

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERIA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**MAESTRÍA EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN
INTELIGENTE DE FLUJO CRUZADO EN EL YACIMIENTO
“A” DEL CAMPO RENACER**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE MAGISTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

ING. MARÍA DE LOURDES NIETO MIÑO

malunietom@gmail.com/maria.nieto@bakerhughes.com

DIRECTOR:

DR. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

johnny.zambrano@epn.edu.ec

FECHA

Quito, Abril 2018

AVAL DEL DIRECTOR

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por MARÍA DE LOURDES NIETO MIÑO, bajo mi supervisión.

DR. JOHNNY ZAMBRANO CARRANZA
DIRECTOR DE TRABAJO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, María de Lourdes Nieto Miño, declaro bajo juramento que el trabajo descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación personal; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente

ING. MARÍA DE LOURDES NIETO MIÑO
AUTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres que me motivan cada día a ser mejor persona y que con sus consejos incentivaron a que culmine esta etapa de estudio.

Agradezco a Baker Hughes, empresa en la cual trabajo y que me ha permitido crecer profesionalmente a lo largo de cinco años y que con metodologías aplicadas en previos estudios me ha permitido realizar este trabajo.

Agradezco a mis compañeros de trabajo que con su experiencia y conocimientos aportados permitieron que este trabajo se realice.

Índice de Contenido

AVAL DEL DIRECTOR	II
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	III
AGRADECIMIENTO	IV
Índice de Contenido	V
Índice de Figuras	VIII
Índice de Tablas.....	XI
Resumen	XIII
Abstract	XIV
Introducción	15
Objetivo General.....	16
Objetivos Específicos.....	16
Alcance.....	16
CAPÍTULO I. REFERENCIAL TEÓRICO.....	18
CAPÍTULO II. ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	22
CAPÍTULO III. RESULTADOS Y HALLAZGOS.....	24
3.1 DEFINICIÓN DEL ÁREA DE INTERÉS	24
3.2 MODELO ESTÁTICO	29
Modelo Estructural	29
Modelo Petrofísico	29
Modelo Estratigráfico-Sedimentológico	31
Definición de las facies sedimentarias	31
Caracterización petrofísica de facies sedimentarias.....	31
Ambiente Sedimentario.....	33
Asociación de Facies Sedimentarias y Codificación de Curvas Discretas.....	33
Correlaciones Estratigráficas	35
Elaboración de mapas paleogeográficos	35
Modelo Geocelular.....	38
Creación de la malla estructural.....	38
Selección del tamaño de celdas y Orientación del Modelo.....	38
Generación de Horizontes y Zonas	39
Resolución vertical del modelo y Tipo de Capas.....	39

Generación de Curva de Net Gross y tipo de roca	41
Generación del Modelo de facies	41
Generación del modelo Tipos de Roca	43
Generación del Modelo de Permeabilidad	46
Generación del Modelo Saturación	48
Definición del Contacto Agua Petróleo	52
Cálculo de POES	52
3.3 MODELO DINÁMICO	53
Control de calidad de los datos disponibles para realizar el proceso de ajuste histórico de campo	53
Producción	53
Estimación de Presión de reservorio en el área	54
Análisis de Declinación DCA grupo de pozos en el área de estudio	55
Presión	56
Fluidos (Análisis PVT)	56
Análisis de Interacción Roca-Fluidos (Análisis de Núcleos)	56
Validación de Información y carga en el Simulador	57
Control de calidad del Modelo Estático	57
Mallado	58
Control de calidad del modelaje de Tipo de Roca	58
Control de calidad de la historia mecánica de pozo	59
Construcción del Modelo de Simulación	59
Inicializar el modelo de simulación	59
Ajuste histórico de producción	61
Análisis paramétrico de sensibilidad	61
Ajuste histórico de petróleo, agua y presión	63
Resultado final del cotejo histórico	64
Estrategias de Explotación	65
Escenario I: Caso Base (4 Pozos Activos)	66
Escenario II: Caso Base (4 Pozos Activos) + Optimización CMOST	66
Escenario III: Caso Base (4 Pozos Activos) + Optimización (R-022):	67
Diseño de Prueba Piloto de <i>Dump Flood</i> (Flujo Cruzado), aplicado al área del pozo R-022	68
Análisis propuesta de intervalo a disparar en acuífero D	71
Calculo IP – Reservorio D	72
3.4 COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS	74
3.5 MODELO ECONÓMICO	75

Tiempo de Pago de Inversión	75
Tasa Interna de Retorno	79
Valor Actual Neto	80
3.6 GESTIÓN DEL PROYECTO	82
Identificación de la polémica	82
Objetivo	82
Requisitos de alto nivel	82
Supuestos y restricciones	82
Descripción de alto nivel del proyecto y sus límites.....	82
Riesgos de alto nivel.....	83
Principales oportunidades para la organización	83
Cronograma.....	83
Requisitos de aprobación.....	83
Enunciado del alcance	87
Entregables del proyecto	88
Criterios de aceptación del proyecto	88
Exclusiones del proyecto	88
Restricciones del proyecto	89
Supuestos del proyecto.....	89
Plan de gestión de costos	89
Frecuencia de evaluación del presupuesto y las reservas	89
Costo total del proyecto	89
Plan de Gestión de la Calidad.....	92
Descripción de Procesos de gestión de la calidad	92
Aseguramiento de la calidad	93
Control de Calidad	93
Mejoramiento de la Calidad	93
Activos de procesos de la información.....	99
Comunicaciones del proyecto	100
Roles y responsabilidades	100
Presupuesto.....	103
Calendarización	103
Categoría de riesgo	103
Probabilidad e Impacto	104
Plan de gestión de adquisiciones.....	105
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN.....	107

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
5.1 CONCLUSIONES	110
5.2 RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA.....	112
ANEXOS.....	113

Índice de Figuras

Figura 1. Historial de presiones del campo Renacer	24
Figura 2. Área donde se enfocará la caracterización del reservorio A para el campo Renacer	25
Figura 3. Historial de producción de reservorio A del campo Renacer.	25
Figura 4. Diagrama de completación pozo R22.....	26
Figura 5. Registro eléctrico y petrofísico del pozo R22.....	27
Figura 6. Mapa al tope de la Arenisca A en la zona de interés donde se muestra el ajuste con los topos estratigráficos.....	29
Figura 7. Registros petrofísicos interpretados ajustados a datos de análisis convencionales de núcleos (porosidad y permeabilidad).....	30
Figura 8. Facies Sedimentarias interpretadas en núcleos en función de porosidad.	32
Figura 9. Facies Sedimentarias interpretadas en núcleos en función de permeabilidad.....	33
Figura 10. Pozo R-22, Track 1-GR, Track 2-RD, Track 3-Asociación de facies, Track 4-facies sedimentarias interpretadas en el núcleo.....	34
Figura 11. Mapa Paleogeográfico de la base de la Arenisca A	36
Figura 12. Mapa Paleogeográfico al tope de la Arenisca A	37
Fuente: Baker Hughes, 2015	37
Figura 13. Dirección sedimentación del modelo	38
Figura 14. Definición de capas en el modelo.....	39
Figura 15. Resolución vertical mostrando la curva de asociación de facies escalada y su histograma	40

Figura 16. Histograma donde se muestran los porcentajes de los datos originales, escalados y poblados de porosidad	42
Figura 17. Modelo de Asociación de facies poblado, vista superior y lateral.	43
Figura 18. Esquema de facies - relaciones estratigráficas de un canal estuarino (abajo) y distribución de tipos de roca dentro de las facies de canal estuarino del modelo geocelular (arriba)	44
Figura 19. Rangos de porosidad para cada tipo de roca, según el análisis de núcleos y el de registros petrofísicos	45
Figura 20. Modelo de Porosidad poblado, vista superior y lateral.....	46
Figura 21. Crosssplot porosidad versus permeabilidad para cada tipo de roca	47
.....	47
Figura 22. Modelo de Permeabilidad poblado, vista superior y lateral.	47
Figura 23. Modelo de NetGross poblado, vista superior y lateral	48
Figura 24. Histogramas donde se muestran los rangos de Saturación de agua para cada Tipo de roca	50
Figura 25. Crossplot entre permeabilidad y Saturación de agua, se muestran correlaciones para cada tipo de roca	51
Figura 26. Modelo de Saturación de agua poblado, vista superior y lateral.....	52
Figura 27. Probabilidades para el cálculo de POES	53
Figura 28. Estatus de pozos @ Junio 2015.....	54
Figura 29. Caso pesimista, medio y optimista de estimación de reservas	55
Figura 30. Curvas de permeabilidades relativas.....	57
Figura 31. Presión, producción y saturación constantes durante la inicialización	60
Figura 32. Corrida inicial del ajuste histórico de petróleo, agua y presión	63
Figura 33. Corrida inicial del ajuste histórico de líquido y presión	64
Figura 34. Ajuste histórico de Líquido (Agua y petróleo) y Presión.....	65
Figura 35. Casos alto, medio y bajo del Escenario I.....	66
Figura 36. Comportamiento de producción, Escenario II.....	67
Figura 37. Comportamiento de presión del escenario 3, luego de la optimización.	68

Figura 38. Diagrama mecánico sistema <i>dump flood</i>	69
Figura 39. Mapa del tope del grilla con ubicaciones de pozo <i>dump flood</i> y monitoreo.....	70
Figura 40. Interpretación petrofísica yacimiento D del pozo R 22.....	71
Figura 41. Datos PVT de reservorio D	72
Figura 42. Datos petrofísicos de reservorio D	72
Figura 43. Calculo IP Reservorio D, sensibilidades (10 y 28 pies disparados).	73
Figura 44. Escenarios de petróleo acumulado, casos base y optimizado.....	75
Figura 45. Flujos de caja acumulados durante el primer año	77
Figura 46. Gráfico para hallar el Tasa interna de retorno, (VAN Vs Tasa de descuento).....	79
Figura 47. Flujo de caja anual	81
Figura 48. Flujo de caja acumulado por 20 años.....	81
Figura 49. Formato de evaluación de calidad.....	94
Figura 50. Estructura Organizacional del Proyecto	98
Figura 51. Sección estratigráfica OE-I, mostrando 3 unidades de flujo de buena continuidad lateral infiriendo una sedimentación preferencial en esta dirección	116
Figura 52. Sección Estratigráfica SN-I., mostrando poca continuidad de los cuerpos en la dirección S-N, indica una sedimentación preferencial en la dirección perpendicular a ésta	117
Figura 53. Corrida inicial del ajuste histórico de petróleo, agua y presión	118
Figura 54. Corridas durante el ajuste histórico de producción de liquido.....	119
Figura 55. Corridas durante el ajuste histórico de producción de agua	119
Figura 56. Corridas durante el ajuste histórico de presión de yacimiento	120
Figura 57. Corrida “óptima” de las primeras 500 del ajuste histórico de petróleo, agua y presión.....	121
Figura 58. Corrida “óptima” de las primeras 500 del ajuste histórico de líquido y presión .	122
Figura 59. Porcentaje de error en el ajuste histórico global del modelo, 500 corridas	123
Figura 60. Porcentaje de error en el ajuste histórico de agua y petróleo global, 500 corridas	123

Figura 61. Porcentaje de error del ajuste histórico de agua y petróleo pozo a pozo, 500 corridas.....	124
Figura 62. Porcentaje de error en el ajuste histórico de presiones global, 500 corridas	124
Figura 63. Corrida óptima después de 1000 corridas del ajuste histórico de líquido y presión	125
Figura 64. Porcentaje de error en el ajuste histórico global del modelo, 1000 corridas	126
Figura 65. Porcentaje de error en el ajuste histórico de agua y petróleo global, 1000 corridas	126
Figura 66. Porcentaje de error del ajuste histórico de agua y petróleo por pozo, 1000 corridas.....	127
Figura 67. Porcentaje de error en el ajuste histórico presiones global, 1000 corridas	127
Figura 68. Ajuste histórico de Líquido (Agua y petróleo) y Presión.....	128

Índice de Tablas

Tabla 1. Pruebas de producción del pozo R22.....	28
Tabla 2. Resumen de propiedades del pozo R22.....	28
Tabla 3. Rangos de porosidad y permeabilidad generados para cada Tipo de Roca	32
Tabla 4. Dimensiones y dirección de los cuerpos sedimentarios a modelar	42
Tabla 5. Mallado Geoestadístico 3D generado.....	60
Tabla 6. Análisis paramétrico de sensibilidades	62
Tabla 7. Parámetros para generar el flujo de caja	76
Tabla 8. Flujos de caja durante el primer año	78
Tabla 9. Valores de Tasa de descuento VS Valor Actual Neto	80
Tabla 10. Cronograma de actividades.....	84
Tabla 11. Identificación de los Interesados	85
Tabla 12. Costos por personal	90
Tabla 13. Otros costos.....	90
Tabla 14. Actividad, responsable y costo por personal técnico	91
Tabla 15. Matriz de responsabilidades	95

Tabla 16. Recursos técnicos – base de trabajo.....	96
Tabla 17. Calendario de entrada y salida de recursos técnicos.....	97
Tabla 18. Roles y responsabilidades de cada técnico en el plan de riesgos	101
Tabla 19. Riesgos con su métrica en probabilidad e impacto.....	104
Tabla 20. Descripción del recurso técnico requerido para el proyecto.....	105
Tabla 21. Resultados petrofísicos (porosidad, permeabilidad) de un análisis convencional de núcleos en 20 muestras del núcleo del pozo R-22).....	114
Tabla 22. Pozos de producción	129
Tabla 23. Análisis físico – químico de la mezcla de las formaciones A y D	131

Resumen

Este trabajo es un estudio técnico – económico para definir la factibilidad de aplicar una completación inteligente de tipo flujo cruzado (*dump flood*) en el reservorio A del campo Renacer.

Este tipo de completación está diseñada para captar agua de un reservorio con alta presión e inyectarla en un reservorio depletado sin necesidad de llevar el agua a superficie, tratarla e inyectarla nuevamente; evitando costos relacionados a tratamiento y facilidades de superficie (tanques, bombas, etc).

El estudio técnico consistió en la generación de un modelo estático sectorial que incluye un modelo estructural, sedimentológico, petrofísico y población de propiedades de facies y petrofísicas en malla geocelular. En el estudio se corroboró que las propiedades estáticas del reservorio permiten la admisión y flujo del agua inyectada para incrementar presión y la producción. También se trabajó en la elaboración de un modelo dinámico que permitió identificar el escenario de inyección (caudal y presión óptimos) para obtener el mayor factor de recobro del reservorio. Se realizó un análisis de laboratorio para verificar la compatibilidad de agua de las formaciones A y D, a partir del cual se sugirió inyectar químico anti escala en cabeza y fondo de pozo.

El estudio económico comprendió la definición de parámetros como tiempo de pago de inversión, tasa interna de retorno, y valor actual neto, mediante estos valores se estimó que el proyecto es económicamente rentable.

El estudio de gestión de proyecto consta de plan de gestión de alcance, plan de gestión de tiempo, plan de gestión de calidad, plan de gestión de recursos humanos, y el plan de gestión de costos.

Palabras clave: Completación Inteligente, estudio económico, flujo cruzado, gestión de proyectos, inyección de agua, modelo dinámico, modelo estático, modelo geocelular.

Abstract

This project is a technical - economic study to define the feasibility of applying a dump flood completion in reservoir A in Renacer field.

This type of completion is designed to capture water from a reservoir with high pressure and inject it into a depleted reservoir without the need to take the water to the surface, treat it and inject it again. Avoiding costs related to treatment and surface facilities (tanks, pumps, etc.).

The technical study consisted on a sectorial static model generation that included structural, sedimentological, petrophysical model and population of facies and petrophysical properties in geocellular 3D grid. This study corroborated that the static properties of the reservoir will allow the admission and flow of the injected water to increase pressure and production. This study also covered the dynamic model to identify the injection scenario (optimal flow and pressure) to obtain the highest recovery factor of the reservoir. A laboratory analysis was performed to verify the water compatibility of formations A and D and suggest chemicals that can be injected to avoid problems.

The economic study included the definition of parameters such as time of repayment, internal rate of return, and net present value, through these values it was estimated the profitability of the project.

The project management study consists of the scope management plan, the time management plan, the quality management plan, the human resources management plan, and the cost management plan.

Keywords: Dump flood, dynamic model, economic study, geocellular model, intelligent completion, project management, static model, water injection.

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA IMPLEMENTACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE DE FLUJO CRUZADO EN EL YACIMIENTO “A” DEL CAMPO RENACER

Introducción

El reservorio A del campo Renacer produce desde 1994 y, en la actualidad ha reducido su producción por declinación de presión de 3500 psi en el año 1994 a 1200 psi en el 2016. Si no se mantiene la presión del reservorio lo antes posible, la producción decaerá rápidamente; el reservorio podría llegar al punto de burbuja que oscila en 900 psi. Una vez ocurrido esto, el recobro final por inyección será mucho más bajo y, adicionalmente, podría generar problemas de cavitación.

Para solucionar este problema se plantea colocar una completación de flujo cruzado o *Dump flood* que es un mecanismo concebido para inyectar agua proveniente de un reservorio más profundo con un acuífero activo a un reservorio superior depletado empleando un pozo previamente perforado con producción marginal o cerrado por bajas presiones. Este mecanismo innovador permite ahorrar en costos de perforación del pozo inyector y en los gastos asociados a facilidades de superficie y tratamiento de agua (Villarreal et al., 2015).

Considerando que en el campo Renacer, el reservorio D presenta un acuífero de fondo que no contiene reservas de hidrocarburos, se puede utilizar la presión de este reservorio para inyectar el agua al reservorio A.

Para conocer la factibilidad de aplicación de esta tecnología en un reservorio es necesario generar un modelo integrado (estático y dinámico) en donde se evidencien los escenarios de producción, presión y económicos empleando esta tecnología (Villarreal et al., 2015).

Los beneficios técnicos ligados a este estudio es la caracterización de reservorios que, aparte de permitir conocer las propiedades estáticas y dinámicas del reservorio que darán o no viabilidad para la aplicación de esta tecnología, también permitirán detallar las características del reservorio para poder realizar trabajos a futuro.

Los beneficios económicos ligados al mantenimiento de presión son: mantenimiento de producción, evitar daño de bombas electro-sumergibles por problemas de cavitación y extensión de la vida útil del reservorio.

Como parte de la propuesta de este trabajo se plantea la pregunta: ¿Es factible implementar una completación inteligente de flujo cruzado *dump flood* en el yacimiento A del campo Renacer?

Para responder esta pregunta se plantean los siguientes objetivos generales y específicos:

Objetivo General

Definir la factibilidad técnica-económica para implementar una completación inteligente de flujo cruzado *dump flood* en el yacimiento A del campo Renacer.

Objetivos Específicos

- Elaborar modelo estático que conste de: modelo estructural, sedimentológico-estratigráfico, petrofísico, y geocelular de la zona de interés del campo renacer, donde se implementará la completación inteligente.
- Construir un modelo dinámico usando como datos de entrada el modelo estático, datos de producción y presión.
- Realizar un análisis de compatibilidad de fluidos entre el agua que se receptorá del yacimiento D y el agua de formación del yacimiento A.
- Generar un estudio económico que permita definir la rentabilidad del proyecto.
- Crear un plan de gestión de proyecto, que permita manejar de forma eficiente los recursos humanos y económicos para cumplir con el objetivo principal.

Alcance

El alcance del trabajo se delimita a la zona que mayores problemas de depletación de presión tenga en el Reservorio A del campo Renacer y generar allí un modelo integrado Sectorial de alta definición. Empezando con la descripción y distribución de las facies, tipos de roca y unidades de flujo, demostrando con la continuidad tanto estratigráfica como estructural que no existen canales de flujo preferenciales ni sellos o fallas que bloqueen la migración del fluido inyectado.

También se propone constatar que las propiedades petrofísicas del reservorio corresponden a una arenisca de altas permeabilidades y porosidades que permiten el paso del fluido sin restricción. Para el modelo dinámico se obtendrá un ajuste histórico consistente y la inicialización del yacimiento permitirá validar los modelos de distribución de fluidos, presiones, interacción roca-fluido y producción. Se llevará a cabo un escenario de producción con un pozo inyector con sistema Dump Flood. Se estimará el caudal que puede proveer el reservorio, así como el caudal óptimo para recuperar la presión sin llegar a fracturar la formación. Mediante un estudio de compatibilidad de agua de formación se definirán los

compuestos que requiere el agua previa inyección en la formación para prevenir la generación de precipitados y escala.

Se realizarán corridas económicas que prueben la rentabilidad del proyecto, mediante el análisis de parámetros como periodo de recuperación de la inversión, valor actual neto y tasa interna de retorno. En conclusión se probará técnica y económicamente que es factible la aplicación de la completación Dump Flood en el reservorio A del campo Renacer.

Se realizará un plan de gestión de proyecto que permitirá manejar de forma eficiente manejar los recursos económicos, humanos y de tiempo.

CAPÍTULO I. REFERENCIAL TEÓRICO

Un ejemplo de aplicación de *dump flood* se muestra en el campo W; campo periférico localizado en Oman, con una estructura de bajo relieve de 22 km² de superficie y 18 pozos perforados, con un actual corte de agua de sus reservorios productores del 80%. El tamaño y la ubicación de este campo no permitían económicamente un proyecto de inyección de agua convencional. De lo anterior se justifica implementar el mecanismo *dump flood*, en el cual se usó un solo pozo como fuente de suministro de agua y como inyector de agua. El pozo fue cañoneado en el intervalo más profundo “Z” y en el reservorio objetivo de inyección “H”. El pozo fue completado con una bomba electro sumergible que fue diseñada para producir e inyectar en el mismo pozo. Luego que el proyecto entró en marcha se obtuvo una inyección de 1200 barriles de agua, la presión y la producción de petróleo del campo se incrementaron (Shizawi et al., 2011).

Cuando el reservorio pierde presión, la producción primaria va llegando a su fin y, en la mayoría de los casos, se aplican procesos de Recuperación Secundaria mediante inyección de agua (aunque también puede ser gas) para desplazar el petróleo remanente hacia los pozos productores (Craig y Forrest, 1982).

El porcentaje de recobro de un reservorio se puede mejorar energizando el yacimiento a través de inyección de agua o gas inmisible, el recobro puede aumentar hasta el 50% (Sanchez y Donoso, 2013).

Este estudio se sustenta en el método de inyección de agua por ser el más exitoso para recuperar petróleo de reservorios. La clave para el éxito de la inyección se debe a que el agua es un fluido de inyección eficiente para desplazar crudo de gravedad media y liviano, el agua es un fluido disponible y sin costos y la inyección de agua involucra baja inversión de capital y costos operativos (Yousef et al., 2012).

La metodología que se aplica en este trabajo se sustenta en publicaciones como la de Shizawi et al., 2011 y Villarroel et al., 2015, que mencionan que este estudio incluye actividades de simulación para evaluar diferentes escenarios con el objetivo de incrementar el factor de recobro como una consecuencia directa de mantener/incrementar la presión del reservorio (Villarroel et al., 2015).

Primero se desarrolla un modelo estático y dinámico detallado para representar las dimensiones de cuerpos sedimentarios, flujo de fluidos y los correspondientes cambios de presión. En el modelo estático se realiza una comprensión exhaustiva del marco estructural,

un modelo sedimentológico con facies, tipos de roca, direcciones y dimensiones preferenciales de cuerpos, plasmados en una malla tridimensional. El objetivo de caracterizar al detalle el reservorio es clave para el comportamiento del movimiento del agua una vez se haya inyectado. Teniendo como premisa que el movimiento del agua es más rápido en las capas permeables (Baker, 1998)

Estudios de simulación han probado que durante la inyección de agua, en una capa de arena con diferente distribución estratigráfica de permeabilidad afecta el barrido del reservorio. Los efectos de inyección de agua son mejores en facies de canales distributarios que facies de barras entrelazadas (Qiu et al., 1980).

Por lo tanto, es importante que el modelo estático contenga un modelo sedimentológico amarrado a un modelo petrofísico detallado que permita conocer la distribución de propiedades en el reservorio.

El resultado de modelo estático es la información de entrada en el simulador para hacer el ajuste histórico de la producción y presión y obtener un caso base con propósito de predicción. Las sensibilidades de simulación son desarrolladas basadas en las consideraciones de caudal de inyección de agua, presión de fondo y número de inyectores (Villaruel et al., 2015).

Esta metodología es aplicable en la Cuenca Oriente del Ecuador al existir reservorios como las Areniscas U, T y Basal Tena que tienden a depletarse por no presentar un acuífero dinámico al contrario de Hollín Inferior. Este es el caso del campo Blanca ubicado al norte de la Cuenca Oriente, que en el reservorio Basal Tena tiene una presión que bajo de 2800 a 1700 psi en diez años, este comportamiento indica que el reservorio se conecta a un acuífero de baja intensidad. La predicción de producción en este campo muestra una caída notable de la producción lo cual indica que el reservorio necesita implementar un proyecto de recuperación secundaria. Luego de realizar un escenario con la inyección de agua se muestra una declinación mucho menor que la inicial (Ruiz y Bustos, 2015)

En varios campos del Norte de la Cuenca Oriente, la Arenisca Hollín Inferior está inundada y los reservorios superiores están depletados, por lo que realizando un estudio como el que se pretende en este trabajo se podría verificar la factibilidad de aplicación de esta tecnología.

En este estudio se establece si es conveniente implementar una completación inteligente que permita obtener agua de un acuífero e inyectarlo en otro. Para esto se desarrolló un modelo estático y dinámico del reservorio. El modelo estático define: si la estructura tiene fallas o fracturas que ocasionen que el agua se filtre y pierda su efecto de presión o que por causa de una falla sellante se restrinja el paso del frente de agua. Se analizará, si existen sellos

estratigráficos que creen canalización y no permitan que el agua llegue a su destino, y finalmente si las propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla en el pozo y su distribución áreal permitirán la admisión del agua en la formación.

Para conocer la predicción de producción y presión de los pozos se han desarrollado tres métodos: analítico, matemático y empírico. (Wade J., 1970).

En este estudio, considerando la disponibilidad de información, se usa el método matemático. El modelo dinámico permite conocer la presión y caudal que se debe inyectar en la formación así como el espesor de cañoneo, el tiempo que tarda la formación en recobrar la presión, los pozos involucrados en el incremento de presión y la producción adicional que se obtiene.

Mediante un análisis de compatibilidad de fluidos, se verifica que el agua tomada del acuífero D no genera escala ni sólidos precipitados al ingresar al reservorio A.

El análisis de fluidos es necesario ya que el agua se debe inyectar con un mínimo de tratamiento y evitar generar sólidos por corrosión, escala y productos bacteriales; se pueden requerir la inyección de productos inhibidores de corrosión, antiescala y control de bacterias (Sayed A et al., 2000).

La determinación del tipo de tratamiento requerido para mantener la inyección se sustenta en el análisis y caracterización del agua producida disponible. Los costos de tratamiento representan un peso desfavorable de la rentabilidad del proyecto, pero son inferiores que los costos que se podrían generar por no implementar un tratamiento a tiempo; por ejemplo, costos relacionados a limpieza y fracturamiento, (Sayed A. et al., 2000).

Luego se realizará un análisis económico el cual permitirá obtener el costo-beneficio del proyecto; es decir, el costo asociado a su implementación versus los beneficios asociados a la producción incremental.

Según Villarroel et al. (2015), los escenarios de inyección de agua con completación inteligente tipo *dump flood* con un pozo muestran incrementos del factor de recobro de cinco por ciento adicional y para tres pozos el incremento es de doce por ciento adicional. Según Shizawi et al. (2011), el pozo con sistema *dump flood* ha probado su capacidad para recobrar crudo en el campo W; siguiendo este éxito, se implementará el sistema en otros dos campos.

El éxito de la tecnología *dump flood* ha mostrado los siguientes beneficios para el reservorio y, por tanto, para la empresa operadora:

- El sistema *dump flood* es efectivo y rápido para obtener datos previo la implementación de un proyecto de inyección masivo.

- El costo del sistema es razonablemente más bajo que la inyección tradicional, elimina requerimientos de facilidades de superficie, pozos inyectoros y líneas de flujo.
- La respuesta de la presión y la ganancia de crudo está en el rango de 40% (Shizawi et al., 2011).

Sobre la base de proyectos similares, y considerando un caso conservador, se estima que al término de un año de implementada la completación, se podrían recuperar 50 mil barriles adicionales, que a un precio promedio de crudo de \$30 USD por barril, se recuperaría un adicional de 1.5 Millones de dólares; valor al cual se resta el costo asociado a la completación de 1 Millón de dólares. Es decir, al término de algunos meses estaría pagada la inversión y a partir de este tiempo con producción incremental representa una ganancia neta.

CAPÍTULO II. ASPECTOS METODOLÓGICOS

Para el desarrollo del trabajo se emplea metodología aplicada previamente por geólogos y reservistas para caracterizar un yacimiento. Se utiliza un método inductivo; es decir, a partir de la experimentación de pruebas se llega a una conclusión aplicada para una muestra particular. El tipo de investigación corresponde a un estudio de caso. La recolección de información ha sido generada con la proporcionada por la empresa Baker Hughes a partir de múltiples estudios realizados.

La muestra corresponde a los pozos del campo Renacer y sus reservorios A y D. La información en tiempo a utilizar que se dispone es a partir del año 1982 hasta el año 2015.

La metodología empleada consistió en:

- a) Definición del área de interés.- El modelo estático y dinámico se realiza para una zona determinada del campo, donde se constata que existen pérdidas de presión y producción. Luego se analiza la factibilidad de usar un pozo que ya esté perforado para la implementación de la completación, este pozo deberá cumplir con varios requisitos: no tener reservas recuperables, estar completado en el reservorio productor como receptor del agua, debe encontrarse en una zona estructuralmente baja, y tener propiedades estructurales, sedimentológicas y petrofísicas adecuadas que permitan la inyección apropiada del agua de formación.
- b) Construir el modelo estático:
 - b.1 Validar el modelo estructural.- Mediante información de sísmica 2D, 3D, sismogramas sintéticos, mapas de tiempo y profundidad se valida el modelo estructural del campo Renacer en el área definida; es decir, mapas estructurales en profundidad, fallas y fracturas.
 - b.2 Crear/validar un modelo estratigráfico – sedimentológico.- Usando los registros eléctricos de los pozos, bibliografía e información de campos vecinos se definen: topes estratigráficos, ambiente de depósito del reservorio, asociación de facies sedimentarias y tipos de roca.
 - b.3 Crear/validar modelo petrofísico.- Considerando que existen curvas de porosidad, permeabilidad, saturación y VShale se validan dichas curvas con la información de registros eléctricos y núcleos.
 - b.4 Construcción de modelo geocelular.- Se construye un modelo tridimensional que abarca los resultados de los modelos previos, es decir mapas estructurales, fallas,

información petrofísica como distribución de cuerpos sedimentarios con forma y dirección predeterminada, y distribución de propiedades petrofísicas. Para generar este modelo se define un volumen delimitado por el límite efectivo o estructural del yacimiento, tamaño de celda y orientación, se distribuyen las propiedades de facies y petrofísicas en la malla 3D usando métodos estadísticos apropiados y finalmente se calcula el POES del volumen definido. Para la construcción de este modelo se usará el software Jewel Suite.

- c) Construir el modelo dinámico:
 - c.1 Validación de información.- Antes de construir el modelo dinámico se valida la data relacionada con presión, producción, análisis de fluidos y de núcleos.
 - c.2 Modelo de producción.- Revisión de producción histórica de cada pozo del reservorio.
 - c.3 Modelo de presión.- Se estima la presión actual del reservorio en un área determinada.
 - c.4 Modelo de fluidos.- Validación del PVT por consistencia y representatividad.
 - c.5 Modelo de roca – fluidos.- Validación de la información de núcleos especialmente de datos como: permeabilidad relativa para sistemas de agua-aceite, presión capilar, mojabilidad y tipo de roca.
 - c.6 Modelo de simulación.- En esta etapa se realiza el control de calidad del modelo estático, definición de la grilla, control de calidad del modelo de facies, control de calidad de la historia mecánica del pozo. Se inicializa el modelo para obtener el POES, se realiza el ajuste historia por reservorio y por pozo de los parámetros producción de petróleo, agua y presión. Finalmente se realizan las predicciones con un caso base y un caso con la implementación de la completación inteligente. Para la construcción del modelo dinámico se usa el software Imex.
- d) Realizar el estudio de compatibilidad de fluidos.- Se determina si existe compatibilidad de fluidos entre el agua inyectada y el agua presente en el yacimiento. Este análisis se realiza empleando muestras de campo.
- e) Realizar el estudio económico para definir la rentabilidad del proyecto, considerando el precio actual del barril de petróleo y el costo de la implementación de la completación inteligente, usando parámetros como valor actual neto, tasa interna de retorno y tiempo de retorno de la inversión.
- f) Construir un plan de gestión de proyecto, que permita manejar de forma eficiente los recursos humanos y económicos. Este plan constará de gestión de alcance, tiempo, calidad, recursos humanos y costos.

CAPÍTULO III. RESULTADOS Y HALLAZGOS

3.1 Definición del área de interés

El reservorio A del campo Renacer produce desde 1980, reduciendo su producción por declinación de presión de 3500 psi en el año 1994 a 1200 psi en el 2016 (Figura 1). Por lo tanto, se plantea inyectar agua para incrementar presión en este reservorio antes que la presión alcance el punto de burbuja estimado en 900 psi, que según la figura 1 será aproximadamente en los primeros meses del año 2019.

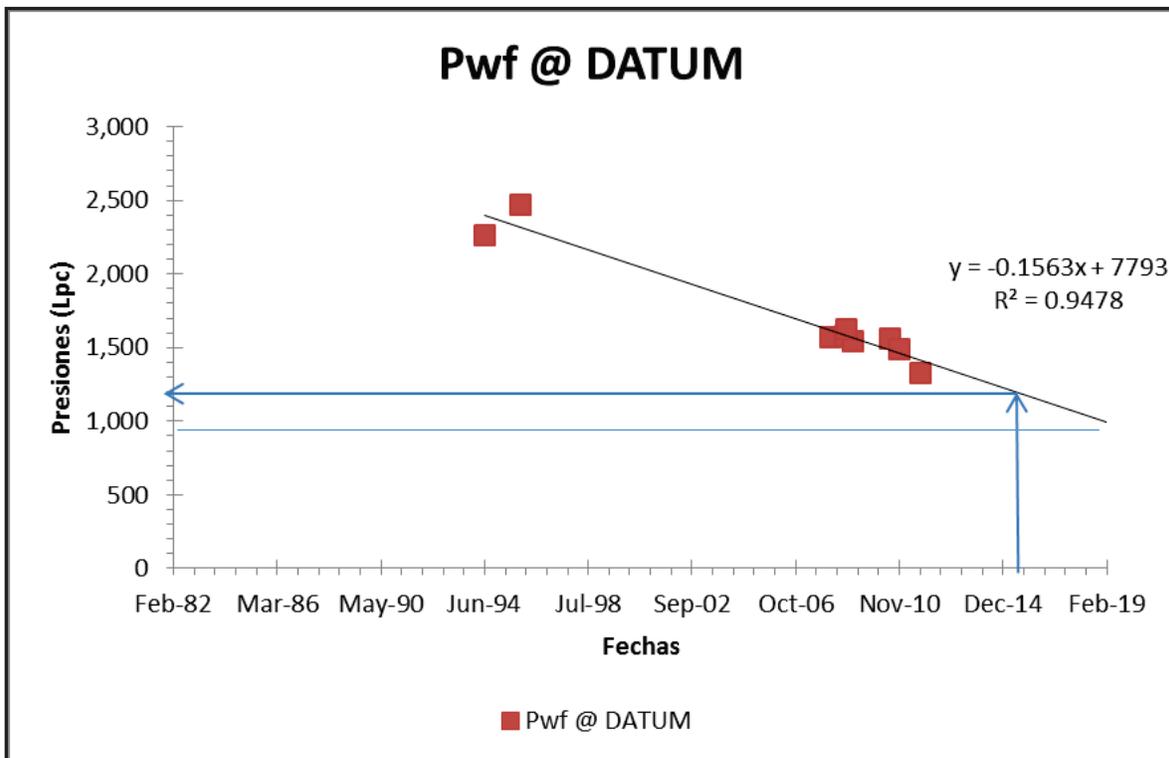


Figura 1. Historial de presiones del campo Renacer

Fuente: Baker Hughes, 2015

El área dentro del campo, que será caracterizada para constatar el efecto del agua inyectada, corresponde al sector donde existe mayor densidad de pozos productores del reservorio A; es decir, la zona norte del campo (Figura 2), que incluye los pozos R3, R3B, R13, R15, R22, R8, R16, R12, R1, R11 y R17.

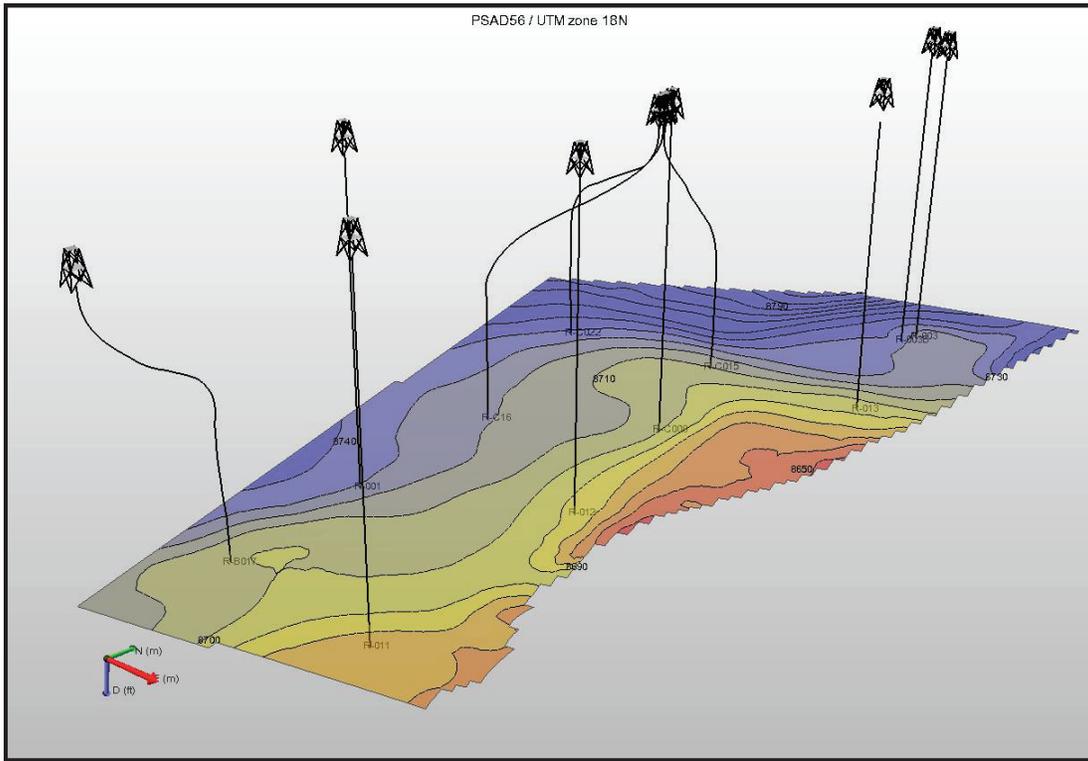


Figura 2. Área donde se enfocará la caracterización del reservorio A para el campo Renacer

Fuente: Baker Hughes, 2015

La Figura 3 muestra la producción de crudo del reservorio A, que ha declinado en los últimos años y se ha evidenciado un incremento del corte de agua.

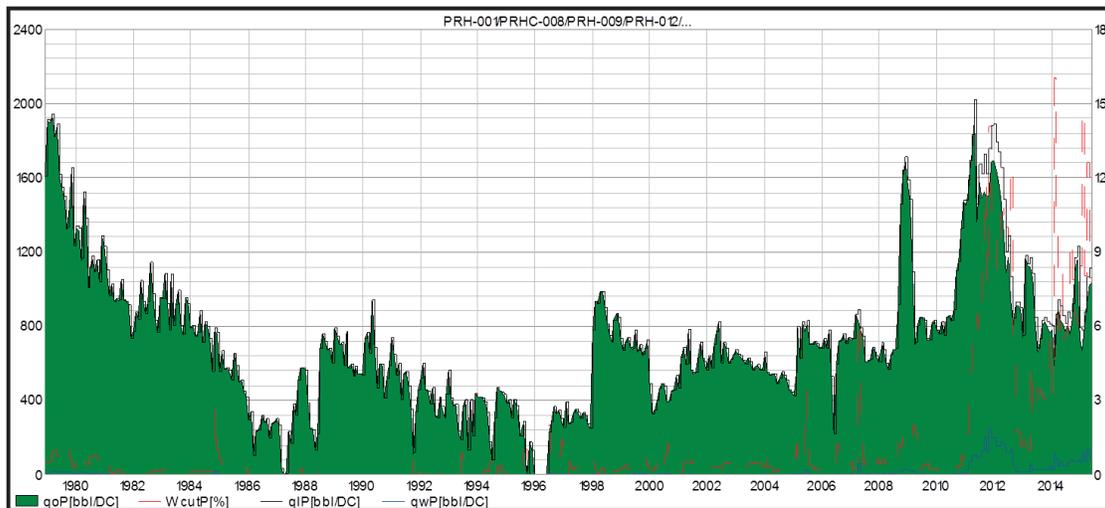


Figura 3. Historial de producción de reservorio A del campo Renacer.

Fuente: Baker Hughes, 2015

Para inyectar el agua se utilizará el pozo ya perforado R22, puesto que cumple con la consideración de encontrarse en una zona estructuralmente baja (Figura 2). Adicionalmente el pozo R22 no presenta reservas recuperables y está completado tanto en el reservorio productor de agua "D" como en el receptor "A" (Figura 4).

