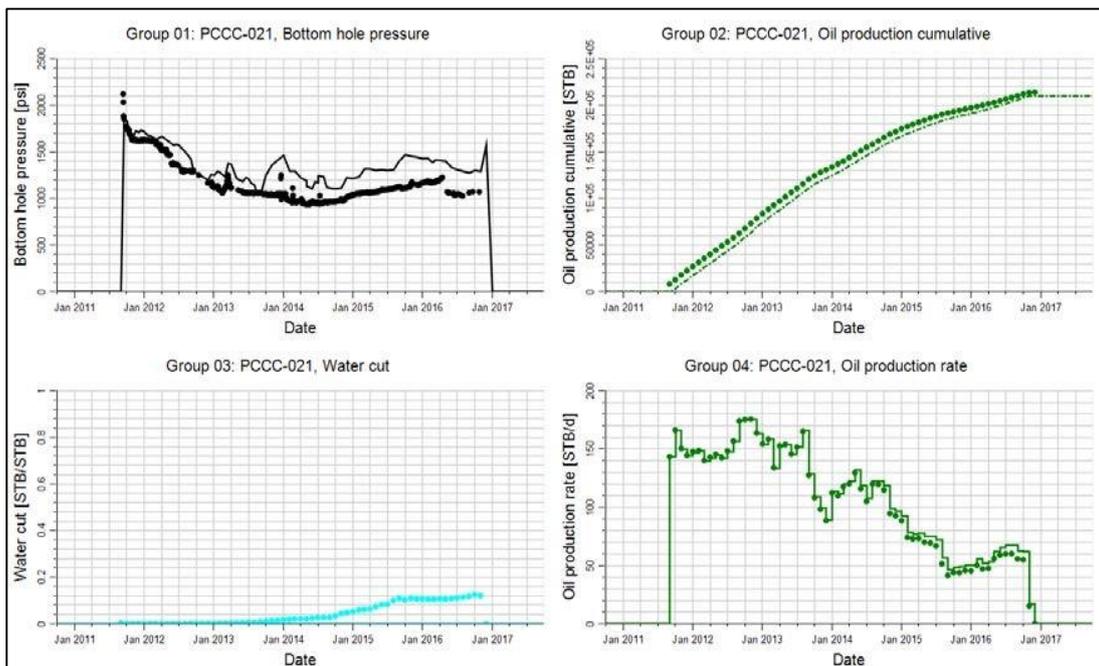


Figura 67. Pozo PCCA-021, cotejo histórico de presión de fondo y fluidos (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Como se puede observar en la figura 68 el comportamiento del pozo PCVC-001S1 ha pasado por fases de producción en donde al inicio se tiene una alta productividad de petróleo con una declinación rápida con unos acumulados de petróleo considerables el comportamiento de la presión es estable en este sector se observa un incremento del corte de agua.

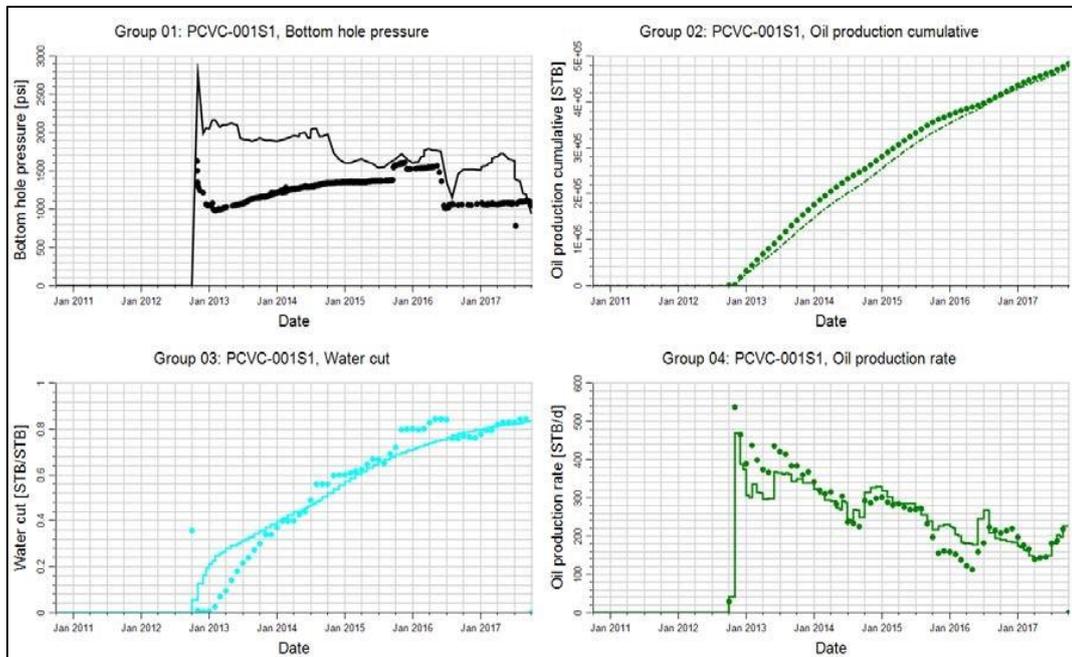


Figura 68. Pozo PCVC-001S1, cotejo histórico de presión de fondo y fluidos
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Para el cotejo histórico del modelo dinámico, los datos de producción fueron ajustados desde el año 2010 hasta el mes de septiembre de 2017, fecha hasta la que se dispone de datos provenientes de la base de datos de EP Petroecuador y visualizados en el software OFM.

3.1.1.2. Cotejo histórico global

El cotejo histórico global del yacimiento A es considerado muy bueno, la desviación en el ajuste de la producción acumulada es cercana al 0.5% (dato histórico frente al dato simulado), tanto para la rata de producción de petróleo, acumulado y corte de agua. Como se observa en la figura 69 se puede apreciar que en la simulación del acumulado de producción ha crecido de una manera constante, se tiene un ajuste muy bueno y fiable de lo real con lo ajustado. Además, se puede apreciar que no hubo interrupciones significativas en la producción durante el período analizado.

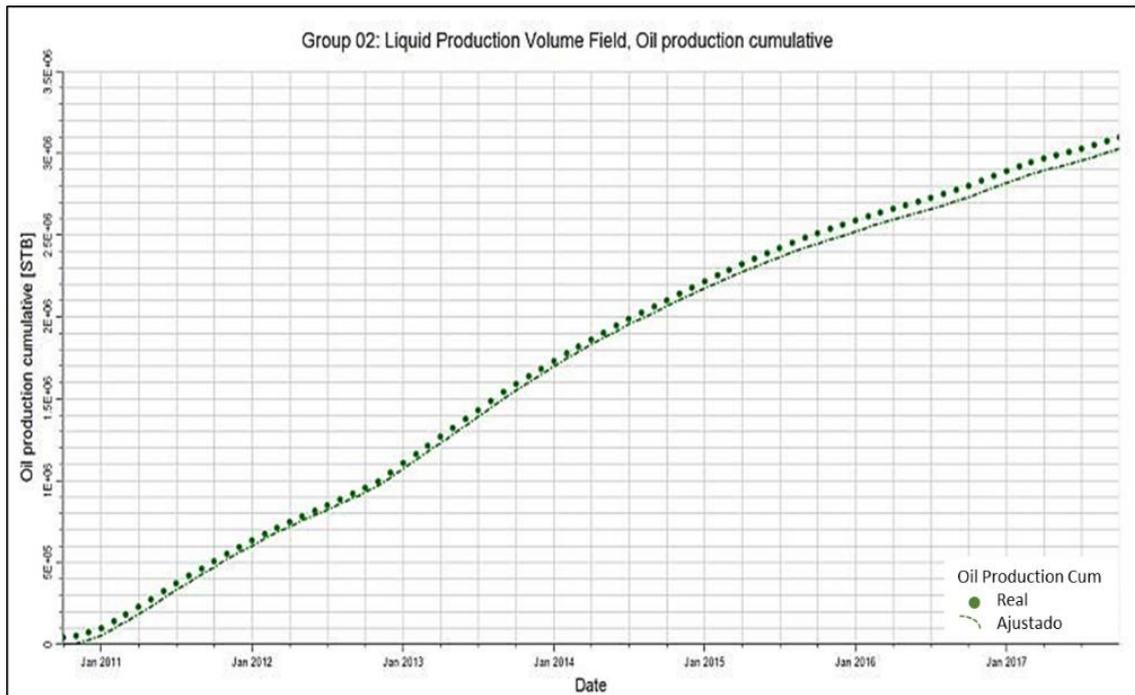


Figura 69. Cotejo histórico de la producción acumulada de petróleo alocada del yacimiento A
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

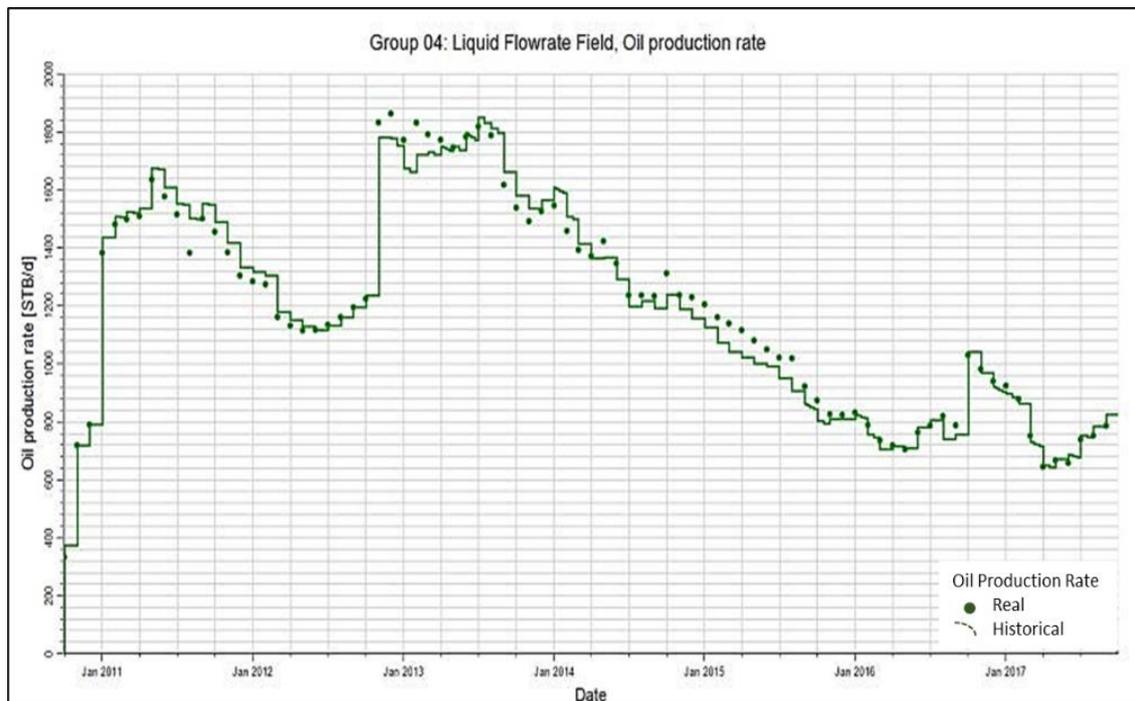


Figura 70. Cotejo histórico del corte de agua del yacimiento A
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

Como se observa en la figura 70 se puede apreciar que en la simulación del caudal de petróleo tiene una disminución general durante el histórico analizado, aunque con varios

períodos de recuperación de producción y caídas, se tiene un ajuste historia muy bueno en lo real con el histórico de producción del reservorio arenisca A.

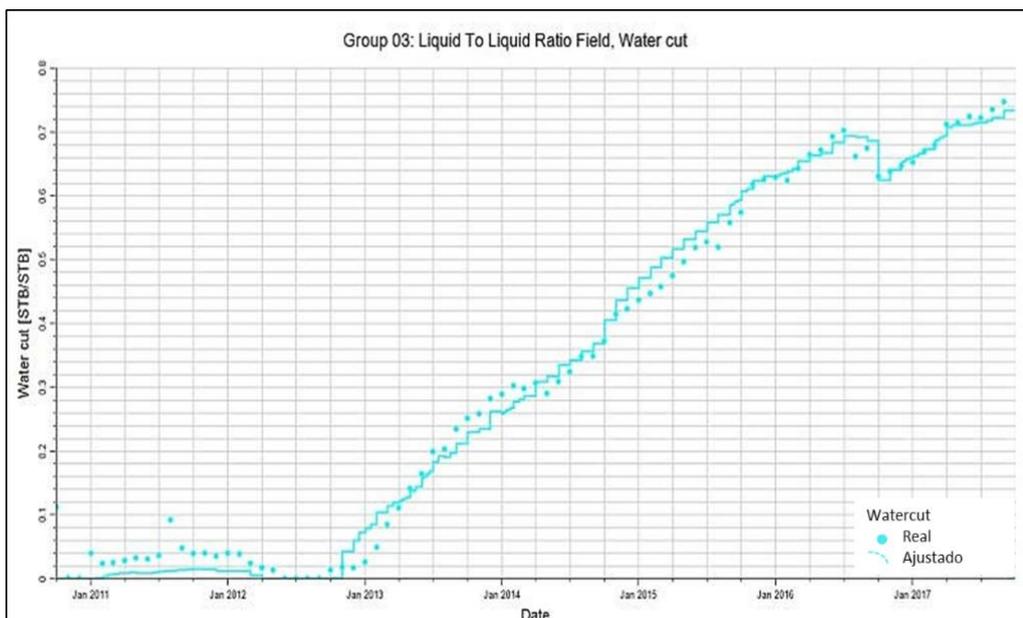


Figura 71. Cotejo histórico de la tasa de producción de petróleo del yacimiento A (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

En la figura 71 se puede apreciar que en la simulación del caudal de agua si tiene un ajuste de historia muy bueno respecto a lo real, además se tiene un aumento de manera significativa del corte de agua lo que indica aumentos de producción de agua, es considerado una invasión de agua que atrae problemas a nivel del yacimiento.

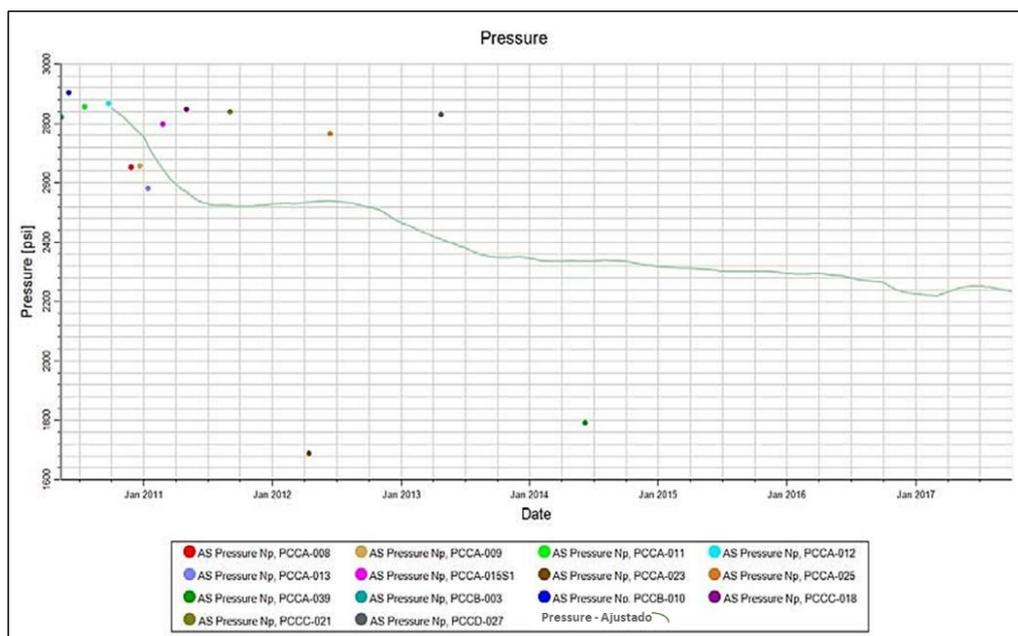


Figura 72. Resultados del cotejo histórico global de la presión, yacimiento A (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

En la figura 72 se muestra la presión del reservorio en un periodo de simulación con el resumen de la producción acumulada de los pozos analizados con ello se puede estimar un factor de recuperación actual del yacimiento A simulado.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de POES y factor de recuperación actual del yacimiento A simulado.

Tabla 10. Resumen producción oficial vs cotejo histórico de simulación (Incluye POES, Acumulado y FR). (Elaboración Propia)

POES (MMBLS) Arenisca "A"	Resumen Producción Oficial		Resumen cotejo Histórico simulación		Porcentaje Diferencia Cotejo Histórico
	NP (MMBLS)	FR %	NP (MMBLS)	FR %	
20.69	3.03	14.65	3.01	14.58	<1%

El resultado indica, bajo la información disponible y utilizada, un muy buen ajuste en cuanto a los acumulados y factores de recuperación de los diferentes yacimientos.

De la misma manera, el uso de este resultado permite realizar predicciones para visualizar las oportunidades futuras, entendiendo que la incertidumbre siempre puede existir. El modelo de simulación es para dar un estimado posible con los datos existentes y la interpretación realizada.

3.1.2. Caso base

Las corridas del caso base fueron realizadas usando dos parámetros de control, como se puede observar en la Figura 73.

- Mínima tasa de producción 30 barriles
- Corte de agua 97%.

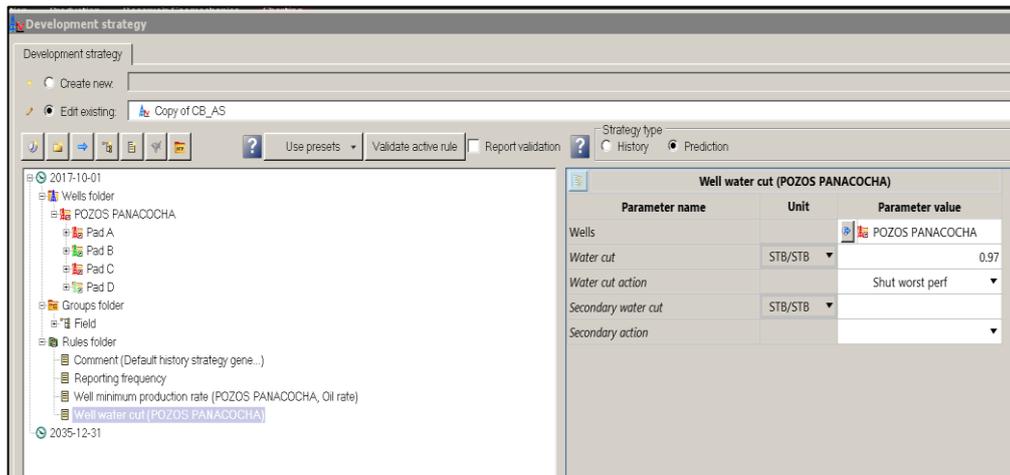
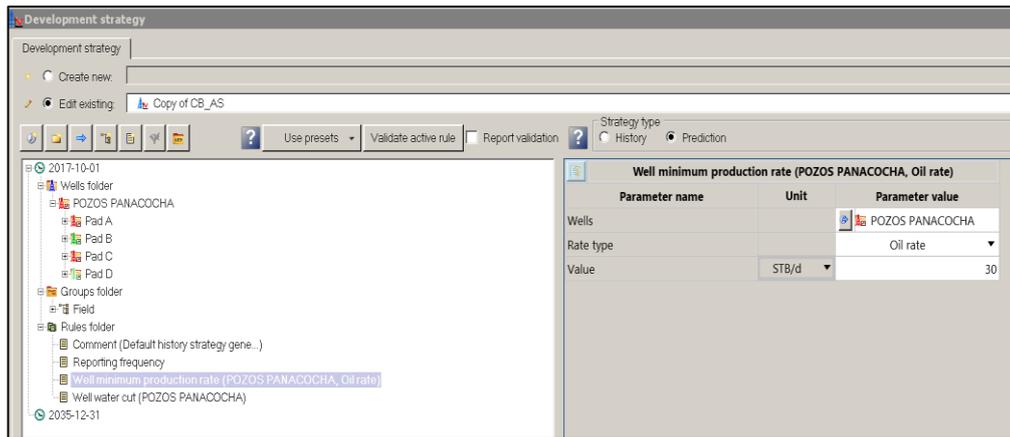


Figura 73. Parámetros de Control usado para la corrida del caso base (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

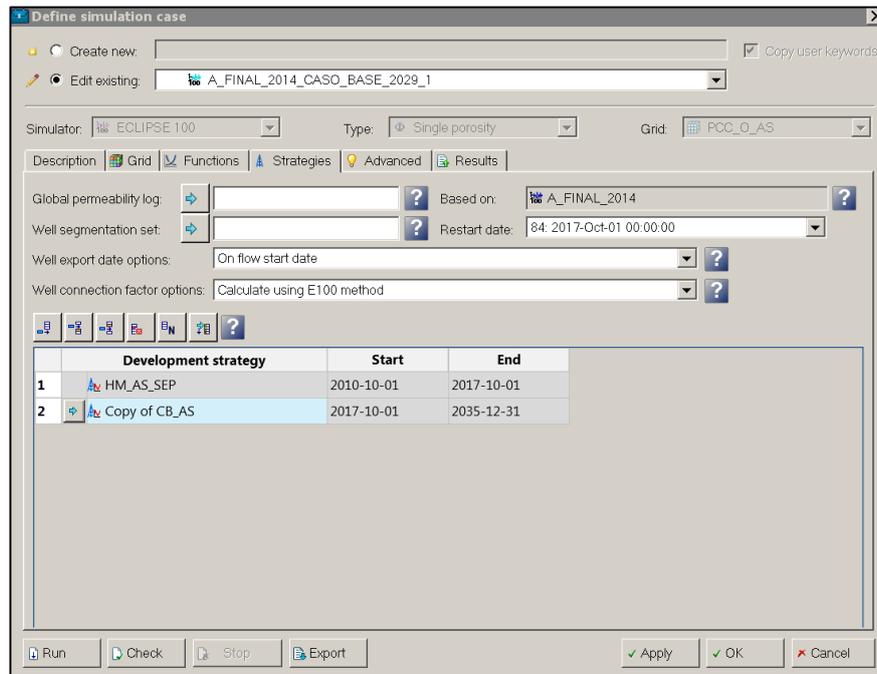


Figura 74. Estrategia de desarrollo Caso Base (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

```

Administrador: Intel(R) MPI Library Runtime Environment 4.0 Update 3 for Wind...
@      WELL PCCA-013 HAS NO CONNECTIONS WITH THE GRID.
@      SET THE CONNECTION DATA.
356 READING SKIP
      SKIPPING KEYWORDS
357 READING ENDSKIP
358 READING WELSPECS
359 READING GRUPTREE
360 READING WECON
361 READING DATES
@--MESSAGE FROM PROCESSOR 1 AT TIME      2557.0  DAYS    ( 1-OCT-2017):
@      RESTART FILE WRITTEN  REPORT      84
@      RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
STEP 148 TIME= 2558.00 DAYS (   +1.0  DAYS INIT  2 ITS) (2-OCT-2017)
PAU= 2236.0 PSIA  WCT=0.734 GOR=   0.11 MSCF/STB WGR= 24.6860 STB/MSCF
STEP 149 TIME= 2561.00 DAYS (   +3.0  DAYS MAXF  2 ITS) (5-OCT-2017)
PAU= 2235.4 PSIA  WCT=0.735 GOR=   0.11 MSCF/STB WGR= 24.7497 STB/MSCF
STEP 150 TIME= 2570.00 DAYS (   +9.0  DAYS MAXF  3 ITS) (14-OCT-2017)
PAU= 2233.9 PSIA  WCT=0.736 GOR=   0.11 MSCF/STB WGR= 24.9483 STB/MSCF
STEP 151 TIME= 2588.00 DAYS (  +18.0  DAYS REPT  4 ITS) (1-NOV-2017)
PAU= 2231.8 PSIA  WCT=0.739 GOR=   0.11 MSCF/STB WGR= 25.3409 STB/MSCF
@--MESSAGE FROM PROCESSOR 1 AT TIME      2588.0  DAYS    ( 1-NOV-2017):
@      RESTART FILE WRITTEN  REPORT      85
@      RESTART INCLUDES INTERBLOCK FLOWS
362 READING DATES

```

Figura 75. Corrida simulación caso base
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

3.1.3. Predicciones del modelo

Con el objetivo de optimizar el factor de recobro del campo Pañacochoa se desarrollaron los siguientes casos de predicción:

- Caso Base (con el ajuste de producción desde el inicio de la producción 2011 hasta septiembre 2017 y la proyección hasta el 2035)
- WO con Inyección de agua (iniciando inyección en el año 2025 con proyección al 2035). (El caso de predicción de solo WO no es representativo).