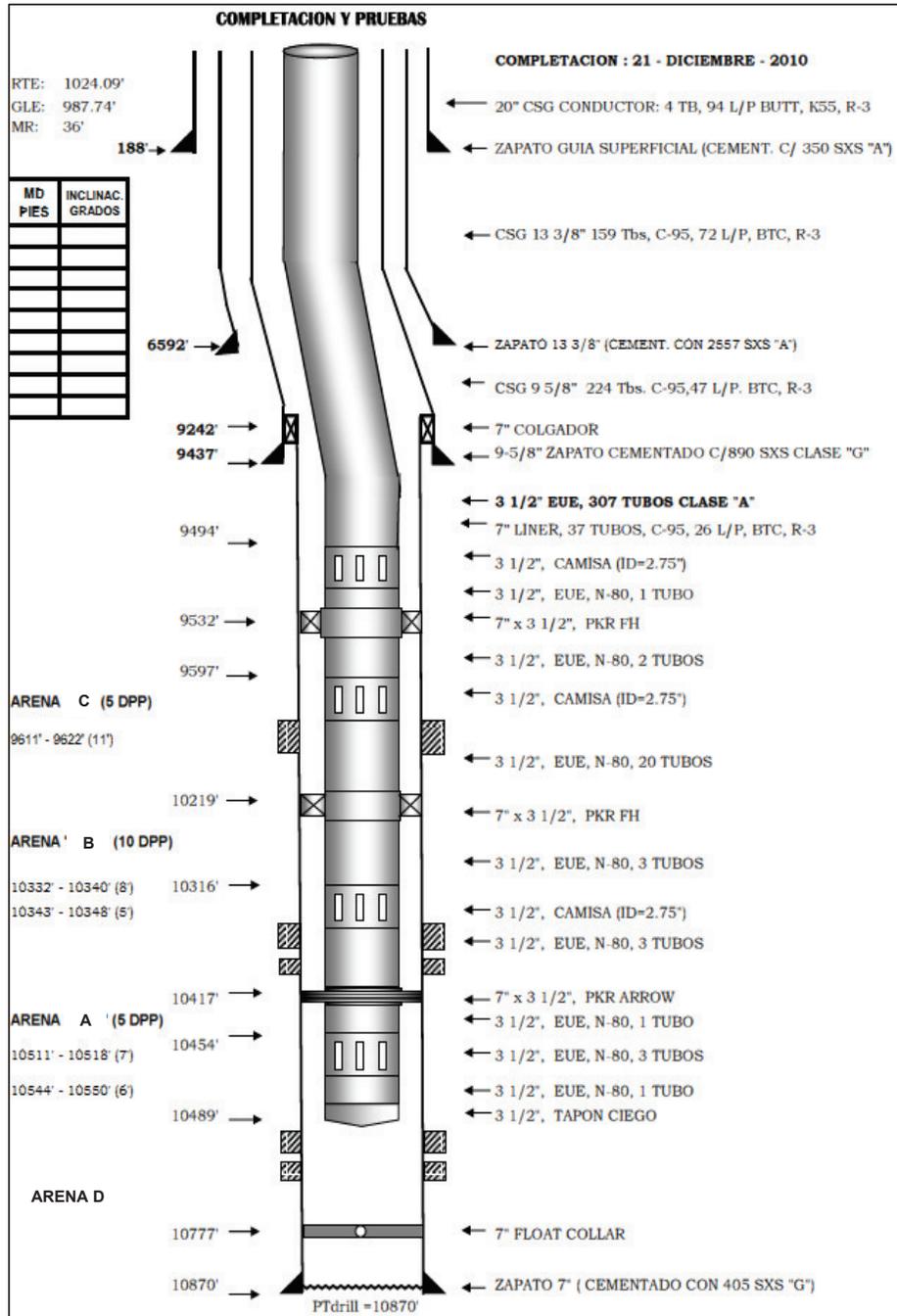


Figura 4. Diagrama de completación pozo R22

Fuente: Baker Hughes, 2015

En la figura 5 se muestra un registro eléctrico y petrofísico del pozo R22, en el primer track la profundidad en MD, en el segundo track el registro GR y marcado en recuadro rojo las zonas en las que se planea tomar el agua del reservorio “D” e inyectar en el reservorio “A”, en el tercer track la profundidad en TVDSS, en el cuarto track la resistividad muestra las zonas del reservorio D y A prácticamente inundadas, el registro de resistividad somera se sobrepone al de resistividad profunda, en el quinto track la saturación muestra que el reservorio D está prácticamente inundado, pero el reservorio que recibirá el agua de formación contiene intercalaciones de petróleo residual, el sexto, séptimo y octavo track corresponden a la porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla, respectivamente; estos muestran porosidades y permeabilidades elevadas, adecuadas para la toma y recepción del agua.

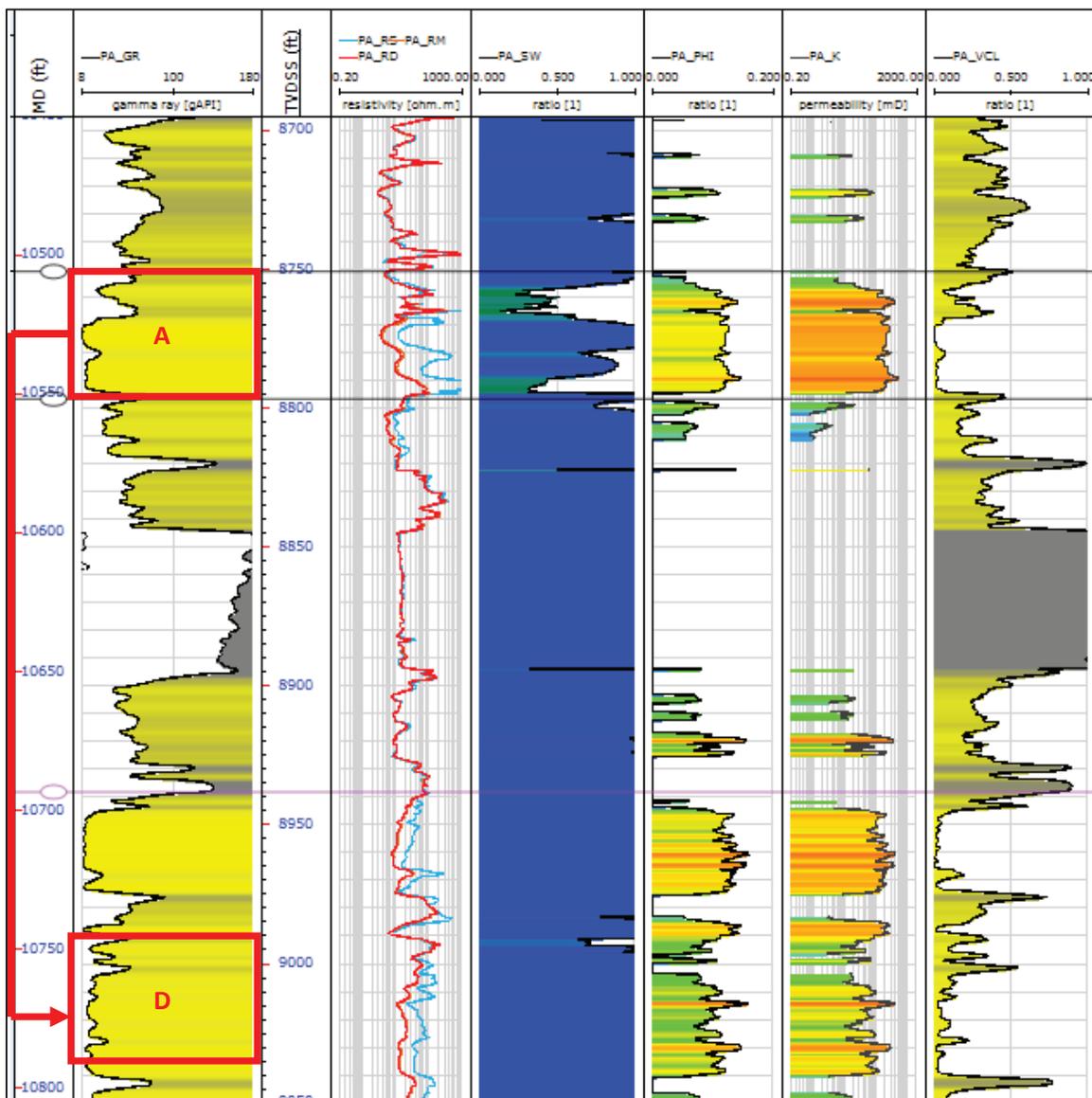


Figura 5. Registro eléctrico y petrofísico del pozo R22

Fuente: Baker Hughes, 2015

En la tabla 1 se muestran las últimas pruebas de producción de cada reservorio; comprobando que para el pozo R 22, ningún reservorio es productor y que además están inundados.

Tabla 1. Pruebas de producción del pozo R22

Fecha	Reservorio	BFPD	%BSW
30-Dic-2010	A	48	100
1-Ene-2011	B	384	100
11-Ene-2011	C	144	100

Fuente: Baker Hughes, 2015

En la tabla 2 se observa el promedio de propiedades petrofísicas de los reservorios A y D que muestran permeabilidades y porosidades aceptables para el trabajo que se desea realizar.

Tabla 2. Resumen de propiedades del pozo R22

Reservorio	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)
A	188	11
D	100	9

Fuente: Baker Hughes, 2015

3.2 Modelo estático

Modelo Estructural

En esta etapa del proyecto se generó la base de la Arenisca A por suma de isócoras. Se revisaron los polígonos de falla a partir de los cuales se generó la única falla inversa del campo.

En el modelo estructural no se evidencian inconsistencias morfológicas de la estructura; en esta zona del campo no se presentan fracturas y la única falla es de carácter sellante.

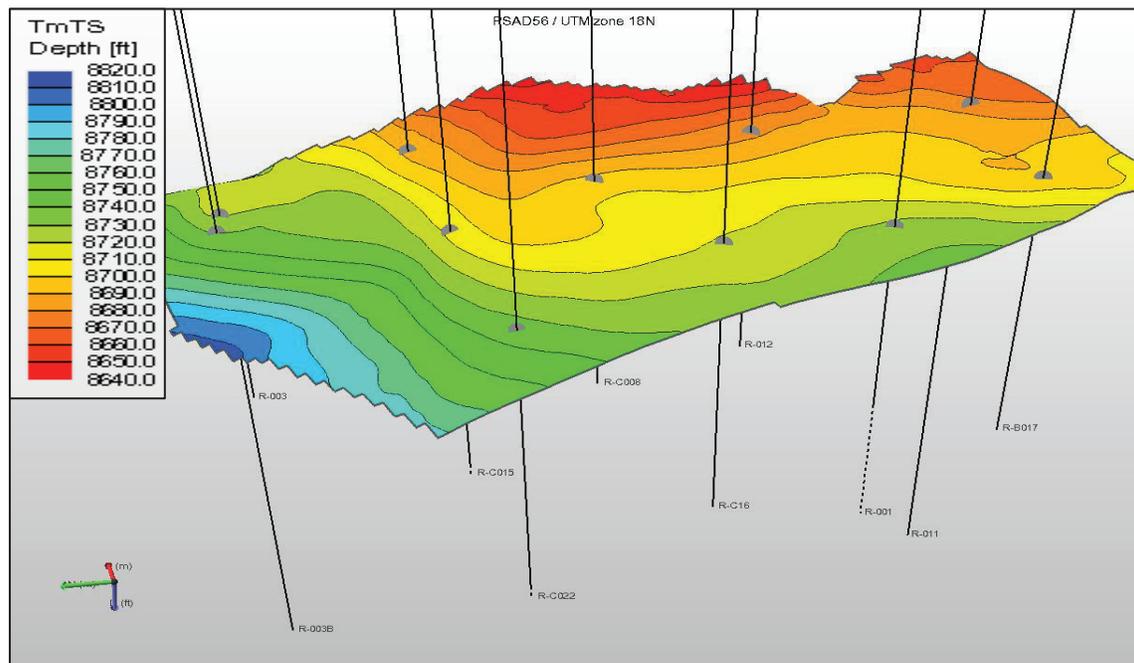


Figura 6. Mapa al topografía de la Arenisca A en la zona de interés donde se muestra el ajuste con los topes estratigráficos

Fuente: Baker Hughes, 2015

Modelo Petrofísico

Del pozo R 22 se han obtenido 56 pies de núcleos cortados en la Unidad A; el núcleo fue ubicado en profundidad con ayuda de la interpretación petrofísica de los datos de porosidad y permeabilidad de los tapones, la curva de Core Gamma y la columna sedimentológica (Figura 7).

Considerando que del pozo se dispone de una evaluación petrofísica, se cargaron los registros petrofísicos de porosidad, vshale, saturación y permeabilidad, y se validaron con la información de análisis convencionales de core del pozo R-22 corregido a profundidad real.

Se pudo observar que existe consistencia entre los datos del núcleo y la evaluación petrofísica. (Figura 7).

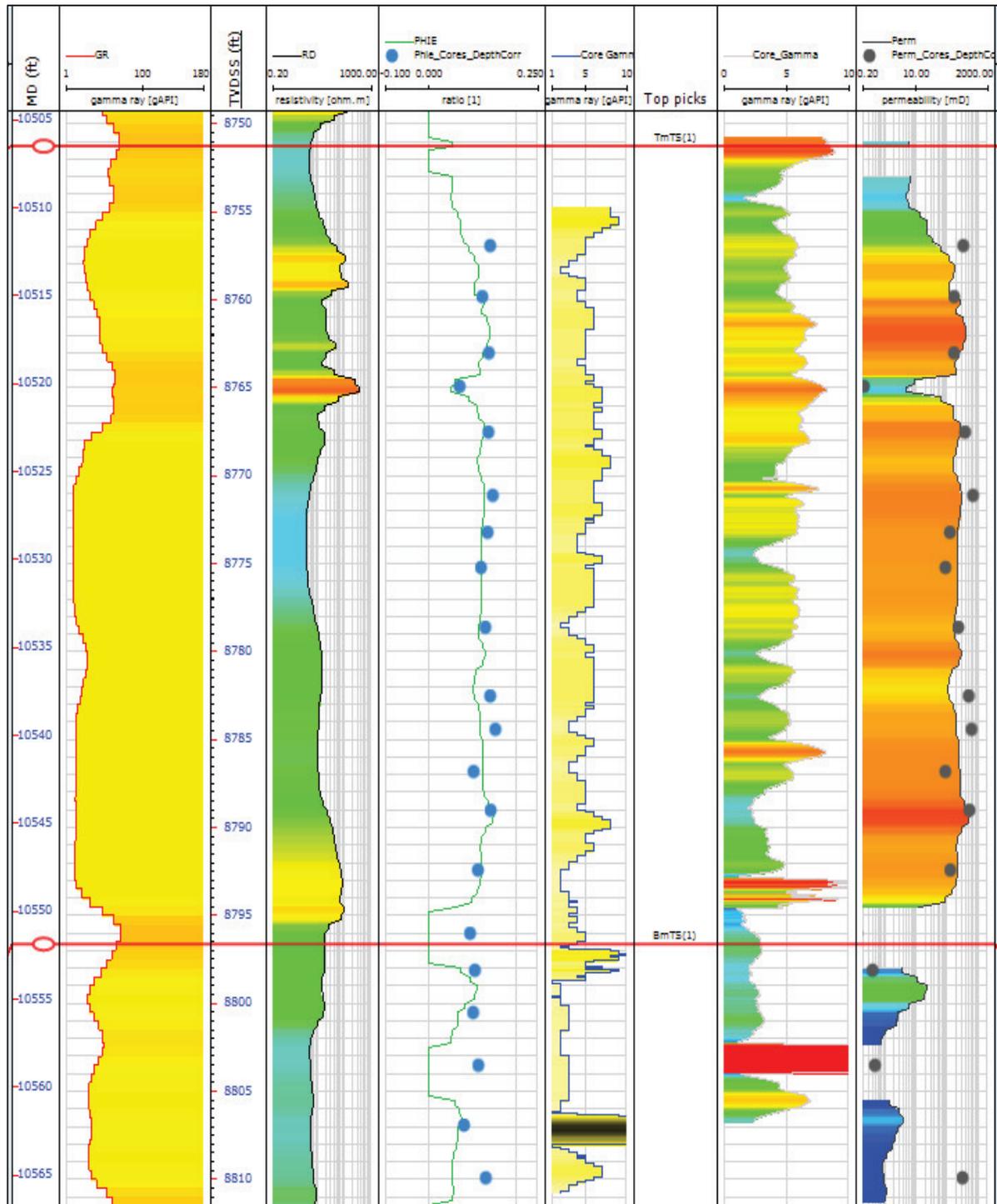


Figura 7. Registros petrofísicos interpretados ajustados a datos de análisis convencionales de núcleos (porosidad y permeabilidad).

Fuente: Baker Hughes, 2015

Modelo Estratigráfico-Sedimentológico

Definición de las facies sedimentarias

La definición de las Facies se realizó en base a su fábrica (rasgos físicos, químicos y biológicos) encontradas en los núcleos descritos del Campo Renacer, como estratificación cruzada, estratificación paralela, bioturbación, laminación crinkle, nódulos, láminas de materia orgánica, etc. Se encontraron 5 facies representativas en el intervalo nucleado:

1. Facies Arenisca de grano medio con impregnación de hidrocarburo
2. Facies Arenisca de grano fino con pobre impregnación de hidrocarburo
3. Facies Arenisca de grano fino, bioturbada con pobre impregnación de hidrocarburo
4. Facies Heterolítica sin impregnación de hidrocarburo
5. Facies de Lutitas sin impregnación de hidrocarburo

Para mayor detalla de la descripción de facies referirse al Anexo 1.

Caracterización petrofísica de facies sedimentarias

A partir de un análisis de los resultados petrofísicos (porosidad, permeabilidad) en 20 muestras del núcleo R-22 (Anexo 2), se logró clasificar y/o caracterizar petrofísicamente las Facies Sedimentarias.

Se realizó un gráfico para porosidad (Figura 8) y otro para permeabilidad (Figura 9) donde cada facies fue colocada en el eje de las ordenadas y la porosidad, permeabilidad en el de las abscisas, en ambas propiedades se observa que la facies 2 se solapa en sus extremos con la facies 1 y 3. Pero por lo general cada facies tiene un rango específico que permitirá agruparlas en familias o tipos de roca.

Con el objetivo de encontrar rangos que permitan diferenciar petrofísicamente cada facies, mediante histogramas se observó que la facies 2 comúnmente abarca el rango de permeabilidad entre 70 y 300 mD y porosidades entre 10 y 13%. Quedando las facies distribuidas petrofísicamente como se muestra en la tabla 3. La distribución petrofísica de las facies sedimentarias se lo conoce como tipos de roca.

Tabla 3. Rangos de porosidad y permeabilidad generados para cada Tipo de Roca

TR	Phie %	K mD	Calidad de Reservorio
TR1	Phie > 13	K > 300	Buena Calidad
TR2	10 < Phie < 13	70 < K < 300	Moderado Calidad
TR3	7 < Phie < 10	1 < K < 70	Pobre calidad(Arenisca)
TR4	Phie < 7TR	K < 1	No reservorio (Shale)

Fuente: Baker Hughes, 2015

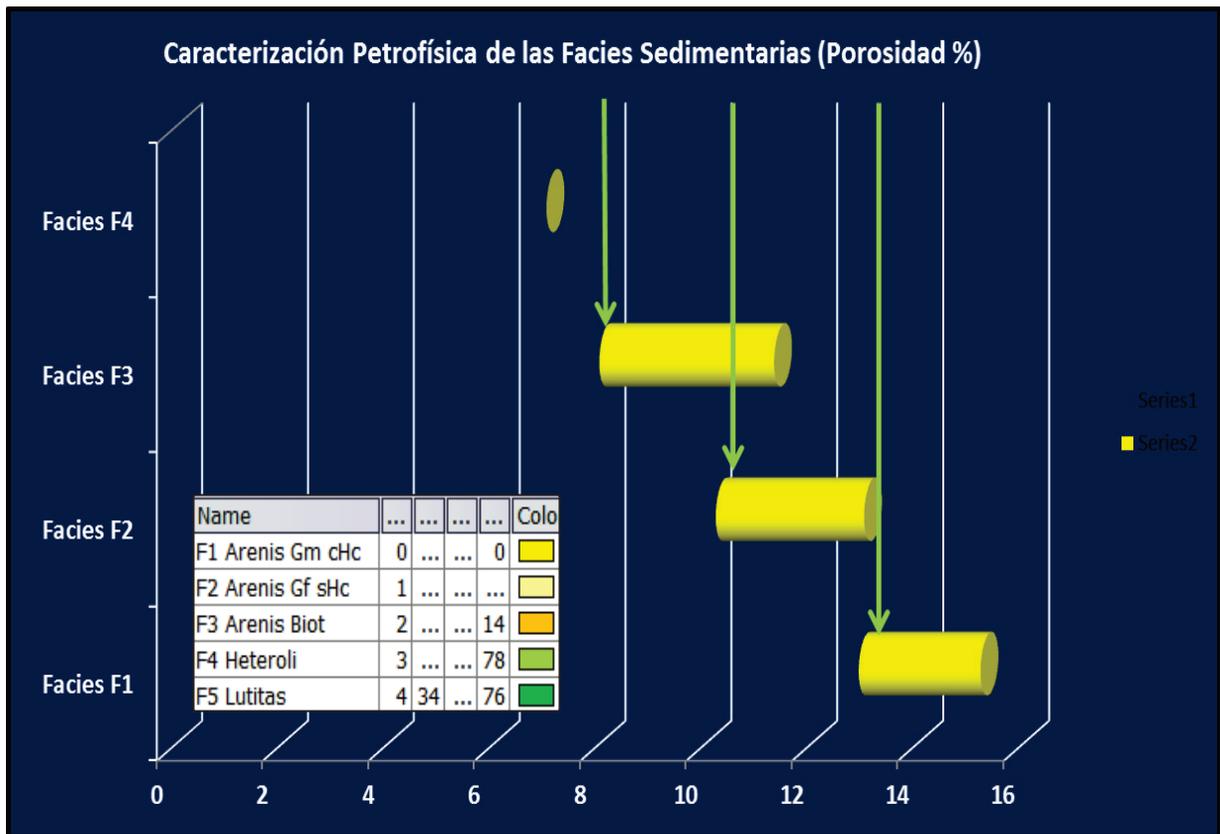


Figura 8. Facies Sedimentarias interpretadas en núcleos en función de porosidad.

Fuente: Baker Hughes, 2015

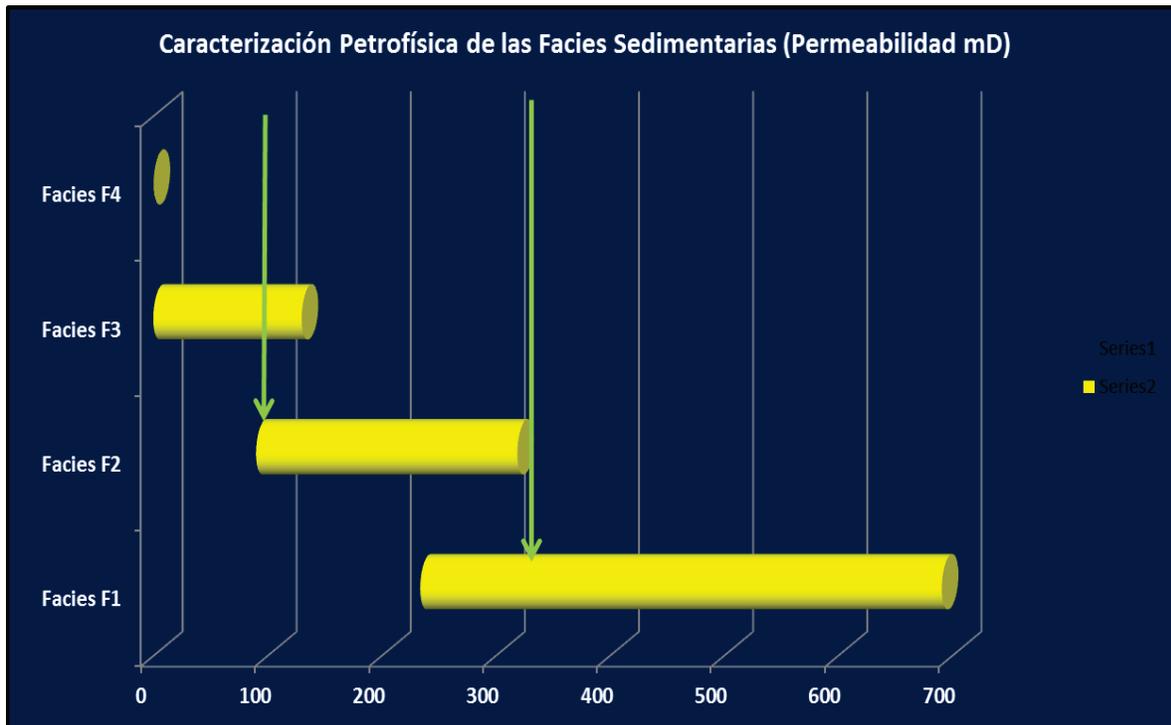


Figura 9. Facies Sedimentarias interpretadas en núcleos en función de permeabilidad

Fuente: Baker Hughes, 2015

Ambiente Sedimentario

Los cuerpos sedimentarios encontrados en el reservorio corresponden a: canales de marea, canales estuarinos, barras arenosas y niveles arcillosos asociados al shore-face. En base a estos cuerpos sedimentarios, el ambiente al que corresponde el reservorio es de tipo transicional estuarino.

Asociación de Facies Sedimentarias y Codificación de Curvas Discretas

Definidas las facies sedimentarias y el ambiente en el Pozo R-22, se asoció las facies en familias correspondientes a subambientes de depósito de una secuencia transgresiva. En la figura 10 se observa en el cuarto track las facies sedimentarias interpretadas en el núcleo, en el tercer track la asociación de facies sedimentarias, en donde hacia la base representadas en color amarillo y con el número 1 están los canales de marea, seguido de depósitos estuarinos (número 2-color naranja) y finalmente hacia el tope de la unidad depósitos arenosos de barras distributivas y canales de marea (número 3-color crema), existen también intercalaciones de arcillas marino someras con mayor predominancia hacia el tope de la unidad (color verde). Estas asociaciones de facies fueron interpretadas en cada uno de los pozos del área del proyecto.

Los análisis sedimentológico de núcleos y el modelo estratigráfico detallado, permitió definir la arquitectura externa e interna de los cuerpos sedimentarios que conforman los yacimientos; con la finalidad de extender la interpretación de las Asociaciones de Facies Sedimentarias a todos los pozos, se utilizó el análisis de las electroformas, codificándola mediante una curva tipo discreta honrando los tipos de Asociación de Facies o cuerpos sedimentarios propuestos por el modelo sedimentológico, Canales estuarinos, Canales de mareas, Barras de marea y depósitos arcillosos del Shore Face.

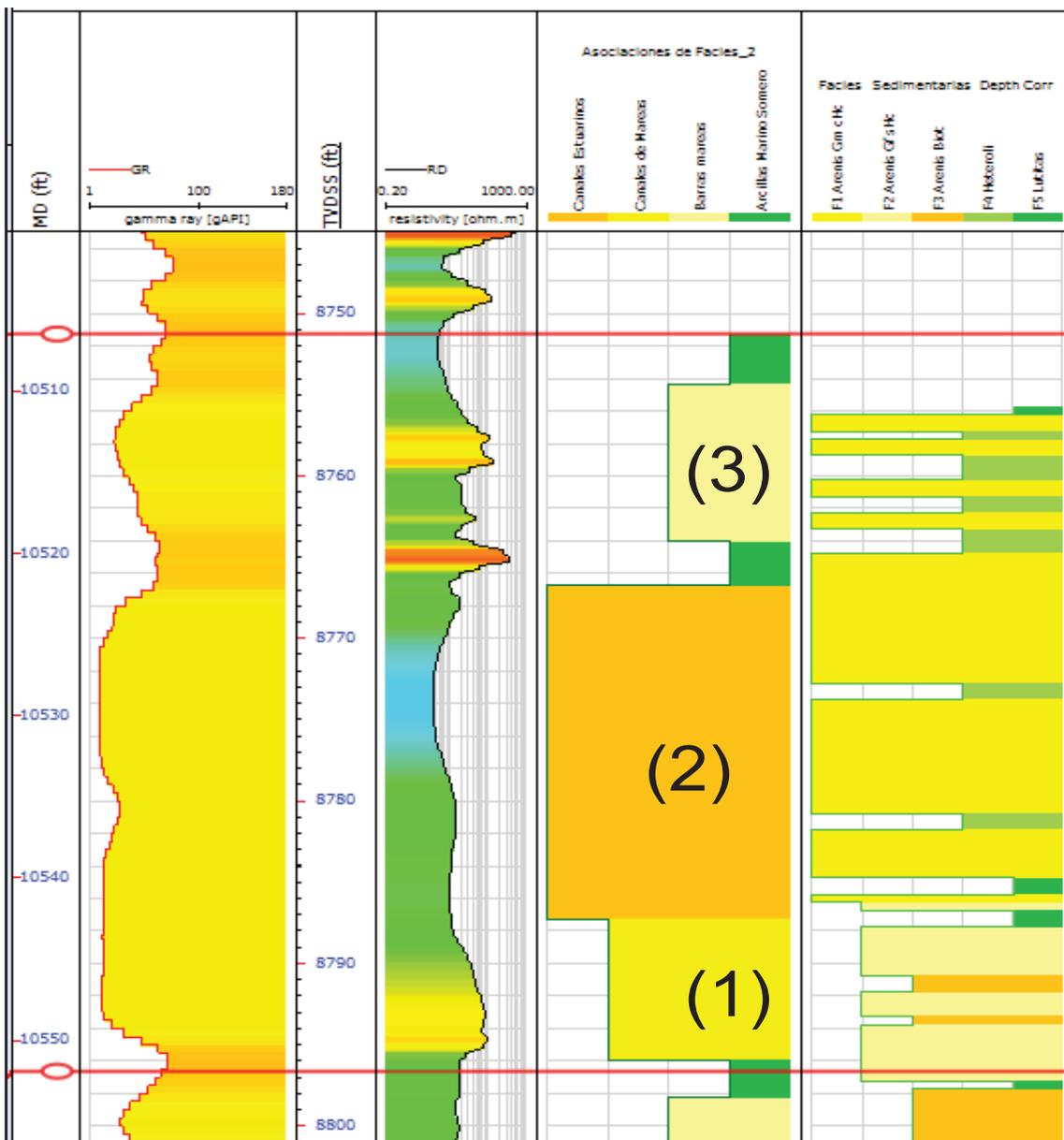


Figura 10. Pozo R-22, Track 1-GR, Track 2-RD, Track 3-Asociación de facies, Track 4-facies sedimentarias interpretadas en el núcleo

Fuente: Baker Hughes, 2015

Correlaciones Estratigráficas

Se revisaron los topes estratigráficos correspondientes al tope y base de la Arenisca A; se realizaron algunos ajustes mínimos. Con la finalidad de determinar las extensiones laterales de los cuerpos sedimentarios que conforman los yacimientos, se realizaron secciones estratigráficas interpretadas detalladamente en dirección O-E y S-N.

Para mayor detalle se pueden revisar las secciones en el Anexo 3.

En base a la continuidad lateral de los cuerpos determinados en las secciones se interpreta la dirección preferencial de depósito NE-SO.

Elaboración de mapas paleogeográficos

A partir del análisis estratigráfico, el análisis de las Facies y sus Asociaciones, se generaron dos mapas paleogeográficos que honran la distribución en el espacio de las Asociaciones de Facies Sedimentarias y/o cuerpos sedimentarios.

Para un mejor entendimiento de la secuencia estuarina asociada a la unidad A, ésta fue subdividida en dos zonas. Se interpretó un mapa paleogeográfico para cada una de estas zonas. La zona inferior está compuesta por facies de canales estuarinos masivos, con esporádicos depósitos de barras de desembocaduras. Hacia la base las facies están asociadas a la boca del estuario por la presencia de facies muy proximales; Figura 11.

La zona superior está compuesta por facies estuarinas con mayor influencia de mareas, Barras de mareas y facies del canal estuarino, pero éstas últimas con menor potencia que hacia la base; ubicándola en una zona media de la boca del estuario. En esta secuencia las facies arcillosas del frente estuarino también se hacen más comunes; Figura 12.

En general, todos los cuerpos de esta secuencia presentan orientación N75E. Las zonas de canales estuarinos presentan grandes extensiones, cortadas por canales/barras de mareas, y con discontinuidades laterales que se transforman en cuerpos arcillosos marino somero. Los canales estuarinos presentan extensiones de 3.5 Km de largo y de 900 mts de ancho, con un espesor aproximado de 21 pies. Las zonas de canales de marea presentan extensiones de 3 Km de largo, 500 mts de ancho y 14 pies de espesor. Los cuerpos de barras de mareas presentan una longitud de 2.6 Km, 700 mts de ancho y 9 pies de espesor. Las asociaciones de facies correspondientes a arcillas marino somero presentan una longitud aproximada de 900 mts, 800 mts de ancho y 5 pies de espesor

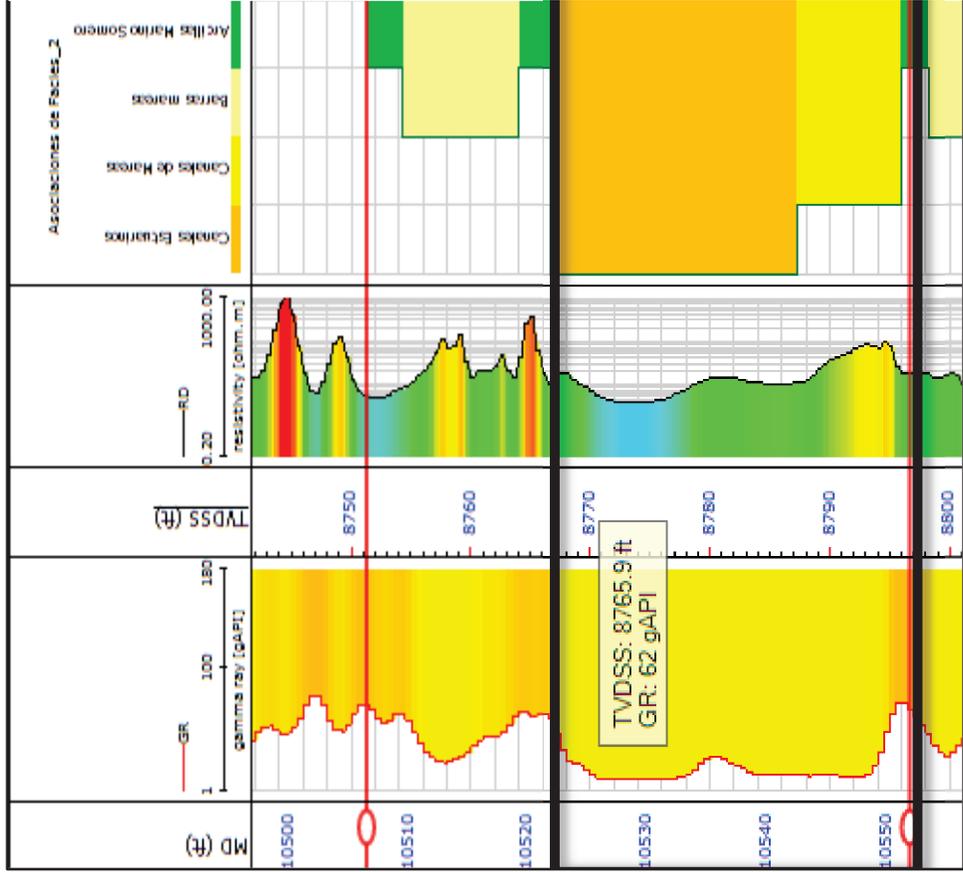
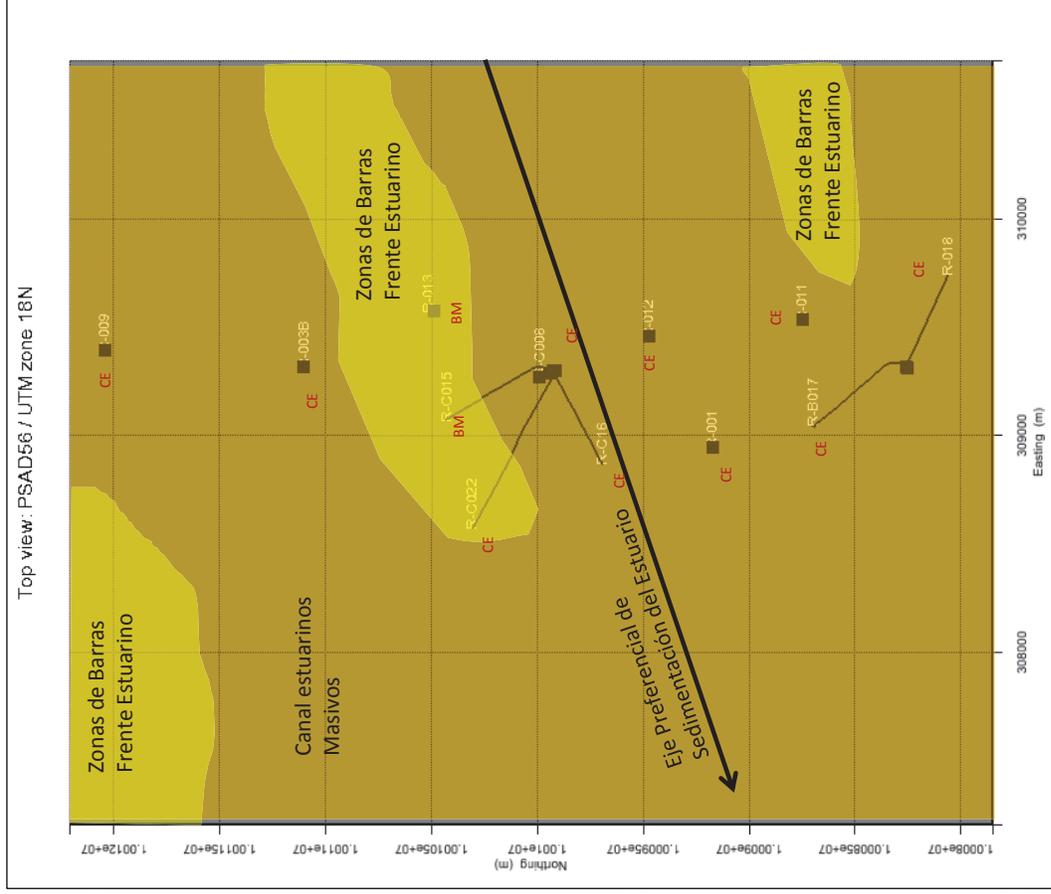


Figura 11. Mapa Paleogeográfico de la base de la Arenisca A

Fuente: Baker Hughes, 2015

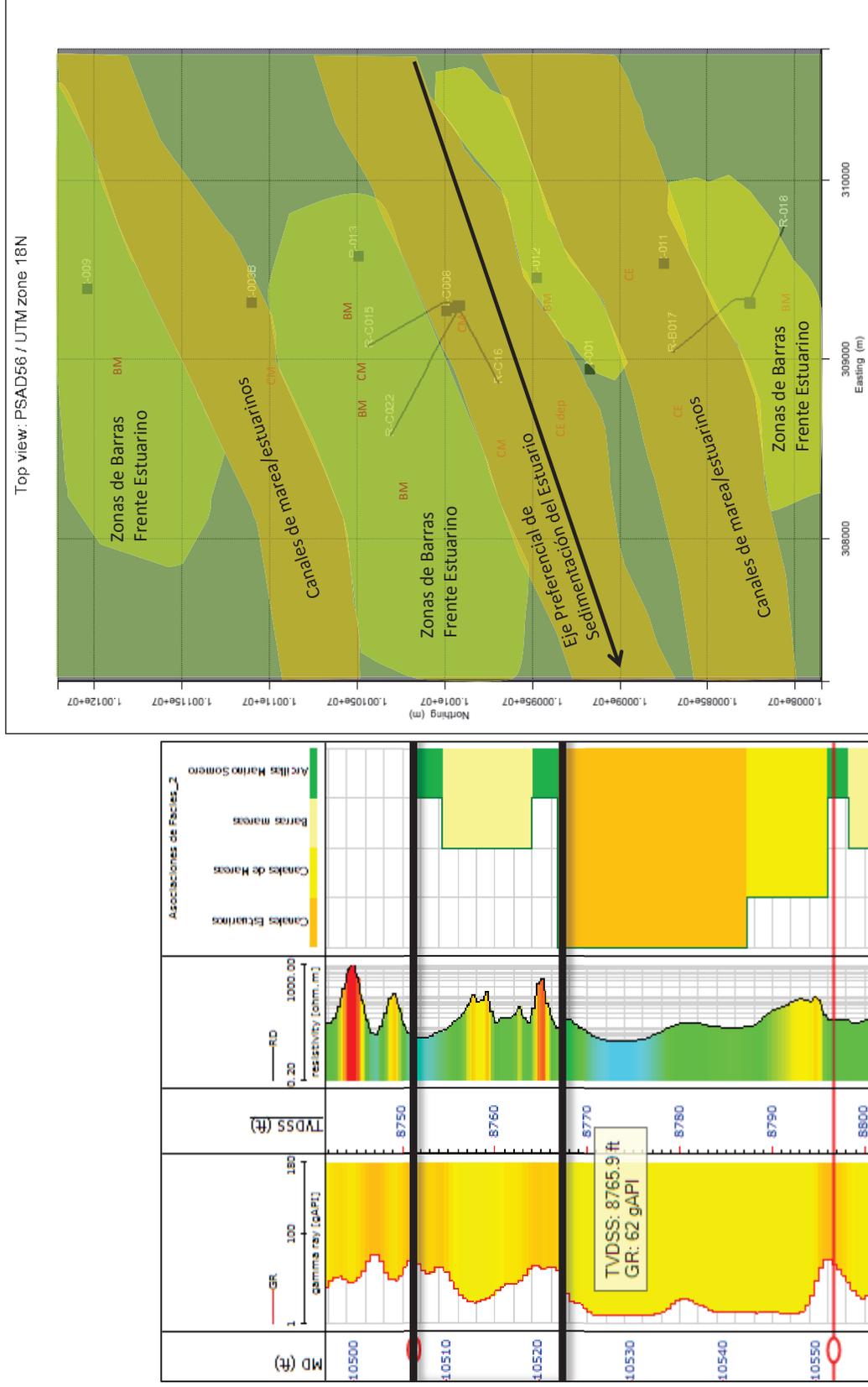


Figura 12. Mapa Paleogeográfico al tope de la Arenisca A

Fuente: Baker Hughes, 2015

Modelo Geocelular

Creación de la malla estructural

Se definió un polígono de modelamiento geológico para la zona de estudio considerando la inclusión de un área representativa para que el modelo dinámico pueda incorporar el efecto de bordes debido al movimiento de fluidos de los pozos aledaños que no se modelarán.