3.1.3.1. Caso base

En la Figura 76 a continuación se observa el comportamiento de producción del caso base, basado en el cotejo histórico del yacimiento A, donde se observa que hasta el año 2018, fecha hasta la que se dispone de historia de producción se ha acumulado una producción real de 3.03 millones de barriles de petróleo y, que si se continúa la producción de este yacimiento sin realizar ninguna actividad hasta el año 2035 se recuperaría 5.26 millones de barriles de petróleo incrementando el factor de recobro del yacimiento A desde 14.65% hasta 25.44%.

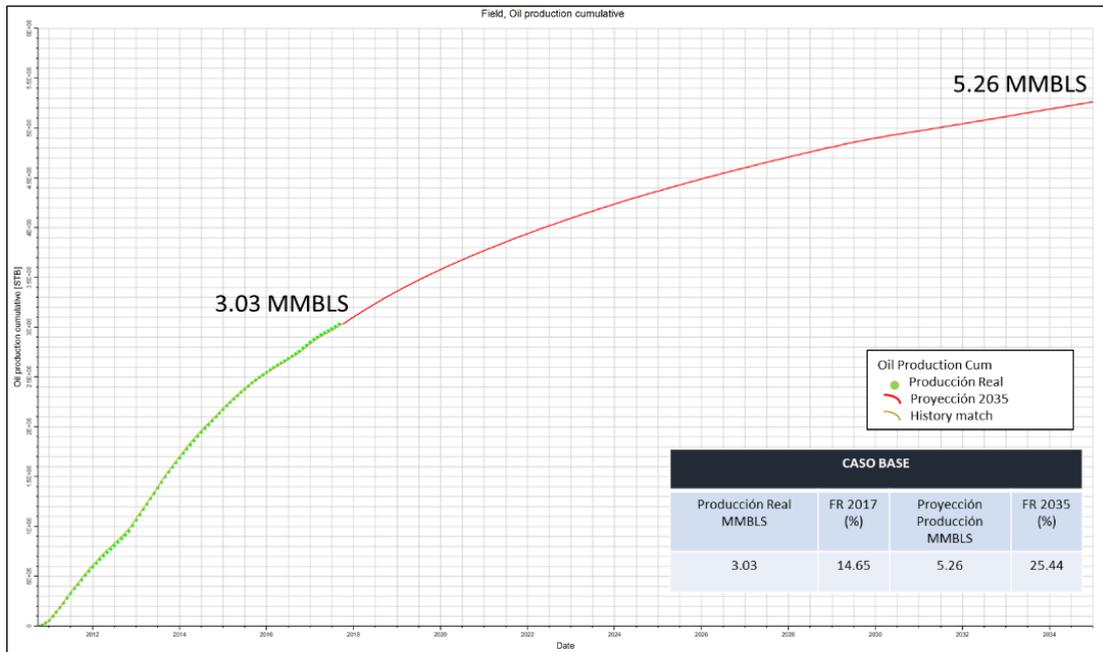


Figura 76. Petróleo Acumulado Caso Base (Elaboración Propia)

A nivel de yacimiento en el caso base, como se muestra en la Figura 77 se observó que, al momento del cierre de producción real en 2018, el yacimiento producía con un corte de agua de 74.72% y que para el año 2030, en el cual se apagan los pozos PCCA-009 y PCCA-001, el yacimiento alcanza una producción de petróleo con alto corte de agua mayor al 90% y estos pozos son apagados por su límite económico, razón por lo cual, se baja el corte de agua al 85.93%.

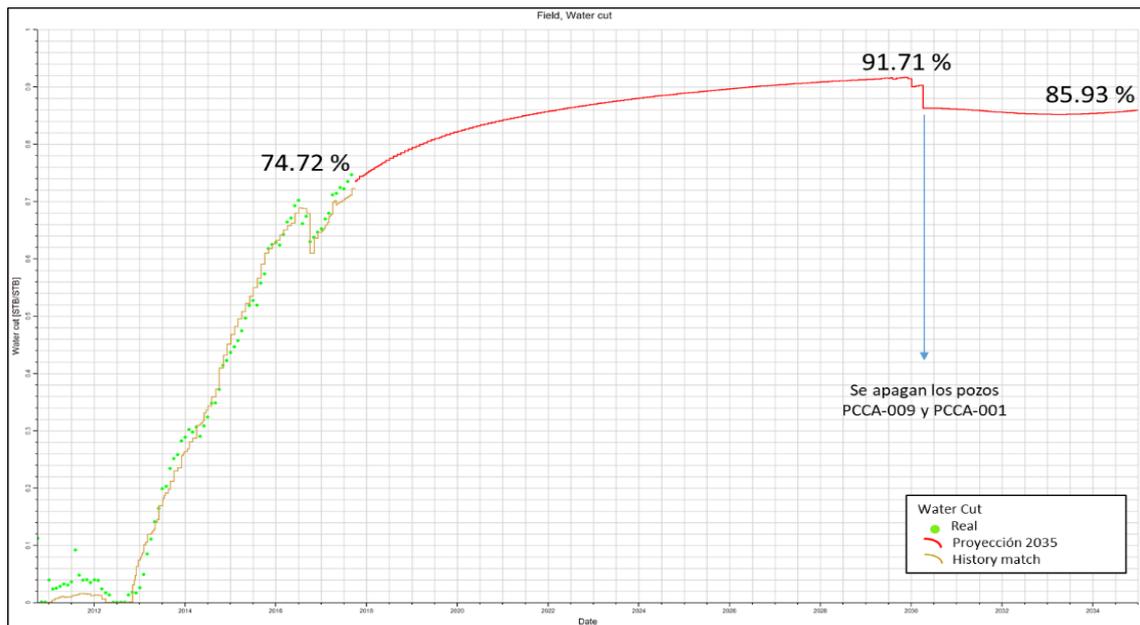


Figura 77. Corte de agua del Caso Base (Elaboración Propia)

El Campo Pañacocha en el yacimiento A hasta el cierre de la producción real obtenida para este estudio (año 2018), producía 786 BPPD y de acuerdo a la proyección estimada sin realizar ningún trabajo solo considerando los pozos productores a la fecha, se llegaría una tasa de 194 BPPD en el año 2034 como se muestra en la Figura 78.

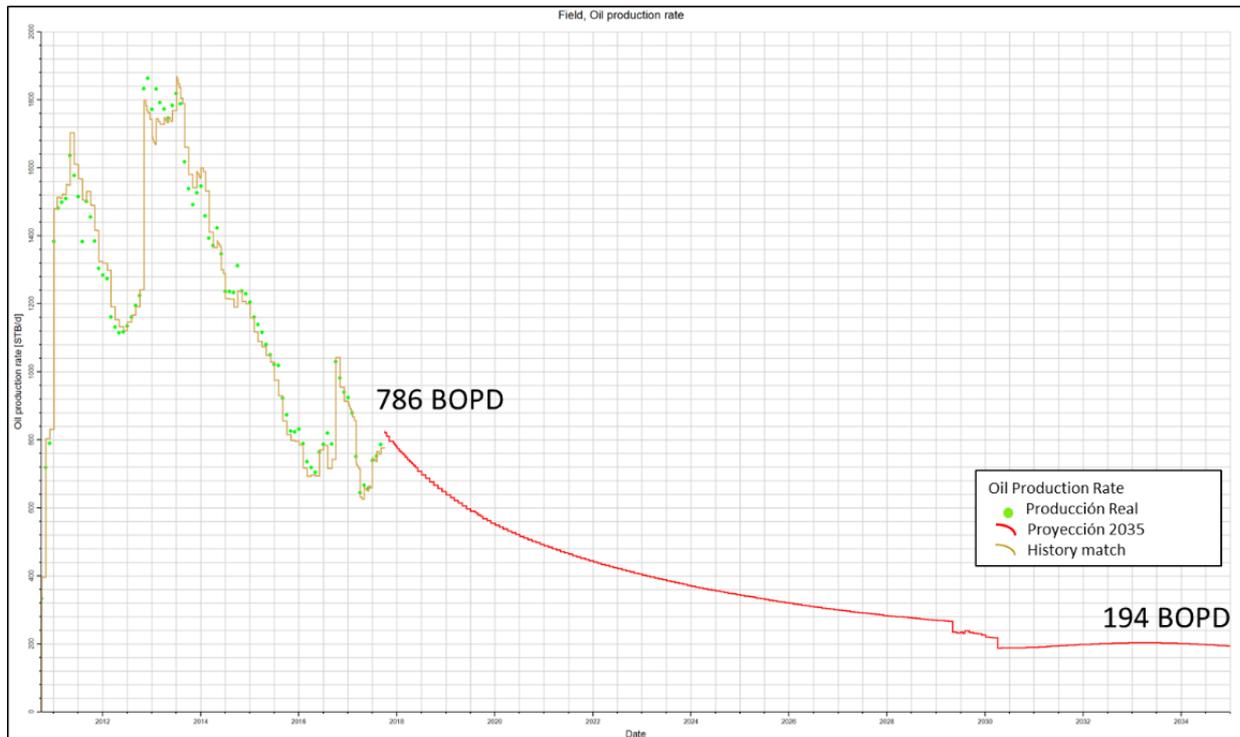


Figura 78. Tasa de Producción de Petróleo Caso Base (Elaboración Propia)

Basado en el resultado se estima un factor de recuperación a enero de 2035 del 30%. El acumulado de producción de petróleo para esa misma fecha es de 5.26 MMBLS.

3.1.3.2. Caso de WO sin inyección de agua

Solo dos pozos pueden ser recompletados en el yacimiento, puesto que los mismos tienen resultados positivos en la interpretación petrofísica (PCCA-008, PCCA-23), sin embargo, para efecto del análisis realizado no se ha considerado poner en producción los mismos sin efecto de la inyección de agua.

La Figura 79 muestra el espesor de pago y las buenas propiedades petrofísicas como la porosidad, S_w y permeabilidad.

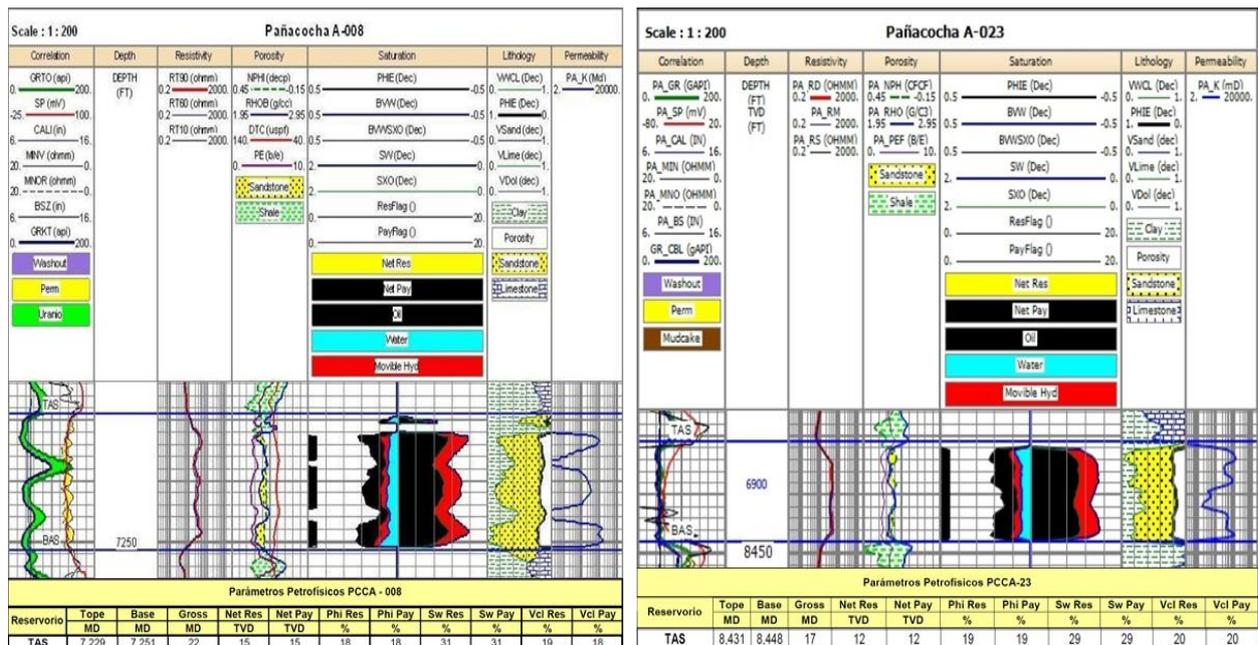


Figura 79. Interpretación Petrofísica del yacimiento A en los pozos PCCA-008 y PCCA-023
(Elaboración propia)

3.1.3.3. Caso WO con inyección de agua

Se consideró al pozo PCCA-013 como pozo piloto de inyección de agua para el yacimiento A, ya que el mismo se encuentra periférico hacia el lado SW del campo.

La oportunidad de inyección de agua fue dirigida al yacimiento A, con el propósito de minimizar la caída de presión observada y lograr un drenaje mejor en el campo.

Para este análisis se generó un modelo conceptual en el área central, donde la presión es menor, en donde se evaluó un escenario con seis posibles zonas de drenaje con pozos recompletados (WO) en el área de inyección (PCCA-008, PCCA-023, PCCA-032 y PCCA-039, y posteriormente los pozos PCCA-011 y PCCA-014, considerando una presión de inyección de 4000 PSI como se puede observar en la Figura 80.

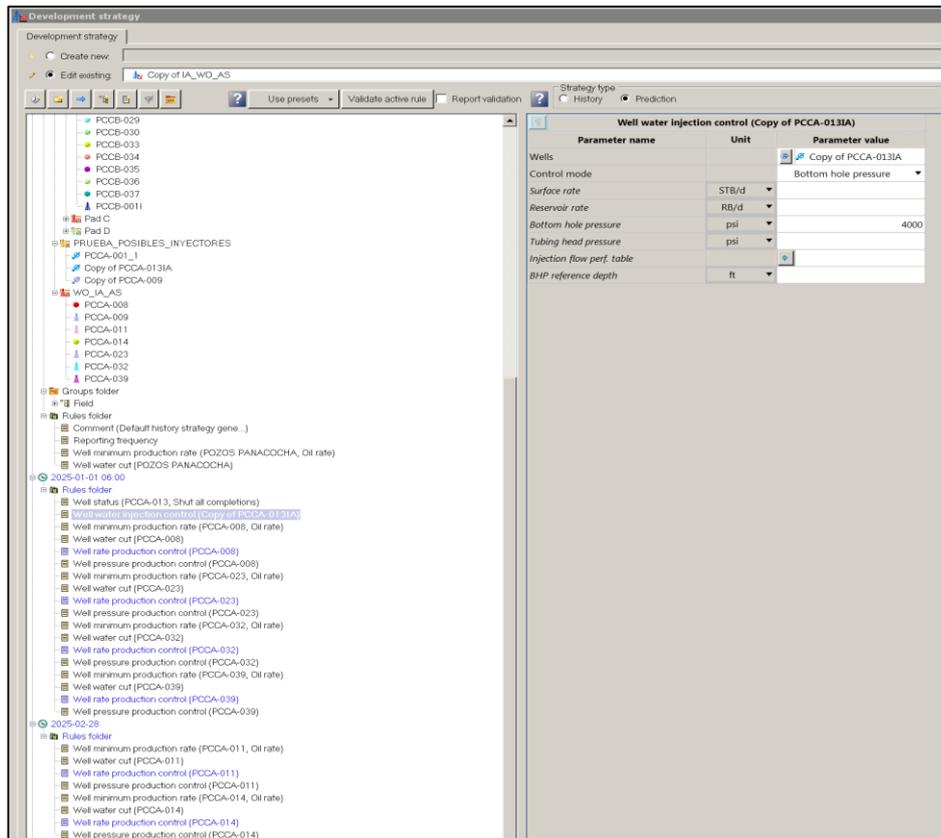


Figura 80. Estrategia de desarrollo de WO con Inyección de Agua basado en una presión constante (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

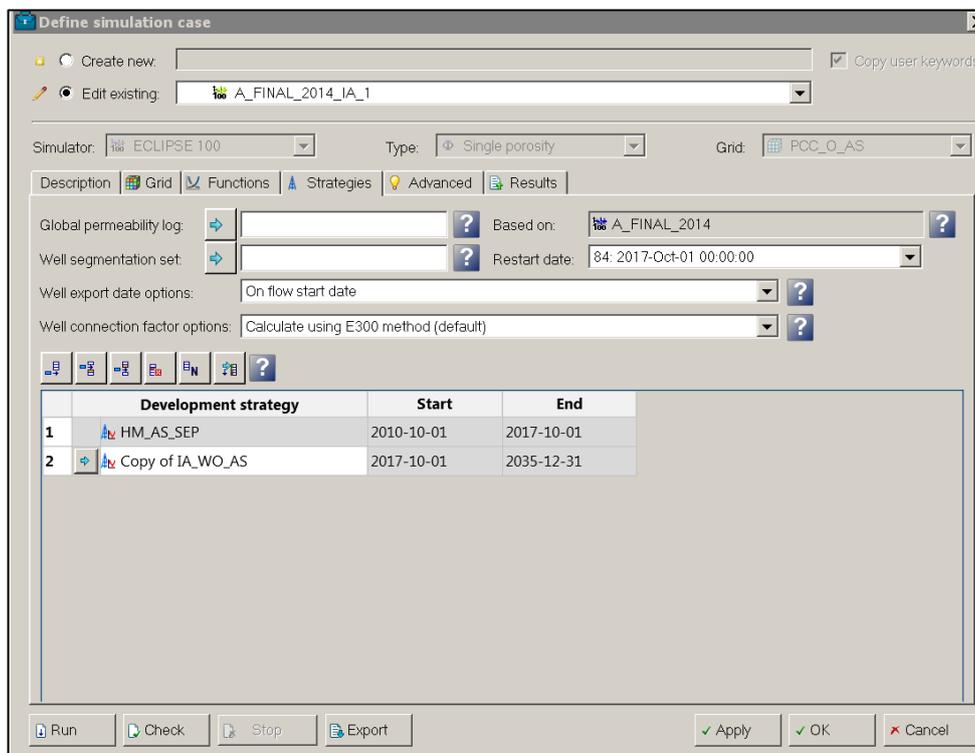


Figura 81. Definición del caso de simulación con Inyección de Agua (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

En el caso de que se inicie con la inyección de agua para mantenimiento de presión y se realicen trabajos de reacondicionamiento, para continuar con la producción del yacimiento A, se tendría una recuperación adicional del caso base que sería de 6.14 millones de barriles de petróleo, alcanzando un factor de recobro mayor de 29.67%; por tanto, se puede afirmar que con la realización de estos trabajos se recuperaría mayor volumen de petróleo y por tanto es beneficio para los intereses de la compañía operadora y del Estado Ecuatoriano, tal y como se observa en la Figura 82.

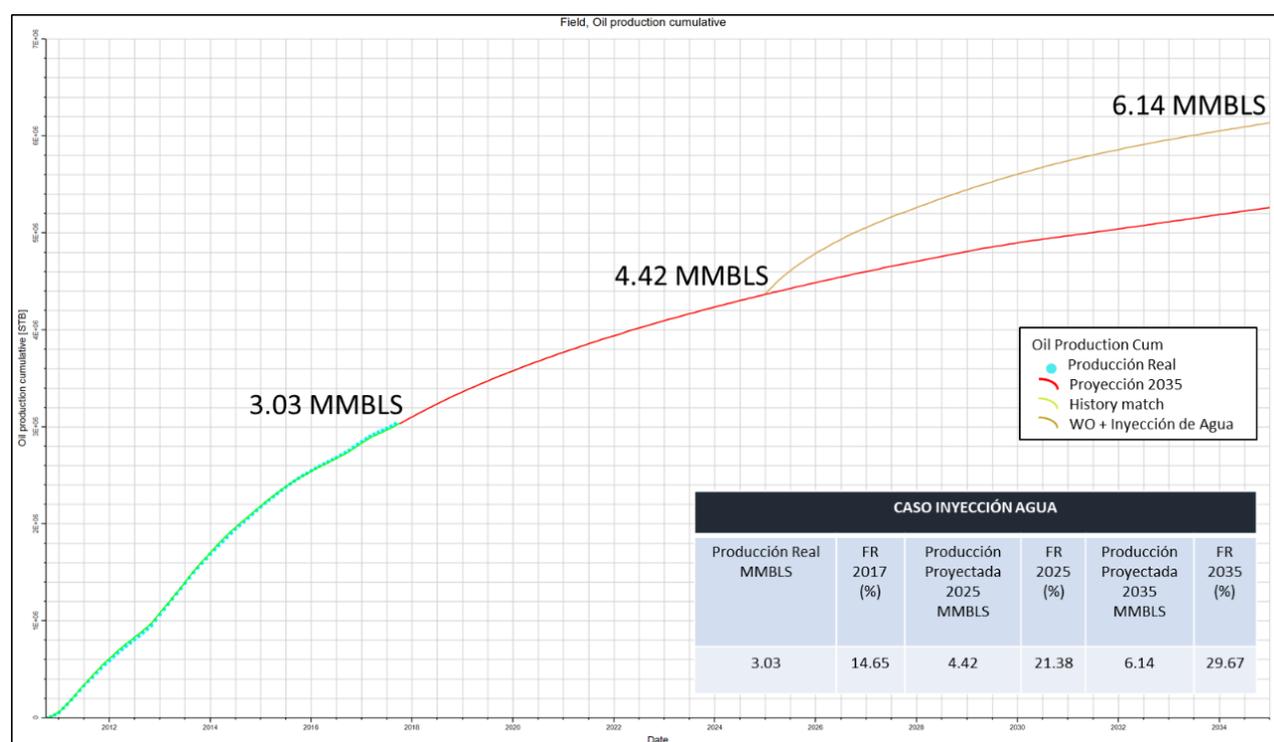


Figura 82. Petróleo Acumulado Caso WO + Inyección Agua (Elaboración Propia)

En el caso, del corte de agua en el yacimiento A, para el cierre de la producción real obtenida se tiene que producía a nivel de campo con un corte de agua del 74.72%, el mismo que con el inicio de la inyección de agua bajaría debido principalmente al movimiento de petróleo hacia los pozos productores que en un principio manejarían bajos cortes de agua y con el tiempo se irían incrementando debido a que el agua comienza a llegar hasta que se da una irrupción del agua llegando a un corte de agua mayor que en el caso base de 92.63%, como se muestra en la Figura 83.