Selección del tamaño de celdas y Orientación del Modelo

La interpretación sedimentología propuso una dirección de sedimentación con una orientación preferencial de N75°E; Figura 13. Se realizaron varias pruebas para llegar a tener el tamaño óptimo de celda, que funcione para la simulación y que a la vez represente de manera precisa las heterogeneidades del yacimiento. Finalmente se tomó el tamaño de celda 25 m x 25 m.

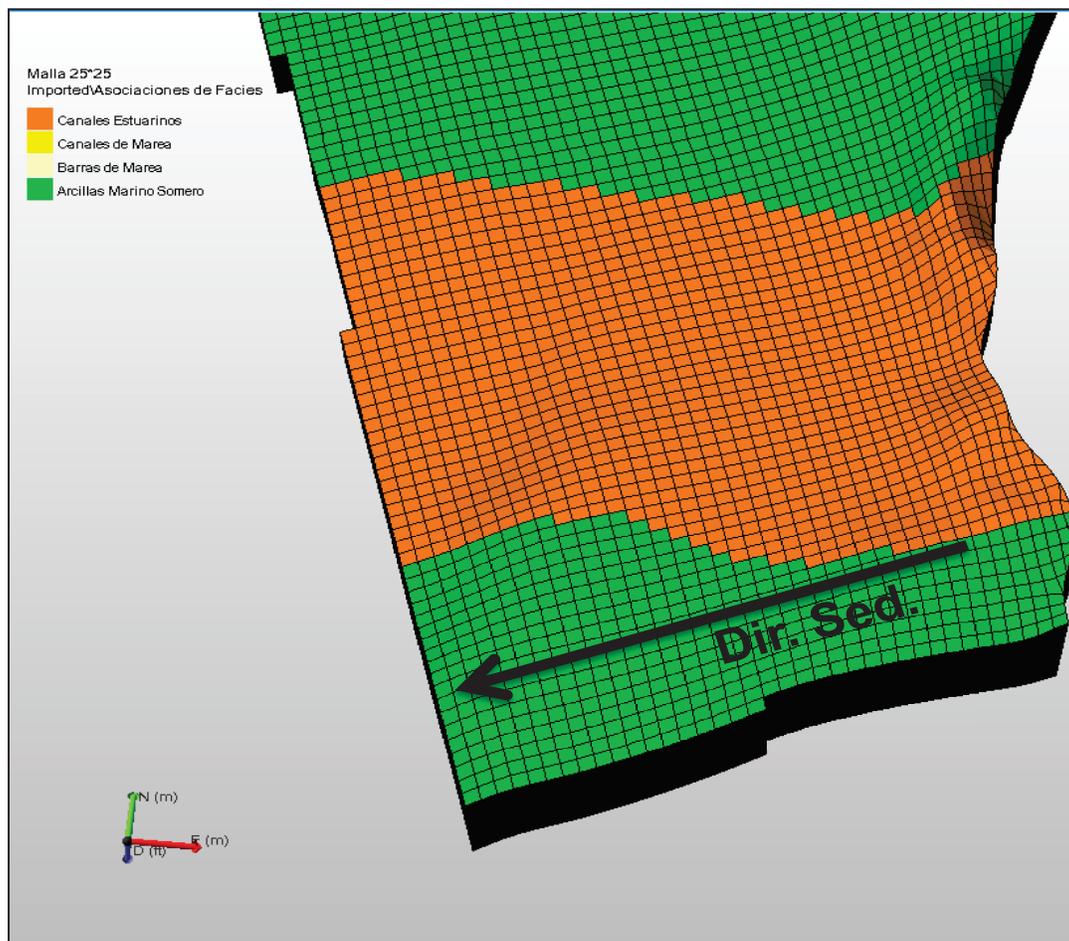


Figura 13. Dirección sedimentación del modelo

Fuente: Baker Hughes, 2015

Generación de Horizontes y Zonas

Como entrada al modelo estructural se utilizaron 2 superficies (1) Tope de A, (2) Base de A. Cada uno de estos horizontes sísmicos fue amarrado con su respectivo tope estratigráfico.

Resolución vertical del modelo y Tipo de Capas

La resolución vertical del modelo se determinó en función de los espesores de roca reservorio y sello promedio más delgados que existen en esta unidad.

El criterio para la selección de los tipos de capas (layering) para cada unidad fue el de mantener volúmenes promedios en cada unidad; es decir, evitar tener celdas contiguas con cambios drásticos en sus volúmenes. Como toda la unidad A muestra un espesor constante arealmente, se utilizó la opción “proportional”, calculando la cantidad de capas (layers) necesaria para tener 1.5 pies como espesor promedio (Figura 14).

En la figura 15 se observan los espesores de capa considerados en el modelo de aproximadamente 1.5 pies; de esta manera se están respetando las mínimas heterogeneidades verticales de facies. Existe muy buena concordancia entre las facies del registro y las escaladas, tanto en el pozo como con valores numéricos en un histograma.

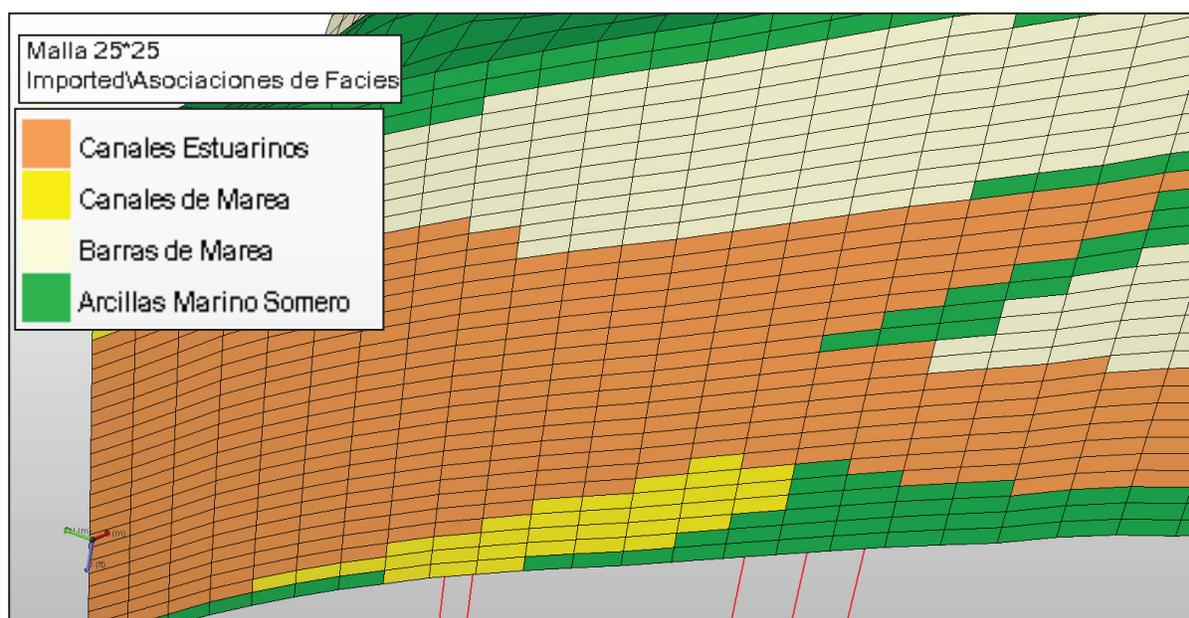


Figura 14. Definición de capas en el modelo

Fuente: Baker Hughes, 2015

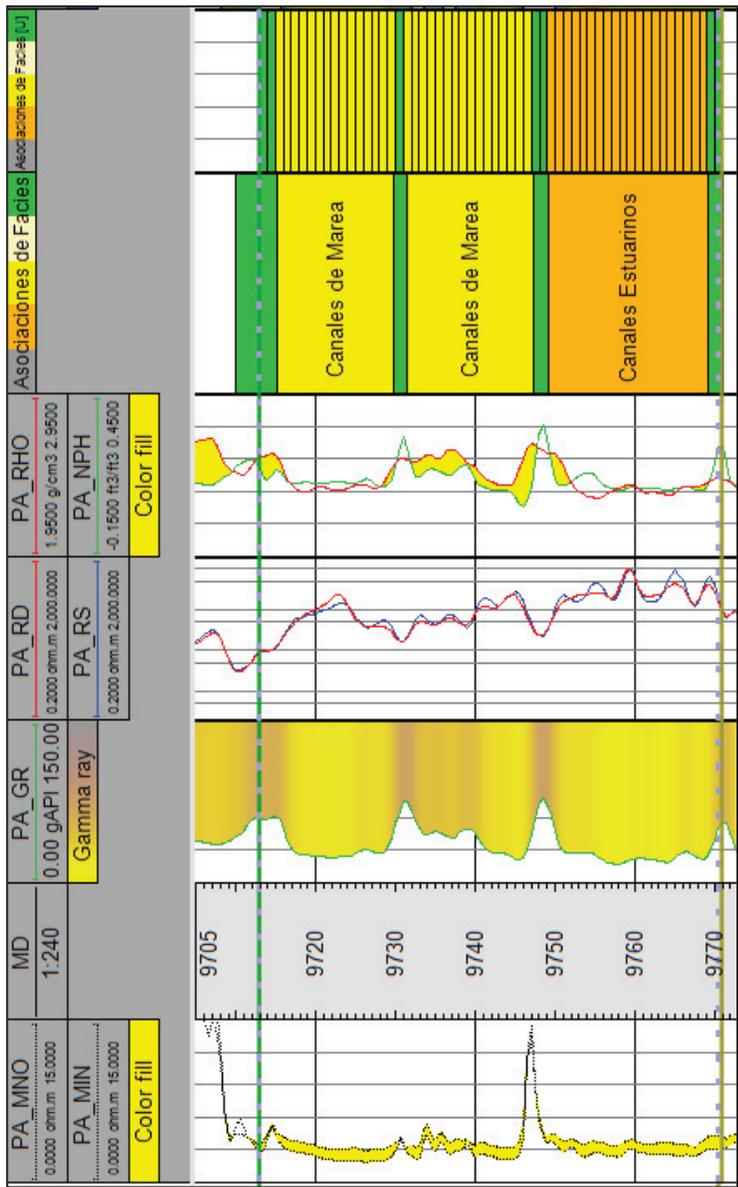


Figura 15. Resolución vertical mostrando la curva de asociación de facies escalada y su histograma

Fuente: Baker Hughes, 2015

Generación de Curva de Net Gross y tipo de roca

Para generar la curva de Tipos de roca en cada pozo se consideran los rangos definidos en el modelo sedimentológico. Para lo cual se usa la calculadora y el parámetro de la permeabilidad de cada pozo.

Para el caso de la curva NetGross, se realizó un análisis de las curvas VShale y su afectación a la permeabilidad, se constató que sobre 55% de VShale, la permeabilidad se reducía a 15 mD, siendo este un valor de corte en el núcleo donde ya no se presentan hidrocarburos. Por lo tanto se usó la calculadora para generar un curva de Arena Neta: "If (Vsh< 0.55 and Permeabilidad>15, 1, 0)". Esto generará una curva de forma discreta de ceros y unos, donde los unos representan las zonas que pasan los cortes de arena neta de pago.

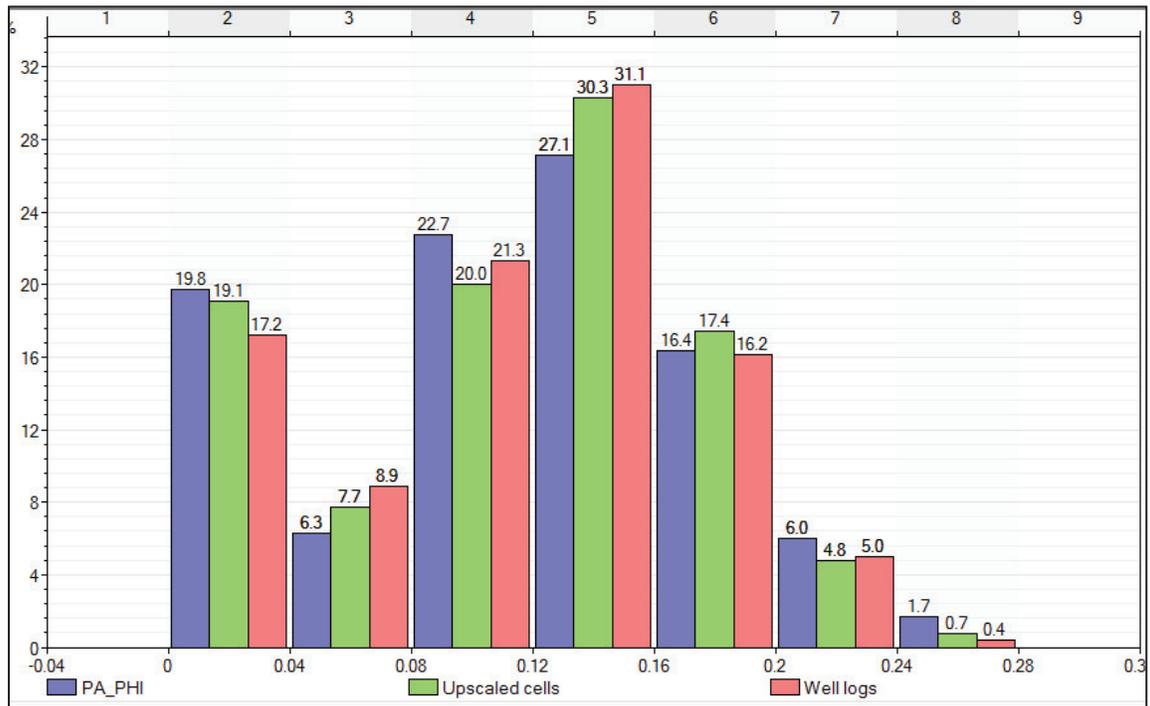
Escalamiento de registros

El procedimiento de escalamiento permite llevar los datos petrofísicos que normalmente están con una resolución de 1 pie a un valor promedio manejable para modelos geocelulares, que en este caso está definido en 1.5 pies por celda.

Para el caso de curvas con valores continuos como NetGross, porosidad y permeabilidad se realizó el escalamiento con la opción promedio aritmético. Para curvas de valores discretos como son las Asociación de facies y tipos de roca, lo común es utilizar el parámetro estadístico de la "moda", la cual generará el valor que más se repite, dentro del rango de 1.5 pies. Luego se realiza un control de calidad sobre los histogramas de la curva para comparar el porcentaje por facies del dato original contra el escalado, para estar seguros de representar la característica del yacimiento. En la figura 16 se muestra un ejemplo sobre el escalamiento resultante, donde las barras rojas muestran el histograma de frecuencia para el dato original y en color verde el resultante después del escalado, en el cuadro bajo la figura se muestra los valores promedio para el registro original y el escalado y la desviación estándar en estos.

Generación del Modelo de facies

Mediante correlaciones estratigráficas en dirección paralela y perpendicular a la sedimentación el modelo sedimentológico definió la morfología y dimensiones de los cuerpos sedimentarios (ancho, largo, espesor, sinuosidad); ver Tabla 4.



Name	Ty...	Min	Max	Delta	N	Mean	Std
Property	Cont.	0.0001	0.2418	0.2417	173811.0000	0.1105	0.0640
Upscaled	Cont.	0.0001	0.2412	0.2411	364.0000	0.1095	0.0671
Well logs	Cont.	0.0001	0.2435	0.2434	1176.0000	0.1088	0.0652

Figura 16. Histograma donde se muestran los porcentajes de los datos originales, escalados y poblados de porosidad

Fuente: Baker Hughes, 2015

Tabla 4. Dimensiones y dirección de los cuerpos sedimentarios a modelar

Asociación de facies	Longitud	Ancho	Espesor	Dirección
	metros	metros	pies	°
Canales estuarinos	3500	900	21	S75°W
Canales de marea	3000	500	14	S75°W
Barras de marea	2600	700	9	S75°W
Arcillas Marino Somero	900	800	5	S75°W

Fuente: Baker Hughes, 2015

Se usó el algoritmo de modelado por objetos, para modelar las asociaciones de facies usando como entrada la tabla anterior, y ajustando estos valores para generar un modelo de facies que cumpla con los requerimientos del modelo estático y de un modelo dinámico.

A continuación se muestra una vista lateral y desde arriba del modelo de facies tridimensional donde se observa la morfología de los cuerpos y su continuidad lateral.

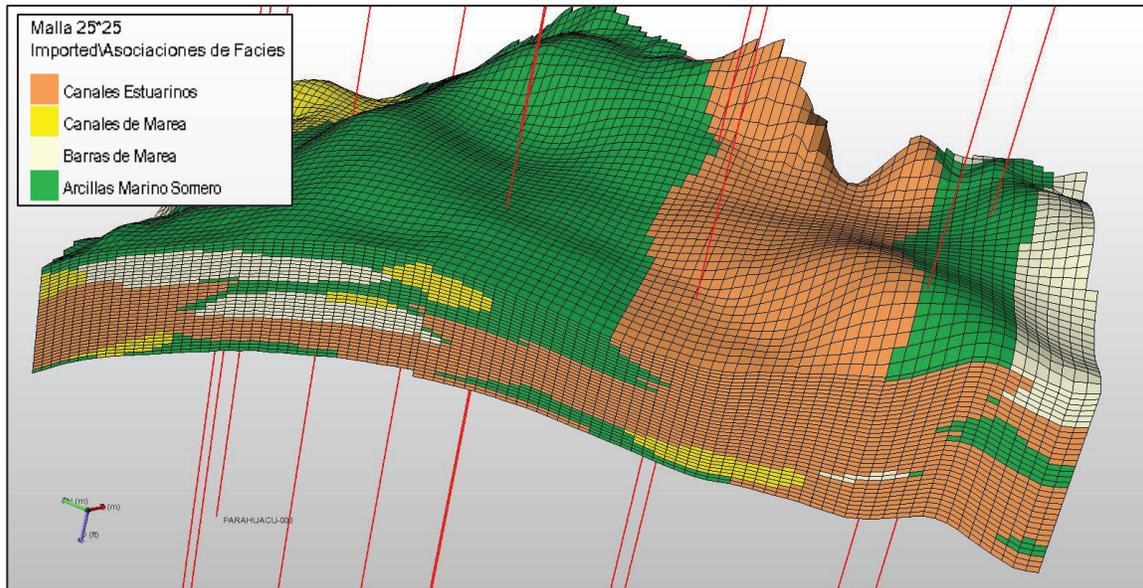


Figura 17. Modelo de Asociación de facies poblado, vista superior y lateral.

Fuente: Baker Hughes, 2015

Generación del modelo Tipos de Roca

El modelo de tipos de roca se generó utilizando el algoritmo Sequential Gaussian Simulation (SGS) el cual permite distribuir los tipos de roca definidos en el modelo sedimentológico. Se generaron variogramas donde se ajustaron los valores correspondientes a rangos mínimos y máximos considerando la distribución de los tipos de roca dentro de cada ambiente de depósito.

Como se observa en la figura 18 y a manera de control de calidad se revisó la distribución teórica lateral/vertical de los tipos de roca de un canal estuarino (izquierda en figura 18) y se comparó con la curva de distribución vertical de tipos de roca del modelo (derecha en figura 18). Con esto se puede constatar que la distribución de facies de los canales estuarinos del campo Renacer está acorde a la distribución de facies teórica.

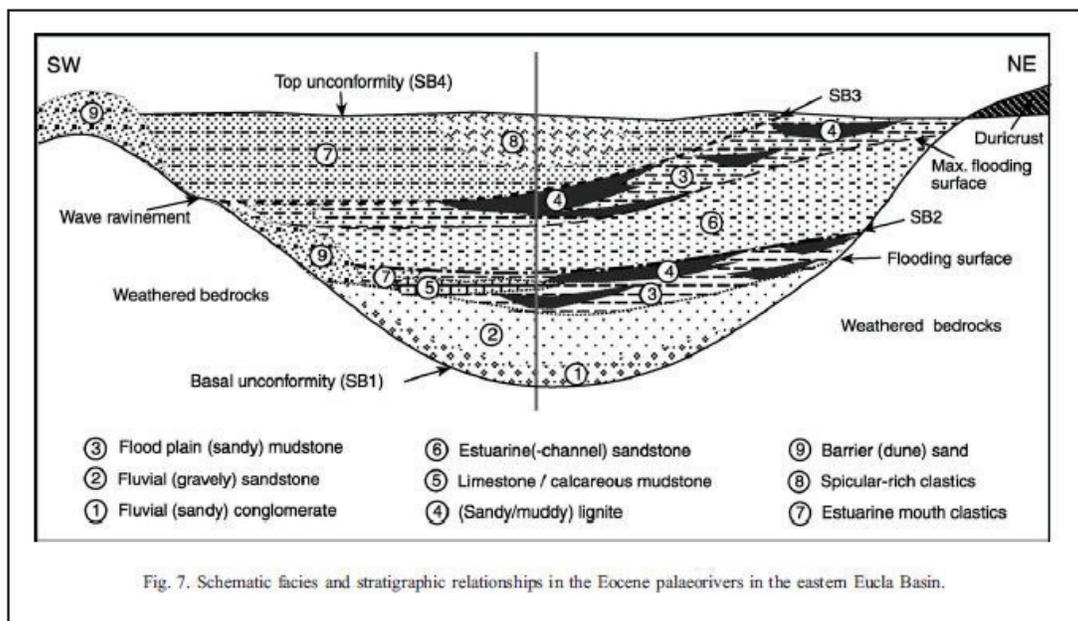
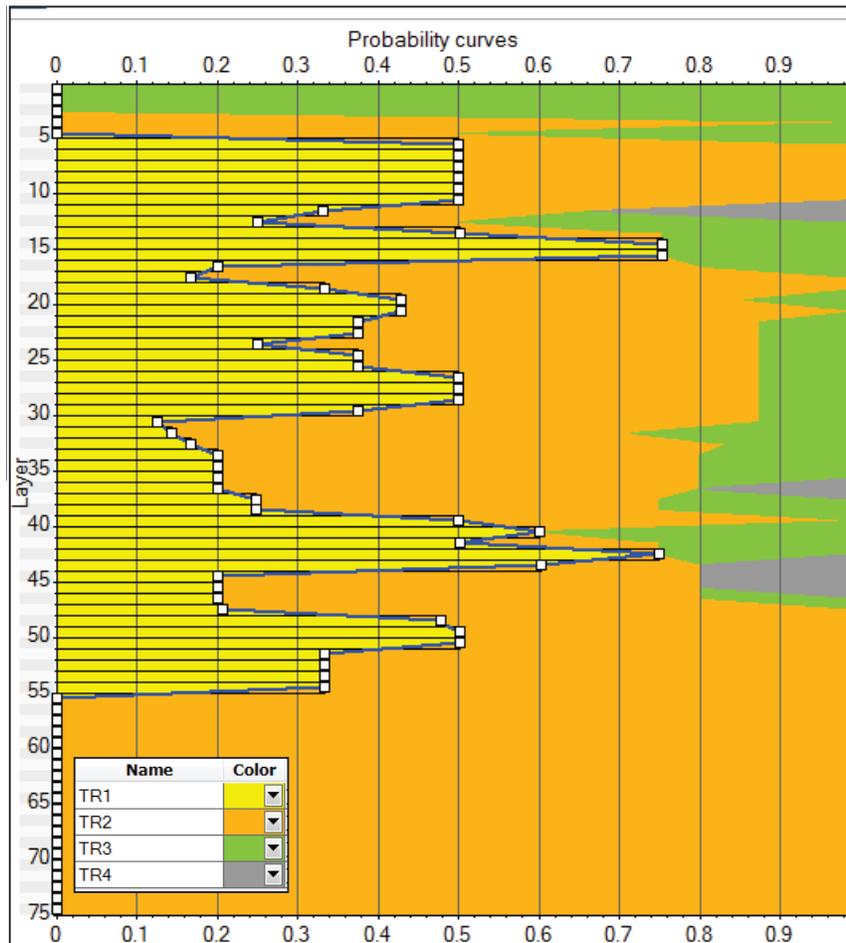


Figura 18. Esquema de facies - relaciones estratigráficas de un canal estuarino (abajo) y distribución de tipos de roca dentro de las facies de canal estuarino del modelo geocelular (arriba)

Fuente: Baker Hughes, 2015

Generación del Modelo de Porosidad

Para poblar el modelo de porosidad se utilizó el algoritmo de Sequential Gaussian Simulation. La distribución fue realizada a partir de los registros escalados de porosidad de cada pozo y condicionado a los modelos previamente poblados de facies y tipos de roca. Para validar morfología de los cuerpos y mejores tipos de roca con porosidades altas y viceversa. El crossplot generado para control de calidad del modelo poblado se observa en la Figura 19, se constata que los valores de porosidad altos corresponden a los mejores tipos de roca tanto en los registros escalados como en el modelo poblado.

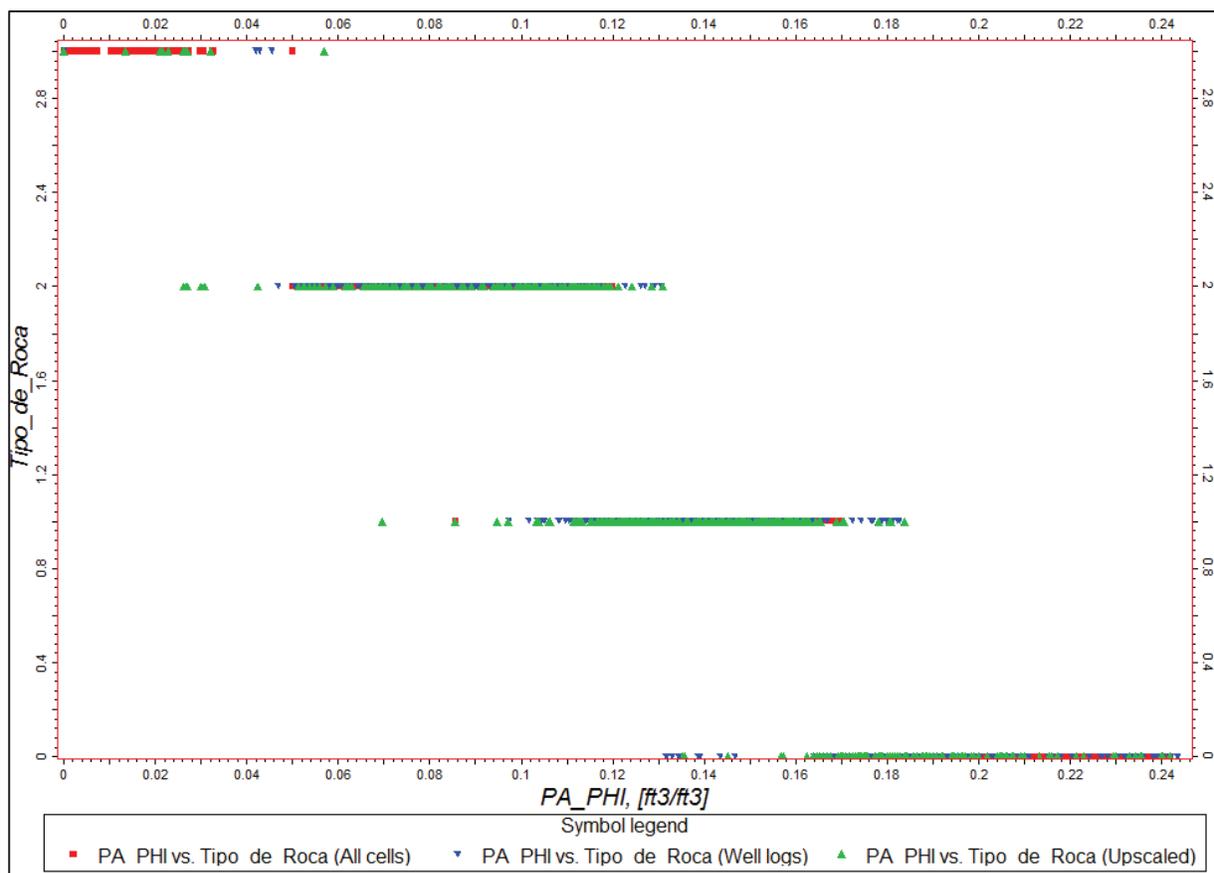


Figura 19. Rangos de porosidad para cada tipo de roca, según el análisis de núcleos y el de registros petrofísicos

Fuente: Baker Hughes, 2015

En la Figura 20 se observa la distribución de la porosidad en el modelo en una vista superior y lateral, se muestra total coincidencia con el modelo de facies y tipos de roca.

Dentro del modelo de porosidad, los valores más altos corresponden a canales estuarinos y barras mareales y los valores más bajos a arcillas marino somero.

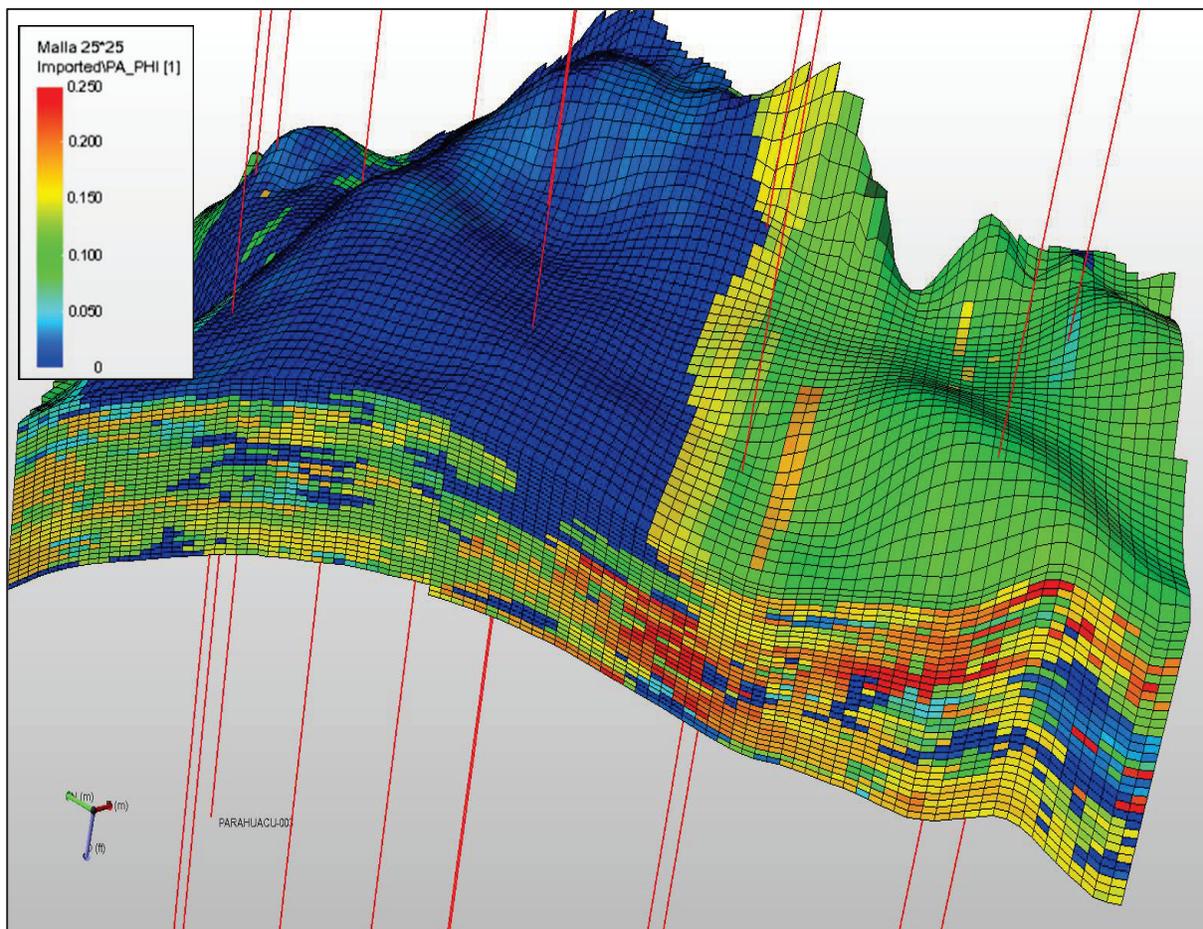


Figura 20. Modelo de Porosidad poblado, vista superior y lateral.

Fuente: Baker Hughes, 2015

Generación del Modelo de Permeabilidad

Para generar el modelo de permeabilidad, se utilizó el algoritmo de Sequential Gaussian Simulation, condicionado al modelo de facies y tipos de roca. Adicional se utilizó un crossplot entre porosidad y permeabilidad para que estos datos en todo el modelo siempre estén dependientes uno del otro; Figura 21. En este crossplot se identifican claramente las familias de tipo de roca con diferente color las cuales tienen rangos de permeabilidad y porosidad establecidos. En la Figura 22 se observa la distribución de la permeabilidad en el modelo en una vista superior y lateral. Se muestra total coincidencia con el modelo de facies, tipos de roca y porosidad.

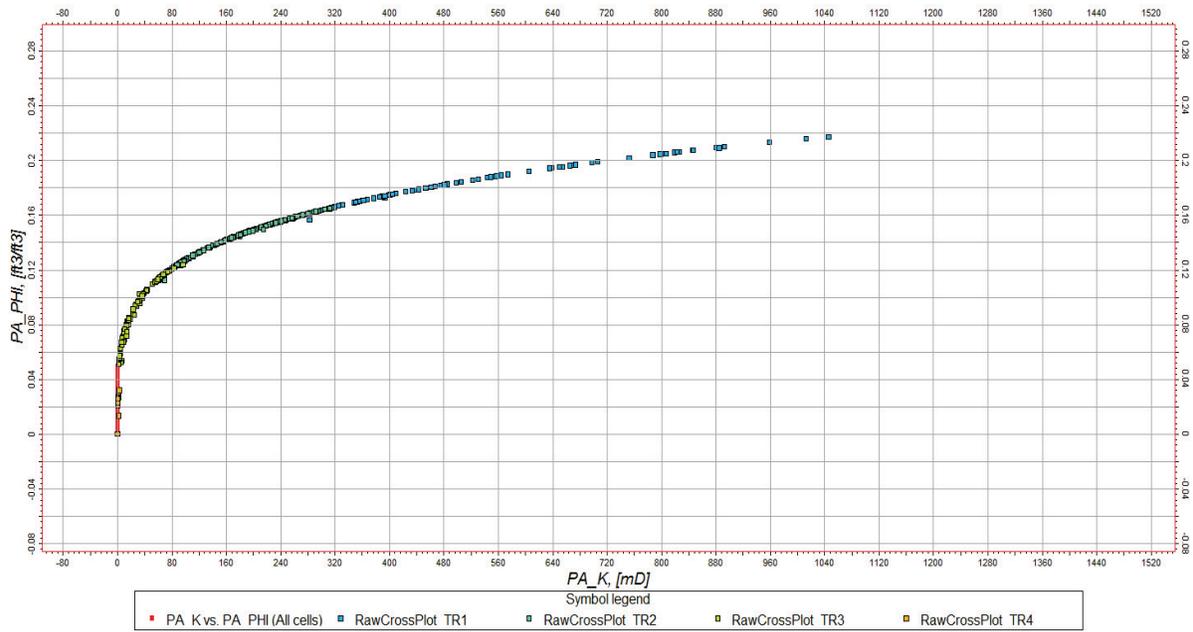


Figura 21. Crossplot porosidad versus permeabilidad para cada tipo de roca

Fuente: Baker Hughes, 2015

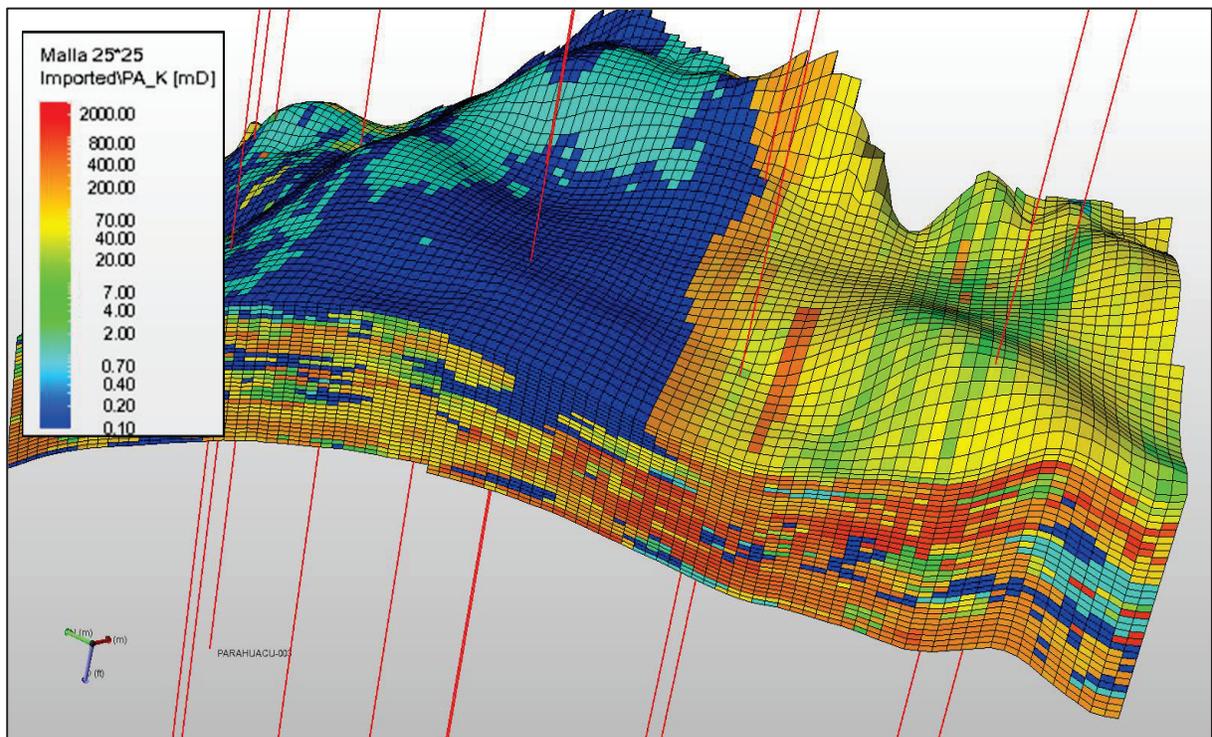


Figura 22. Modelo de Permeabilidad poblado, vista superior y lateral.

Fuente: Baker Hughes, 2015

Generación del modelo de NetGross

Para generar la malla de NetGross se consideró el tipo de roca, para los tipos de roca 1, 2 y 3 con buenas a moderadas características petrofísicas se asignó el valor de 1 en Net Gross y para el tipo de roca 4 se asignó el valor de 0.

Como el modelo de tipo de roca condiciona los modelos de porosidad, permeabilidad, el NetGross también valida a estos modelos.

En la Figura 23 se observa la distribución del NetGross en el modelo en una vista superior y lateral, mostrando total coincidencia con el modelo de facies, tipos de roca, porosidad y permeabilidad.

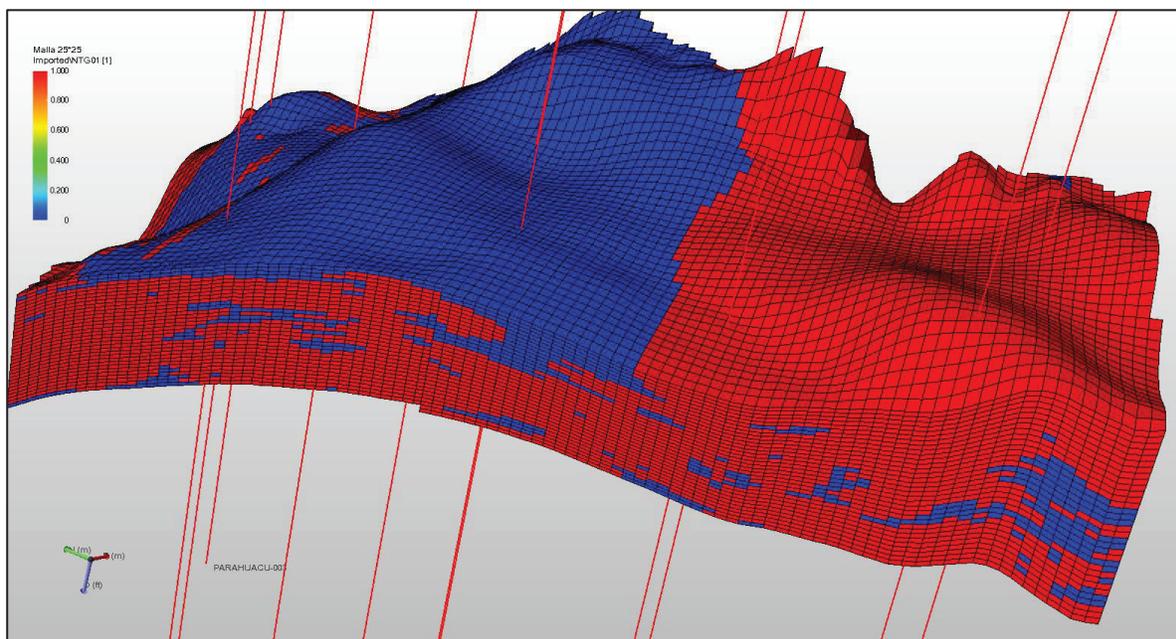
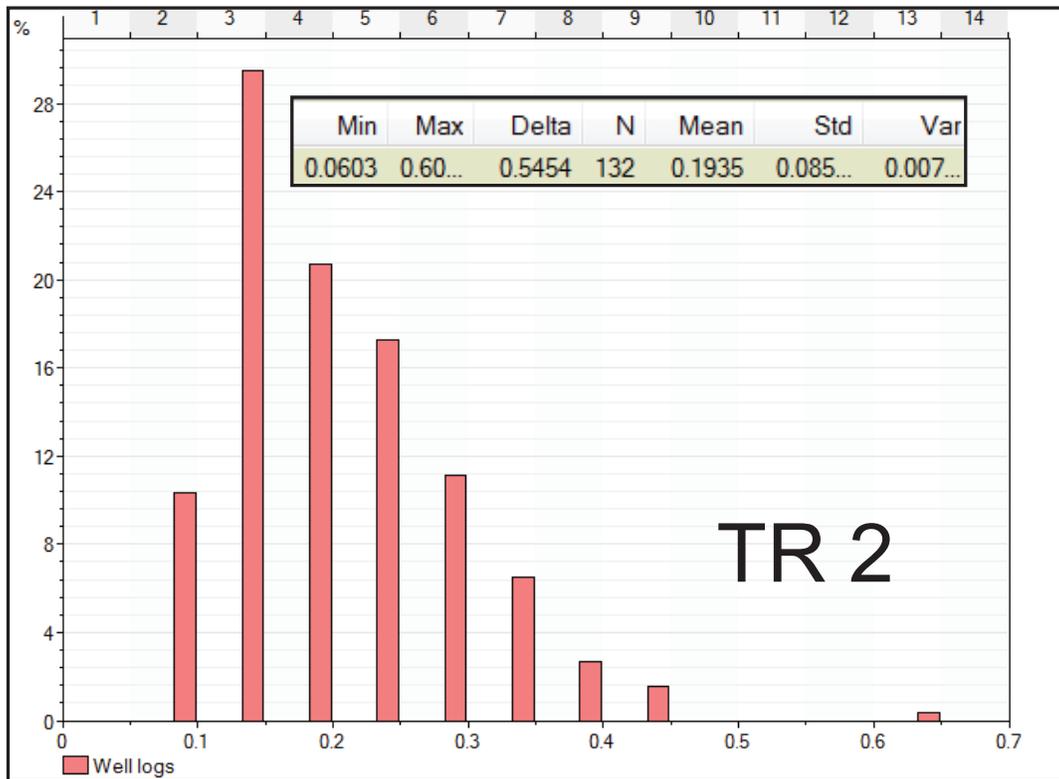
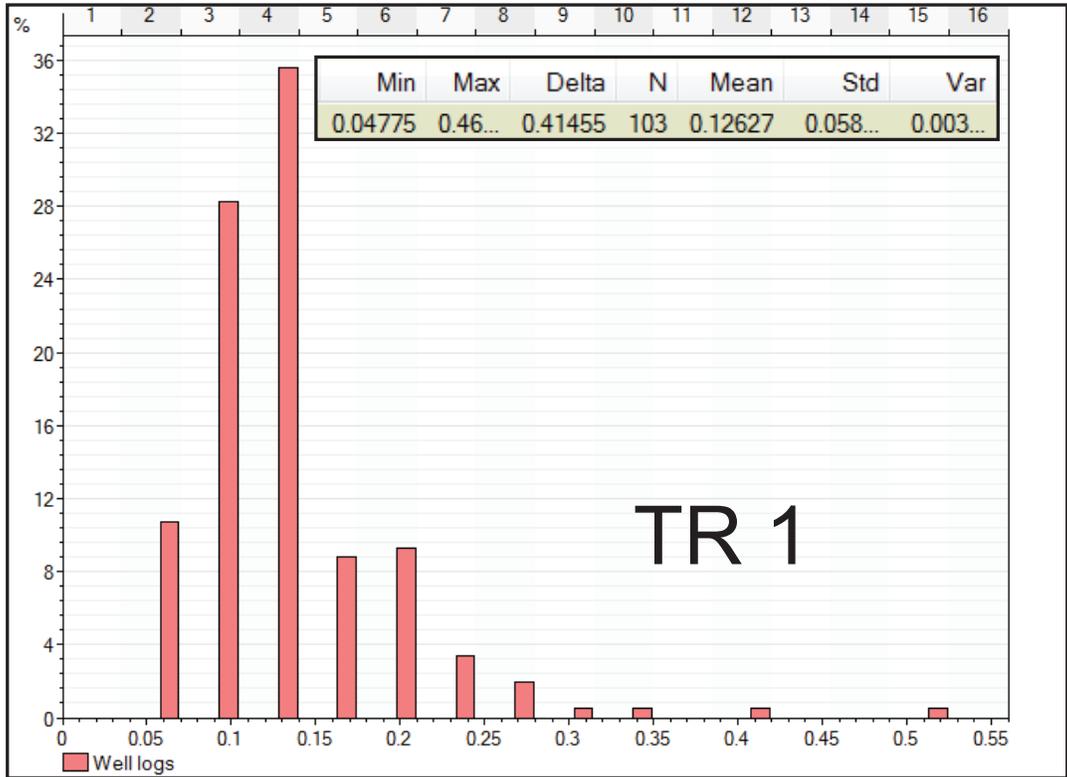


Figura 23. Modelo de NetGross poblado, vista superior y lateral

Fuente: Baker Hughes, 2015

Generación del Modelo Saturación

Para el modelo de saturación se definió un rango de saturación para cada tipo de roca, estos rangos se obtuvieron a partir del escalamiento del registro de saturación para los primeros pozos perforados que no están afectados por la modificación de la saturación de agua a causa de la producción. La figura 24 muestra los histogramas con su respectiva estadística (máximos, mínimos y promedios para cada tipo de roca).



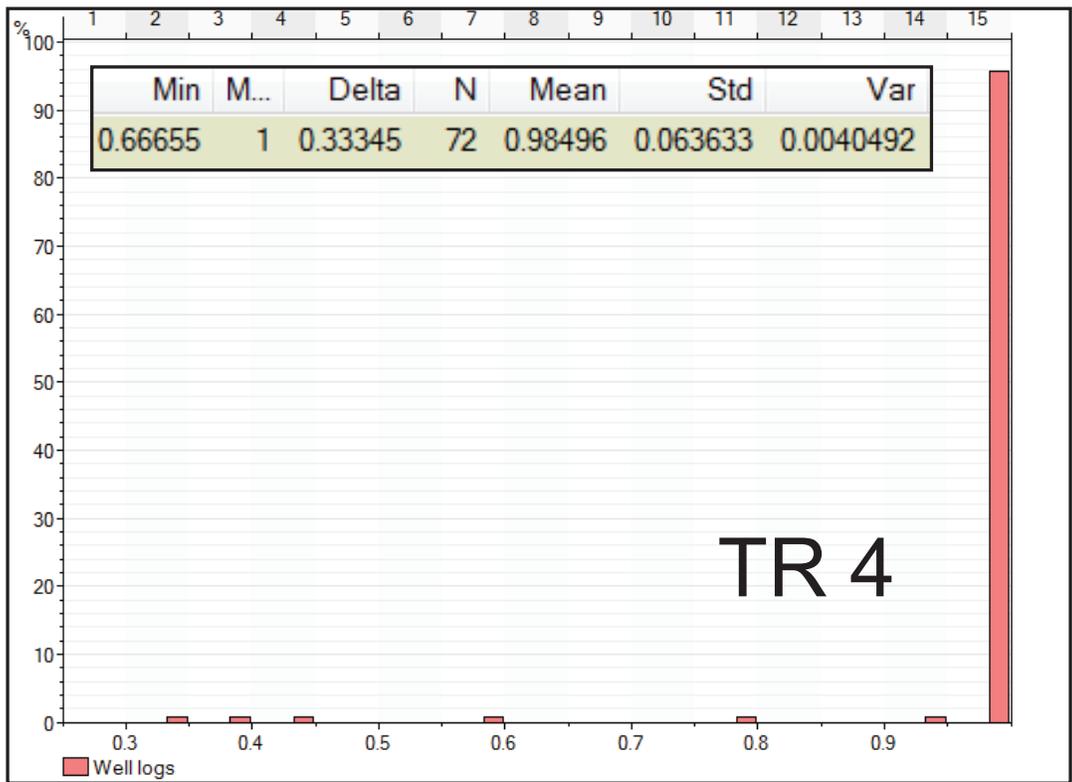
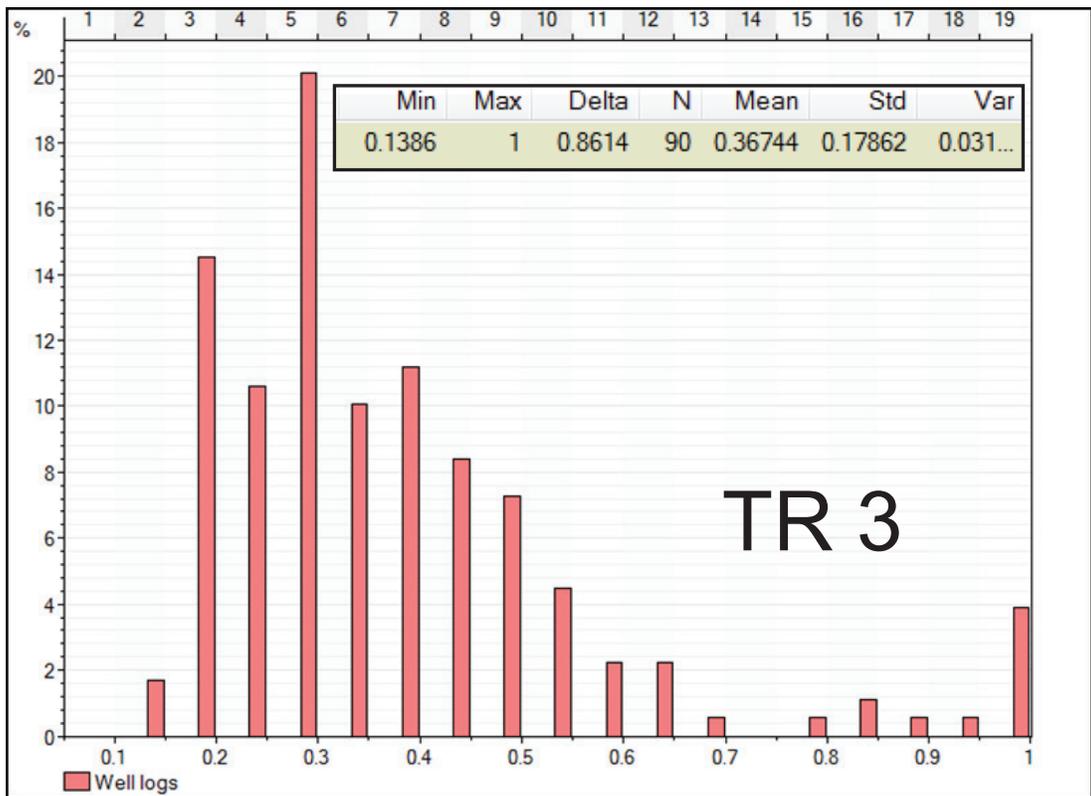


Figura 24. Histogramas donde se muestran los rangos de Saturación de agua para cada Tipo de roca

Fuente: Baker Hughes, 2015

Para la población de la saturación, se consideró un crossplot entre permeabilidad y saturación de agua y se condicionó a la población de saturación a este crossplot. Para el Tipo de roca 4 que corresponde a roca no reservorio se asignó un valor de Sw igual a 1: Figura 25.

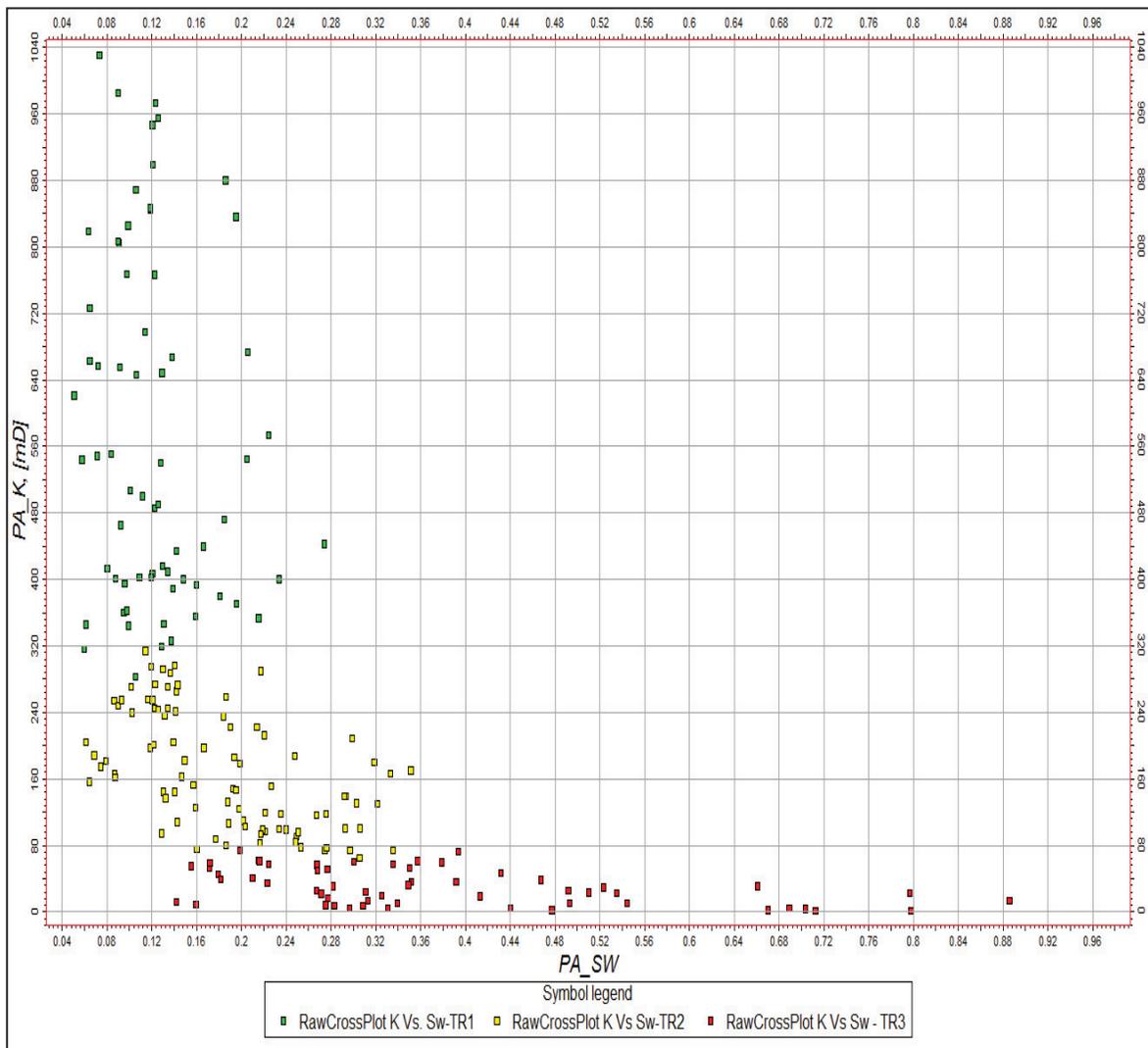


Figura 25. Crossplot entre permeabilidad y Saturación de agua, se muestran correlaciones para cada tipo de roca

Fuente: Baker Hughes, 2015

En la Figura 26 se observa la distribución de la saturación en el modelo en una vista superior y lateral, se muestra total coincidencia con el modelo de facies, tipos de roca, porosidad y permeabilidad.

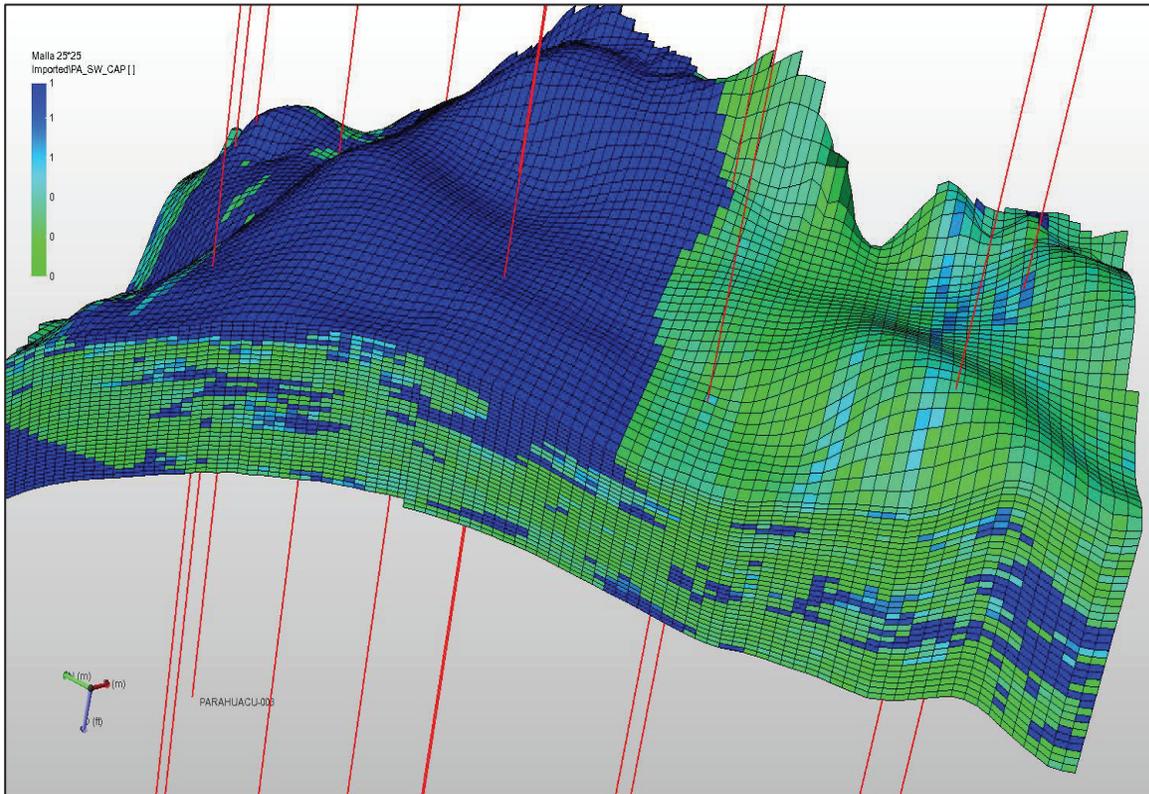


Figura 26. Modelo de Saturación de agua poblado, vista superior y lateral

Fuente: Baker Hughes, 2015

Definición del Contacto Agua Petróleo

Para definir el CAP original del campo se revisaron todos los pozos y se ubicó el LIP más bajo en el pozo Renacer 3B a la profundidad de -8802 TVDSS; por lo tanto, a pesar de no conocer con certeza donde está el contacto original se partirá de este valor para el cálculo de POES en este sector.

Cálculo de POES

Para el cálculo de POES se consideró la malla de porosidad, NetGross, saturación y contacto agua petróleo, y el factor volumétrico de 1.21 encontrado en informes anteriores.

Se corrieron varias realizaciones variando la semilla de población en cada una de las mallas de propiedades, generando un set de probabilidades, y variando la profundidad del CAP. En la figura 27 consta un histograma con los valores de POES generados a partir de la variación de las propiedades.

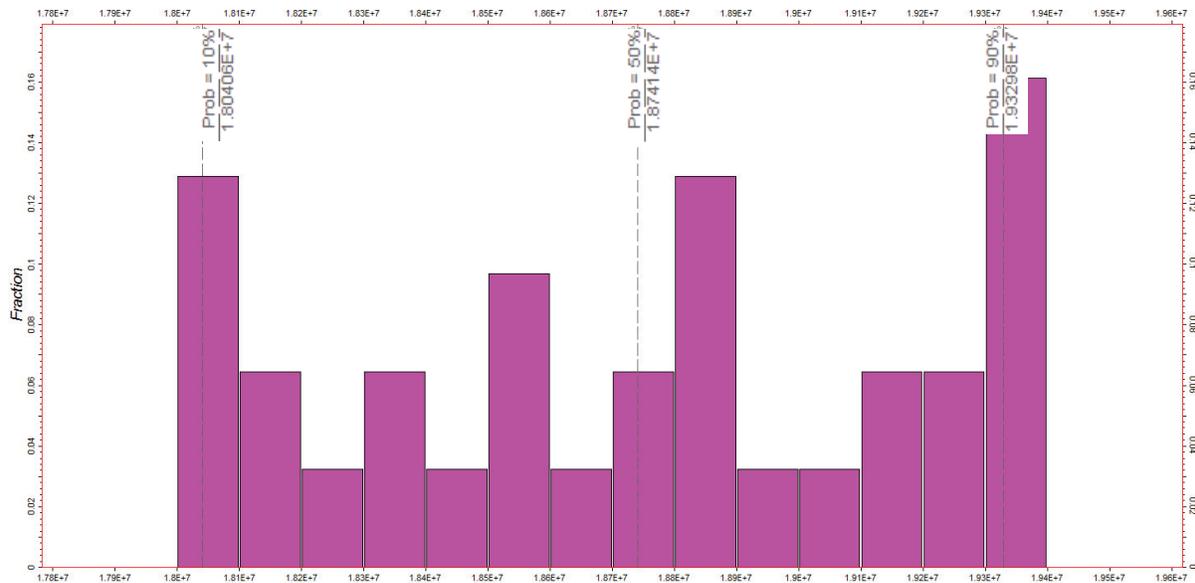


Figura 27. Probabilidades para el cálculo de POES

Fuente: Baker Hughes, 2015

3.3 Modelo Dinámico

Control de calidad de los datos disponibles para realizar el proceso de ajuste histórico de campo

Se validó la producción, presión, análisis PVT y núcleos para conocer la incertidumbre en cada uno de estos factores y su influencia en la reproducción de historia de producción de fluidos y presiones.

Producción

Como parte de la simulación matemática se realizó una revisión del histórico de producción en el yacimiento A de cada uno de los pozos incluidos en el área de interés. En la figura 28 se muestra un mapa de burbuja de acumulados de petróleo del reservorio A. Los pozos de mayor acumulado de petróleo coinciden con las zonas de mejor calidad de arena en el modelo geocelular y con la respuesta de la simulación dinámica.

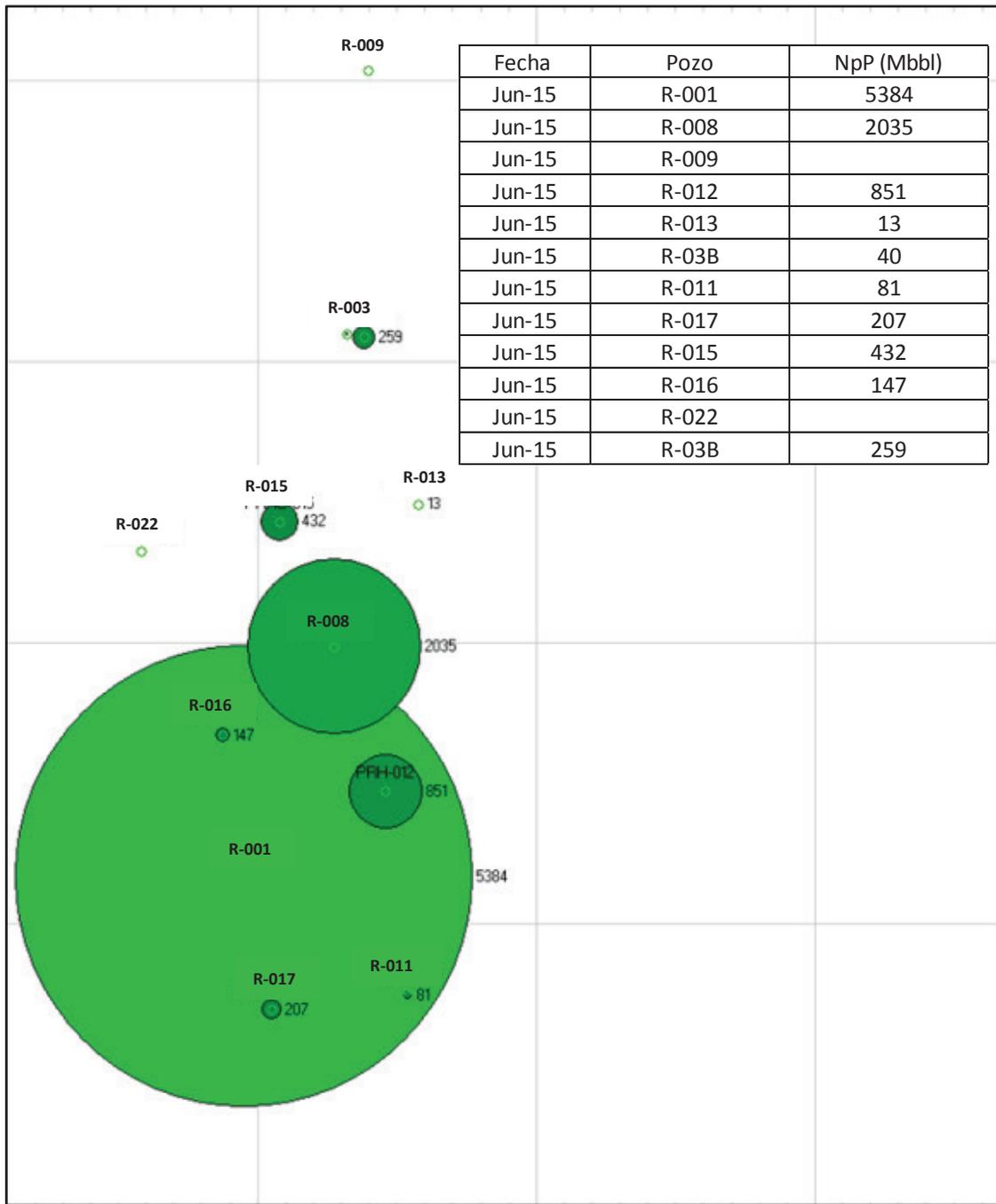


Figura 28. Estatus de pozos @ Junio 2015

Fuente: Baker Hughes, 2015

Estimación de Presión de reservorio en el área

Para estimar un valor de presión de reservorio en el área de análisis, se tomó como referencia la base de datos de presión. Se realizó una selección de los datos que consideran al reservorio A. Mediante la estimación e interpolación se obtuvo un valor de presión de reservorio proyectado @ Junio 2016 entre 1150 y 1200 psi.

Análisis de Declinación DCA grupo de pozos en el área de estudio

Se generaron tres sensibilidades de declinación: caso optimista, medio y pesimista. En la figura 29 se observa el comportamiento de la producción histórica de los pozos del área de análisis. La declinación tiene un periodo referencial: en el caso pesimista se ha tomado desde 1978 a 1986; para el caso optimista desde 1989 hasta 1996; y para el caso medio se ha considerado un periodo más largo y promedio desde el año 1978 al 1998.

Los valores estimados de EUR en cada uno de los casos se observan en la parte inferior de la figura 29.

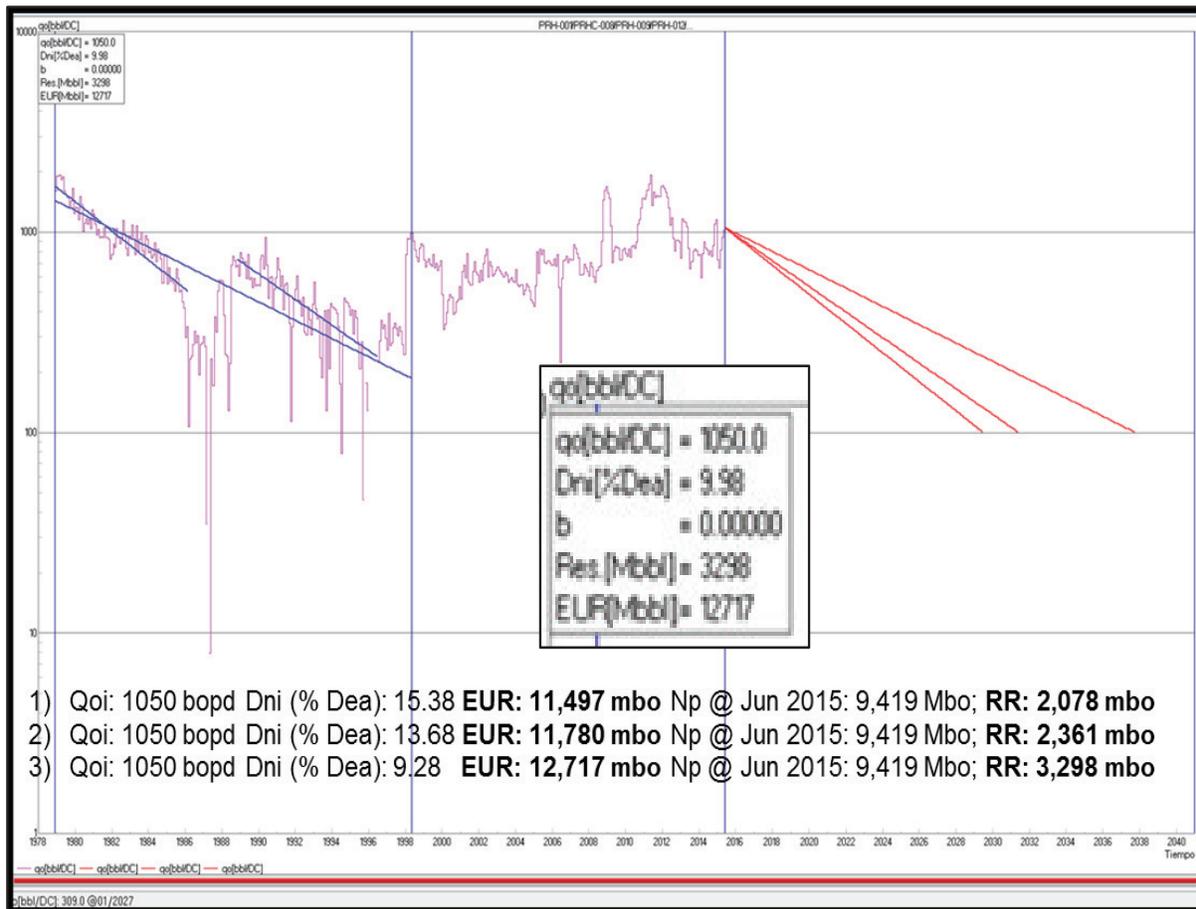


Figura 29. Caso pesimista, medio y optimista de estimación de reservas

Fuente: Baker Hughes, 2015

El caso medio se emplea para la comparación con los resultados de la simulación matemática considerando que la estimación se trata únicamente de reservas Probadas Produciendo.

Presión

Se tomaron los históricos de presión validados y llevados al Datum en estudios previos y que sirvieron para definir las condiciones iniciales del yacimiento y, más adelante, como parámetro de cotejo para el yacimiento e individualmente en cada uno de los pozos que disponen de este dato.

Fluidos (Análisis PVT)

Se dispone de 4 análisis PVT para la arena A (R-001-80, R-001-82, R-005 y R-007). El del pozo R-001, realizado en el año 1982 a condiciones que no son representativas de las condiciones iniciales del yacimiento, el resto de los PVT fueron validados mediante representatividad y consistencia.

La muestra de fluido del pozo R-001 tomada en el año 1980 fue expuesta a liberación diferencial a 206°F. El fluido produjo 332 pies cúbicos de gas (medido por barril de petróleo residual) @ 60°F y 14.7 lpc. El factor volumétrico del petróleo en el punto de burbujeo fue 1.265 BY/BN. La viscosidad esta entre 1.11 centipoises a presión de burbujeo y 2.04 centipoises a presión atmosférica, con una gravedad API de 30.1 y la presión de saturación de 1086 lpca.

Los análisis PVT de los pozos se validaron con los métodos establecidos por la industria, encontrando que todos son válidos por lo cual se decidió emplear para el estudio los análisis y establecer las respectivas sensibilidades para alcanzar el mejor ajuste histórico.

Análisis de Interacción Roca-Fluidos (Análisis de Núcleos)

Se verificó la existencia de análisis de permeabilidades relativas para el sistema Agua-Petróleo, presiones capilares, humectabilidad para el yacimiento A.

Las curvas de permeabilidad relativa se construyeron en función de los puntos extremos provenientes del análisis de humectabilidad realizado en el núcleo del pozo R-22 y escalas para cada uno de los tipos de roca; posteriormente fue un parámetro a sensibilizar durante el ajuste histórico frente a la incertidumbre que presenta. En la Figura 30 se presenta las curvas de permeabilidad relativa para el agua y el aceite.

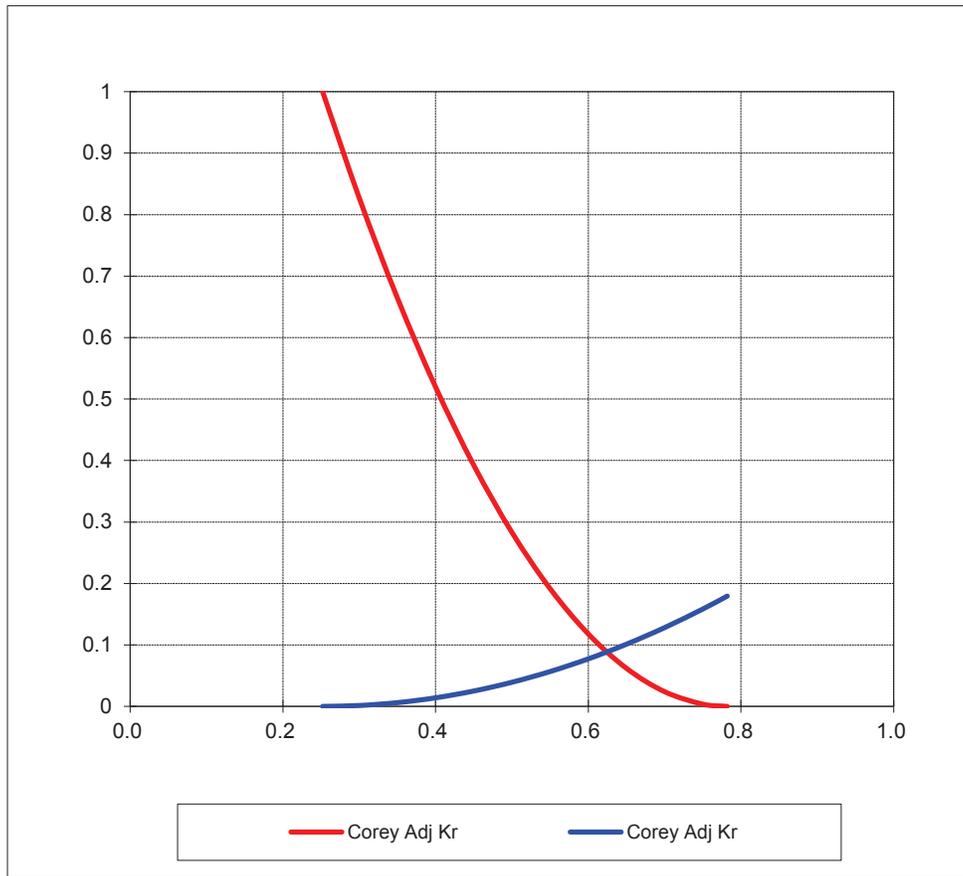


Figura 30. Curvas de permeabilidades relativas

Fuente: Baker Hughes, 2015

Validación de Información y carga en el Simulador

Control de calidad del Modelo Estático

El control de calidad realizado sobre el modelo estático comprende revisar: la geometría de la malla, el modelaje de las facies y propagación horizontal de las propiedades petrofísicas, modelaje de las electrofacies de los pozos existentes, y la correcta representación de los intervalos perforados de cada pozo en el modelo.

Una vez realizada la simulación geoestadística se guardó la información geológica de los diferentes niveles en un archivo Rescue (formato *.bin), que permitió su uso para generar el modelo dinámico mediante la carga en IMEX®, también se incorporó la información de trayectorias de pozos, eventos de punzonados, historia de producción, curvas de permeabilidad relativa, datos PVT.

Mallado

Se confirmó que la malla tuviera la calidad que exige el programa de simulación IMEX® para que las ecuaciones de flujo de fluidos converjan. Por tanto, se realizó el control de calidad de la geometría de las celdas en base a su volumen y geometría de sus ángulos internos.

Los tres parámetros que se evaluaron para este control de calidad son el volumen neto de la celda (bulk volumen), el ángulo interno de la celda (cell inside out) y la ortogonalidad de la celda (cell angle).

Se procedió a calcular el bulk volumen de todas las celdas de la malla y se constató que todas las celdas tuviesen valor positivo, caso contrario debía ser redefinida la malla. El cálculo de cell inside out también paso el control de calidad ya que la suma de los ángulos internos de todas las celdas dio cero, es decir que no existen celdas distorsionadas en la malla. Finalmente el cálculo de cell angle reporto todas las celdas con ángulos internos menor a 45° lo que supone buena ortogonalidad de la celda.

Del ejercicio de control de calidad realizado se concluye que: La geometría de la malla cumplió con los requerimientos que exige el programa de simulación IMEX® para ejecutar corridas sin mayores problemas de convergencia en la solución de sus ecuaciones.

El mallado obtenido consistió de 71 celdas en dirección X, 111 celdas en dirección Y y 33 celdas en dirección Z, sumando un total de 260073 celdas, cabe destacar que la longitud de cada celda fue de 25 mts x 25 mts que fue la resolución de malla optima resultante del modelo estático.

Control de calidad del modelaje de Tipo de Roca

El control de calidad sobre el modelo de estático, se fundamentó en evaluar la utilidad de introducir tipos de roca en el modelo de simulación. Los tipos de roca son útiles en la simulación cuando se dispone de una rigurosa caracterización de las facies, tal que demuestre un alto grado de correlación entre las propiedades petrofísicas de cada facie. Si esto se cumple, asociar distintos modelos de roca – fluido a cada tipo de roca, impacta en una mayor representatividad del movimiento de los fluidos dentro de cada facie.

Se discretizó entre rocas de tipo Mega y Macro porosa como se comentó en el tema de Interacción Roca-Fluido.

Adicionalmente, se centra en constatar que los intervalos correspondientes a arenas, arcillas y sellos lutíticos hayan sido adecuadamente modelados a lo largo de la trayectoria del pozo. En el caso del campo se pudo concluir que la columna litoestratigráfica haya sido

correctamente modelada en todos y cada uno de los pozos que se usaron como punto de control para este modelo

Control de calidad de la historia mecánica de pozo

Las completaciones iniciales de cada pozo fueron visualizadas en una sección transversal con los registros de tipo de roca, se verificó que cada intervalo perforado estuviese en la unidad productora correcta y a la profundidad reportada en el diagrama mecánico. Se realizaron las correcciones pertinentes para asegurar la calidad del modelo.

Construcción del Modelo de Simulación

Una vez que se validó el modelo estático y la trayectoria de los pozos, se procedió a la integración del modelo dinámico constituido por las condiciones iniciales, el modelo de fluidos (PVT), los datos de interacción roca-fluidos (K_r , P_c) y los datos recurrentes de producción (q_o , q_w , q_g). Estos datos iniciales, recurrentes y no recurrentes, permanecieron inalterables durante el proceso de cotejo histórico con excepción de las funciones de saturación sobre las que pesa la mayor incertidumbre, de estas funciones se mantuvo inalterable el valor de saturación inicial de agua ya que impacta en el cálculo de las reservas, el resto de los puntos que determinan la concavidad de las curvas de permeabilidad relativa serían objeto de modificación.

Inicializar el modelo de simulación

En este punto está integrado el modelo tridimensional con los modelos de roca y fluido, constituyéndose en el Modelo de Simulación. Para inicializar el modelo se procede a ejecutar las primeras corridas de simulación en un solo paso de tiempo ($TimeStep = 1$), esta corrida de inicialización calcula, a partir de las condiciones iniciales definidas en el modelo de simulación, las saturaciones iniciales, presiones iniciales y las transmisibilidades. El proceso de inicialización del modelo sirve para validar la distribución de los fluidos, la posición de los contactos, la presión inicial y la zona de transición del yacimiento que está siendo modelado. Adicionalmente, este proceso entrega como resultado el reporte de balance de materiales del yacimiento, permitiendo corroborar los volúmenes iniciales de petróleo, gas y agua estimados para el yacimiento en el estudio convencional.

De esta manera se constató el POES de aproximadamente 20 MM muy cercano al entregado por el modelo estático, validando el modelo para continuar a las siguientes fases (Ajuste histórico).

Además, se realizó una corrida durante todo el tiempo de historia del yacimiento (más de 30 años) con todos los pozos cerrados para confirmar el equilibrio en el modelo, mediante gráficos de presión, producción y saturación, que confirman que no existe variación en dichos parámetros como es normal en un yacimiento sin producción, ver tabla 5 y figura 31.