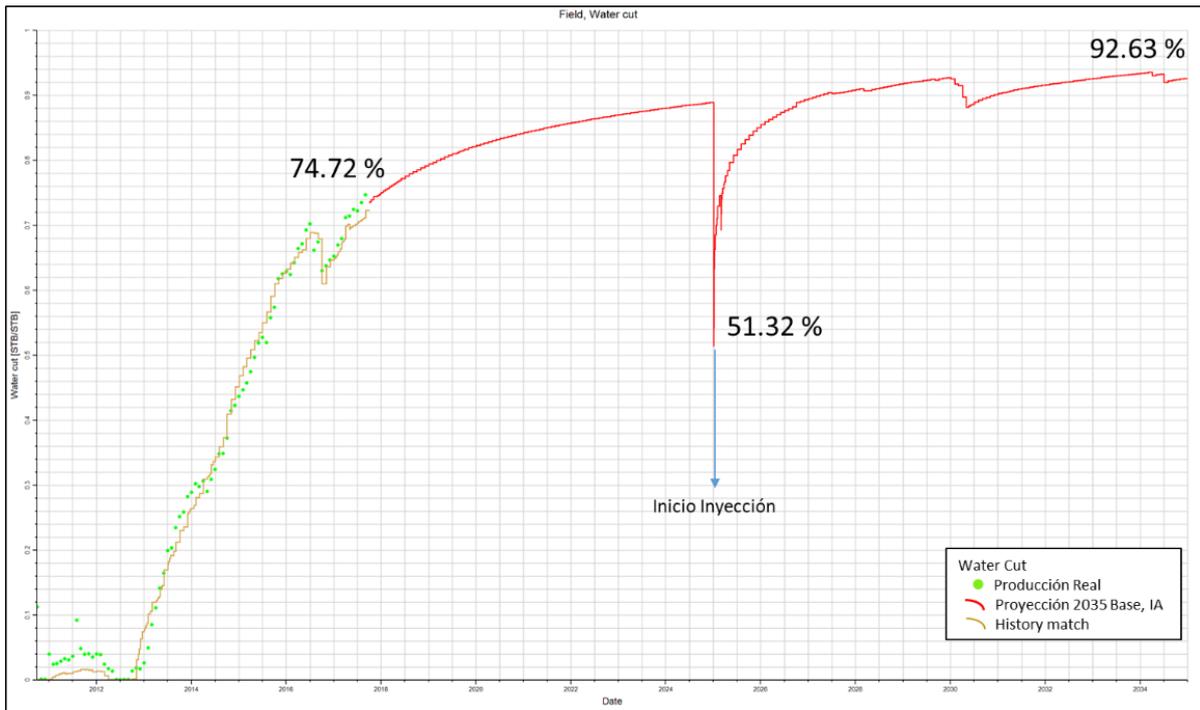


Figura 83. Corte de agua del Caso WO + Inyección Agua (Elaboración Propia)

Para la producción de petróleo, en la Figura 84 se observa que la última producción real que se tiene es en el año de 2018 con un caudal de 786 BPPD que se incrementaría hasta 3,566 BPPD con la ejecución de trabajos de reacondicionamiento y principalmente por la inyección de agua que permite una recuperación de petróleo mayor para cerrar en 2034 con 228 BPPD.

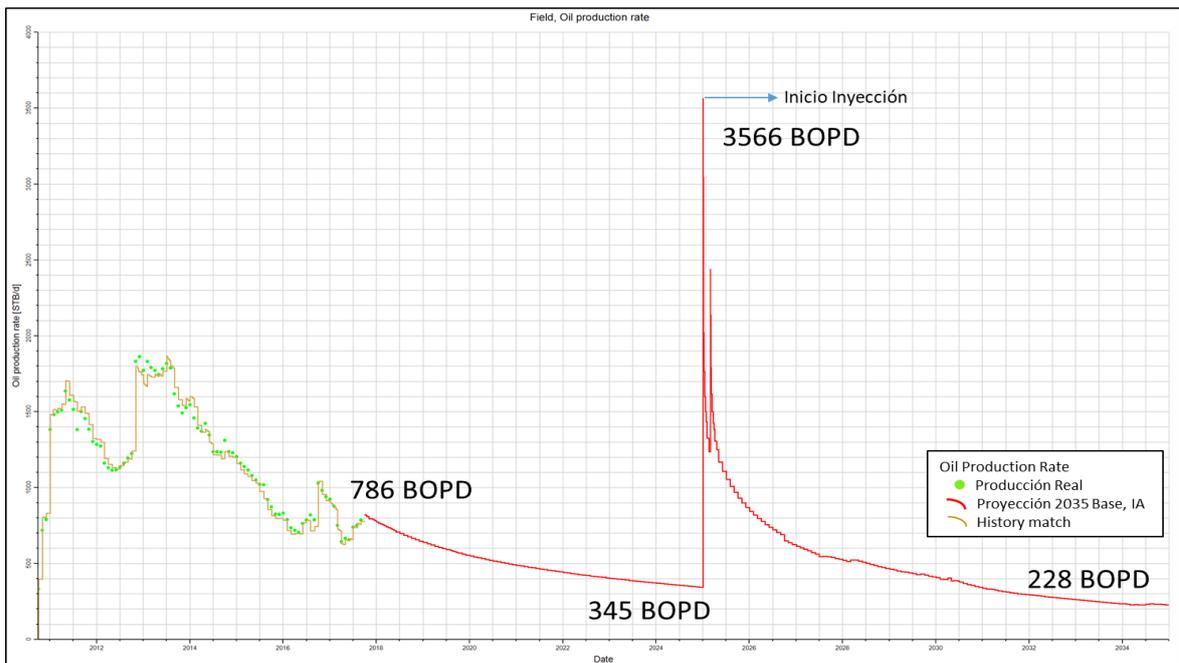


Figura 84. Tasa de Producción de Petróleo Caso Base (Elaboración Propia)

También se observó la variación de la inyección de agua con un caudal establecido de 1800 BLS/D para el pozo inyector PCCA-013 que es un caudal que permite la recuperación paulatina de hidrocarburos en los pozos productores, como se muestra en la Figura 85.

The screenshot displays the 'Development strategy' application. The left pane shows a hierarchical tree of rules, with the 'Well water injection control (Copy of PCCA-013IA)' rule selected. The right pane provides a detailed view of this rule's parameters.

Parameter name	Unit	Parameter value
Wells		Copy of PCCA-013IA
Control mode		Surface rate
Surface rate	STB/d	1800
Reservoir rate	RB/d	
Bottom hole pressure	psi	
Tubing head pressure	psi	
Injection flow perf. table		
BHP reference depth	ft	

Figura 85. Estrategia de desarrollo de WO con Inyección de Agua basado en un caudal constante (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

La presión en fondo en el pozo inyector PCCA-013, va desde 0 hasta 4,200 psi, debido principalmente a que se inicia con la inyección de agua en este pozo con la instalación en superficie de bombas inyectoras que permiten tener esta presión en fondo que superaría la presión del yacimiento para que el agua pueda ser inyectado, las posteriores variaciones corresponden a cambios en los pozos productores y la presurización del yacimiento A debido a la inyección de agua en un caudal de 1,800 BAIPD como se observa en la Figura 85 (estrategia) y 86 presión de inyección.

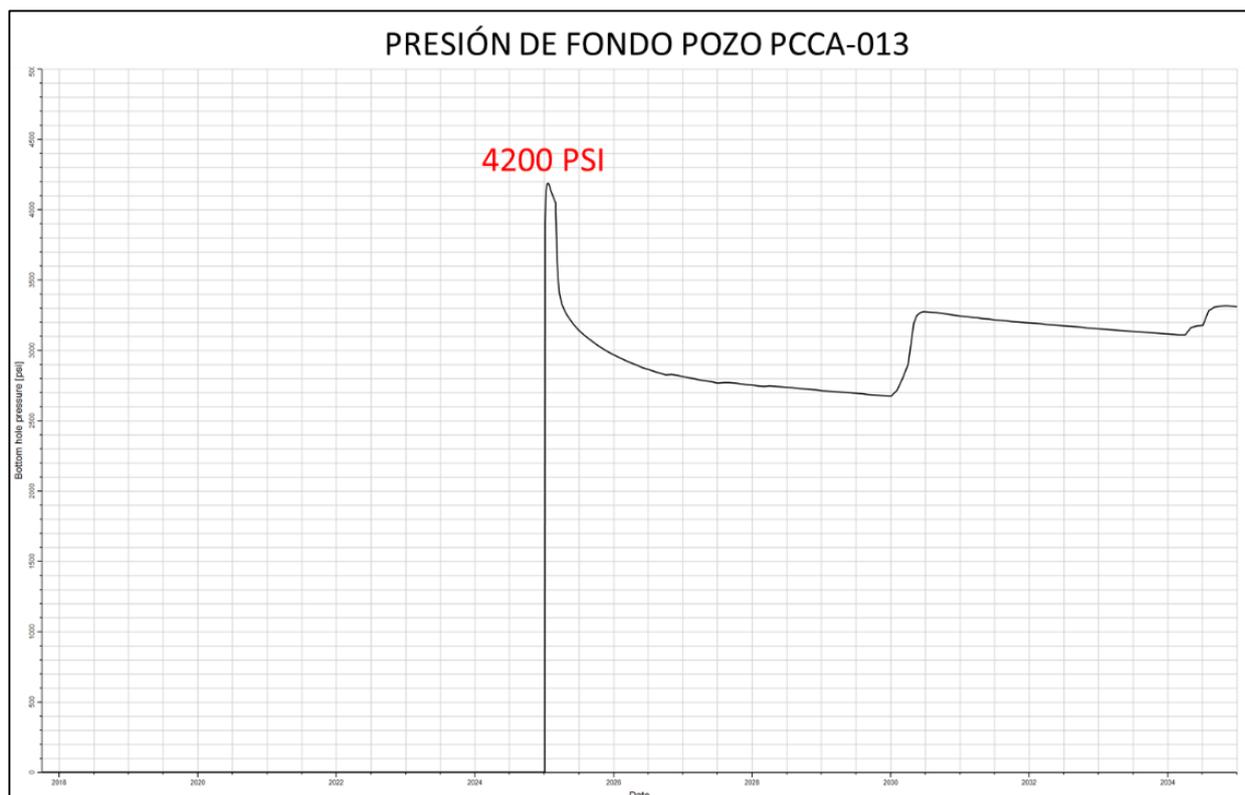


Figura 86. Presión de inyección con fluido constante 1800 BLS/D (Elaboración Propia)

El caso de WO con Inyección de Agua dio un valor positivo en aumento de presión del sistema de inyección, considerando que debería realizarse a la par un análisis de factibilidad económico.

CAPITULO 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1. Conclusiones

Para la generación del modelo de simulación estático y dinámico del yacimiento A del Campo Pañacocha se integró y recopiló información geológica, geofísica, petrofísica y de yacimientos, mediante el cual se observó que el modelo estático presenta una alta incertidumbre en la población de propiedades geoestadísticas controladas por atributos sísmicos debido a las laminaciones de intercalaciones arcillosas y al estar limitado por su espesor de arena.