Tabla 5. Mallado Geoestadístico 3D generado.

MODELO SECTORIAL CAMPO RENACER			
Reservorio	Modelo Estático	Modelo Dinámico	Diferencia
A	20.27	20.52	1%

Fuente: Baker Hughes, 2015

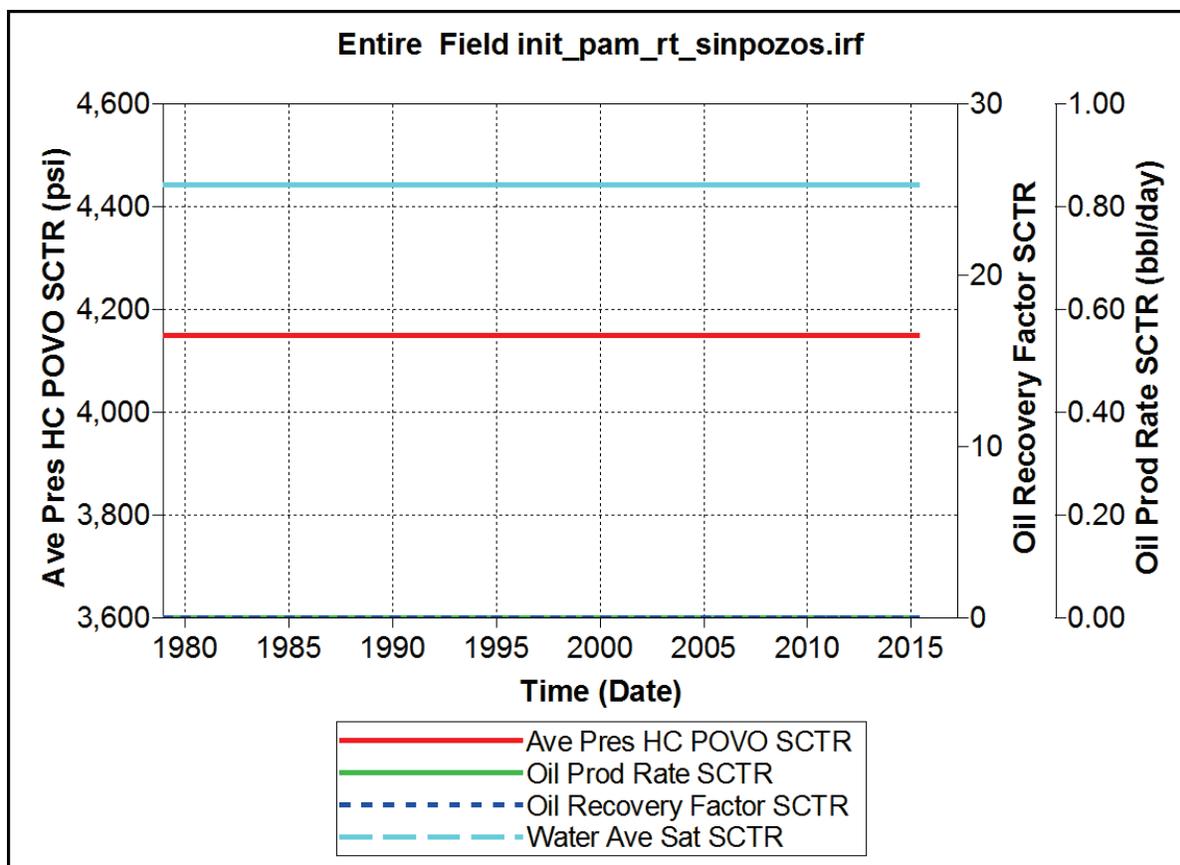


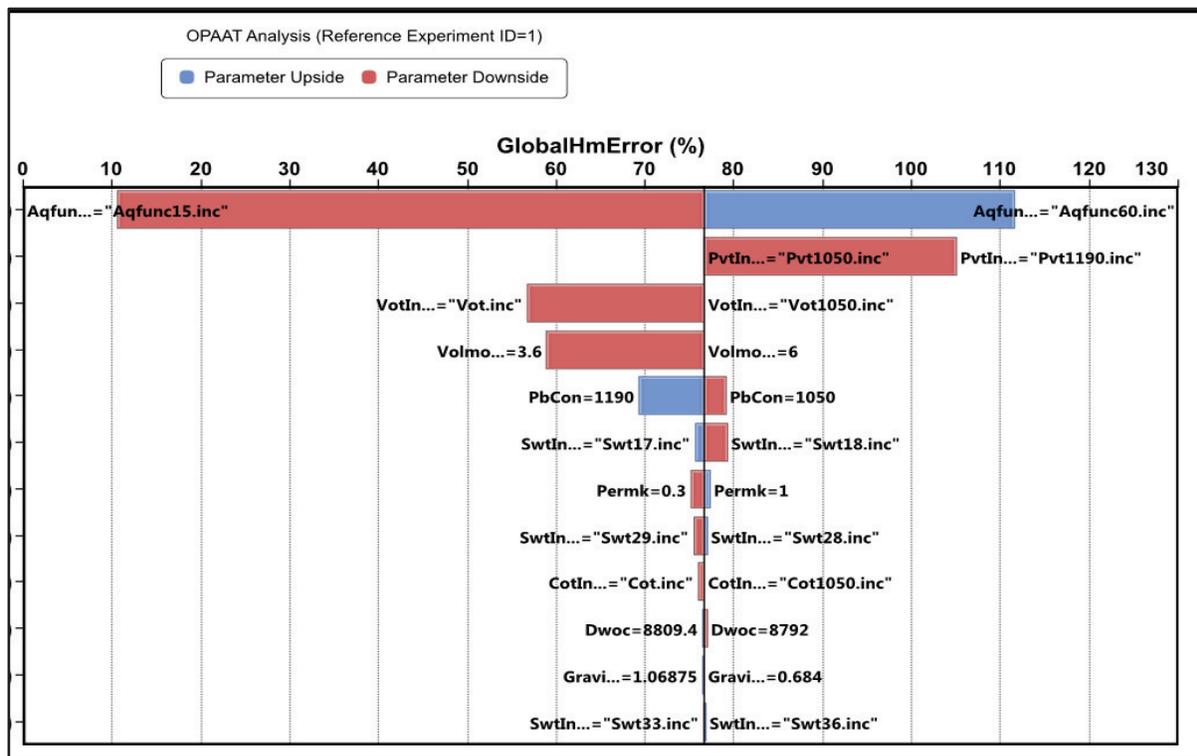
Figura 31. Presión, producción y saturación constantes durante la inicialización

Fuente: Baker Hughes, 2015

Ajuste histórico de producción

Análisis paramétrico de sensibilidad

Primero se realizó un análisis cualitativo de la sensibilidad de los parámetros del yacimiento con acuífero lateral para identificar los parámetros que generan el mayor impacto en la respuesta del modelo. Los rangos de variación de los valores de cada parámetro se situaron entre el valor mínimo y el valor máximo considerado para cada parámetro a partir de estudios previos e información estadística del modelo estático. Los perfiles simulados de producción de petróleo y agua, incluidas las presiones, fueron empleadas como instrumentos de medición del grado de sensibilidad de un parámetro dado sobre la respuesta del modelo de simulación. En la figura 32 se presenta un resumen de los resultados de las corridas realizadas para evaluar la sensibilidad paramétrica. Se consideraron como parámetros altamente sensibles aquellos que, al variar su valor, impactaron significativamente la respuesta de producción evidenciándose un cambio importante en los perfiles de producción simulados, luego se evaluaron como poco sensibles los parámetros que impactaron muy poco o no impactaron los perfiles de producción al variar su valor en un rango dado, finalmente se consideraron como medianamente sensibles los parámetros cuya variación se ubica entre las dos categorías anteriores. Ver Figura 33 y Tabla 6.



Mallado Geostatístico 3D generado

Fuente: Baker Hughes, 2015

Tabla 6. Análisis paramétrico de sensibilidades

PARÁMETRO	Altamente Sensible	Medianamente Sensible	Poco sensibles
Tamaño del acuífero	√		
Propiedades PVT por debajo de la presión de saturación (Pb)	√		
Viscosidad del petróleo por encima de presión de saturación (Pb)	√		
Multiplicador de volumen para representar condiciones de borde	√		
Presión de Burbuja		√	
Permeabilidad Relativa Tipo de roca 1		√	
Factor de anisotropía (Kv/Kh)		√	
Permeabilidad Relativa Tipo de roca 2			√
Compresibilidad del petróleo por encima de Pb			√
Profundidad del contacto agua petróleo			√
Gravedad del gas			√
Permeabilidad Relativa Tipo de roca 3			√

Fuente: Baker Hughes, 2015

El análisis paramétrico de sensibilidad se usó satisfactoriamente en la etapa de ajuste histórico ya que permitió, en primer lugar, identificar los parámetros de cotejo efectivos para este modelo de simulación y, en segundo lugar, evaluar el impacto de un parámetro dado con respecto a otro parámetro al momento de realizar las modificaciones para lograr el ajuste.

Ajuste histórico de petróleo, agua y presión

Inicializado el modelo de simulación, y realizado el análisis de sensibilidad, se avanzó al proceso de cotejo histórico con una corrida inicial. Esta primera corrida se ejecutó con las funciones de saturación originales generadas a partir del análisis convencional previo. Los perfiles de petróleo y agua, además de las presiones generados a partir de esta primera corrida se presentan en las figuras 33 y 34.

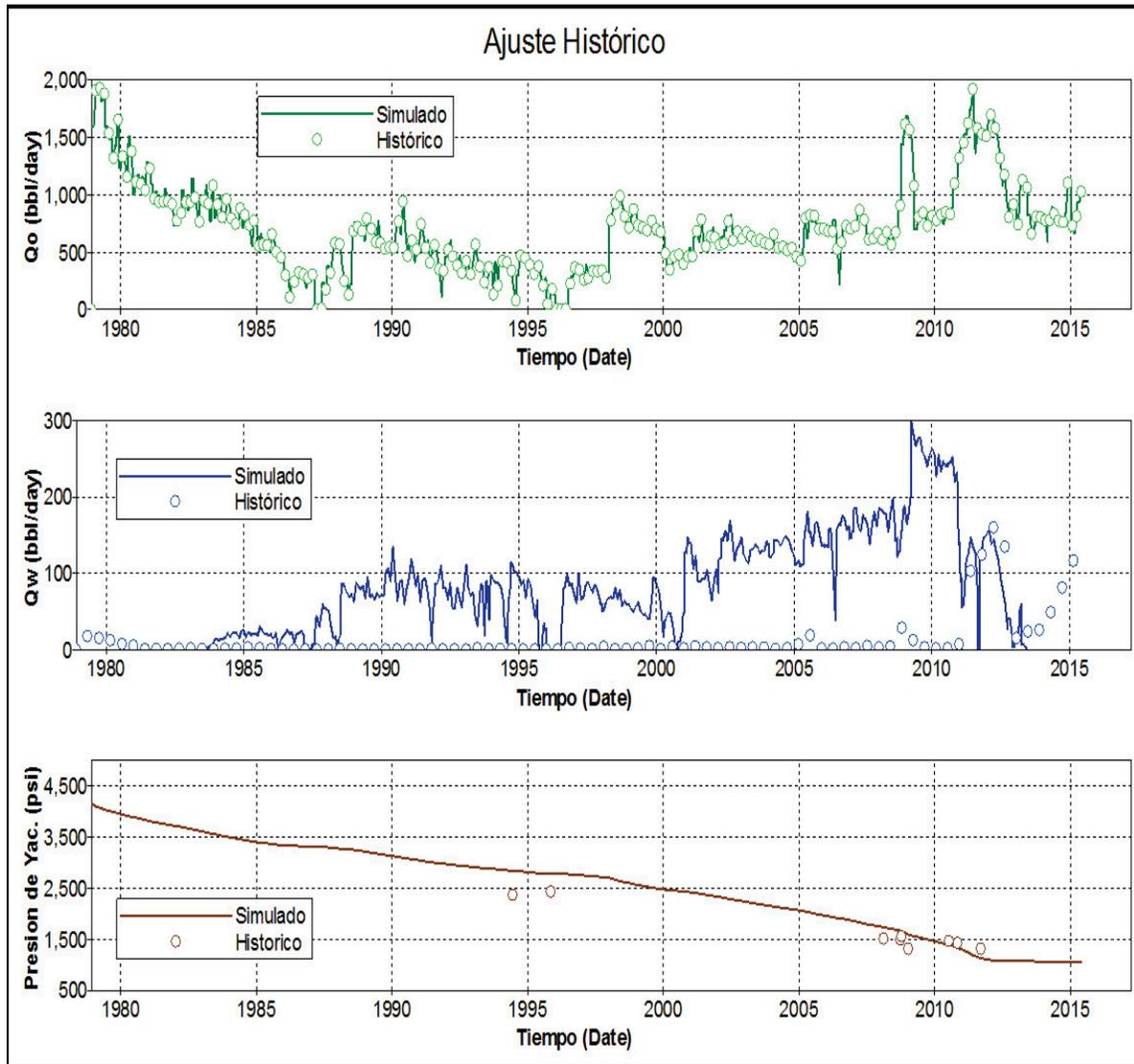


Figura 32. Corrida inicial del ajuste histórico de petróleo, agua y presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

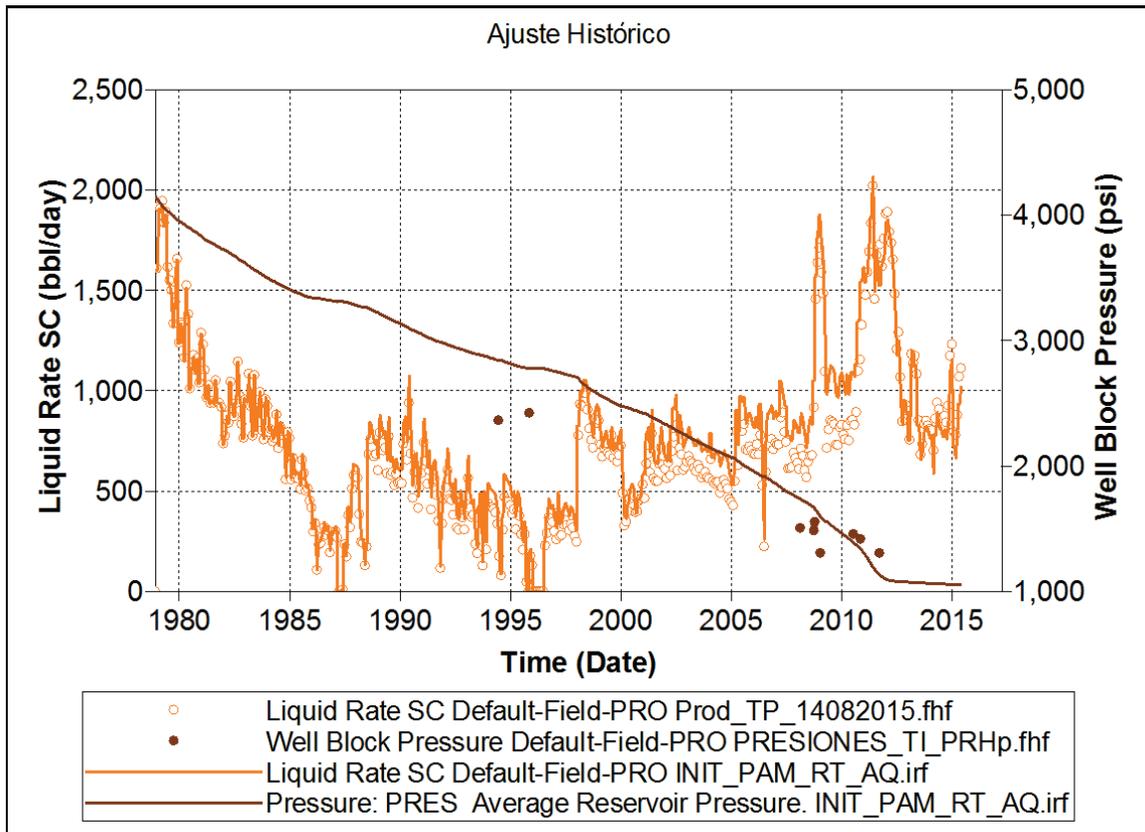


Figura 33. Corrida inicial del ajuste histórico de líquido y presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

Como se observa en la figura 34, la producción de petróleo pudo ser reproducida casi al 100% por el simulador desde el inicio; por lo que la fase de ajuste histórico se centró en ajustar la producción de agua y las presiones.

El modelo sobreestima la producción de agua durante la mayor parte de la historia, ya que el agua producida proviene del acuífero asociado al yacimiento; aspecto que se observó en el análisis de sensibilidades y que será ajustado con la variación de este en los rangos de un acuífero lateral de baja a mediana energía.

El Anexo 4 muestra a detalle el trabajo realizado para lograr un ajuste historia adecuado.

Resultado final del cotejo histórico

Alcanzando el mejor ajuste en la mayoría de los pozos, se obtuvo el cotejo final de producción del yacimiento. Ver Figura 35.

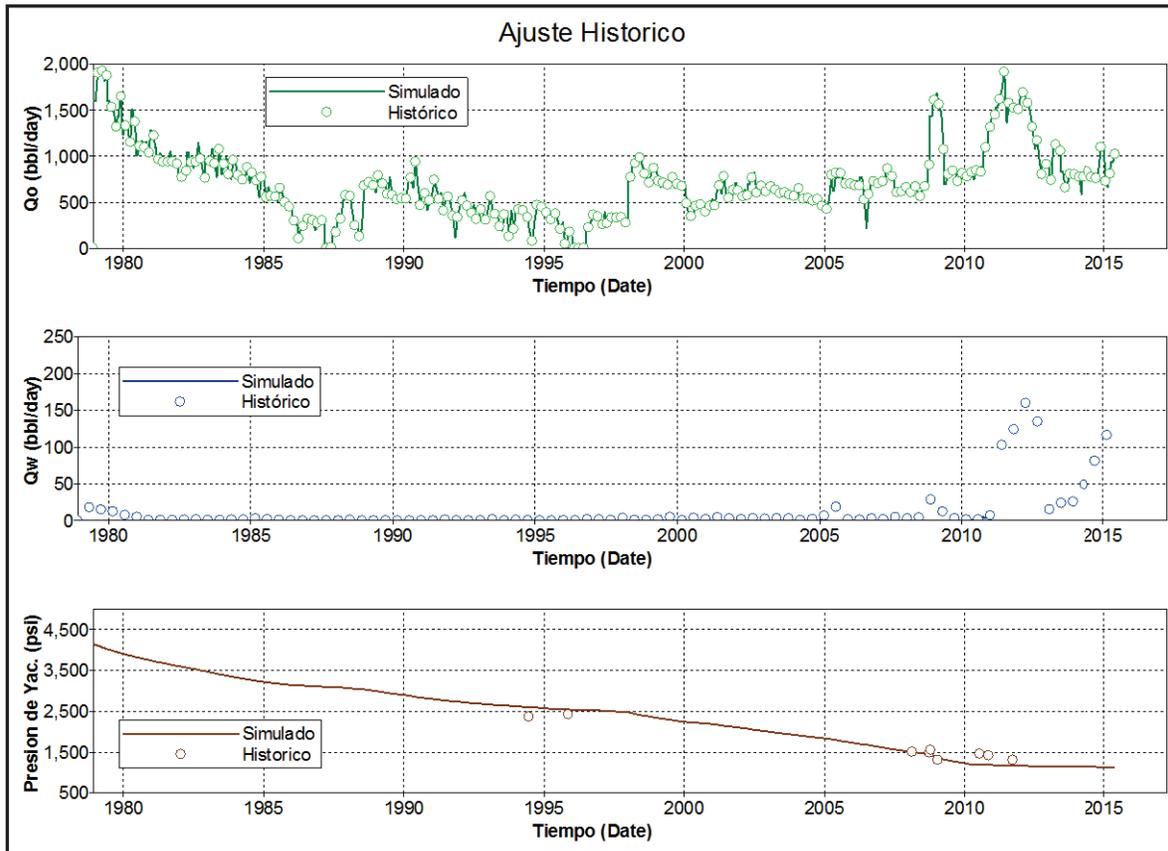


Figura 34. Ajuste histórico de Líquido (Agua y petróleo) y Presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

Estrategias de Explotación

Realizada la fase de ajuste histórico de producción y presión del yacimiento se procedió a evaluar el comportamiento futuro bajo diferentes escenarios de explotación, considerando las siguientes premisas:

- Tiempo de predicción = 20 años
- Límites de Cierre: Q_o mínimo= 10 BLS/D; % BSW máximo= 95
- Fecha de completación del pozo Inyector (*dump flood* 1 de Noviembre de 2015)
- Escenario I: Caso Base (4 Pozos Activos)
- Escenario II: Caso Base (4 Pozos Activos) + Implementación de completación tipo *dump flood* en los pozos R-022 y R-016.
- Escenario III: Caso Base (4 Pozos Activos) + Implementación de completación tipo *dump flood* con parámetros optimizados en el pozo R-022.

Escenario I: Caso Base (4 Pozos Activos)

Muestra el comportamiento del sector del yacimiento sin realizar ningún tipo de cambio, dejando producir los pozos activos completados. Para tener una visión de los posibles escenarios que se podrían dar en el yacimiento, se realizaron múltiples corridas con diferentes declinaciones en los pozos y se seleccionaron 3 casos (alto, medio y bajo), los que se visualizan en la figura 36; no obstante, luego de comparar con el análisis de declinación anteriormente mostrado, se decidió utilizar el caso medio, entregando los siguientes resultados: 11.86 MMBIs (ver figura 36) de petróleo acumulado, con un factor de recobro de 10%.

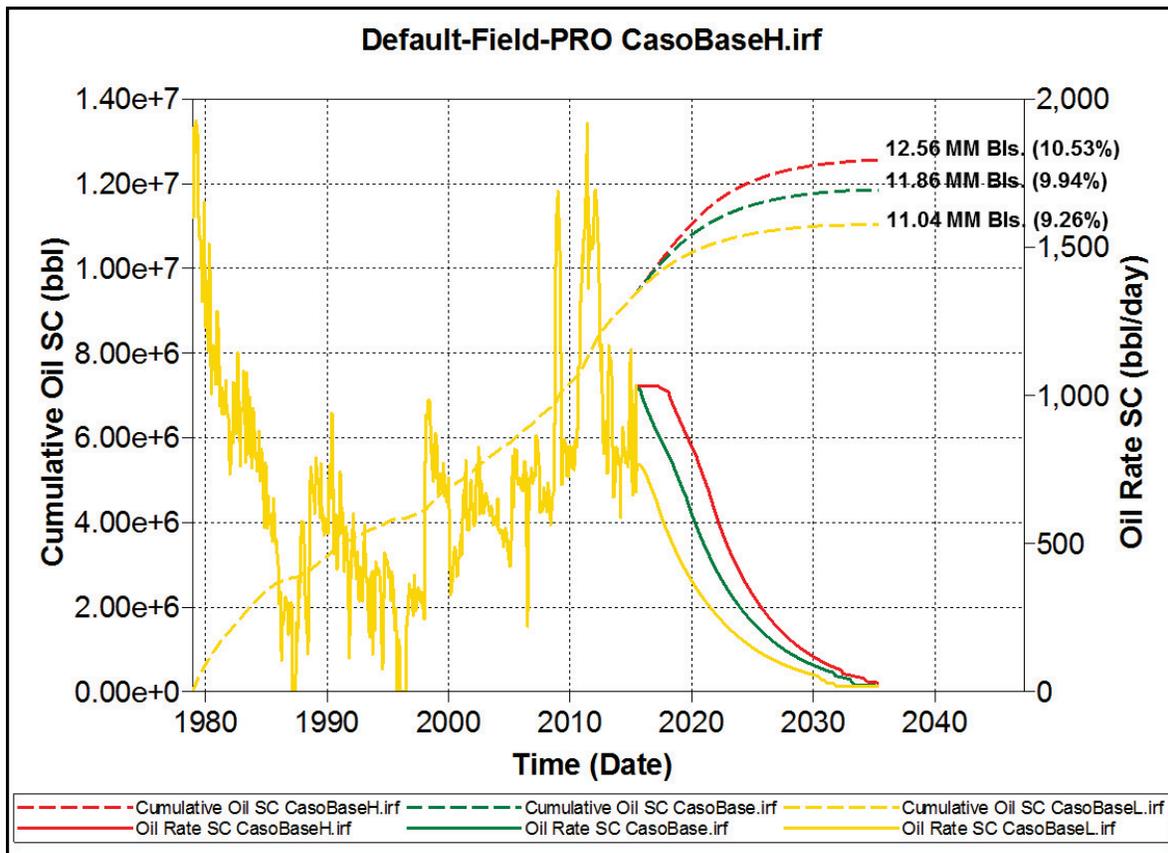


Figura 35. Casos alto, medio y bajo del Escenario I

Fuente: Baker Hughes, 2015

Escenario II: Caso Base (4 Pozos Activos) + Optimización CMOST

Escenario similar al caso anterior, pero considerando la completación de los pozos **R-022** y **R-016** como inyectores. De la evaluación se obtuvo una producción total del sector analizado de 18.5 MMBIs (6.6 MMBIs más que el escenario I), con un factor de recobro de 16%.

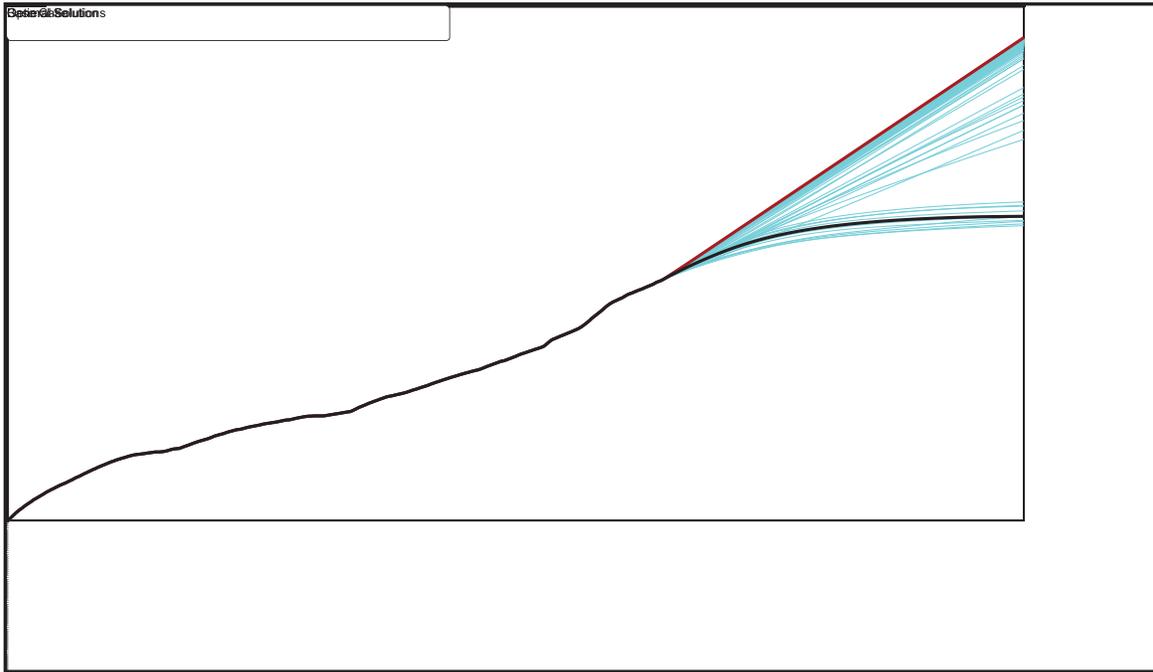


Figura 36. Comportamiento de producción, Escenario II.

Fuente: Baker Hughes, 2015

Escenario III: Caso Base (4 Pozos Activos) + Optimización (R-022):

Este escenario es similar al caso anterior, pero considerando la optimización de los parámetros de inyección de agua y el número de pozos que brinde el mejor factor de recobro mediante la creación de una variable o función objetivo (en este caso en base al Valor presente neto –VPN) que involucre el mayor número de variables positivas o negativas en el flujo de caja. Para el caso específico de este estudio se consideró positivo el Barril del petróleo, asociándole un precio por barril de petróleo de 20 dólares, como negativas el costo de las completaciones originales de aproximadamente 1 Millón de dólares y el costo del tratamiento de agua en 2.5 centavos de dólar por barril inyectado.

Realizadas más de 1500 corridas de simulación para la optimización descrita, se consiguió la definición del escenario óptimo general para la inyección de agua mediante *dump flood* en el reservorio, así como la optimización de los parámetros de inyección de la prueba piloto (inyección por un solo pozo) descrita en el escenario II. Según esta evaluación, se obtuvo que el pozo recomendado para la inyección es el R-022 y los parámetros óptimos de inyección son $Q_{inj} = 2800$ Bls/día y $P_{wf} = 2200$ lpc, con lo cual la producción total del sector analizado

de este yacimiento se mantiene en: 18.5 MMBls, (igual que el escenario anterior donde estaban inyectando dos pozos), con un factor de recobro de 16%.

El aumento en la producción del sector del yacimiento se debe a un mejor barrido e incremento de presión del yacimiento. Ver Figura 38.

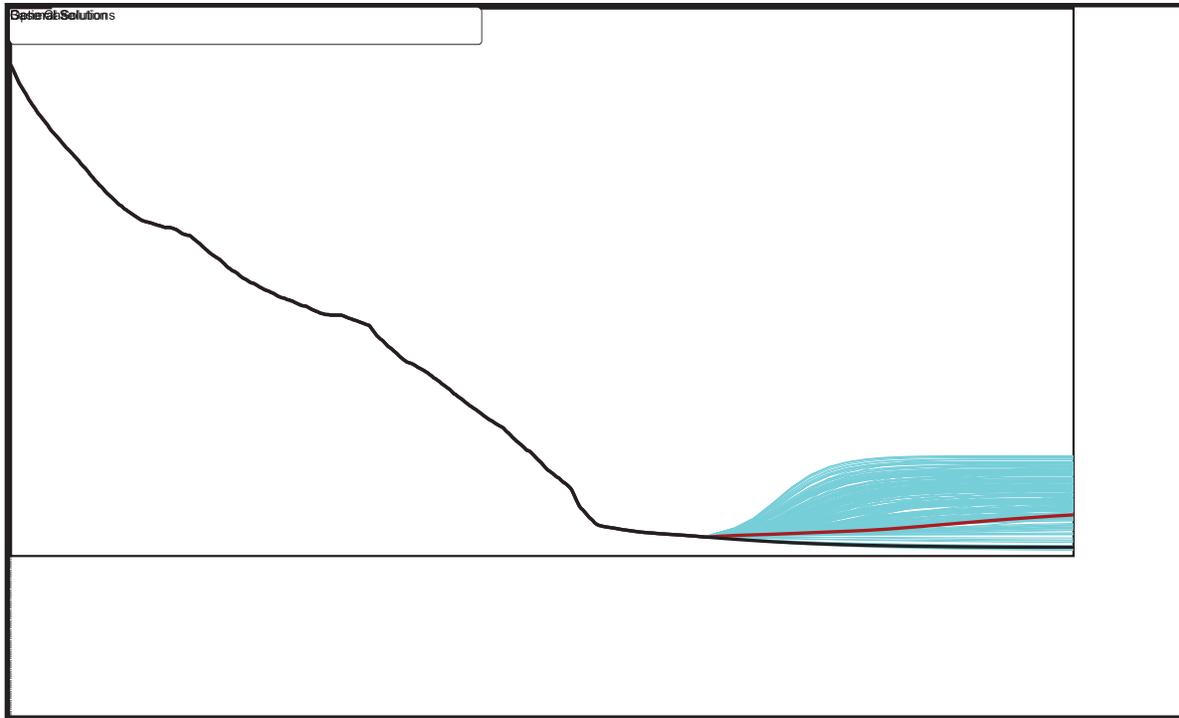


Figura 37. Comportamiento de presión del escenario 3, luego de la optimización.

Fuente: Baker Hughes, 2015

Realizadas todas las sensibilidades y escenarios anteriormente descritos, se procede con el diseño de la prueba piloto de *dump flood*.

Diseño de Prueba Piloto de *Dump Flood* (Flujo Cruzado), aplicado al área del pozo R-022

En el mismo pozo se toma el agua de producción de la arena D y se la inyecta al yacimiento depletado A para mantener la presión de reservorio y mejorar el factor de recobro. Con este mecanismo no se tiene la necesidad de sacar el agua a superficie para tratarla e inyectarla así como tampoco de perforar un pozo inyector.

Todas las alternativas de inyección de agua (*dump flood*) permiten monitorear la presión y caudal para cada arena; además revisar mediante análisis nodal el comportamiento del frente de avance del agua mediante medidas de presión de reservorio para verificar la eficiencia de barrido de la inyección.

Los sistemas son versátiles para el ajuste de la posición de choque de cada camisa hidráulica, la posición de choque se la define de acuerdo al análisis nodal para cada arena de interés regulando en este caso el volumen de agua (producida por el yacimiento D) que va a ser inyectada en el yacimiento A de acuerdo al cálculo de inyección óptima proveniente del modelo de simulación; ver en Figura 43 el esquema mecánico del sistema *dump flood*.

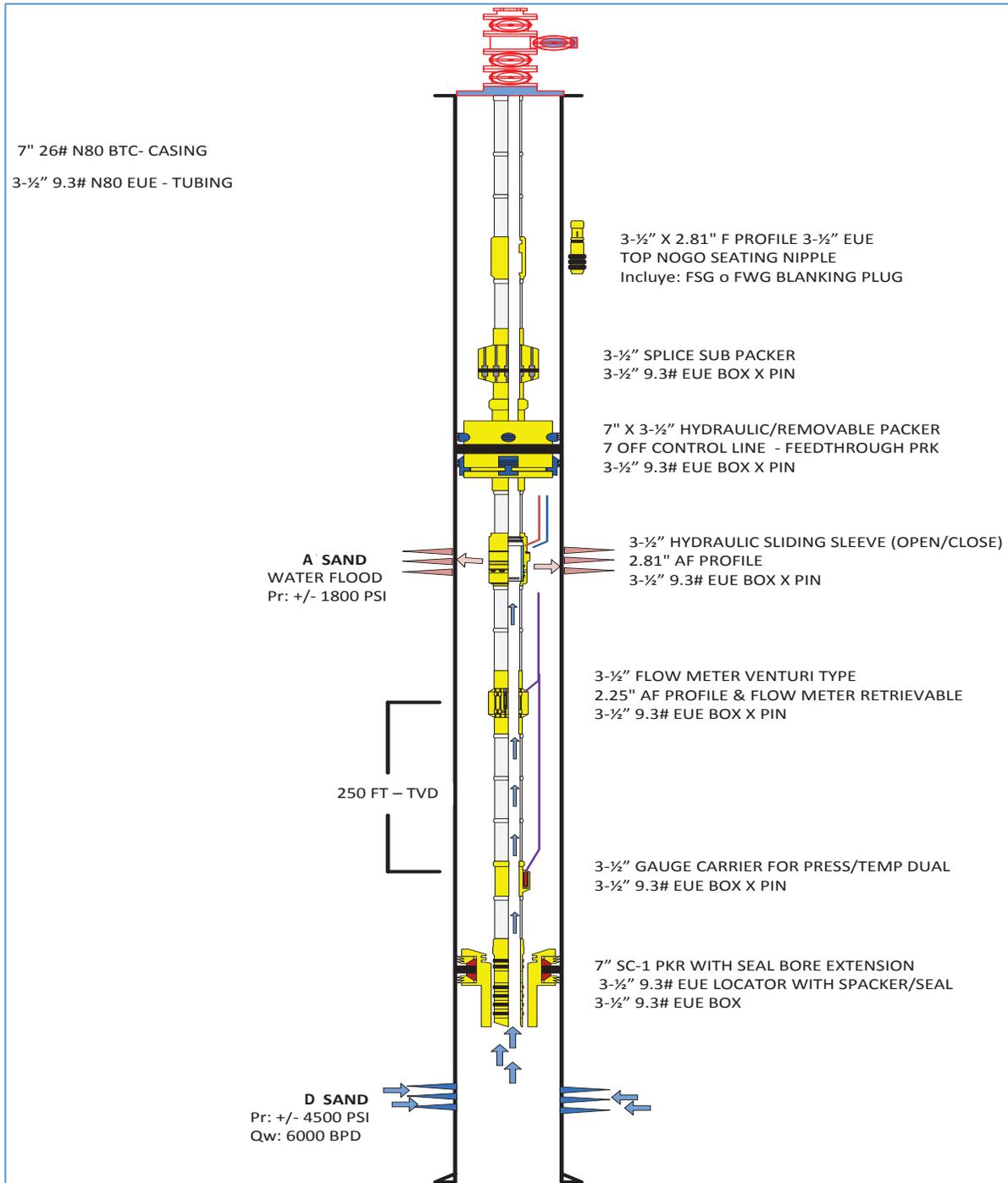


Figura 38. Diagrama mecánico sistema *dump flood*.

Fuente: Baker Hughes, 2015

Identificado y seleccionado el pozo candidato y sus parámetros de inyección, se requiere el monitoreo en pozos cercanos para el seguimiento de la efectividad del sistema en el mantenimiento de presión y aumento del factor de recobro.

Los pozos establecidos para el monitoreo son R 8 y 15, (ver Figura 40), al momento en producción, se debe considerar bajar sensores para los pozos que no lo posean.

Como segundo frente de monitoreo se destinan los pozos R 12, R 13 que se encuentran en producción en el reservorio A; se considera bajar sensores y observar el comportamiento de presión para proceder a su mejor manejo de la producción en este yacimiento.

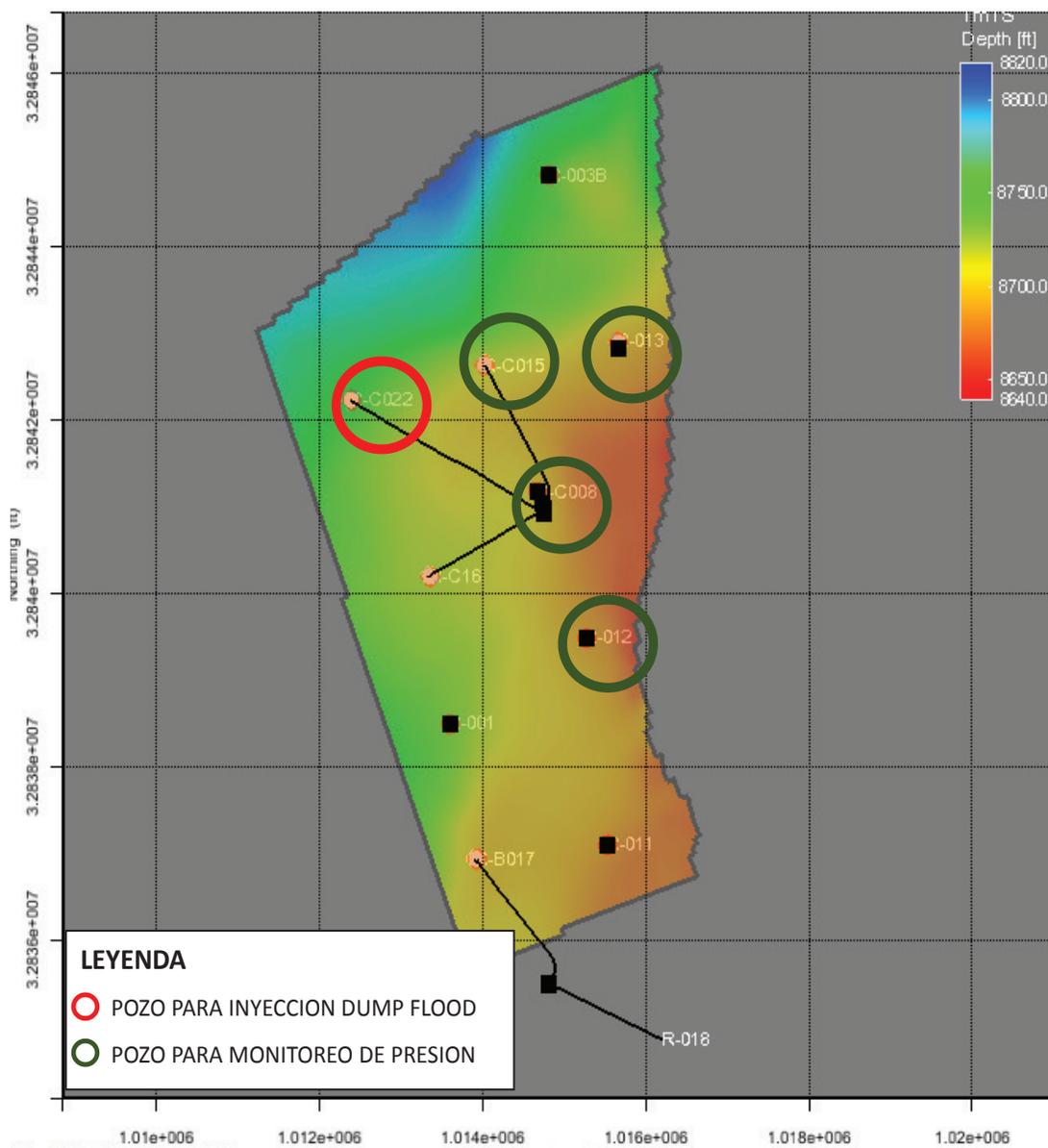


Figura 39. Mapa del topografía de la grilla con ubicaciones de pozo *dump flood* y monitoreo

Fuente: Baker Hughes, 2015

Análisis propuesta de intervalo a disparar en acuífero D

Como recomendación del estudio se selecciona el pozo R 22 para implementar el mecanismo de *dump flood*. El pozo en la actualidad no se encuentra produciendo del yacimiento A. Se propone disparar en el yacimiento D para obtener el agua que será inyectada en el yacimiento A, para garantizar una mejor admisibilidad de agua en el yacimiento se recomienda también realizar prueba de inyectividad al intervalo productor A.