Se elaboró e interpretó el modelo estático y dinámico del yacimiento A del Campo Pañacocha a través del programa Petrel, para realizar la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua, para lo cual se realizó una predicción mediante el caso base y otra predicción mediante un caso conceptual de WO + Inyección de Agua utilizando la conversión del pozo PCCA-013 a pozo inyector para el yacimiento Arenisca A, el cual mostró un resultado positivo al realizar el ejercicio a 10 años desde que inicia la inyección de agua, incrementando el FR.

El análisis de incertidumbre y ajuste histórico de presión y producción ayudó para evaluar la robustez del modelo, mediante el análisis de los resultados tanto del caso base como de WO + Inyección de Agua y la comparación de datos históricos frente a los obtenidos con el modelo de simulación. El cotejo histórico logrado a través el modelo de simulación se encuentra en un margen de error mínimo comparado con la data observada con respecto a los datos simulados.

Mediante el modelo estático y dinámico del yacimiento A del Campo Pañacocha se evidenció el incremento del factor de recobro de hasta el 8% en 10 años, considerando los casos de Workover incorporados, por lo cual se sugiere la posibilidad de evaluar las oportunidades operativas en el incremento de producción con los pozos PCCA-008, PCCA-023, PCCA-32 y PCCA-039 e primera línea y posteriormente el pozo PCCA-011 y PCCA-014.

Aunque la Inyección de agua en el yacimiento A del Campo Pañacocha resulta favorable al mediano plazo, también se debe considerar continuar evaluando las condiciones dinámicas del campo, además de observar las facilidades de superficie. La estrategia de explotación estaría enfocada en realizar los Cambios de Zona necesarios hacia la Arenisca A e implementar inmediatamente la inyección de agua en el pozo propuesto para que ayude a incrementar el factor de recobro de este yacimiento.

4.1.2. Recomendaciones

Mejorar el proceso de caracterización estática y dinámica, obteniendo núcleos de la arenisca A que ayuden a refinar el modelamiento petrofísico, geológico y de ingeniería de yacimientos.

Revisar las condiciones operativas de facilidades tanto para producción de agua en el Campo Pañacocha, como para inyectar agua en el reservorio A.

Tomar datos de presiones estáticas XPT o pruebas de restauración de presión en el yacimiento A para identificar fronteras de flujo y determinar las variaciones de permeabilidad horizontal.

Realizar un análisis de factibilidad económico del resultado obtenido mediante la simulación dinámica de este reservorio.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdallah, W. B. (2007). Los fundamentos de mojabilidad. *Schlumberger Wettability Workshop*.
- Agi, A. G. (2019). Impact of geological interpretation on reservoir 3D static model. *Society of Petroleum*.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Alaigba, D. O. (2020). Optimized Salinity Water Flooding as an Improved Oil Recovery IOR Scheme in the Niger.
- Anton de Salager, R. (2005). *Tensión Interfacial*. Mérida - Venezuela.
- Baby, P. R. (2004). *La Cuenca Oriente*.
- Banks, J. C. (2005). *Discrete-event system simulation*. Prentice Hall.
- Banks, J. C. (2011). *Discrete-event system simulation*. Prentice Hall.
- Bognoe, Thomas. (2008). *Impacts on oil recovery from capillary pressure and capillary heterogeneities*. Norway.
- Craft, B. y. (1968). *Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos*. Madrid: Editorial TECNOS.
- Datta-Gupta, A. (2017). *Streamline Simulation Theory and Practice*.
- Donaldson, E. (2006). *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Amsterdam: Elsevier.
- Ecopetrol-Bernal, M. C. (1992). *Modelos de Caracterización del yacimiento: geológico, de distribución de fluidos y petrofísicos*.
- EP Petroecuador. (2009). *Ingeniería conceptual y básica para el desarrollo del Campo Pañacocha*. Quito.
- EP Petroecuador. (2014). *Conventional Plug Analysis-Corelab*. Colombia.
- EP Petroecuador. (2014). *IP Pañacocha-A039. Activo EYANITT*. Quito.
- EP Petroecuador. (2014). *Sedimentology Analysis-Corelab*. Colombia.
- EP Petroecuador. (2020). *Estudio Técnico Activo EYANITT*.
- EP Petroecuador. (2022). *Informe de factibilidad de perforación de pozos en el área Pañacocha*. Quito.
- EP Petroecuador. (2022). *Informe Justificativo Técnico POES y Reservas*. Quito.
- EP Petroecuador. (2022). *justificativo Técnico Bloque 12_POES y Reservas_2022. Activo EYANITT*. Quito.
- EP Petroecuador. (Enero de 2024). *Geoportal*. Obtenido de <http://uiowgis44.petroamazonas.ecpetro.corp/geoportal/>

- Ezekwe, N. (2011). *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Westford, Massachusetts, Estados Unidos de América.
- García, A. &. (2019). Permeability Analysis and Its Importance in Reservoir Engineering: A Review. *Petroleum Science and Technology*, 37(6), 724-739.
- Ibañez, J. (11 de enero de 2011). *Un universo invisible bajo nuestros pies*. Obtenido de <https://www.madrimasd.org/blogs/universo/2011/01/13/137830>
- Imuokhuede, P. I. (2020). Screening Criteria for Waterflood Projects in Matured Reservoirs. *SPE-203701-MS*.
- Izquierdo, A. (2015). *Análisis de Factibilidad Técnica Económica para la selección y perforación de pozos reentry en el campo Pañacocha*.
- Journel, A. G. (2007). *Geostatistics for Reservoir Characterization*.
- Ministerio de energía y Minas-Banco de Información Petrolera Ecuador BIPE. (2009). *Mapa de Bloques e Infraestructura Petrolera del Ecuador*. Obtenido de <https://www.rekursyenergia.gob.ec/mapa-de-bloques-e-infraestructura-petrolera-del-ecuador/>
- Mogollón, J. L. (2017). New trends in waterflooding project optimization. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*.
- Morales, O. L. (2017). Producing the limit, by re-defining the rock typing classification in a mature oilfield. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium 2017*.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Pinilla, J. (2013). Simulación Numérica Del Flujo Bifásico Agua-Petróleo En Un Medio Poroso.
- Salgado, H. e. (2013). Estudio técnico-económico integral de yacimientos bajo saturados. *Ingeniería Petrolera*.
- Sam-Marcus, J. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
- Silva, A. C. (1996). Integration of 3D seismic data into reservoir models using geostatistics. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International*.
- Simmons, M. (2005). *Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy*. New Jersey: John Wiley & Sons.

Smith, J. &. (2018). Geological Controls on Hydrocarbon Accumulation in Subsurface Reservoirs: Structural and Stratigraphic Traps. *Journal of Petroleum Geology*, 40(3), 345-362.

Tiab, D. (2004). *Petrophysics*. Oxford: Elsevier.

APÉNDICES

- Mapas de Presión antes y después de la inyección de agua

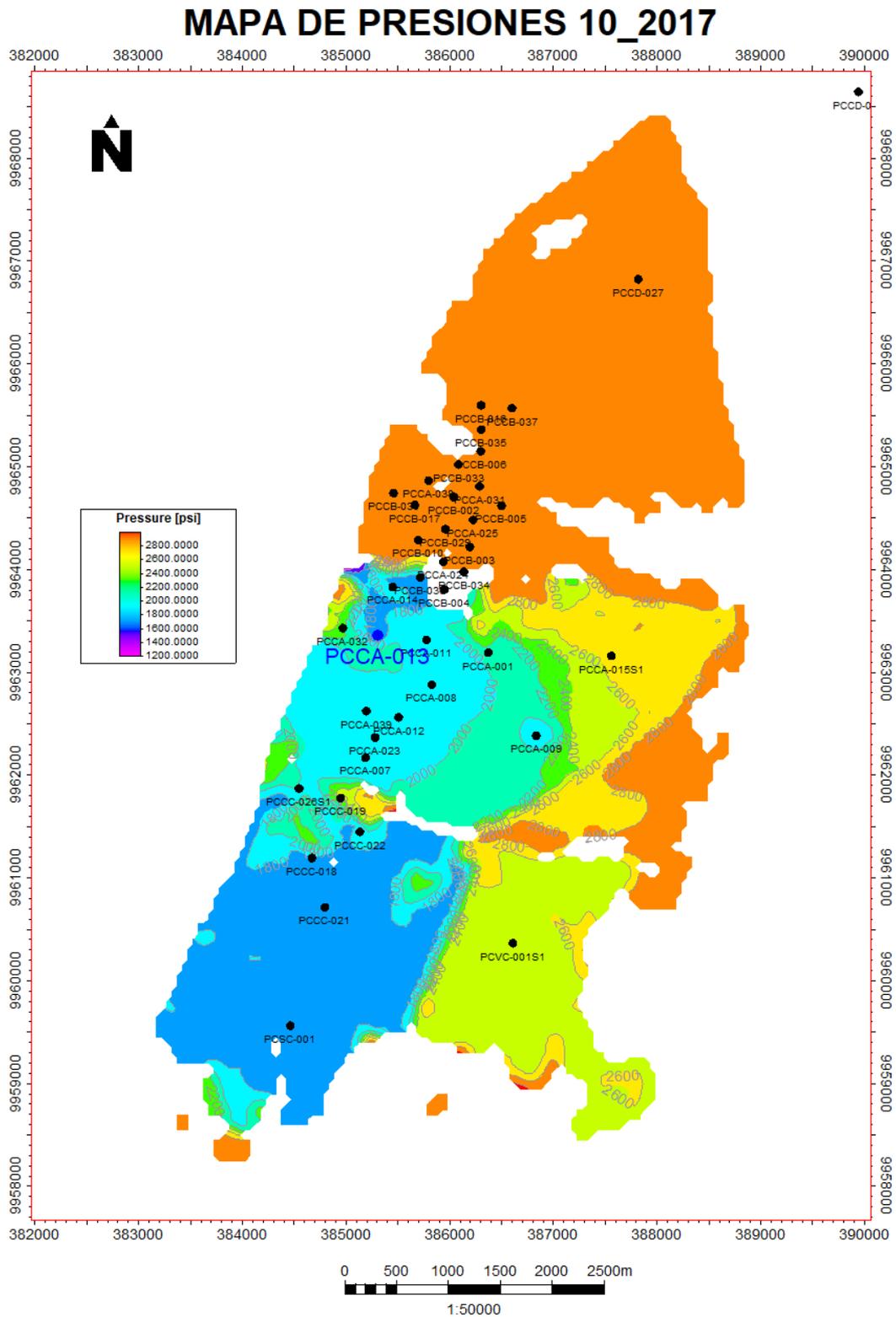


Figura 87. Mapa de Presión a octubre 2017 (historia de producción)
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

MAPA DE PRESIONES 01_2024

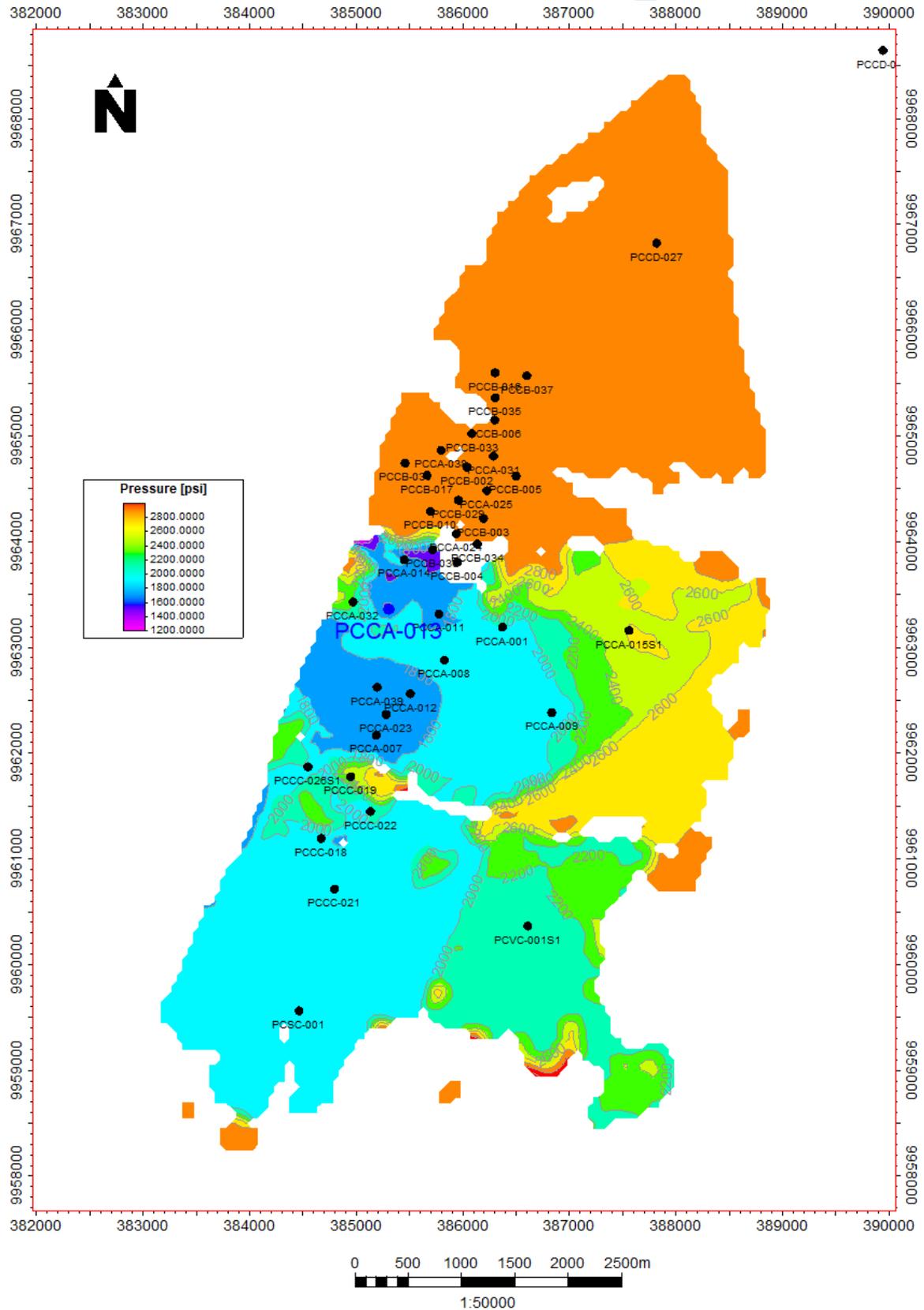


Figura 88. Mapa de Presión proyección Caso Base a enero 2024
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

MAPA DE PRESIONES 01_2025

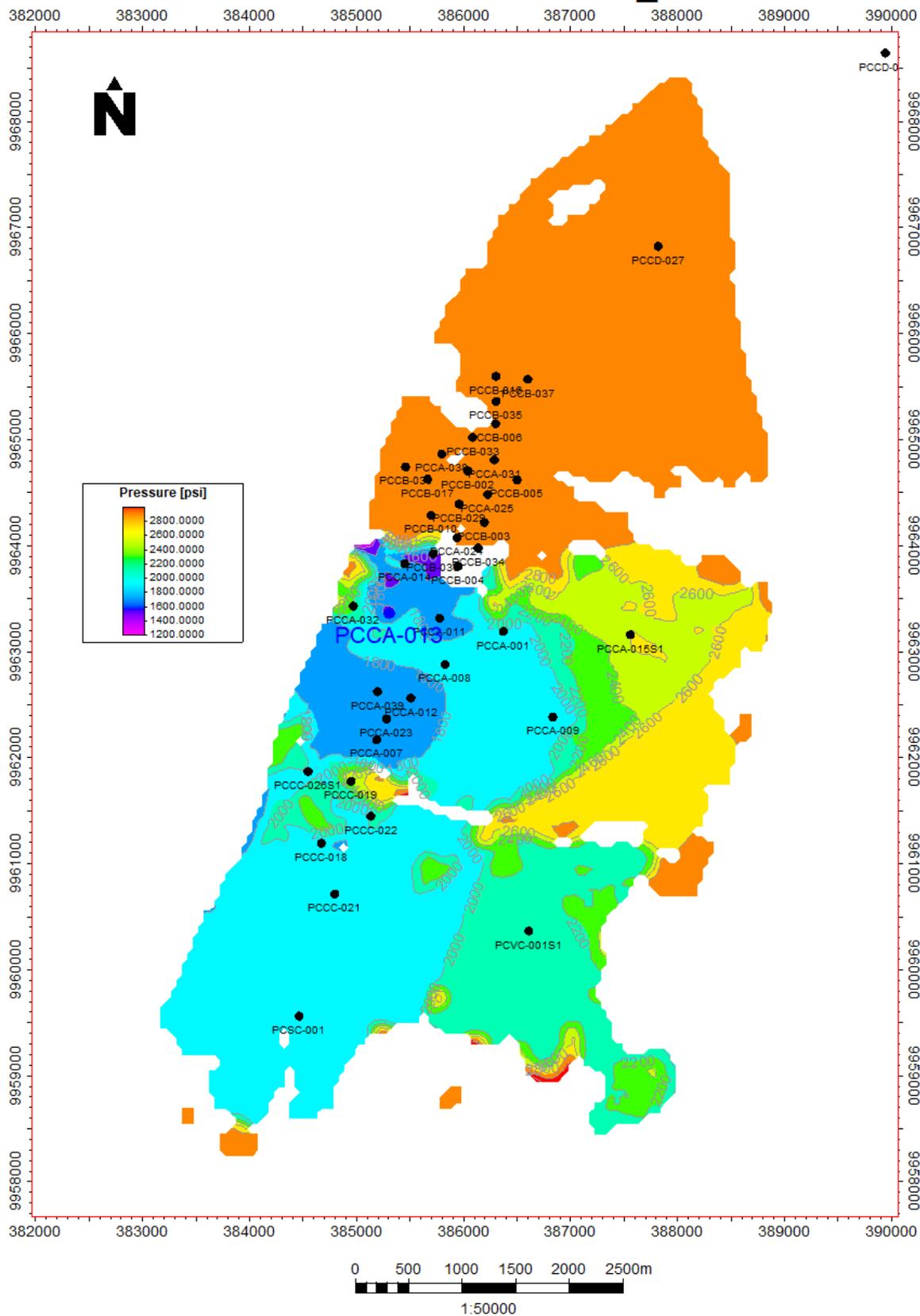


Figura 89. Mapa de Presión proyección Caso Base Inicio de Inyección 2025 (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

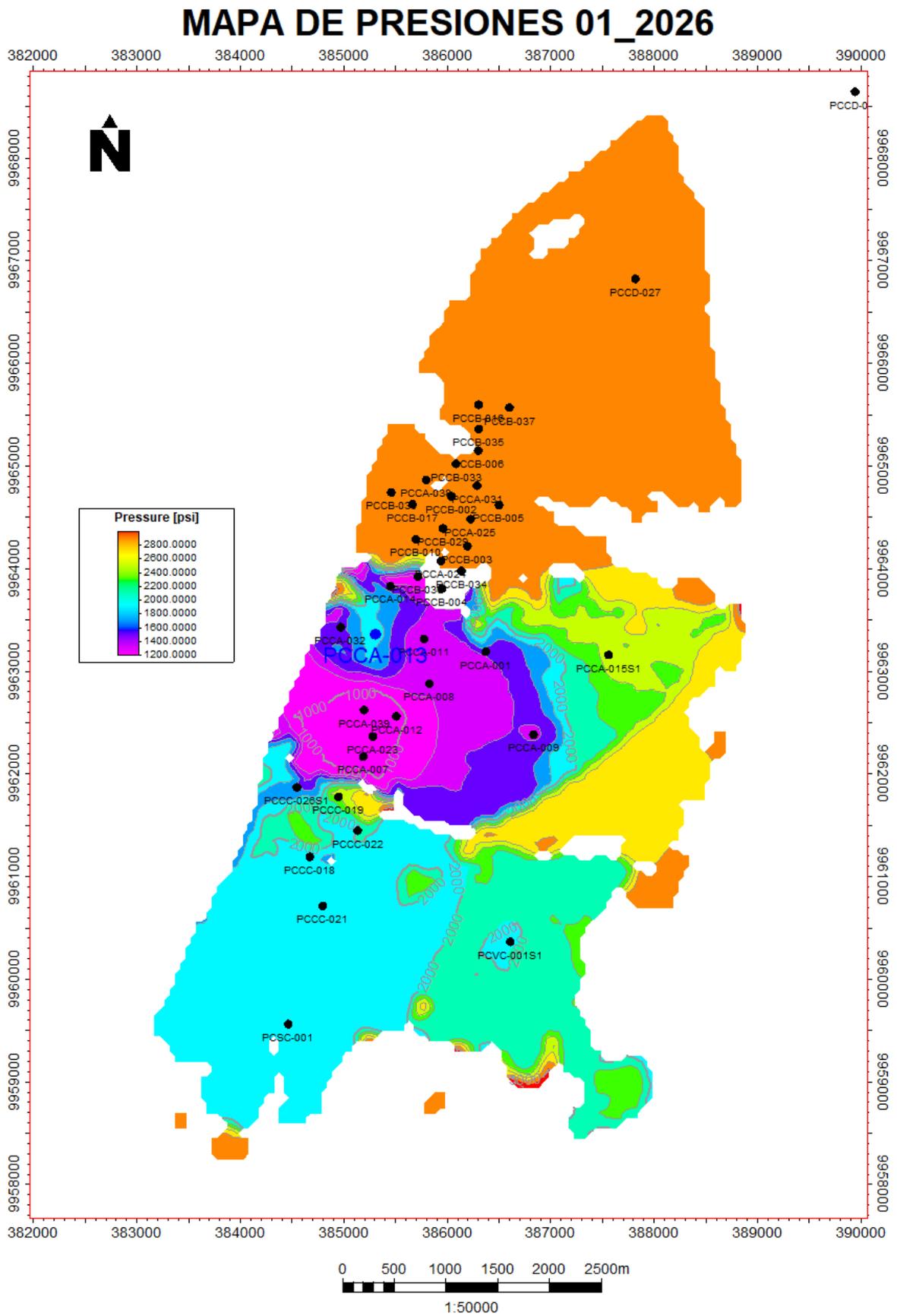


Figura 90. Mapa de Presión proyección Inyección Agua con WO a enero 2026
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