A partir de las propiedades petrofísicas observadas en el reservorio de D y la saturación de agua presente, se recomienda disparar el intervalo: 10701– 10729 (28 ft) MD. Ver Figura 41.

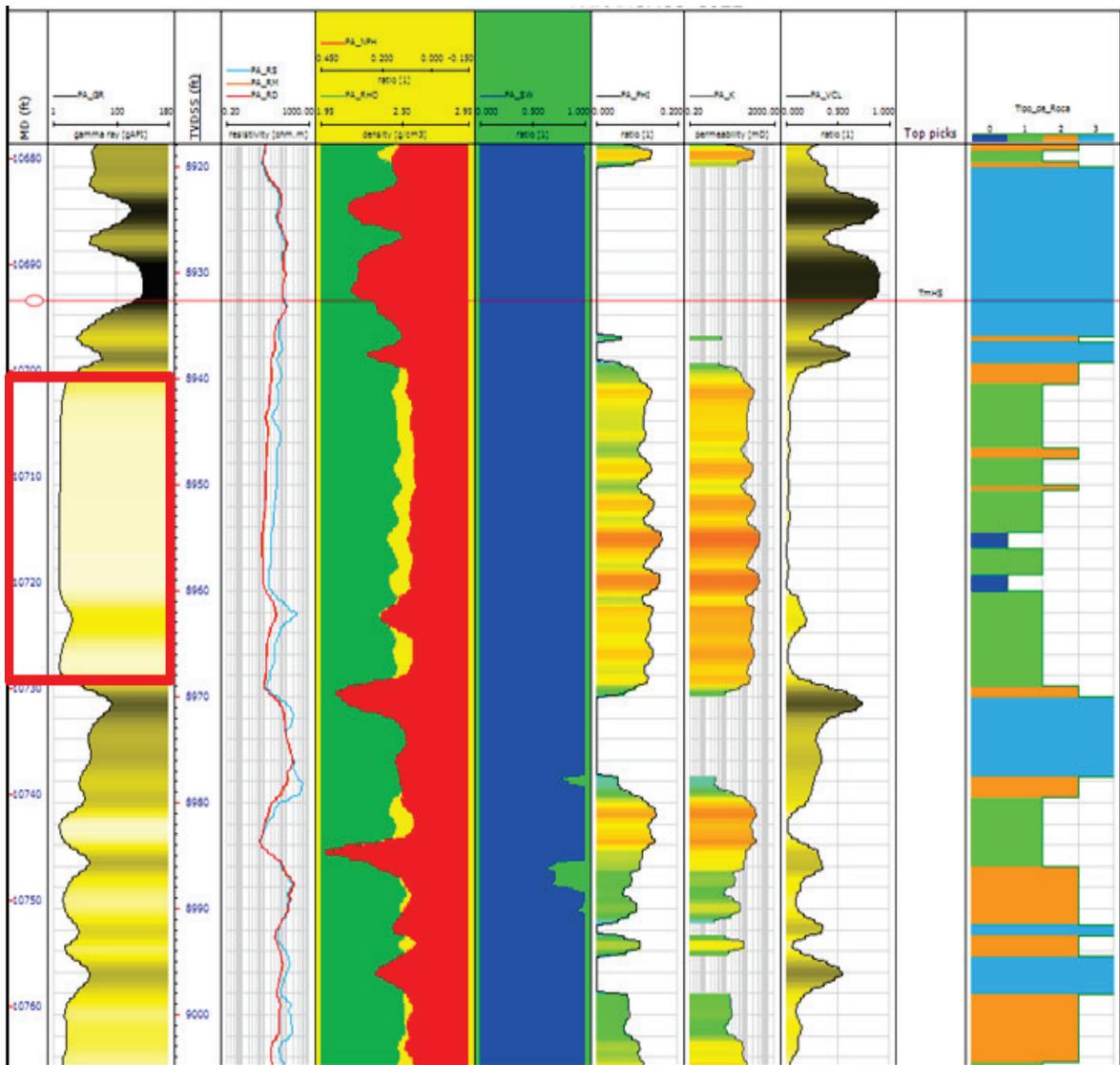


Figura 40. Interpretación petrofísica yacimiento D del pozo R 22

Fuente: Baker Hughes, 2015

Calculo IP – Reservorio D

Se realizó el cálculo de Índice de Productividad (únicamente de agua, 100 % de BSW) en el software de Prosper con el método de Darcy, que considera los parámetros petrofísicos del intervalo disparado. Los parámetros del reservorio son mostrados en las figuras 42 y 43.

Input Parameters		
Solution GOR	100	scf/STB
Oil Gravity	10	API
Gas Gravity	0.87	sp. gravity
Water Salinity	1000	ppm
Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

Figura 41. Datos PVT de reservorio D

Fuente: Baker Hughes, 2015

Reservoir Permeability	164	md
Reservoir Thickness	28	feet
Drainage Area	5	acres
Dietz Shape Factor	30.4	Calculate Dietz
Wellbore Radius	3.45	feet

Reservoir Data		
Reservoir Pressure	4000	psig
Reservoir Temperature	220	deg F
Water Cut	100	percent
Total GOR	100	scf/STB
Compaction Permeability Model	No	
Relative Permeability	No	

Figura 42. Datos petrofísicos de reservorio D

Fuente: Baker Hughes, 2015

En la Figura 44 se observa el aporte de producción de agua proveniente del reservorio D, considerando dos sensibilidades, línea magenta (espesor disparado de 10 pies) y línea amarilla (espesor disparado 28 pies).

Tomando como punto de partida y referencia el valor de 4000 psi de presión del reservorio D y 3770 psi de presión de fondo fluyente, que es referida a la presión con la que llegaría el agua hasta el yacimiento A, se obtienen una producción referencial estimada de 2700 BAPD (espesor disparado de 10 pies) y 7000 BAPD (espesor disparado de 28 pies).

El caudal óptimo de inyección obtenido en la simulación es de 2800 BAPD. Por lo tanto para tener un colchón de seguridad se propone disparar 20 pies del reservorio D y manipular la entrada de agua al reservorio A mediante el uso de las camisas.

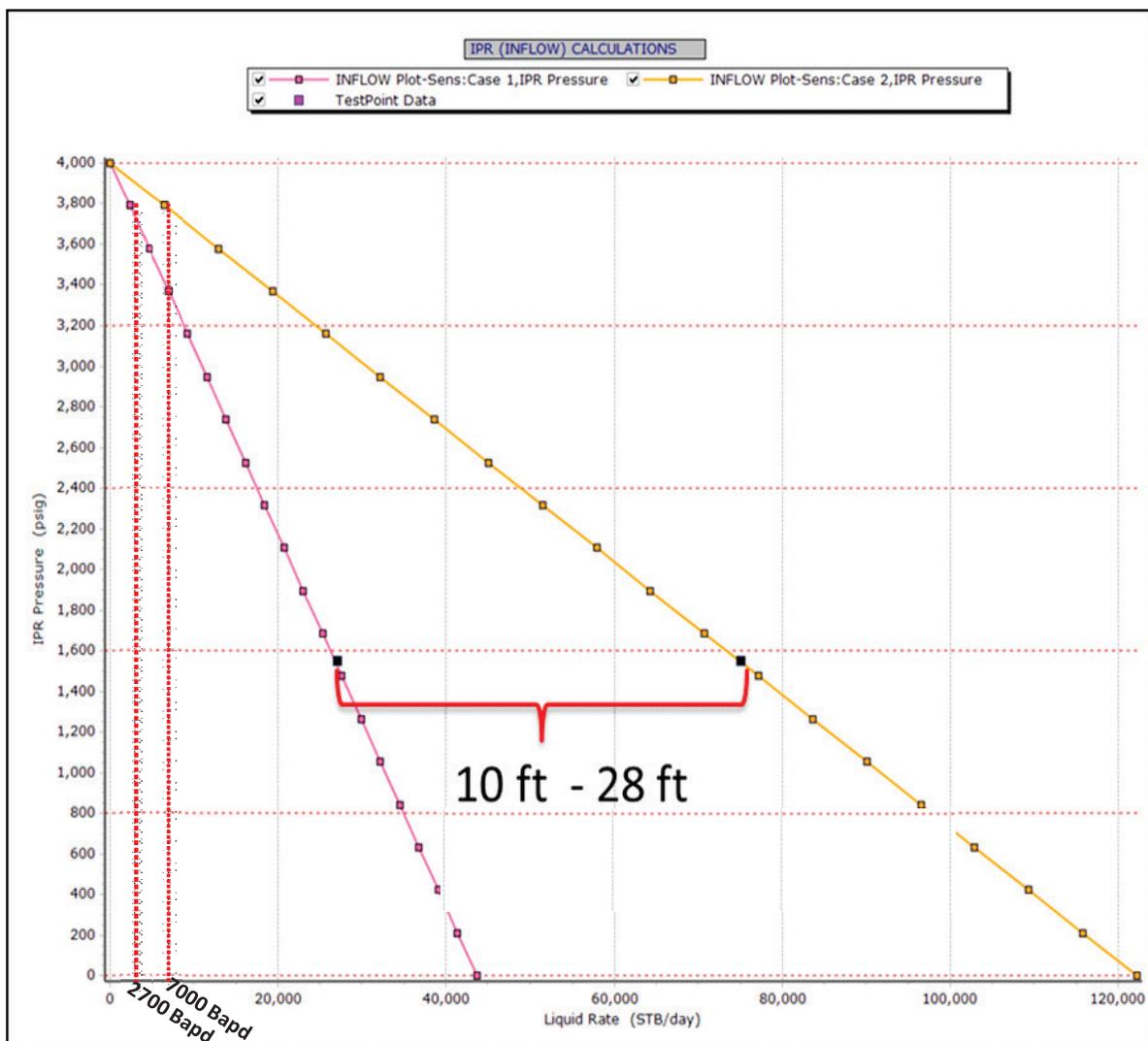


Figura 43. Calculo IP Reservorio D, sensibilidades (10 y 28 pies disparados).

Fuente: Baker Hughes, 2015

El resumen de los parámetros de captación e inyección de agua son:

Reservorio A

Q inyección = 2800 BAPD

Pwf = 2200 lpc

Reservorio D

Permeabilidad = 164 mD

Presión de Reservorio = 4000 psi @ nivel de MPP (mitad de perforaciones)

Espesor disparado = 20 pies (sensibilidades)

3.4 Compatibilidad de fluidos

Se realizó un análisis físico químico de agua de producción de dos pozos del campo Renacer (R-03 y R-24) del reservorio D y A. Posteriormente se realizó un análisis físico químico de la mezcla de agua de ambas formaciones.

En el anexo 5 se detalla los análisis realizados.

El análisis de la mezcla del agua de formación da como resultado lo siguiente:

- 1.- El análisis de la probabilidad de formación de escala para la mezcla del agua de las formaciones D y A de los pozos R-03 y R-24 son: halita, gypsum, hemihydrate, anhydrite y siderita es improbable. Para la calcita la probabilidad de formación de escala en fondo de pozo y en superficie es moderado. Para la barita la probabilidad de formar escala es improbable en fondo y superficie.
- 2.- La cantidad de sal formada de calcita puede generar problemas moderados en fondo de pozo por la mezcla de R-03 y R-24.

El tratamiento químico recomendado es químico con antiescala en fondo y cabeza.

3.5 Modelo Económico

El caso óptimo de la simulación genera un acumulado de 18.6 millones de barriles de crudo, como se observa en la figura 45, en color azul.

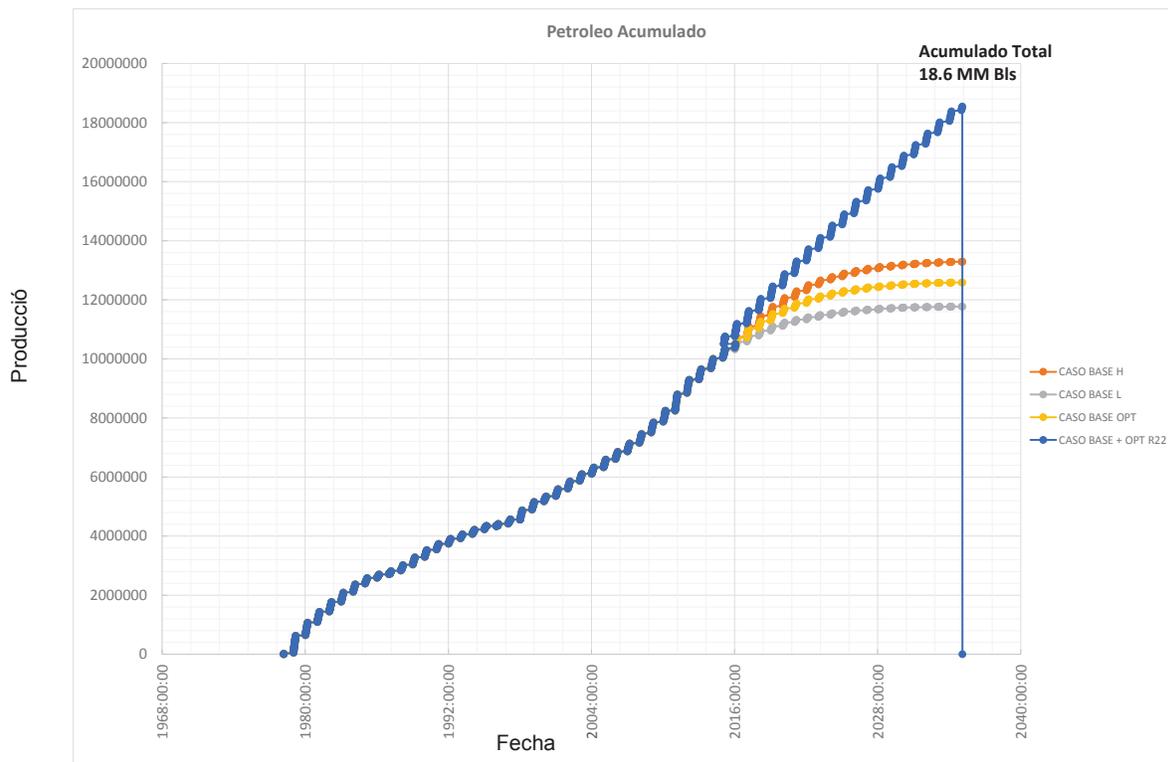


Figura 44. Escenarios de petróleo acumulado, casos base y optimizado

Fuente: María Nieto, 2017

A partir del caso óptimo entregado por el simulador, se consideró la producción anual de crudo del reservorio A, luego de implantar la completación inteligente en el pozo R-022 para generar los escenarios económicos.

Tiempo de Pago de Inversión

Para calcular el tiempo de retorno de inversión se definieron los ingresos y egresos que se detallan en la Tabla 7. Los ingresos corresponden al capital por la producción diaria de crudo, considerando un costo pesimista por barril de \$29 USD que es el precio más bajo que se ha registrado en los últimos 3 años entre el crudo Napo y Oriente. Los egresos corresponden a

la inversión al inicio del proyecto de la implantación de la completación inteligente en el pozo R-22 de \$1 millón de dólares, el costo del estudio de factibilidad técnico económica de \$75000USD y los costos diarios correspondientes a los químicos usados en el agua a inyectar de \$0.2 USD por barril inyectado y el costo de producción de \$8 USD por barril. La tasa de descuento usada para generar los flujos de caja fue de 14% anual.

Tabla 7. Parámetros para generar el flujo de caja

PARAMETROS	INGRESOS	EGRESOS
Inversión para implantación de completación inteligente		\$1000000
Costo del estudio de factibilidad		\$85000
Costo por barril	\$ 29	
Costo químico por barril		\$0.2
Costo de producción por barril		\$15
Tasa de descuento	14.9 % anual	

Fuente: María Nieto, 2017

El costo de la completación y químicos fue obtenido de valores referenciales de Baker Hughes.

El costo del estudio de factibilidad se obtuvo a partir del análisis de gestión de costos desarrollado en el siguiente tema de este documento.

El precio de barril de crudo corresponde al precio más bajo del barril de crudo Napo y Oriente de los últimos tres años.

El costo de producción de 1 barril es de 15 dólares, este dato se obtuvo del reporte de reservas de Petroamazonas.

La tasa de descuento anual de 14.9 % anual se consideró de acuerdo a las tasas estimadas para proyectos de exploración, producción y geotecnia, estimados a partir del WACC (Weighted average cost of capital) y Riesgo País 2010

En la figura 46 y la tabla 8 se muestran los flujos de caja durante el primer año en el cual ya se recupera la inversión. Se observa que en el transcurso del primer año, a partir del tercer mes, los flujos de caja empiezan a ser positivos; recuperando la inversión en 1 mes y 19 días.

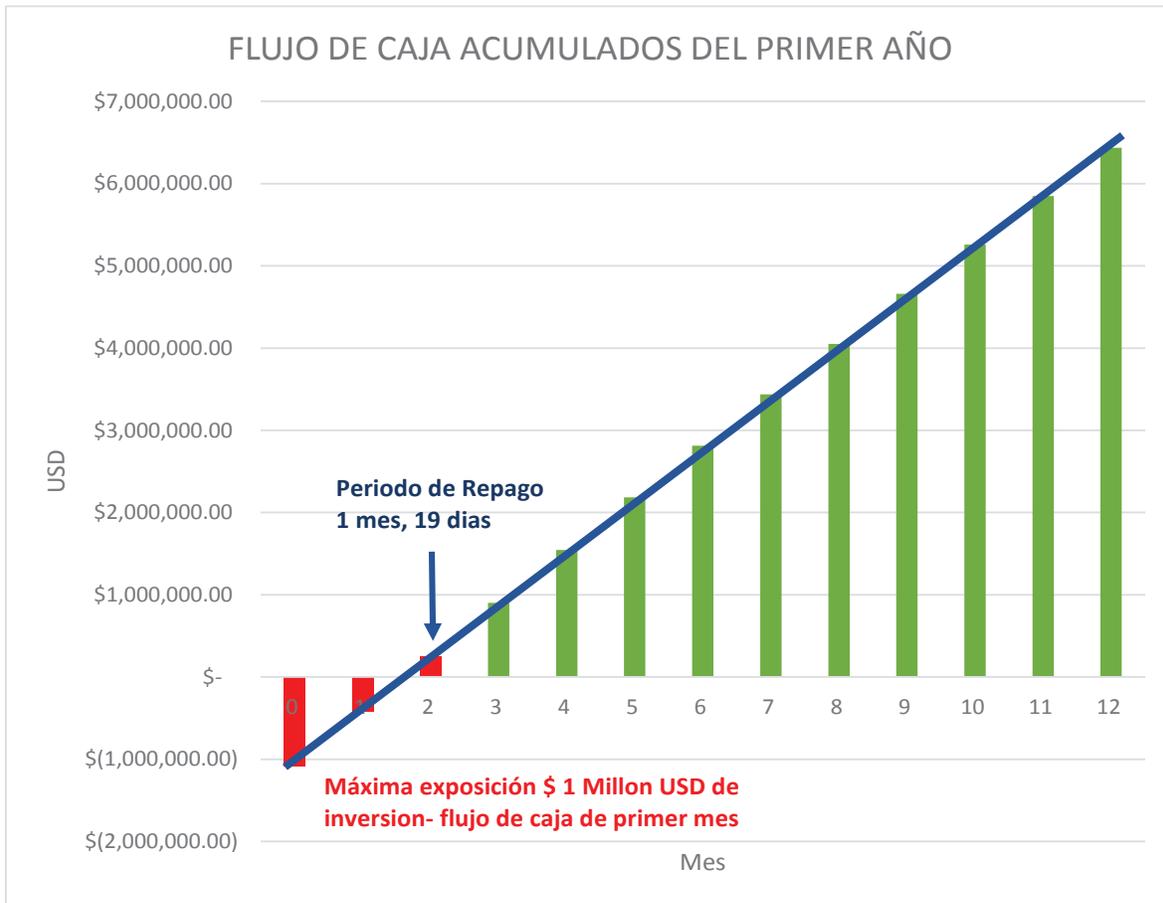


Figura 45. Flujos de caja acumulados durante el primer año

Fuente: María Nieto, 2017

En la Tabla 8 se muestra en la primera columna el periodo que corresponde a meses, en las tres siguientes columnas se observa los valores correspondientes a egresos, el primero es la inversión inicial que corresponde al costo de la completación mas el costo del estudio de factibilidad, para mayor detalle se desglosa el cálculo de este valor en el siguiente capítulo del documento. La siguiente columna de egresos corresponde al costo por la producción mensual del levantamiento de un barril de crudo estimado a \$ 15 USD. La siguiente columna corresponde a los ingresos estimados por la proyección de producción generada en la simulación por un costo de barril de \$ 29 USD y las dos últimas columnas que corresponden a los flujos de caja con la tasa de descuento del 14.9 y los flujos de caja acumulados%.

Tabla 8. Flujos de caja durante el primer año

Período (Mes)	EGRESOS			INGRESOS		FLUJOS DE CAJA	
	Inversión por el estudio de factibilidad y la completación	Costo mensual químico inyectado en agua (0.2 USD/ bbl)	Costos mensual de producción de 1 barril por \$15USD	Capital de la producción mensual de crudo \$29 USD/Bl	Flujos de caja con tasa de descuento	Flujos de caja con tasa de descuento acumulados	
0	\$ (1,085,000.00)				\$ (1,085,000.00)	\$ (1,085,000.00)	
1	\$ (17,360.00)	\$ (17,360.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 669,547.01	\$ (415,452.99)	
2	\$ (15,680.00)	\$ (15,680.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 662,974.47	\$ 247,521.49	
3	\$ (17,360.00)	\$ (17,360.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 653,224.56	\$ 900,746.04	
4	\$ (16,800.00)	\$ (16,800.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 645,746.19	\$ 1,546,492.24	
5	\$ (17,360.00)	\$ (17,360.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 637,300.02	\$ 2,183,792.25	
6	\$ (16,800.00)	\$ (16,800.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 630,003.96	\$ 2,813,796.22	
7	\$ (17,360.00)	\$ (17,360.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 621,763.70	\$ 3,435,559.91	
8	\$ (17,360.00)	\$ (17,360.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 614,138.15	\$ 4,049,698.06	
9	\$ (16,800.00)	\$ (16,800.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 607,107.26	\$ 4,656,805.31	
10	\$ (17,360.00)	\$ (17,360.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 599,166.47	\$ 5,255,971.78	
11	\$ (16,800.00)	\$ (16,800.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 592,306.98	\$ 5,848,278.76	
12	\$ (17,360.00)	\$ (17,360.00)	\$ (744,879.16)	\$ 1,440,099.72	\$ 584,559.78	\$ 6,432,838.54	

Fuente: María Nieto, 2017

Tasa Interna de Retorno

Para el cálculo del Tasa Interna de Retorno (TIR) se usó la Ecuación 1. Adicionalmente, se realizó una interpretación gráfica del TIR. Reemplazando valores de tasa de descuento para hallar el punto donde el Valor Actual Neto (VAN) es cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 1. Ecuación para despejar el VAN (Valor actual neto)

En la figura 46 se observa el grafico de VAN vs Td, cuando el VAN es 0 la tasa de descuento es 62.3%, es decir el TIR es 62.3% que significa que el proyecto tiene una alta rentabilidad.

Para el proyecto se utilizó una tasa de descuento de 14.9% y siendo el TIR de 62.3%, se concluye que el proyecto brindará mayor rentabilidad de la esperada.

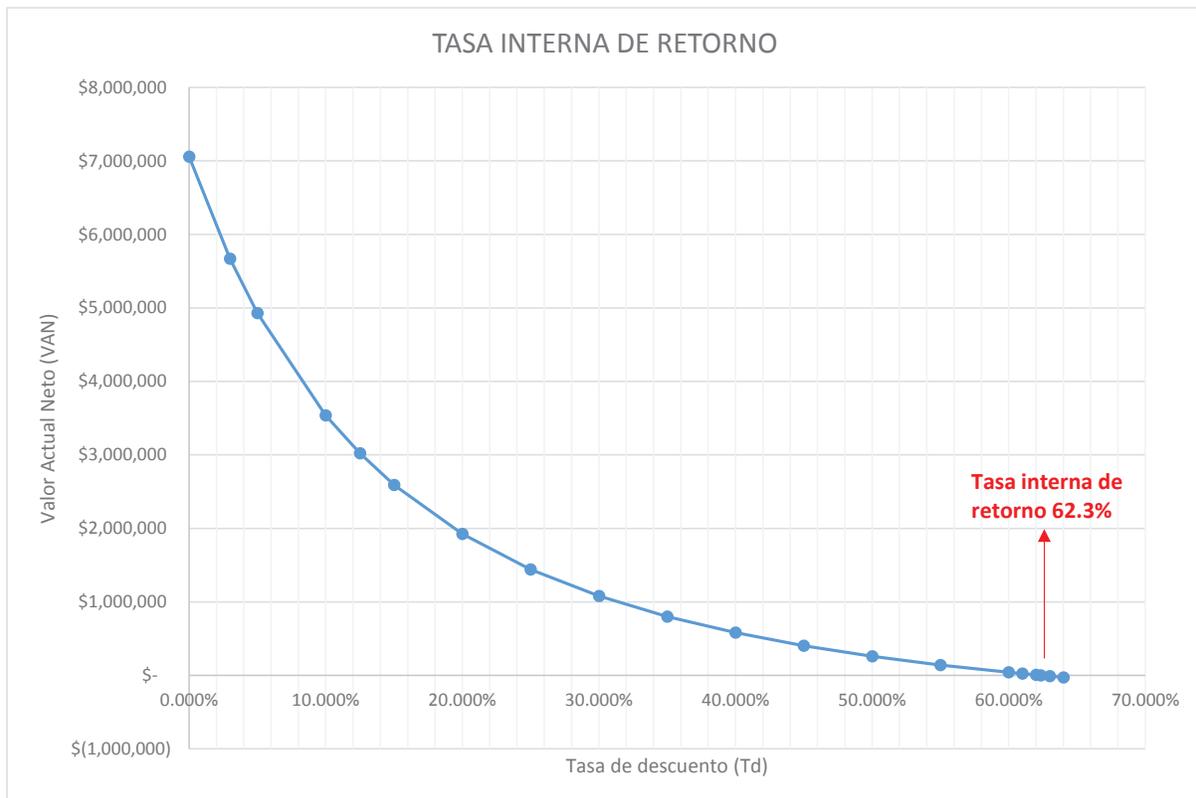


Figura 46. Gráfico para hallar el Tasa interna de retorno, (VAN Vs Tasa de descuento)

Fuente: María Nieto, 2017

En la tabla 9 se observan los valores de VAN y Tasa de descuento, generados hasta encontrar el valor de TIR para el cual el Valor actual neto es cero.

Tabla 9. Valores de Tasa de descuento VS Valor Actual Neto

VAN	Td		
\$ 7,053,247	0.000%		
\$ 5,665,811	3.000%		
\$ 4,926,139	5.000%		
\$ 3,536,254	10.000%		
\$ 3,020,713	12.500%		
\$ 2,591,536	15.000%		
\$ 1,925,978	20.000%		
\$ 1,441,688	25.000%		
\$ 1,078,942	30.000%		
\$ 800,133	35.000%		
\$ 580,878	40.000%		
\$ 404,933	45.000%		
\$ 261,200	50.000%		
\$ 141,917	55.000%		
\$ 41,540	60.000%		
\$ 23,358	61.000%		
\$ 5,740	62.000%		
\$ (0)	62.333%	→	TIR
\$ (11,339)	63.000%		
\$ (27,901.02)	64.000%		

Fuente: María Nieto, 2017

Valor Actual Neto

El valor actual neto se calculó con la ecuación 1, con una tasa de descuento del 14.9% para un total de 20 años, dando como resultado un total de acumulado de flujo de caja de \$35'894060.57 USD al finalizar el año 2035.

En la figura 47 se puede observar el flujo de caja cada año durante 20 años, en esta figura antes del año uno se observa la inversión inicial correspondiente a la implementación de la completación inteligente y estudio de factibilidad, los primeros años el flujo de caja positivo es mayor puesto que la producción es mayor, a medida que pasa el tiempo la producción decrece y el flujo de caja es menor. En la figura 48 se observa el flujo de caja acumulado a 20 años. Considerando que en los dos primeros meses de puesto en marcha el proyecto se recupera la totalidad de la inversión, la rentabilidad del proyecto es sumamente alta.

Este caso sería ideal, pero es importante contemplar la posibilidad de trabajos de Workover en el pozo, o la disminución en el precio de barril de petróleo bajo el costo de producción estimado de \$15 USD.



Figura 47. Flujo de caja anual

Fuente: María Nieto, 2017



Figura 48. Flujo de caja acumulado por 20 años

Fuente: María Nieto, 2017

3.6 Gestión del Proyecto

Como parte de este trabajo se elaboró un plan de gestión del proyecto. A continuación se describe a detalle.

Identificación de la polémica

El reservorio A del campo Renacer produce desde 1980 y actualmente ha reducido la producción por declinación de presión de 3500 psi en el año 1994 a 1200 psi en el 2016. Si no se mantiene la presión del reservorio lo antes posible, el reservorio podría llegar al punto de burbuja de 900 psi; por lo tanto, el recobro final por inyección será mucho más bajo. Para solucionar este problema se plantea colocar una completación de flujo cruzado o *Dump Flood*, previo a realizar un estudio de factibilidad técnico –económico.

Objetivo

Definir la factibilidad técnica-económica para implementar una completación inteligente de flujo cruzado *dump flood* en el yacimiento A del campo Renacer.

Requisitos de alto nivel

- Aprobación de la ejecución del proyecto por parte del área de Geociencias de la empresa Baker Hughes.
- Técnico especialista con experiencia en modelaje estático y dinámico de reservorios.
- Software especializado en modelaje.
- Tiempo disponible para realizar el proyecto en mención.

Supuestos y restricciones

- Información escasa del campo.
- Negación de permisos de confidencialidad de la información.

Descripción de alto nivel del proyecto y sus límites

- La empresa Baker Hughes proveerá de técnico especialista y software para modelamiento integrado y se beneficiará del proyecto realizado para promocionar su software y sus servicios.

- Una compañía operadora deberá proveer datos de un campo petrolero para realizar el estudio, posiblemente mediante un acuerdo de confidencialidad.

Riesgos de alto nivel

- Software deficiente para realizar el trabajo.
- Técnico no disponibles.
- Datos inconsistentes o inexistentes para generar el modelo.

Principales oportunidades para la organización

Por medio del proyecto la empresa Baker Hughes hará publicidad de su software y de la capacidad técnica que tiene para desarrollar este tipo de proyectos.

Cronograma

El tiempo estimado para la realización del proyecto de estudio de factibilidad es de 45 días efectivos, es decir dos meses y medio, dentro de este tiempo se realizan actividades concatenadas y en paralelo; ver Tabla 10.

Requisitos de aprobación

- Baker Hughes debe aprobar la realización del proyecto usando sus técnicos especialistas y su software.
- La Compañía operadora debe aprobar el uso de la información.
- Los técnicos especialistas deben estar disponibles para efectuar el proyecto.
- El soporte de software estará disponible para los requerimientos específicos de los técnicos especialistas.

Tabla 10. Cronograma de actividades

ACTIVIDAD	DIAS EFECTIVOS																																																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45									
Gestión de proyecto	█																																																					
Selección del área de estudio		█																																																				
Revisión Modelo Estructural							█																																															
Revisión Modelo Estratigráfico								█																																														
Elaboracion Modelo Sedimentológico									█																																													
Informe modelo Sedimentológico y Estratigráfico										█																																												
Revisión del Modelo Petrofísico											█																																											
Elaboracion Modelo Geocelular												█																																										
Informe modelo estructural, petrofísico y geocelular													█																																									
Revisión y presentación de avance														█																																								
Modelos producción, presión, fluido, roca fluido															█																																							
Inicialización																█																																						
Ajuste Historia																	█																																					
Predicciones																		█																																				
Informe modelo simulación																			█																																			
Revisión y presentación de avance																				█																																		
Determinación de parámetros económicos																					█																																	
Informe de parámetros económicos																						█																																
Análisis de compatibilidad físico químico del agua de formación																							█																															
Informe análisis de compatibilidad																								█																														
Revisión y presentación de avance																									█																													
Revisión y aprobación del estudio																											█																											

Fuente: María Nieto, 2017

En la Tabla 11 se muestra la identificación de cada persona interesada en el proyecto, su rol, su información de contacto, sus expectativas, y los rangos de poder, interés y valoración.

Tabla 11. Identificación de los Interesados

Nombre	Rol	Información de contacto	Principales expectativas	Poder	Interés	Valoración
Santiago Espinoza	Gerente de la línea Consultoría de Reservorios de la compañía Baker Hughes (compañía que proveerá técnicos y software)	<u>SantiagoEspinoza@bakerhughes.com</u>	Promocionar los servicios técnicos especializados de la empresa y el software.	Alto	Alto	Alta
Mariela Vargas	Gerente de desarrollo de la Compañía operadora.	<u>MarielaVargas@petroleoecuador.com</u>	Mejorar la producción del reservorio A del campo Renacer.	Alto	Medio	Media alta
María Andrade	Líder técnico	<u>MariaAndrade@bakerhughes.com</u>	Cumplir con el cronograma, presupuesto y objetivos del proyecto	Bajo	Alto	Media
Luis Lopez	Líder logístico y administrativo	<u>LuisLopez@bakerhughes.com</u>	Cumplir eficientemente con la logística del personal técnico y gestionar permisos para uso de software	Bajo	Alto	Medio
Clarisa Rodriguez	Técnico especialista Geomodeladores	<u>ClarisaRodriguez@bakerhughes.com</u>	Cumplir con el objetivo específico del proyecto: Generar un modelo geocelular	Bajo	Alto	Medio
Esteban Valverde	Técnico especialista (sedimentólogo/estratígrafo)	<u>EstebanValverde@bakerhughes.com</u>	Definir el tipo de facies sedimentarias, su	Bajo	Alto	Medio

Joaquín Coral	Técnico especialista (ingeniero de simulación)	JoaquinCoral@bakerhughes.com	morfología, dimensiones y orientación y las petrofacies del yacimiento.	Bajo	Alto	Medio
Néstor Romero	Ingeniero Químico	NestorRomero@bakerhughes.com	Construir un modelo dinámico usando como datos de entrada el modelo estático, datos de producción y presión. Realizar un análisis de compatibilidad de fluidos entre el agua del yacimiento D y el agua de formación del yacimiento A.	Bajo	Alto	Medio
Juan Calderón	Economista	JuanCamderon@bakerhughes.com	Generar un estudio económico que permita definir la rentabilidad del proyecto.	Bajo	Alto	Medio
Fabio Carbajal Natalia Peña	Desarrolladores del software	FabioCarbajal@bakerhughes.com NataliaPeña@bakerhughes.com	Promocionar y rentar el software. Mediante soporte técnico satisfacer las necesidades de software.	Bajo	Medio	Bajo
David Smith Ronald Hensen	Técnicos de consultoría Senior	DavidSmith@bakerhughes.com RonaldHensen@bakerhughes.com	Realizar un control de calidad del trabajo.	Bajo	Alto	Medio

Fuente: María Nieto, 2017

Enunciado del alcance

Se demostrará la continuidad, tanto estratigráfica como estructural, que no existen canales de flujo preferenciales ni sellos o fallas que bloqueen la migración del fluido inyectado, además de constatar que las propiedades petrofísicas del reservorio corresponden a una arenisca de altas permeabilidades y porosidades que permiten el paso del fluido sin restricción. Para el modelo dinámico se obtendrá un ajuste historia consistente y la inicialización del yacimiento permitirá validar los modelos de distribución de fluidos, presiones, interacción roca-fluido y producción. Se llevará a cabo un escenario de producción con un pozo inyector con sistema Dump Flood. Se estimará el caudal que puede proveer el reservorio, así como el caudal óptimo para recuperar la presión sin llegar a fracturar la formación. Se realizarán corridas económicas que prueben la rentabilidad del proyecto, mediante el análisis de parámetros como periodo de recuperación de la inversión, valor actual neto y tasa interna de retorno. En conclusión se probará técnica y económicamente que es factible la aplicación de la completación Dump Flood en el reservorio A del campo Renacer.

Este trabajo se llevará a cabo luego de:

1. La aprobación de un acuerdo de confidencialidad por medio del cual se puede hacer uso de la información del Campo Renacer de la empresa Petróleos Ecuador. El cual lo aprobará la Gerente de la compañía operadora: Mariela Vargas.

2. Aprobación del gerente de la compañía Baker Hughes, Santiago Espinoza para hacer uso del software y del siguiente personal:
 - Técnicos especialistas: geomodelador, sedimentólogo-estratígrafo e ingeniero de simulación, ingeniero químico y economista (5 personas)
 - Staff de técnicos de consultoría senior (2 personas).
 - Equipo de soporte de software (2 personas)
 - Líder técnico (1 persona)
 - Líder administrativo y logístico (1 persona)

En el proyecto está incluido un geomodelador especialista que domine las técnicas de población, un ingeniero sedimentólogo-estratígrafo, un ingeniero de simulación, un economista y un ingeniero químico. El modelo estático y dinámico será realizado en Jewel Suite y Imex que son software especializado de geomodelamiento y simulación respectivamente. El software cuenta con soporte técnico permanente. En el software propper se calculará el índice de productividad de agua del pozo.

Para la ejecución del proyecto la empresa Baker Hughes dispondrá de recursos técnicos especializados y el staff de Consultoría Senior para el control de calidad y validación de los resultados obtenidos.

El tiempo estimado para completar el proyecto es de 45 días efectivos, considerando un horario de trabajo de lunes a viernes, ocho horas diarias.

Entregables del Proyecto

- Modelo estático y dinámico sectorial del reservorio A del campo Renacer en Jewel Suite y Imex respectivamente.
- Resultados del cálculo del índice de productividad en software Prosper.
- Resultados del análisis de compatibilidad de fluidos del agua de formación en Word.
- Corridas del análisis económico en Excel.
- Documento escrito del estudio de factibilidad técnico económico en Word y Pdf.

Criterios de aceptación del proyecto

Los entregables serán aceptados después de una revisión del equipo de Consultoría Senior de la empresa, bajo los siguientes criterios para su aceptación:

- Control de calidad de la información original
- Procesos adecuados para generación de modelos estáticos y dinámicos
- Procesos adecuados para estimación de rentabilidad del proyecto
- Procesos adecuados para análisis de compatibilidad de fluidos del agua de formación

Exclusiones del proyecto

Se encuentra fuera del alcance del proyecto, la simulación para todo el campo, la variación físico química del agua de formación a lo largo del campo, factores estructurales y estratigráficos que son invisibles partiendo de la información actual del campo.

Restricciones del proyecto

Es primordial para el desarrollo del proyecto, la aprobación del Gerente de consultoría de Baker Hughes para el uso del personal técnico y el software especializado.

Es indispensable para el desarrollo del proyecto, la aprobación del Gerente de desarrollo de la Compañía operadora Petróleos Ecuador para hacer uso de la información del campo Renacer.

Supuestos del proyecto

El Software Jewel Suite, Imex y Prosper es totalmente compatible y competente para realizar el trabajo y los técnicos soporte del software conocen la herramienta lo suficiente para brindar el soporte requerido.

Los técnicos especialistas están disponibles para el inicio del proyecto y no tendrán otros compromisos de trabajo

Los datos provistos por la compañía operadora Petróleos Ecuador son suficientes para realizar el trabajo.

Plan de gestión de costos

Frecuencia de evaluación del presupuesto y las reservas

Al final de cada semana se evaluará el avance del proyecto, del cual dependen los costos; si existen atrasos se trabajarán horas extras el fin de semana para cumplir con los tiempos y el costo asociado a estas horas se irá sumando en el elemento del cronograma llamado tiempo por contingencias.

Costo total del proyecto

Los costos asociados al proyecto provienen del costo asignado al personal y al software a usarse:

- El costo de técnico por día se observa en la Tabla 12.
- El costo por software es de \$3000 mensual, corresponde a una tarifa preferencial que se da para proyectos en la compañía e incluye el soporte especializado de los técnicos

del software en caso se requiera, las licencias se usará por 3 meses, el costo total por software es de \$9000. Ver Tabla 13.

Tabla 12. Costos por personal

RECURSO HUMANO	TARIFA ESTÁNDAR	DIAS DE TRABAJO	COSTO TOTAL POR RECURSO TECNICO
Geólogo/Geomodelador	\$ 600/dia	22	\$ 13200
Ingeniero de Simulación	\$ 600/dia	21	\$ 12600
Sedimentólogo/Estratígrafo	\$ 600/dia	15	\$ 9000
Ingeniero Químico	\$ 600/dia	10	\$ 6000
Economista	\$ 600/dia	10	\$ 6000
Líder Técnico	\$ 600/dia	9	\$ 5400
Líder Logístico	\$ 600/dia	3	\$ 1800
Ingeniero 1 de Consultoría Senior	\$ 800/dia	10	\$ 8000
Ingeniero 2 de Consultoría Senior	\$ 800/dia	10	\$ 8000

Fuente: María Nieto, 2017

Tabla 13. Otros costos

ITEM	COSTO
Costo licencias Software y soporte de 2 técnicos	\$ 9000
Costos por contingentes	\$ 6000

Fuente: María Nieto, 2017

Algunas actividades pueden ser simultáneas pero los costos por ser por día de profesional no varían. El costo total por recurso humano es de \$ 70000 USD, adicional se suma el costo por software a usar que corresponde a \$ 9000 USD y el costo por contingentes que corresponde a dos semanas de servicio profesional es de \$ 6000 USD. En total el costo del estudio de factibilidad técnico económica es de **\$85000 USD**.

Este costo correspondiente al estudio deberá incluirse en el costo de inversión previo a la completación Dump Flood.

En la Tabla 14 se desglosa el costo por cada actividad del proyecto que depende de los profesionales requeridos por actividad:

Tabla 14. Actividad, responsable y costo por personal técnico

ACTIVIDAD	RESPONSABLE	Número de técnicos	Duración (días)	Costo unitario recurso económico	Costo por actividad
Gestión de proyecto	Líder técnico/ logístico	2	3	\$ 600.00	\$ 3,600.00
Selección del área de estudio	Geólogo/ Geomodelador	1	4	\$ 600.00	\$ 2,400.00
Revisión Modelo Estructural	Geólogo/ Geomodelador	1	2	\$ 600.00	\$ 1,200.00
Revisión Modelo Estratigráfico	Sedimentólogo/ Estratígrafo	1	3	\$ 600.00	\$ 1,800.00
Elaboración Modelo Sedimentológico	Sedimentólogo/ Estratígrafo	1	7	\$ 600.00	\$ 4,200.00
Informe modelo Sedimentológico y Estratigráfico	Sedimentólogo/ Estratígrafo	1	5	\$ 600.00	\$ 3,000.00
Revisión del Modelo Petrofísico	Geólogo/ Geomodelador	1	3	\$ 600.00	\$ 1,800.00
Elaboración Modelo Geocelular	Geólogo/ Geomodelador	1	8	\$ 600.00	\$ 4,800.00
Informe modelo estructural, petrofísico y geocelular	Geólogo/ Geomodelador	1	3	\$ 600.00	\$ 1,800.00
Revisión y presentación de avance	Líder técnico/ Geomodelador	2	2	\$ 600.00	\$ 2,400.00
Modelos producción, presión, fluido, roca fluido	Ingeniero de Simulación	1	4	\$ 600.00	\$ 2,400.00
Inicialización	Ingeniero de Simulación	1	2	\$ 600.00	\$ 1,200.00
Ajuste Historia	Ingeniero de Simulación	1	4	\$ 600.00	\$ 2,400.00
Predicciones	Ingeniero de Simulación	1	6	\$ 600.00	\$ 3,600.00
Informe modelo simulación	Ingeniero de Simulación	1	3	\$ 600.00	\$ 1,800.00

Revisión y presentación de avance	Líder técnico/ Ingeniero de Simulación	2	2	\$ 600.00	\$ 2,400.00
Determinación de parámetros económicos	Economista	1	5	\$ 600.00	\$ 3,000.00
Informe de parámetros económicos	Economista	1	3	\$ 600.00	\$ 1,800.00
Análisis de compatibilidad físico químico del agua de formación	Ingeniero Químico	1	5	\$ 600.00	\$ 3,000.00
Informe análisis de compatibilidad	Ingeniero Químico	1	3	\$ 600.00	\$ 1,800.00
Revisión y presentación de avance	Líder técnico/ Economista/ ingeniero Químico	3	2	\$ 600.00	\$ 3,600.00
Revisión y aprobación del estudio	Técnicos de Consultoría Senior	2	10	\$ 800.00	\$16,000.00
COSTO TOTAL DEL PERSONAL TECNICO					\$ 70,000.00

Fuente: María Nieto, 2017

Plan de Gestión de la Calidad

Descripción de Procesos de gestión de la calidad

El control de calidad del proyecto será constante, por tal razón considerando que las actividades son concatenadas y que el error en una desembocaría en un error en la siguiente se ha asignado dos días al final de cada fase para que el técnico líder revise los resultados, adicional a manera de control de calidad se asignan dos Ingenieros Senior uno especialista en modelos estáticos y el otro en simulación que revisaran los procedimientos y los resultados a la final de dichas fases. Si se tiene que hacer algún cambio se lo hará de manera inmediata.

Al final del trabajo luego de la elaboración del reporte y presentación de resultados se asignó un tiempo para revisión de reporte y presentación y resultados finales, en esta etapa de control de calidad estará involucrado todo el personal técnico, los Ingenieros Senior y el líder técnico.

Aseguramiento de la calidad

Para asegurar el control de la calidad se invertirán recursos técnicos que realizarán una revisión al final de cada fase, y una revisión general del proyecto luego de la redacción del reporte. Los costos asociados a este proceso de aseguramiento de la calidad durante la ejecución del proceso están representados por los consultores Senior que realizaran esta labor.

Adicional para asegurar el control de la calidad en los procesos que involucran el uso de software, el equipo especializado de software dará soporte constante al equipo técnico, y este costo está ya incluido en la renta mensual de las licencias.

Control de Calidad

Posterior a la revisión por el personal de Ingeniería Senior se identificarán las causas del error y se realizarán recomendaciones para eliminarlas. Si las causas del error son recurrentes se tendrá que implementar la solución inmediatamente para que no afecten a las siguientes fases del modelo.

Durante el control de calidad se validará lo siguiente:

- El uso adecuado de los procedimientos,
- La integración adecuada de la información,
- La consistencia de los procedimientos con los conceptos teóricos y
- La consistencia de los resultados obtenidos.

Mejoramiento de la Calidad

Para el mejoramiento de la calidad la compañía Baker Hughes luego de cada proceso de control de calidad exige llenar el siguiente formato (Figura 49), en el cual se describen los errores cometidos y la solución propuesta, este documento se almacena y se considera para próximos proyectos como lecciones aprendidas.

Project Number:						
Project Title:						
Peer Reviewer(s):		Project Team Rep(s):				
Project Manager:		Date:				
Peer Review Stage: QC x (fill in appropriate number 0-6)						
	What was reviewed?		Findings			
QC 1						
QC 2						
QC 3						
QC 4						
QC 5						
QC 6	Commercial Review	Proposal	Spend to Date	Spend to Complete	Total Expected	Variance
	Hours					
	Value					
	Points to Note e.g. invoicing issues, client problems					
	What was <u>NOT</u> reviewed?		Why?			
1						
	Actions Arising			Who?	By When?	*Completed Date
1						
2						
3						
4						
Tick relevant choice below (see RDS-QP-008 for definitions)						

*Project Leader is responsible for ensuring that any actions raised are completed.

Signature of Reviwer:|

Figura 49. Formato de evaluación de calidad

Fuente: Baker Hughes

Plan de Gestión de Recursos Humanos

Matriz de responsabilidades

En la Tabla 15 se describen las responsabilidades inherentes a cada técnico que trabajará en el proyecto.

Tabla 15. Matriz de responsabilidades

Nombre	Rol	Información de contacto	Responsabilidades
Santiago Espinoza	Gerente de Consultoría de Reservorios de Baker Hughes	SantiagoEspinoza@bakerhughes.com	Gestionar las aprobaciones respectivas para el uso del software y el trabajo del personal técnico de la compañía.
Mariela Vargas	Gerente de desarrollo de la Compañía operadora.	MarielaVargas@petroleosecuador.com	Gestionar las aprobaciones respectivas para suministrar la información con la cual se trabajará.
María Andrade	Líder técnico	MaríaAndrade@bakerhughes.com	Cumplir con el cronograma, presupuesto y objetivos del proyecto
Luis Lopez	Líder logístico y administrativo	LuisLopez@bakerhughes.com	Gestionar la logística para el uso del personal técnico y gestionar permisos para uso de software
Clarisa Rodriguez	Técnico especialista Geomodeladores	ClarisaRodriguez@bakerhughes.com	Generar un modelo geocelular
Esteban Valverde	Técnico especialista (sedimentólogo/estratígrafo)	EstebanValverde@bakerhughes.com	Construir un modelo sedimentológico y estratigráfico.
Joaquín Coral	Técnico especialista (ingeniero de simulación)	JoaquinCoral@bakerhughes.com	Construir un modelo dinámico.
Néstor Romero	Ingeniero Químico	NestorRomero@bakerhughes.com	Realizar un análisis de compatibilidad de fluidos.
Juan Calderón	Economista	JuanCamderon@bakerhughes.com	Generar un estudio económico.
Fabio Carbajal Natalia Peña	Desarrolladores del software	FabioCarbajal@bakerhughes.com NataliaPeña@bakerhughes.com	Generar permisos para uso de software y su soporte.
David Smith Ronald Hensen	Técnicos de consultoría Senior	DavidSmith@bakerhughes.com RonaldHensen@bakerhughes.com	Realizar un control de calidad del trabajo técnico.

Fuente: María Nieto, 2017

Adquisiciones de personal

El personal técnico que trabajará en el proyecto pertenece a la empresa Baker Hughes, pero no todos tienen su base de trabajo en Ecuador. Considerando que el proyecto se realizará por fases concatenadas una a la otra, se puede trabajar de manera virtual, y en las etapas del proyecto donde se requiera la participación de varios técnicos de otros países se realizarán teleconferencias con la herramienta que usa la compañía ATT teleconference que permite compartir archivos, escuchar y hablar usando internet. En la Tabla 16 se detallan los recursos y su base de trabajo.

Tabla 16. Recursos técnicos – base de trabajo

Nombre	Rol	Locación de trabajo
Santiago Espinoza	Gerente de Consultoría de Reservorios de Baker Hughes	Houston
Mariela Vargas	Gerente de desarrollo de la Compañía operadora.	Ecuador
María Andrade	Líder técnico	Ecuador
Luis Lopez	Líder logístico y administrativo	Houston
Clarisa Rodriguez	Técnico especialista Geomodeladores	Ecuador
Esteban Valverde	Técnico especialista (sedimentólogo/estratígrafo)	Colombia
Joaquín Coral	Técnico especialista (Ingeniero de simulación)	México
Néstor Romero	Ingeniero Químico	Houston
Juan Calderón	Economista	Houston
Fabio Carbajal Natalia Peña	Desarrolladores del software	Houston
David Smith Ronald Hensen	Técnicos de consultoría Senior	Houston

Fuente: María Nieto, 2017

Liberación del Personal

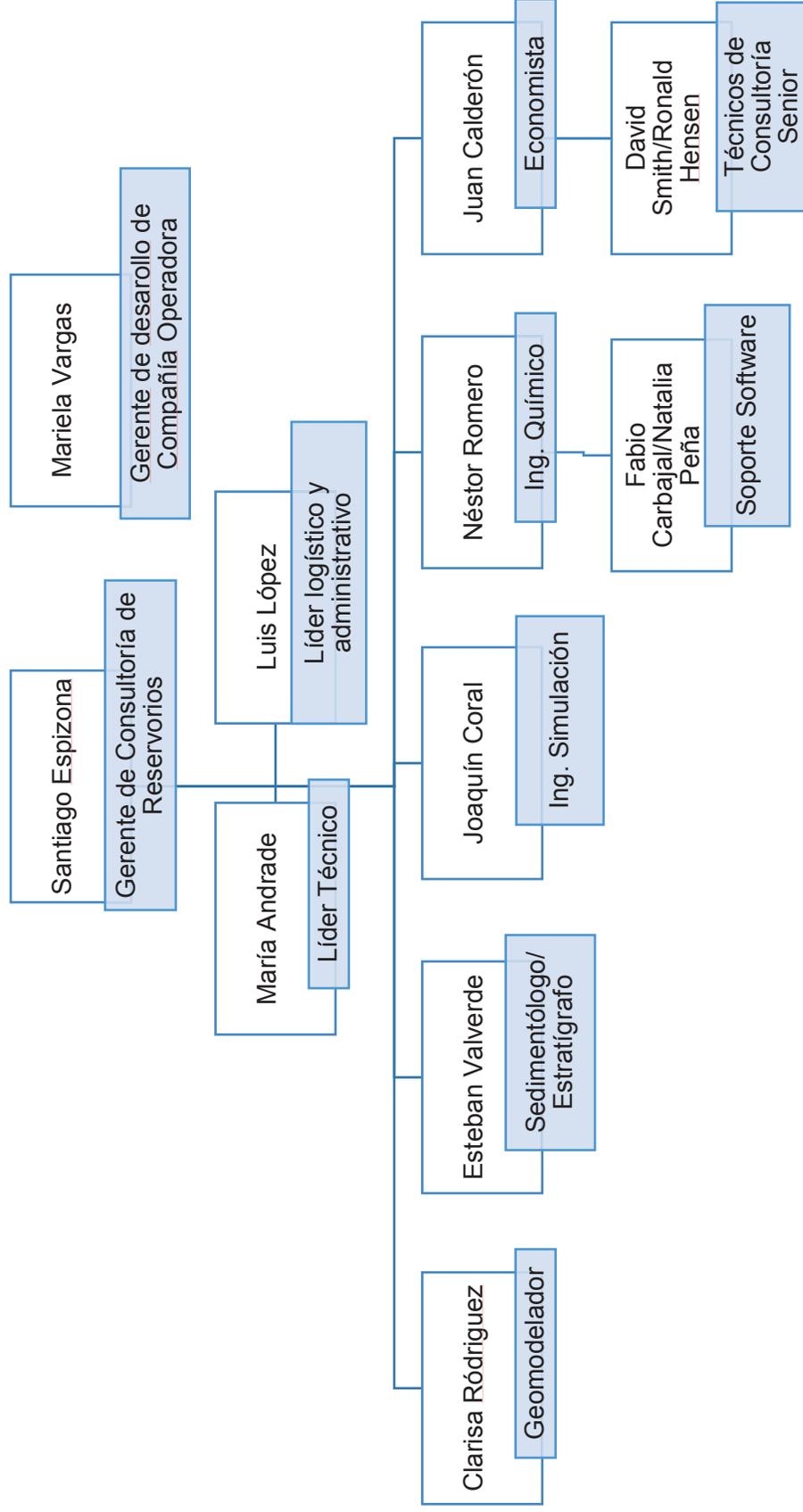
Según el cronograma realizado todo el personal conoce las fechas exactas en las que se integra al proyecto y en las que termina su labor. La Tabla 17 muestra el cronograma con los recursos necesarios y el día de inicio y fin de sus actividades. La figura 50 muestra la estructura organizacional del proyecto.

Tabla 17. Calendario de entrada y salida de recursos técnicos

ACTIVIDAD	RESPONSABLE	DIAS EFECTIVOS																																																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45						
Gestión de proyecto	Líder técnico/ logístico																																																			
Selección del área de estudio	Geólogo/ Geomodelador																																																			
Revisión Modelo Estructural	Geólogo/ Geomodelador																																																			
Revisión Modelo Estratigráfico	Sedimentólogo/ Estratigrafo																																																			
Elaboración Modelo Sedimentológico	Sedimentólogo/ Estratigrafo																																																			
Informe modelo Sedimentológico y Estratigráfico	Sedimentólogo/ Estratigrafo																																																			
Revisión del Modelo Petrofísico	Geólogo/ Geomodelador																																																			
Elaboración Modelo Geocelular	Geólogo/ Geomodelador																																																			
Informe modelo estructural, petrofísico y geocelular	Geólogo/ Geomodelador																																																			
Revisión y presentación de avance Modelos producción, presión, fluido, roca fluido	Líder técnico/ Geomodelador																																																			
Inicialización	Ingeniero de Simulación																																																			
Ajuste Historia	Ingeniero de Simulación																																																			
Predicciones	Ingeniero de Simulación																																																			
Informe modelo simulación	Ingeniero de Simulación																																																			
Revisión y presentación de avance Simulación	Líder técnico/ Ingeniero de Simulación																																																			
Determinación de parámetros económicos	Economista																																																			
Informe de parámetros económicos	Economista																																																			
Análisis de compatibilidad físico químico del agua de formación	Ingeniero Químico																																																			
Informe análisis de compatibilidad	Ingeniero Químico																																																			
Revisión y presentación de avance	Líder técnico/ Economista/ ingeniero Químico																																																			
Revisión y aprobación del estudio	Técnicos de Consultoría Senior																																																			

Fuente: María Nieto, 2017

Figura 50. Estructura Organizacional del Proyecto



Fuente: María Nieto, 2017

Calendario de recursos

Se revisaron que las horas de trabajo de todo el personal técnico no sobrepasen las 40 horas semanales, es decir 8 horas diarias de lunes a viernes.

Reconocimientos

Si se cumple con éxito con el cronograma y el alcance establecido en el proyecto, se elevará a conocimiento del jefe directo de cada técnico para que esto sea considerado en el bono anual de desempeño que recibe cada trabajador en el mes de abril.

Plan de seguridad

En caso de que los técnicos requieran viajar a Ecuador, el primer día de su llegada asistirán a charlas de seguridad, la charla será de acuerdo a la locación donde trabajen.

Plan de Gestión de las Comunicaciones

Se realizarán reuniones luego que termine cada fase del proyecto con el líder del proyecto para la presentación de avance del proyecto.

Al final de cada fase se realizan reuniones con los técnicos involucrados en cada fase, el líder técnico y los Ingenieros senior.

Al final de todo el proyecto en la etapa de revisión de informe antes de la presentación final del proyecto, se llevará a cabo una reunión interna para revisión de los resultados.

Nota: El tiempo programado para las reuniones está ya considerado dentro de cada actividad del cronograma

Activos de procesos de la información

Para generar presentaciones, informes se seguirá con las plantillas establecidas por la empresa.

Se usaran las actas de proyectos anteriores donde constan las lecciones aprendidas para evitar cometer los mismos errores.

Comunicaciones del proyecto

El líder técnico se encargará de enviar el cronograma actualizado cada fin de semana para controlar el avance del proyecto, así como los costos incurridos por demora y el estado de los entregables.

Plan de Gestión de Riesgos

Metodología

Para revisar si existe un riesgo en el proyecto se seguirá la siguiente metodología:

- El líder técnico comunicará al líder administrativo/logístico y a los técnicos cuando exista un desfase de más de dos días con respecto al cronograma establecido. De esta manera se buscarán opciones de incrementar la carga horaria en los trabajos o sumar nuevos recursos
- Los técnicos especialistas comunicarán si la información provista no es suficiente o adecuada para el proyecto, de esta manera se solicitará información al personal de la empresa Petróleos Ecuador
- Como las actividades del proyecto son dependientes una de otra, si una tiene un error este error se puede propagar hasta la última actividad, incurriendo luego en gastos para rehacer el trabajo, por tal razón luego de cada fase se revisará el trabajo realizado y solo luego de eliminar el riesgo por errores cometidos se podrá continuar con la siguiente fase.

Roles y responsabilidades

La Tabla 18 muestra los roles y responsabilidades que tiene cada técnico para evitar riesgos asociados a cada disciplina

Tabla 18. Roles y responsabilidades de cada técnico en el plan de riesgos

Nombre	Rol	Responsabilidad
Santiago Espinoza	Gerente de la línea Consultoría de Reservorios de la compañía Baker Hughes	Comunicar al líder administrativo/logístico antes de empezar el proyecto si existen problemas para la aprobación del uso de técnicos y software
Mariela Vargas	Gerente de desarrollo de la Compañía operadora.	Comunicar al Gerente de la línea Consultoría de Reservorios de la compañía Baker Hughes, si no hay aprobación para proveer la información.
Maria Andrade	Líder técnico	Integrar el trabajo de los diferentes técnicos y comunicar al líder administrativo/logístico y a los técnicos cuando exista un desfase de más de dos días con respecto al cronograma establecido. De esta manera se buscarán opciones de incrementar la carga horaria en los trabajos o sumar nuevos recursos
Luis López	Líder logístico y administrativo	Comunicar si no existe disponibilidad de especialistas para las fechas establecidas y buscar nuevas opciones de recursos humanos.
Clarisa Rodríguez	Técnicos especialistas Geomodeladores	Comunicar si la información provista no es suficiente o adecuada para el proyecto o impide de alguna manera

		continuar a la siguiente fase y plantear soluciones que no detengan el proyecto.
Esteban Valverde	Técnico especialista (sedimentólogo/estratígrafo)	Comunicar si la información provista no es suficiente o adecuada para el proyecto o impide de alguna manera continuar a la siguiente fase y plantear soluciones que no detengan el proyecto.
Joaquín Coral	Técnico especialista (ingeniero de reservorios)	Comunicar si la información provista no es suficiente o adecuada para el proyecto o impide de alguna manera continuar a la siguiente fase y plantear soluciones que no detengan el proyecto.
Néstor Romero	Ingeniero Químico	Comunicar si las muestras de agua de formación son suficiente para obtener los resultados deseados.
Juan Calderón	Economista	Comunicar si la información provista no es suficiente o adecuada para el proyecto o impide de alguna manera continuar a la siguiente fase y plantear soluciones que no detengan el proyecto.
Fabio Carbajal	Desarrolladores del software	Comunicar si el software no es capaz de generar procesos solicitados y buscar alternativas que solucionen el problema.
Natalia Peña	Desarrolladores del software	Comunicar si el software no es capaz de generar procesos solicitados y buscar

		alternativas que solucionen el problema.
David Smith	Técnicos de consultoría Senior	Comunicar luego de la revisión de cada fase si el trabajo no cumple con la calidad requerida y plantear soluciones para cumplirla.
Ronald Hensen	Técnicos de consultoría Senior	Comunicar luego de la revisión de cada fase si el trabajo no cumple con la calidad requerida y plantear soluciones para cumplirla.

Fuente: María Nieto, 2017

Presupuesto

El presupuesto que abarca las actividades realizadas por los técnicos incluye un tiempo adicional por contingencias correspondiente a \$6000. El valor total del proyecto corresponde a \$79000 e incluye el costo adicional por contingencias.

Calendarización

Los procesos de gestión de riesgos se llevarán a cabo al fin de cada semana cuando el líder técnico revise el avance del cronograma y al fin de cada fase cuando los técnicos especialistas comuniquen si la información provista no es suficiente o adecuada para el proyecto. Finalmente el proceso de gestión de riesgos se hará al fin de cada fase cuando los ingenieros senior eliminen el riesgo asociado a errores cometidos por los técnicos especialistas.

Categoría de riesgo

Riesgo Técnico.-Entregables con baja calidad que no cumplen con el objetivo del proyecto.
Riesgo externo.- La compañía Petróleos Ecuador no aprueba el uso de información.
Riesgo de la organización.- Los técnicos especialistas o los ingenieros senior no están disponibles para las fechas programadas y no existe personal con la misma capacidad técnica que pueda suplantarlos.

Riesgo en la dirección de proyectos.- La comunicación entre técnicos especialistas es deficiente y los entregables que cada uno produce en una fase no se encuentran integrados.

Probabilidad e Impacto

La Tabla 19 describe los riesgos asociados con su respectiva métrica.

Tabla 19. Riesgos con su métrica en probabilidad e impacto

Objetivo	Probabilidad e Impacto
Comunicar al líder administrativo/logístico antes de empezar el proyecto si existen problemas para la aprobación del uso de técnicos y software	Muy alto
Comunicar al Gerente de la línea Consultoría de Reservorios de la compañía Baker Hughes, si no hay aprobación para proveer la información.	Muy alto
Integrar el trabajo de los diferentes técnicos y comunicar al líder administrativo/logístico y a los técnicos cuando exista un desfase de más de dos días con respecto al cronograma establecido. De esta manera se buscarán opciones de incrementar la carga horaria en los trabajos o sumar nuevos recursos	Alto
Comunicar si no existe disponibilidad de especialistas para las fechas establecidas y buscar nuevas opciones de recursos humanos.	Muy alto
Comunicar si la información provista no es suficiente o adecuada para el proyecto o impide de alguna manera continuar a la siguiente fase y plantear soluciones que no detengan el proyecto.	Alto
Comunicar si el software no es capaz de generar procesos solicitados y buscar alternativas que solucionen el problema.	Medio
Comunicar luego de la revisión de cada fase si el trabajo no cumple con la calidad requerida y plantear soluciones para cumplirla.	Alto

Fuente: María Nieto, 2017

Plan de gestión de adquisiciones

Los recursos técnicos que se usarán en el proyecto provienen de la misma organización, pero en caso de que estos estén ocupados en otro proyecto se plantea el plan de adquisiciones que se muestra en la Tabla 20, aquí se describe cada recurso con su justificación para el proyecto, las capacidades técnicas que debe poseer y el presupuesto estimado de pago al recurso.

Tabla 20. Descripción del recurso técnico requerido para el proyecto

Recurso	Cantidad	Descripción	Justificación	Presupuesto
Líder técnico	1	Persona capaz de dirigir el proyecto para que se cumpla con el cronograma, presupuesto y objetivos del proyecto.	El líder técnico gestionará que se cumpla con los objetivos del proyecto.	\$300 / hora
Líder logístico y administrativo	1	Persona capaz de manejar eficientemente la logística del personal técnico y buscar personal técnico adicional.	El líder administrativo y logístico gestionará la logística relacionada con el personal técnico y su contratación	\$300 / hora
Técnico especialista Geomodelador	1	Es un ingeniero geocientista, con experiencia en técnicas de población de modelos geocelulares.	A través de su trabajo se constatará si existe comunicación lateral y vertical en el reservorio y por tanto, la factibilidad técnica del proyecto.	\$300 / hora
Técnico especialista (sedimentólogo/estratígrafo)	1	Es un ingeniero geocientista, con experiencia en creación de modelos sedimentológicos.	Es el técnico que dará soporte indispensable al geomodelador para cumplir con el	\$300 / hora

			objetivo técnico del proyecto.	
Técnico especialista (simulación)	1	Es un ingeniero reservorista, con experiencia en creación de modelos dinámicos.	Es el técnico que a través de la creación del modelo dinámico permitirá definir el volumen a inyectar de agua y la producción asociada en el reservorio.	\$300 / hora
Economista	1	Está capacitado para generar modelos económicos, a partir de parámetros económicos petroleros.	El economista determinara el tiempo de retorno de la inversión y constatará si el proyecto es factible.	\$300 / hora
Ingeniero Químico	1	Está capacitado para realizar las pruebas de compatibilidad de agua de dos diferentes formaciones.	El Ingeniero Químico aportará con sus conclusiones de la prueba de compatibilidad para determinar la factibilidad técnica del proyecto.	
Técnico especialista (ingeniero de simulación)	1	Es un ingeniero de simulación que tengan más de 20 años de experiencia en esta área.	Realizará el control de calidad del trabajo realizado por el geomodelador.	\$400 / hora
Técnicos de consultoría Senior (Ingeniero Geólogo/ Geomodelador)	2	Es un ingeniero geocientista que tengan más de 20 años de experiencia en esta área.	Realizará el control de calidad del trabajo realizado por el simulador.	\$400 / hora

Fuente: María Nieto, 2017

CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN

Concluido el modelo integrado de yacimientos y el modelo económico se establece que es factible implementar una completación inteligente de flujo cruzado *dump flood* en el yacimiento A del campo Renacer.

Para inyectar el agua se utiliza el pozo R-22 por cumplir con las condiciones de estar en una zona estructuralmente baja, no tener reservas recuperables y estar completado tanto en el reservorio productor de agua “D” como en el receptor “A”.

Luego de cargar el modelo estructural se constató que no existen inconsistencias morfológicas en la estructura, no se presentan fracturas y la única falla es de carácter sellante. Por lo tanto, el fluido inyectado no se perderá a causa de rasgos estructurales.

La evaluación petrofísica del pozo R-22 demostró que tanto los reservorios de donde se receptorá el agua “D” y en donde se inyectara el agua “A” tienen permeabilidades y porosidades aceptables para el trabajo que se desea realizar.

El ambiente de depósito definido de acuerdo a bibliografía y al análisis de núcleos corresponde a tipo transicional estuarino con una orientación N15E. En esta zona el reservorio se divide en dos partes, la zona inferior está integrada mayormente por canales estuarinos masivos y la zona superior por barras de marea y esporádicas facies de canal estuarino. Con este resultado se esperaría que hacia la base existan facies arenosas de mejores características conectadas entre sí, por lo que se recomendaría realizar la inyección a la base del reservorio.

A partir del modelo geocelular creado que tiene un tamaño de celda de 25 mts x 25 mts x 1.5 pies y que consta de propiedades de facies, tipos de roca, porosidad, permeabilidad, saturación, NetGross y Vshale se pudo constatar la concordancia que presentan estos modelos entre si y generan un producto que sirva al modelo de simulación. El modelo geocelular permitió verificar mediante el atributo de volúmenes conectados que las zonas correspondientes a roca permeable se encuentran conectadas entre sí; es decir, que la presión generada por el agua inyectada afectará homogéneamente a todo el reservorio sin permanecer sectores aislados con presiones bajas.

Una vez cargado el modelo en el simulador se realizó el ajuste histórico de producción, y presión y se concluyó que los parámetros que más influyen en este son el tamaño del acuífero y las propiedades PVT.

La predicción de producción se realizó bajo las siguientes premisas: tiempo de producción de 20 años, límite de cierre de pozos 10bls/día, 95% de BSW. Fecha de completación 1 de Noviembre del 2015, puesto que los datos se tienen hasta esa fecha. Se generaron los siguientes escenarios:

1er escenario: 4 pozos activos (EUR: 11.8 MM Bls).

2do escenario: 4 pozos activos + 2 pozos con completación tipo *dump flood* (EUR: 18.5 MM Bls).

3er escenario: 4 pozos activos + 1 pozo con completación tipo *dump flood* optimizado (EUR: 18.6 MM Bls), óptimas condiciones de presión y caudal de inyección.

Los pozos candidatos para el monitoreo son el R-8 y R-15 que por medio de un sensor pueden controlar la presión del reservorio. Como segundo frente de monitoreo se usaran los pozos R-12 y R-13.

En base a las propiedades petrofísicas observadas en el reservorio D y la saturación de agua presente, se recomienda disparar el siguiente intervalo: 10701– 10729 (28 ft) MD. Se calculó el índice de productividad de agua con el método de Darcy en el reservorio D y se generaron varias sensibilidades de acuerdo al espesor disparado. Considerando que el caudal óptimo de agua de inyección es de 2800 BAPD y teniendo la posibilidad de disparar hasta 28 pies en el reservorio D, se decidió que se dispararían 20 pies para tener un porcentaje adicional de agua por cualquier problema que pueda presentarse, el exceso de agua se puede controlar usando las camisas de la completación.

Según el análisis realizado de la presión y las características petrofísicas del reservorio D se podrá obtener el volumen deseado de agua, y la distribución de las facies y propiedades petrofísicas del reservorio A permitirán la correcta admisión del agua. Pero considerando que las condiciones de reservorio no son conocidas en su totalidad se recomienda realizar una prueba de inyectividad en la formación A y una prueba de producción de agua en el reservorio D, en el pozo R-22 y si la producción o admisión de agua no es la esperada se recomienda bajar una bomba electrosumergible acoplada a la completación que permitirá incrementar presión de toma e inyección de agua. La implementación de la bomba electrosumergible va a incrementar los costos de inversión del proyecto, pero considerando la alta rentabilidad que se obtendría asociada al aumento de producción, el proyecto sigue siendo rentable.

El tratamiento sugerido para el agua de formación que se inyectará en el reservorio es químico antiescala en cabeza y fondo de pozo puesto que en el análisis de compatibilidad de fluidos realizado se encontró que la calcita puede generar problemas de escala.

Para calcular el valor actual neto y demás indicadores, se usaron los parámetros: valor de barril de crudo \$29 USD, completación inteligente \$1 Millón USD, estudio de factibilidad técnico-económica \$85 000 USD, costo diario del químico inyectado \$0.2 USD por barril, costo de producción o levantamiento \$15 USD por barril, tasa de descuento usada 14.9% anual. Se demostró que a partir del segundo mes de puesto en marcha el proyecto se recupera la inversión inicial de \$1 085 000 USD. El TIR (tasa interna de retorno) se calculó en 62.3%, es decir que el proyecto es más rentable de lo esperado. El valor actual neto para un periodo de 20 años es de \$35.89 Millones USD.

De acuerdo al análisis de la gestión del proyecto se estimó que para el estudio de factibilidad se requerirá la aprobación del proyecto por parte del gerente de la compañía Baker Hughes y por parte de la compañía Operadora, en cuanto a recursos de tiempo se estimó 45 días de trabajo de tiempo efectivo, en recursos técnicos se estimó 7 personas de diferentes disciplinas que trabajarán en forma concatenada y en paralelo dentro del tiempo estimado. En cuanto a recursos de software se requerirán los paquetes propios y rentados que posee Baker Hughes, como son Jewel Suite, Imex, y Prosper. En cuanto a los recursos económicos se estimó un costo del estudio de factibilidad aproximado de \$85000 USD, en el que consta un valor de \$ 6000 USD por posibles contingencias.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Una vez implementada la completación tipo *dump flood* la presión del reservorio A se incrementará hasta llegar a 1250 psi en el año 2035.
- Luego de generar el modelo estático, dinámico y económico se concluye que es factible tanto técnica como económicamente implementar una completación tipo *dump flood* en el reservorio A del campo Renacer.
- El modelo estático realizado permitió confirmar que las características estructurales, sedimentológicas y de distribución de propiedades petrofísicas son óptimas para la inyección de agua y permitirán la distribución del fluido inyectado sin restricción.
- Mediante el modelo dinámico se pudo determinar la cantidad de agua que requiere el reservorio para incrementar presión y producción a largo plazo. Luego de correr varias sensibilidades se determinó el escenario óptimo de inyección que consiste en inyectar 2800 BAPD con una presión de 2200 psi solo en el pozo R-022 obteniendo un recobro final del 16% y un acumulado de 18.6 MMBIs del reservorio A, mucho mayor que el caso base optimista con 10.5% de recobro final y 12.56 MMBIs de acumulado. El agua se obtendrá disparando 20 pies del reservorio A, el cual tiene una presión de 4000 psi.
- Se plantean dos frentes de monitoreo para el seguimiento de la efectividad del sistema de mantenimiento de presión y aumento del factor de recobro (R-008 y 015 y luego R-012 y 13).
- La cantidad de sal formada de calcita puede generar problemas moderados en fondo de pozo por la mezcla del agua de formación del reservorio A y D, por lo tanto se recomienda inyectar un tratamiento químico antiescala en fondo y cabeza de pozo.
- En cuanto a los parámetros económicos se obtuvo que el tiempo de retorno de inversión se da en el transcurso del primer año al mes y 25 días. El valor actual neto calculado hasta la fecha de finalización de los escenarios de simulación que corresponden al año 2035 es de \$33'133 086 USD. La tasa interna de retorno es de 62.3%, es decir que el proyecto tiene una alta rentabilidad. El TIR de 62.3% es mucho mayor que la tasa de descuento de 14.9% usada para el cálculo de los flujos de caja mensuales. Por lo tanto el proyecto brindará mayor rentabilidad de lo esperado.
- Con respecto a la gestión de estudio de factibilidad, se concluye que el costo de este corresponde a \$ 85 000 USD, el recurso técnico que se usara para el estudio comprende

un equipo de 7 técnicos. El tiempo estimado para realizar el estudio de factibilidad es de 45 días.

5.2 RECOMENDACIONES

- Actualizar el modelo geocelular para todo el campo Renacer, con la finalidad de tener un modelo estático 3D que alimente a una simulación de yacimientos para generar propuestas para cada sector del campo que permitan el incremento del factor de recobro.
- El estudio de caracterización de reservorios es un análisis detallado que se acerca mucho a la realidad del yacimiento, pero como es un modelo siempre existen incertidumbres asociadas. Lo ideal para conocer la aceptación de agua en el reservorio de interés sería someter al núcleo a una prueba de laboratorio, por lo que se recomienda realizar el análisis de laboratorio previo aplicación del proyecto.
- En imperante realizar una prueba de inyectividad en el reservorio A previo a bajar la completación inteligente, así como también se recomienda una prueba de producción de agua del reservorio D. En caso la presión de inyectividad no cumpla con las condiciones especificadas por el modelo dinámico se recomienda la implementación de una bomba electrosumergible que incremente la presión.

BIBLIOGRAFÍA

- Baker,R., (1998). Reservoir Management for Waterfloods – Part II. (1998), Volume 37, No. 1, Journal of Canadian Petroleum Technology (1-2).
- Craig,J. y Forrest,F. (1ra edición), (1982). Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Editorial Society of Petroleum Engineers, New York-Estados Unidos.
- Qiu,Y., Chen,Z., Xu,S., y Ziqui,Ch., (1980). Waterflooding of Channel Sandstone Reservoirs, SPE 10559, Scientific Research Institute of Petroleum, Exploration and Development (19, 20, 21).
- Ruiz,R. y Bustos,J., (2016). Tena Sandstone: A New Productive Reservoir in the Orient Basin. SPE-177080-MS, Petroamazonas EP. (1-2).
- Sanchez,D., y Donoso,J., (2013). Estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas Basal Tena y U Superior del campo Libertador, Universidad Central del Ecuador.
- Sayed,A., Murray,L., Paige,R., Eden,B., Henriquez,L., Springer,N., Phillips,I., Campbell J., Robinson,K., Eylander,R., Gheissary,G., Furuholt,E., Salte,K. y Pater,H., (2000). Guidelines for produced water injection, Report No. 2.80/302, International Association of Oil / Gas Producers (6).
- Shizawi,W., Subhi,H., Rashidi,A., Dey,A., Salmi,F. y Aisary,M., (2011). Petroleum Development Oman. Enhancement of Oil Recovery through Dump-flood Water Injection Concept in Satellite Field, SPE-142361, Petroleum Department Oman (1-2-4).
- Villarroel,A., Nieto,M., Estrella,K. y Perez,J., (2015). Methodology of Feasibility Study on Pilot Test for Dump Flood Completion System, SPE-177039-MS, Baker Hughes (1-2-25).
- Wade,J., (1970). Some Practical Aspects of Waterflooding, Assistant Chief Petroleum Engineer.
- Yousef,A., Liu,J., Blanchard,G., Al-Saleh,S., Al-Zahrani,T., Al-Zahrani,R., Al-Tammar,H. y Al-Mulhim,N., (2012). SmartWater Flooding: Industry’s First Field Test in Carbonate Reservoirs, SPE-159526, Saudi Aramco (1).

ANEXOS

ANEXO I. DESCRIPCIÓN DE FACIES SEDIMENTARIAS DEL POZO R-22

- Facies F1: Arenisca de Grano medio, de color beig oscuro, moderado escogimiento, sub angular, trazas de glauconita, con moderada impregnación de hidrocarburo, moderada a buena porosidad aparente. Equivalente AFLOSF11.
- Facies F2: Arenisca de Grano fino, de color beig, mal escogimiento, sub angular, trazas de glauconita, con pobre impregnación de hidrocarburo, de pobre a moderada porosidad aparente. Equivalente a AFLODF8.
- Facies F3: Arenisca de Grano fino, altamente bioturbada, de color beig claro, estructura destruida, con pobre impregnación de hidrocarburo, de pobre porosidad aparente. Equivalente a AFBLOF7.
- Facies F4: Facies Heterolítica, bioturbada, de color beig claro, trazas de glauconita, baja porosidad aparente. Equivalente a SLOSF6.
- Facies F5: Lutitas negras, ligeramente bioturbadas, laminar, de color gris oscuro a negro, porosidad aparente nula. Equivalente a LALLF5.

ANEXO II. RESULTADOS PETROFÍSICOS DE NÚCLEOS DEL POZO R-022

Tabla 21. Resultados petrofísicos (porosidad, permeabilidad) de un análisis convencional de núcleos en 20 muestras del núcleo del pozo R-22).

ANÁLISIS CONVENCIONALES												
Muestra	Tipo	Prof	Prof corregida	KHz	Phie Hz	Muestra	Tipo	Prof	Prof corre	KVe	PhieVe	
1	HZ	1506.2	1511.2	337	14.1	1	Vert	10506.2	10511.2	349	13.5	
2	HZ	1509.1	1514.1	172	12.3	2	Vert	10509.1	10514.1	157	13.8	
3	HZ	1512.3	1517.3	170	13.8	3	Vert	10512.3	10517.3	183	14	
4	HZ	10514.2	10519.2	0.22	7.1	4	Vert	10514.2	10519.2	0.028	9.8	
5	HZ	10516.8	10521.8	383	13.7	5	Vert	10516.8	10521.8	511	15.6	
6	HZ	10520.4	10525.4	691	14.7	6	Vert	10520.4	10525.4	574	14.4	
7	HZ	10522.5	10527.5	126	13.5	7	Vert	10522.5	10527.5	24.7	10.1	
8	HZ	10524.5	10529.5	90.6	12	8	Vert	10524.5	10529.5	82.4	11.4	
9	HZ	10527.9	10532.9	234	13	9	Vert	10527.9	10532.9	201	13.8	
10	HZ	10531.8	10536.8	503	14.1	10	Vert	10531.8	10536.8	672	15.1	
11	HZ	10533.7	10538.7	621	15.3	11	Vert	10533.7	10538.7	342	15	
12	HZ	10536.1	10541.1	90.1	10.3	12	Vert	10536.1	10541.1	69.4	11.2	
13	HZ	10538.3	10543.3	528	14.2	13	Vert	10538.3	10543.3	269	12.3	
14	HZ	10541.7	10546.7	130	11.3	14	Vert	10541.7	10546.7	118	12.1	
15	HZ	10545.3	10550.3	0.127	9.5	15	Vert	10543.3	10548.3	0.302	13.1	
16	HZ	10547.4	10552.4	0.417	10.6	16	Vert	10547.4	10552.4	0.654	9.1	
17	HZ	10549.8	10554.8	0.088	10.2	17	Vert	10549.8	10554.8	0.018	8.6	
18	HZ	10552.8	10557.8	0.5	11.4	18	Vert	10552.8	10557.8	1.379	13.6	
19	HZ	10556.2	10561.2	0.028	8.1	19	Vert	10556.2	10561.2	0.021	7.2	
20	HZ	10559.2	10564.2	319	13.1	20	Vert	10559.2	10564.2	162	11.6	

Fuente: Baker Hughes, 2015

ANEXO III. SECCIONES ESTRATIGRAFICAS

La sección estratigráfica OE-I, muestra 3 unidades de flujo importante (denominadas “I - II - III”, éstas con buenas extensiones y continuidad entre los pozos R-22 hacia el NE, pozo R-13. Por lo tanto se infiere una sedimentación preferencial en dirección NE. Figura 51.