MAPA DE PRESIONES 01_2030

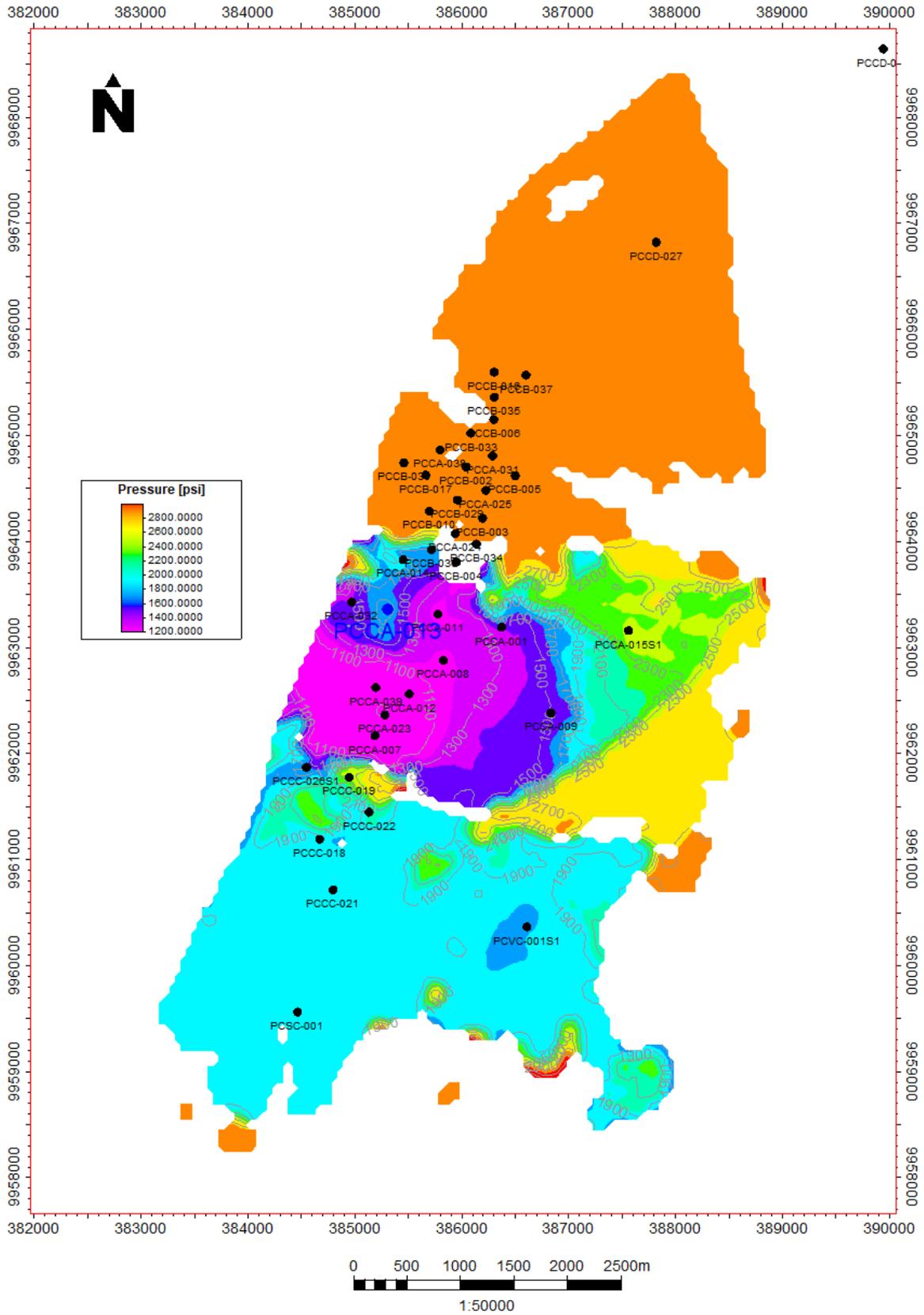


Figura 91. Mapa de Presión proyección Inyección Agua con WO a enero 2030 (Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

MAPA DE PRESIONES 01_2035

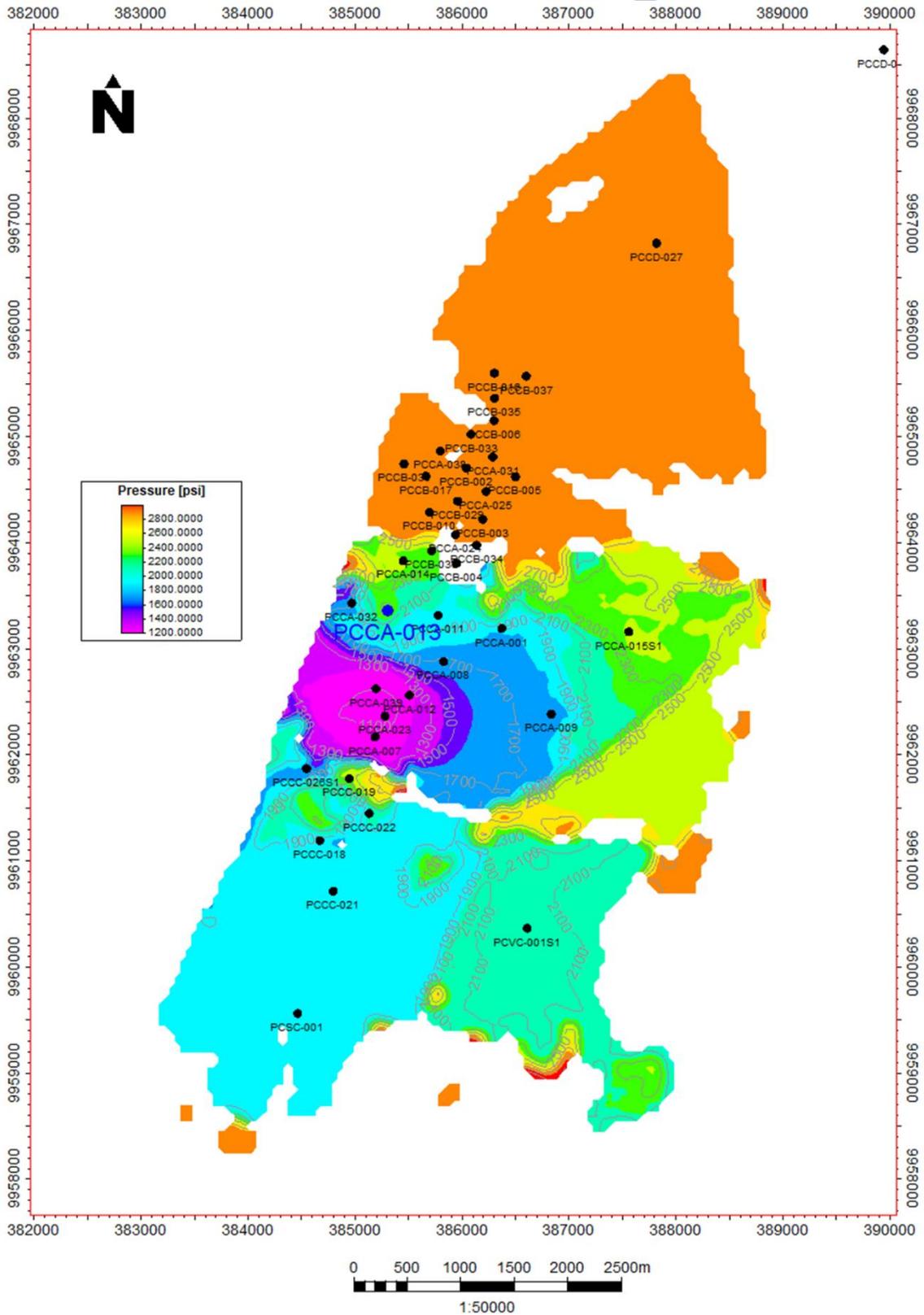


Figura 92. Mapa de Presión proyección Inyección Agua con WO a enero 2035
(Proyecto Petrel – Elaboración Propia)

- Flujos de Trabajo:

Workflow editor for 'PCC_A_Petrophysical Vars'

Name: PCC_A_Petrophysical Description: 3/19/2020

Author: FRobles

Available functions: Utilities, Operations, Processes

With 3D grid: Specifies the grid for running the following process commands on. Any function or process needs a grid specified, similar to selecting a grid when working manually.

- With 3D grid PCC-A Use: Specified grid
-
- Get calculator name \$Zn Structural_zones
- Get calculator name \$swirPre swirPre
- Get calculator name \$swirExp swirExp
- Get calculator name \$akc akc
- Get calculator name \$bkcc bkcc
- Get calculator name \$ckc ckc
- Get calculator name \$phit_cutoff phit_cutoff
- Get calculator name \$phie_cutoff phie_cutoff
- Property calculator Use filter Expression or file: \$swirPre=U Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$swirExp=U Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$akc=U Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$bkcc=U Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$ckc=U Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$phit_cutoff=U Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$phie_cutoff=U Use File
- Set reference list SLB [global]
- For all icons in list SLB [global]
- Get calculator name \$var Variable AF [global]
- Property calculator Use filter Expression or file: \$var=I(\$Zn=1,\$M1,I(\$Zn=6,\$M2,I(\$Zn=8,\$A,I(\$Zn=9,\$US,I(\$Zn=12 Or \$Zn=14 Or \$Zn=17 Or \$Zn=20))) Use File
- End loop

Figura 93 Flujo de trabajo de variables petrofísicas (Proyecto Petrel)

Workflow editor for 'PCC_A_facies_NTG'

Name: PCC_A_facies_NTG Description: 3/10/2020

Author: EBowden

Available functions: Utilities, Operations, Processes

With 3D grid: Specifies the grid for running the following process commands on. Any function or process needs a grid specified, similar to selecting a grid when working manually.

- With 3D grid PCC-A Use: Specified grid
- M2 R35 Facies
- Get calculator name \$Z Structural_zones
- Get calculator name \$sand SIMPLE_FACIES_MODEL [U]
- Get calculator name \$PHIE PHIE [U]
- Get calculator name \$PHIT PHIT [U]
- Get calculator name \$R35 R35_value
- Get calculator name \$Facies R35_FACIES [U]
- Get calculator name \$Perm PERM [U]
- Get calculator name \$NTG NTG
- Get calculator name \$pcn pcn
- Get calculator name \$pcc_pre pcc_c
- Get calculator name \$pcc_off swir_c
- String expression \$A00 = 0
- String expression \$A0 = 1
- String expression \$A1 = 2
- String expression \$A2a = 3
- String expression \$A2b = 4
- String expression \$A3 = 5
- String expression \$L = 6
- String expression \$A00Phic = 0.25
- String expression \$A0c = 35
- String expression \$A1c = 20
- String expression \$A2ac = 12
- String expression \$A2bc = 8
- String expression \$A3c = 2
- String expression \$Lc = 2
- String expression \$ZM1 = 1
- Property calculator Use filter Expression or file: \$R35=Pow(10,(0.732+0.588*Log(\$Perm)-0.864*Log(\$PHIE*100))) Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$Facies=I(\$R35=U Or \$sand=3 Or \$sand=1,\$L,I(\$R35>=\$A0c And \$PHIE>=\$A00Phic And \$Z=\$ZM1,\$ Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$pcn=I(\$Facies<=1.1,I(\$Facies=2.1,I(\$Facies=3.1,I(\$Facies=4.1,I(\$Facies=5.1,I(\$Facies=6. Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$pcc_pre=I(\$Facies<=2,-0.007,I(\$Facies>=3,-0.005,U)) Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$pcc_off=I(\$Facies<=2,0.0017,I(\$Facies>=3,0.002,U)) Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$NTG=I(\$PHIE >=0.07 And \$sand=0 And \$Facies<=5.1,0) Use File
- Property calculator Use filter Expression or file: \$NTG=I(\$PHIE >=0.07 And \$sand=0 And \$Facies<=5,I(\$Z=6 And \$Facies=5.0,5.1,0) Use File

Figura 94. Flujo de trabajo para facies (Proyecto Petrel)

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Guzmán Velásquez Andrés Eduardo Coordinador General de Postgrado FICT de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-05-10, el estudiante Mayalica Dalgo Diego Alberto con Número de Identificación 1716249451 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023 -12-22, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-016-2023, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, la estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Arcentales Bastidas Danilo Andrés, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-07-01, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Estudio del modelo estático y dinámico del yacimiento A del campo Pañacocha para recuperación secundaria por inyección de agua ", realizado por el estudiante Mayalica Dalgo Diego Alberto con Número de Identificación 1716249451, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

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

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
ANDRES EDUARDO
GUZMAN VELASQUEZ

Guzmán Velásquez Andrés Eduardo
**Coordinador General de Postgrado
FICT - ESPOL**