La sección estratigráfica SN-I, muestra 4 unidades de flujo (UF) importantes (denominadas “I - II - III y IV”, éstas con buenas extensiones entre los pozos R-12 ubicado en la zona Sur, hasta el pozo R-13 en la zona centro Norte del área en estudio; más hacia el Norte, hacia el R-3B se presenta una UF parcialmente aislada, y las UF, II y III, no presentan buena conectividad. Considerando la poca continuidad de los cuerpos en la dirección S-N, se infiere una sedimentación preferencial en la dirección perpendicular a ésta. Figura 52.

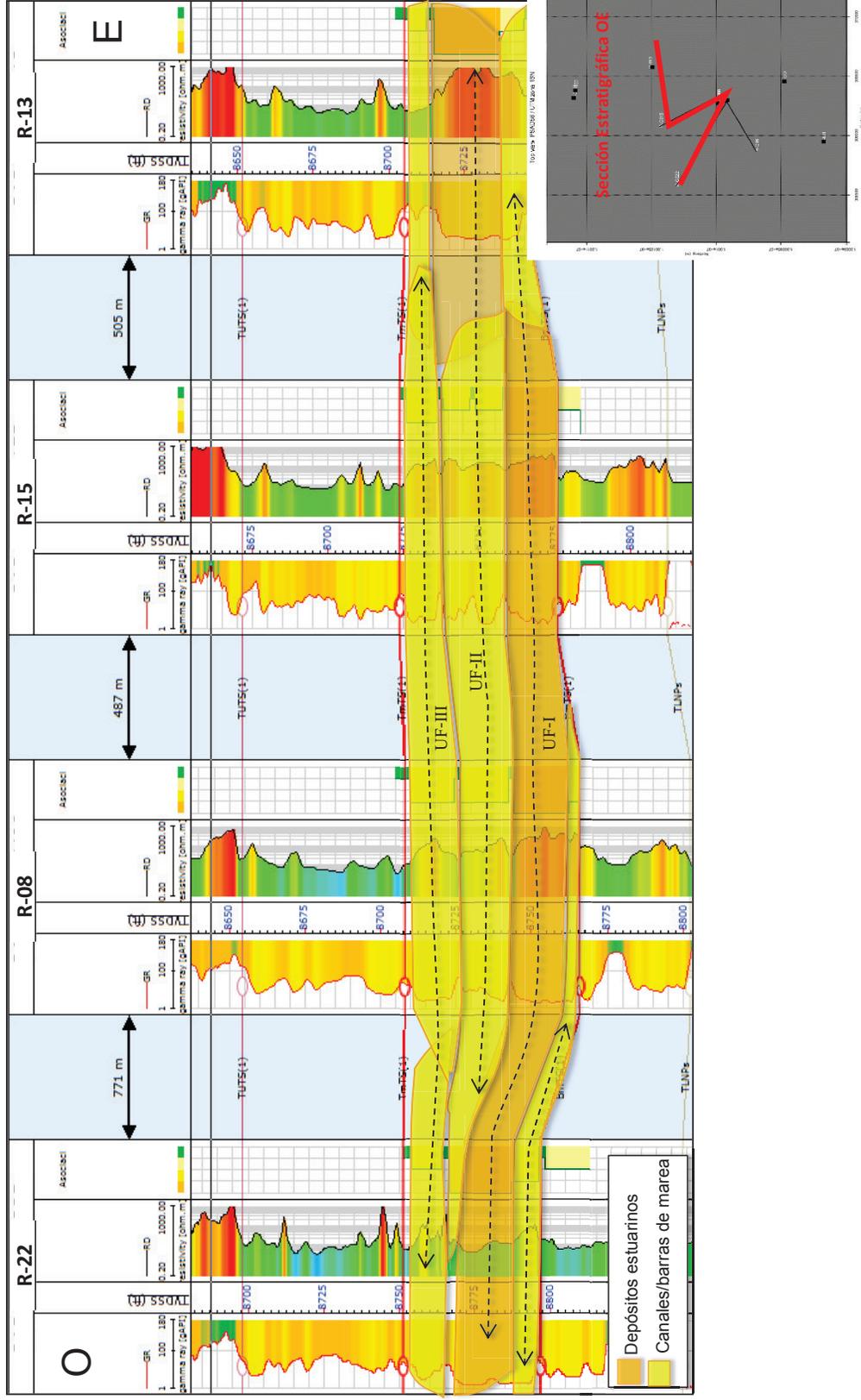


Figura 51. Sección estratigráfica OE-I, mostrando 3 unidades de flujo de buena continuidad lateral infiriendo una sedimentación preferencial en esta dirección

Fuente: Baker Hughes, 2015

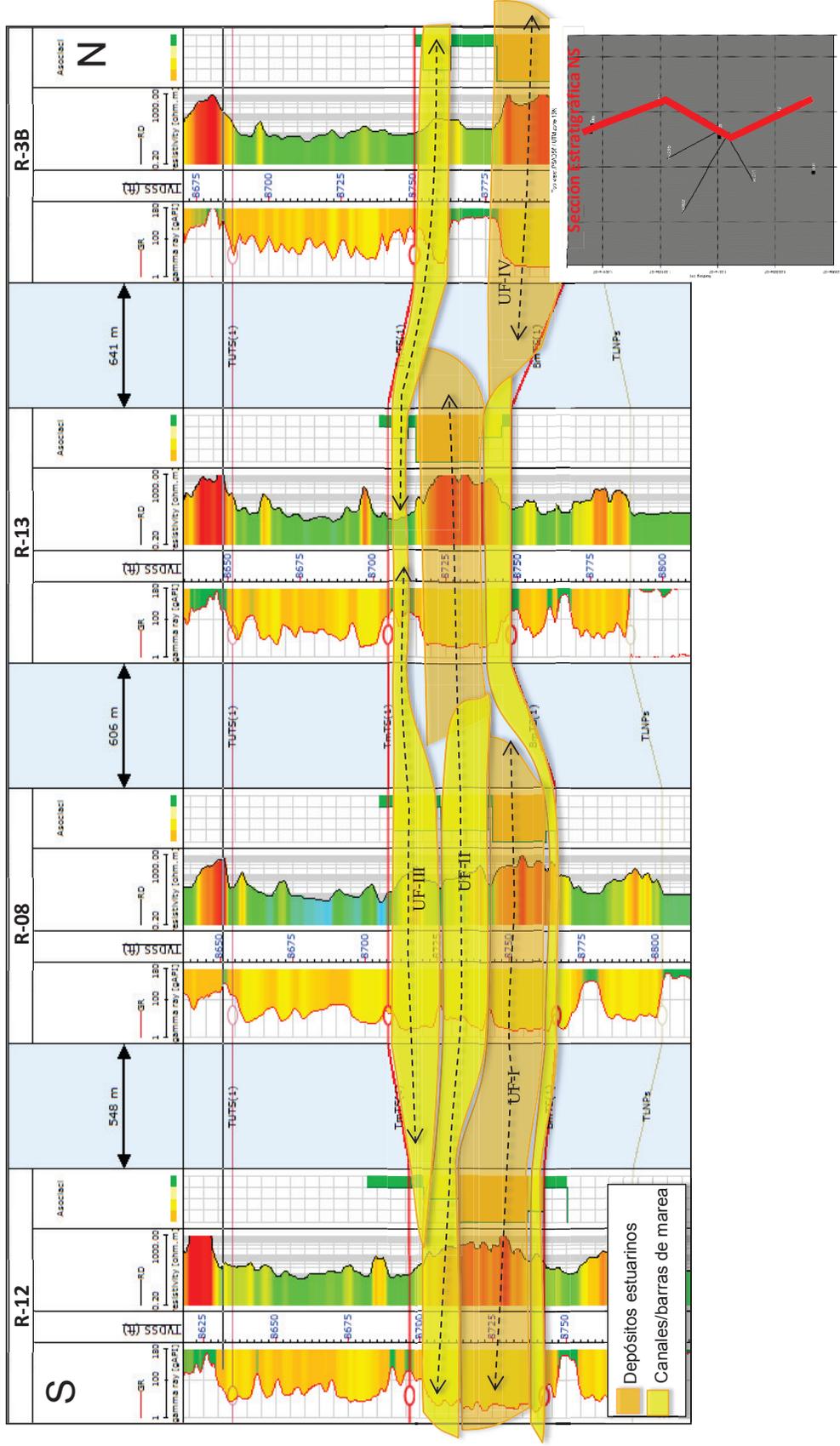


Figura 52. Sección Estratigráfica SN-I, mostrando poca continuidad de los cuerpos en la dirección S-N, indica una sedimentación preferencial en la dirección perpendicular a ésta

Fuente: Baker Hughes, 2015

ANEXO IV. TRABAJO REALIZADO PARA AJUSTE HISTORIA

Luego de generar la primera corrida en el simulador se constató que el crudo ajustó al 100% mientras el agua y la presión aun generan un error considerable. Ver Figura 53.

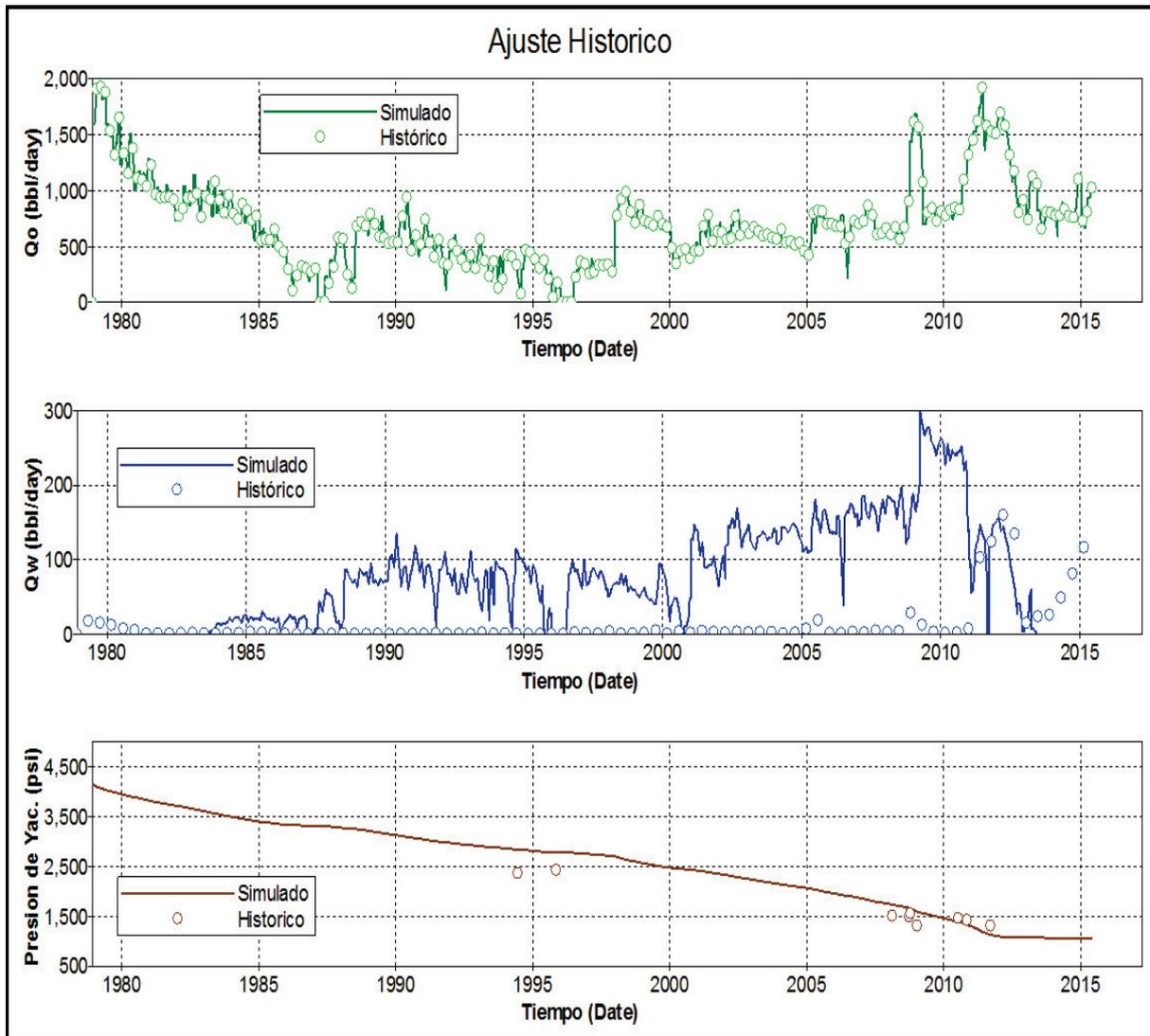


Figura 53. Corrida inicial del ajuste histórico de petróleo, agua y presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

Las figuras 54, 55 y 56 muestran los resultados de distintas corridas ejecutadas sobre el modelo del yacimiento, donde los parámetros de cotejo utilizados fueron los 7 más relevantes comentados en el análisis de sensibilidad.

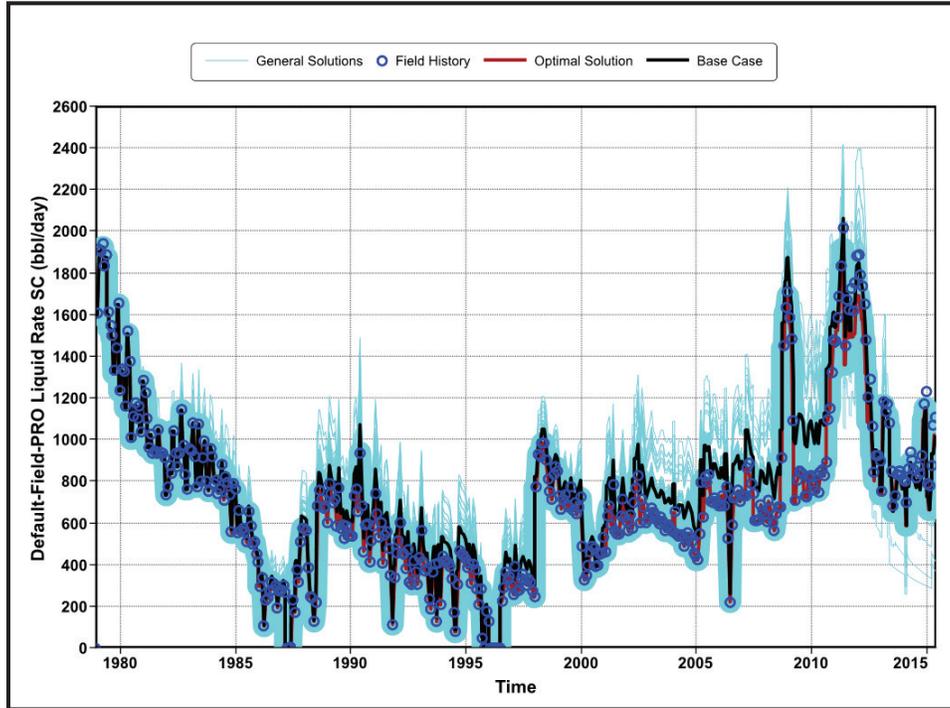


Figura 54. Corridas durante el ajuste histórico de producción de liquido

Fuente: Baker Hughes, 2015

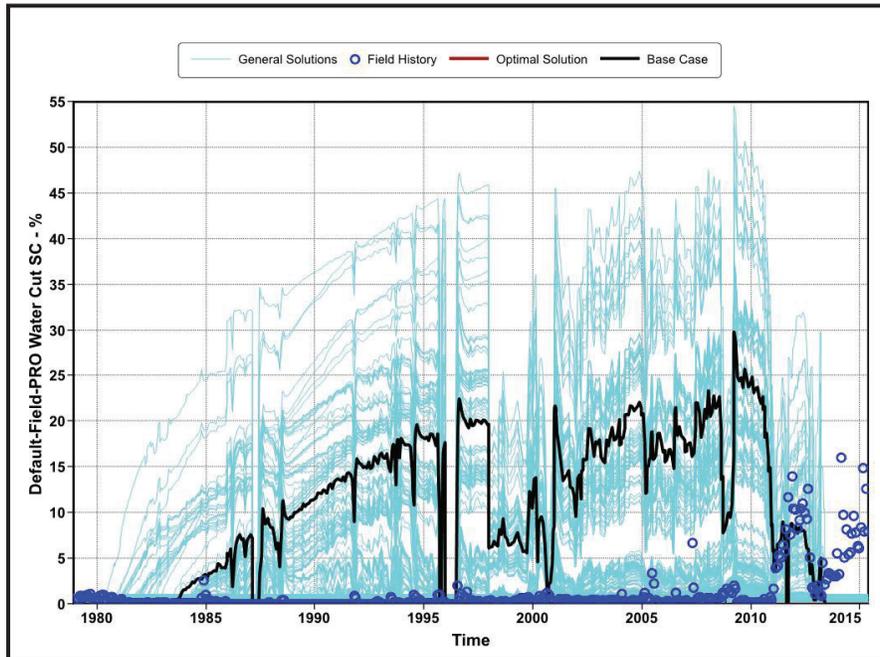


Figura 55. Corridas durante el ajuste histórico de producción de agua

Fuente: Baker Hughes, 2015

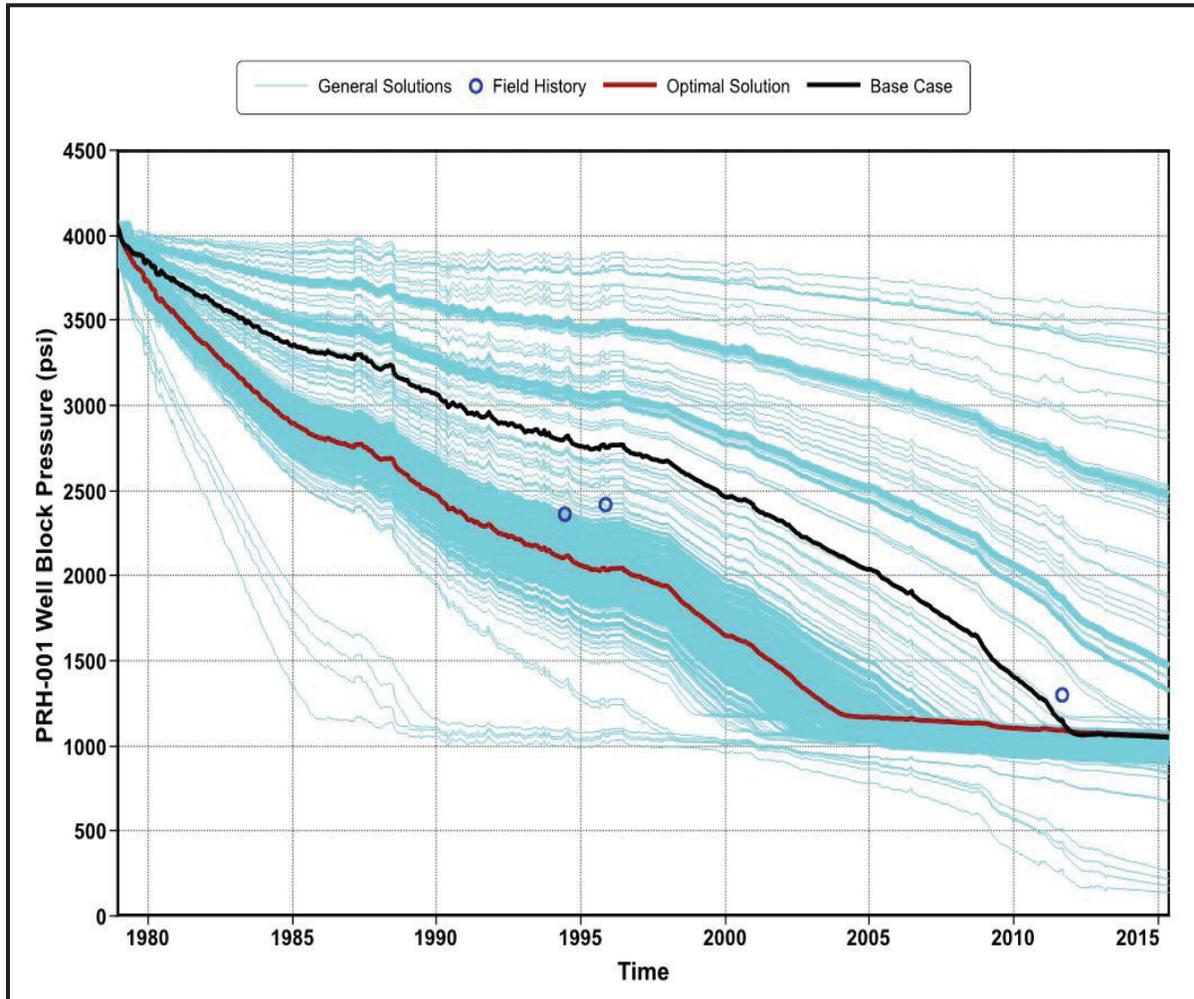


Figura 56. Corridos durante el ajuste histórico de presión de yacimiento

Fuente: Baker Hughes, 2015

El impacto de las modificaciones solo se observa sobre el perfil de producción del agua, y presiones, el perfil de petróleo permanece prácticamente invariable. Como se observa en este perfil y además se mencionó anteriormente. Finalmente realizadas dichas sensibilidades y pudiendo reproducir la influencia del acuífero en un leve mantenimiento de presión en la etapa final de producción del yacimiento, el ajuste histórico aún tiene considerables diferencias en algunas variables, especialmente en la presión. Ver figuras 57 y 58.

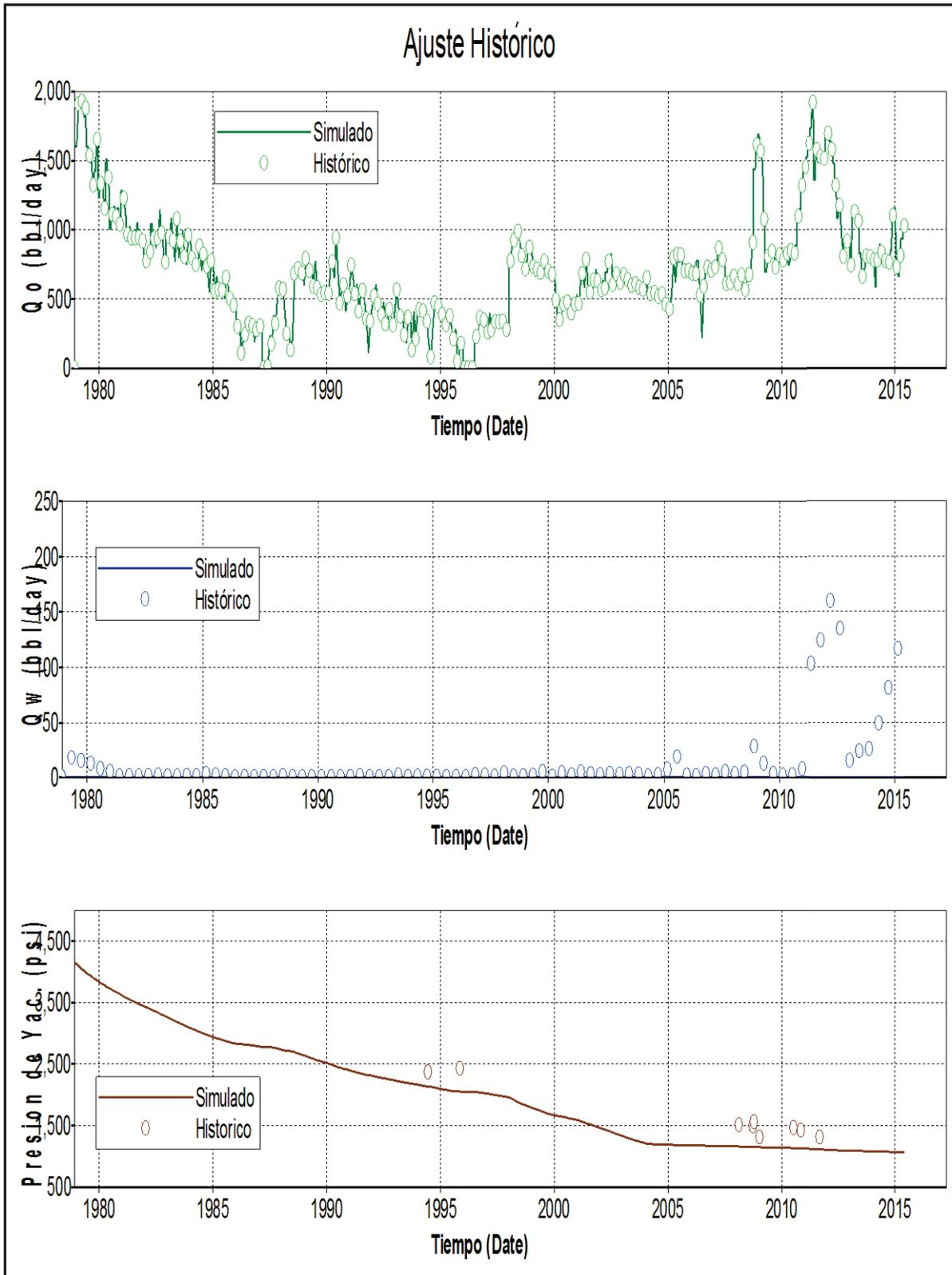


Figura 57. Corrida “óptima” de las primeras 500 del ajuste histórico de petróleo, agua y presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

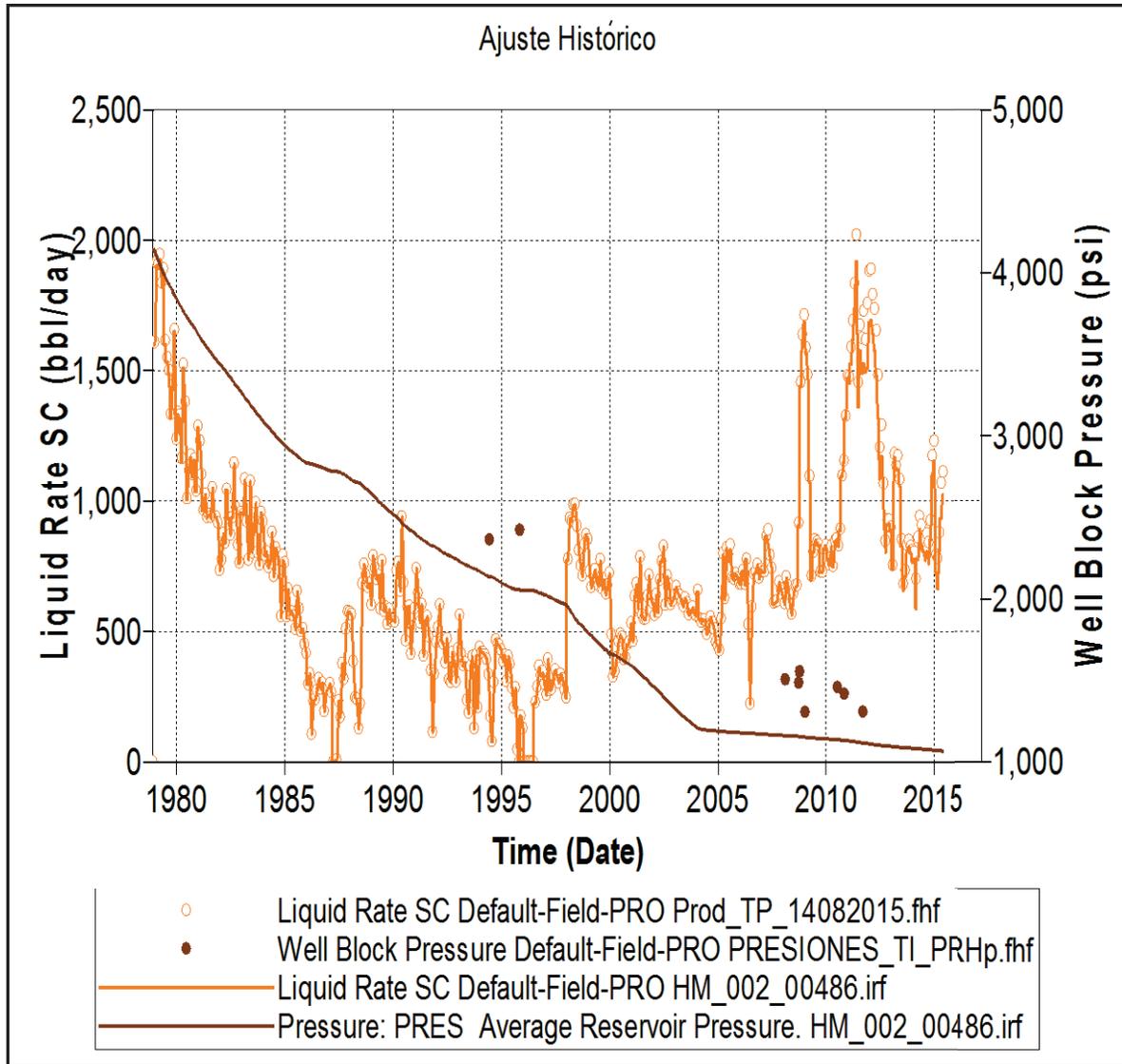


Figura 58. Corrida “óptima” de las primeras 500 del ajuste histórico de líquido y presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

Se realizaron 500 corridas con la finalidad de mejorar el ajuste de los parámetros de producción de fluido, agua y presiones.

En las figuras 59, 60, 61 y 62 se observa en punto rojo la corrida seleccionada que tiene el menor porcentaje de error, el resto de puntos en color celeste corresponden a las corridas realizadas.

Si bien se observa una mejora en el ajuste de líquido, el ajuste de presión tiene un error alto (20%) con respecto a la historia. Ver Figura 62.

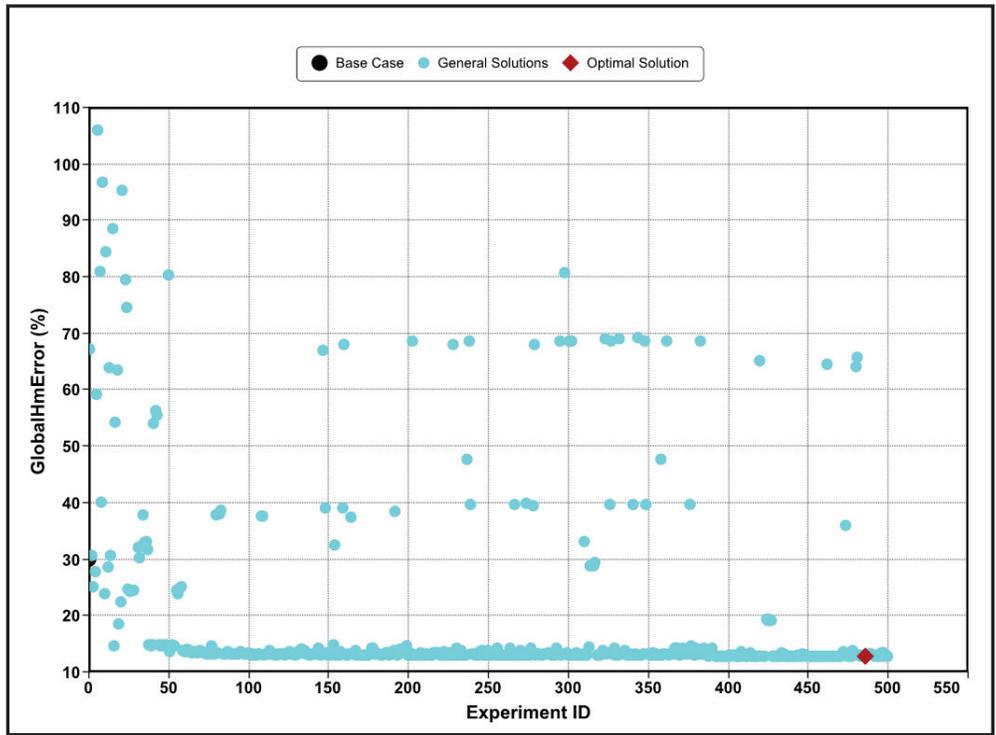


Figura 59. Porcentaje de error en el ajuste histórico global del modelo, 500 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015



Figura 60. Porcentaje de error en el ajuste histórico de agua y petróleo global, 500 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015



Figura 61. Porcentaje de error del ajuste histórico de agua y petróleo pozo a pozo, 500 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015



Figura 62. Porcentaje de error en el ajuste histórico de presiones global, 500 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015

A continuación en la Figura 63 se puede observar el nuevo ajuste logrado. Los porcentajes de error de cada variable con el real histórico llegaron a tener un error final cercano al 6.85% para el total de todas las variables (Ver Figura 64), 5% de diferencia para el global de petróleo y agua (Ver Figura 65), 7.15% de diferencia para el ajuste de petróleo y agua pozo a pozo (Ver Figura 66) y en el global de presiones 8.4% de error. (Ver Figura 67).

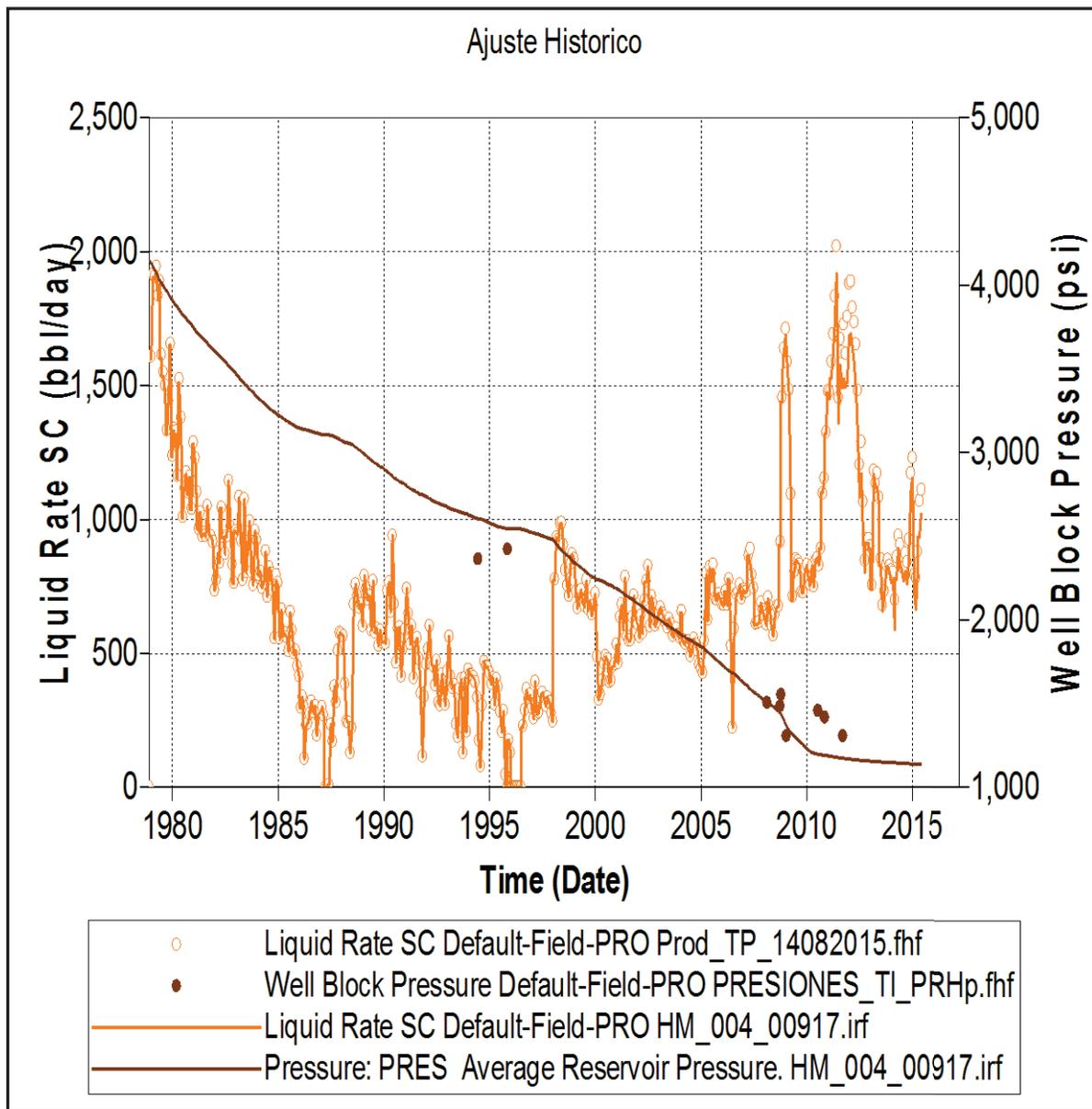


Figura 63. Corrida óptima después de 1000 corridas del ajuste histórico de líquido y presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

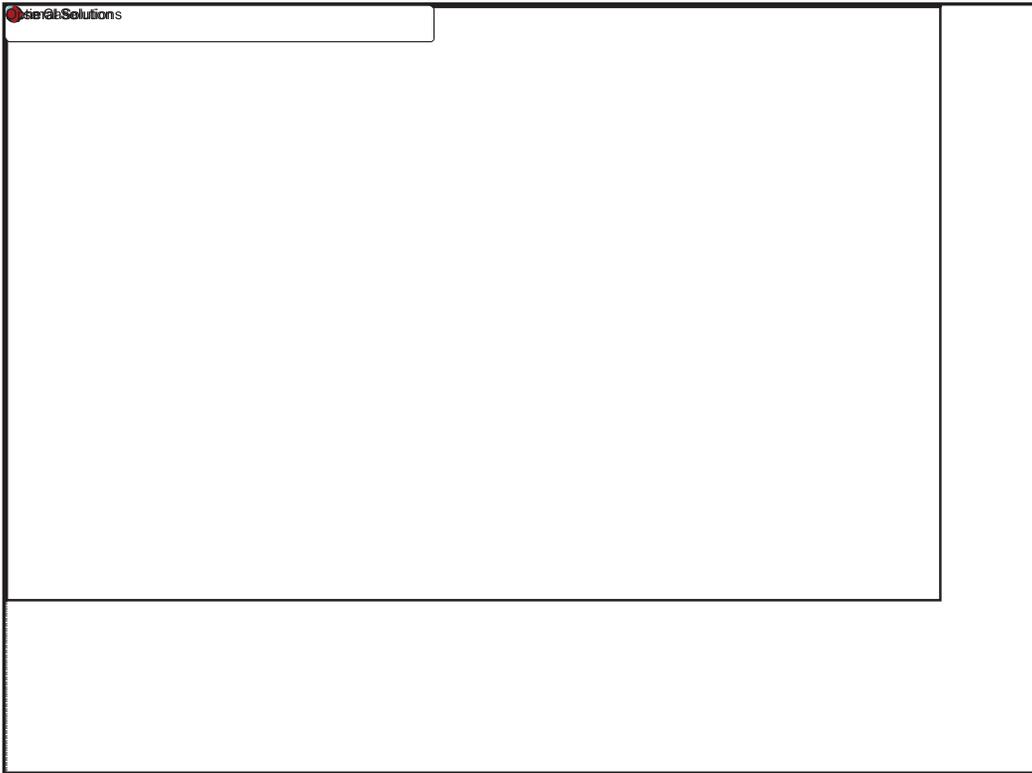


Figura 64. Porcentaje de error en el ajuste histórico global del modelo, 1000 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015



Figura 65. Porcentaje de error en el ajuste histórico de agua y petróleo global, 1000 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015

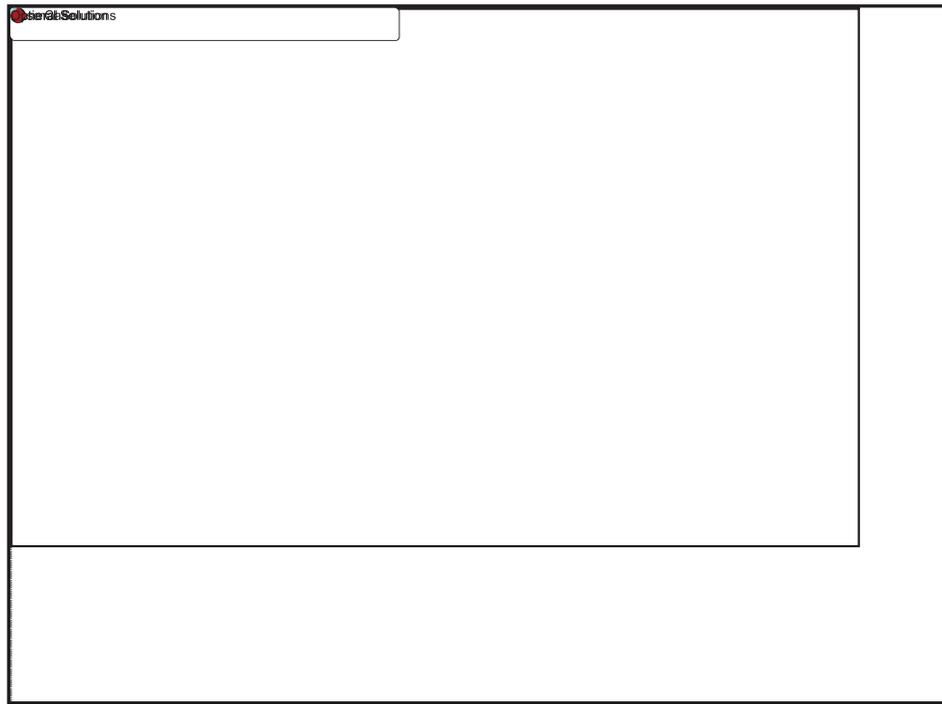


Figura 66. Porcentaje de error del ajuste histórico de agua y petróleo por pozo, 1000 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015

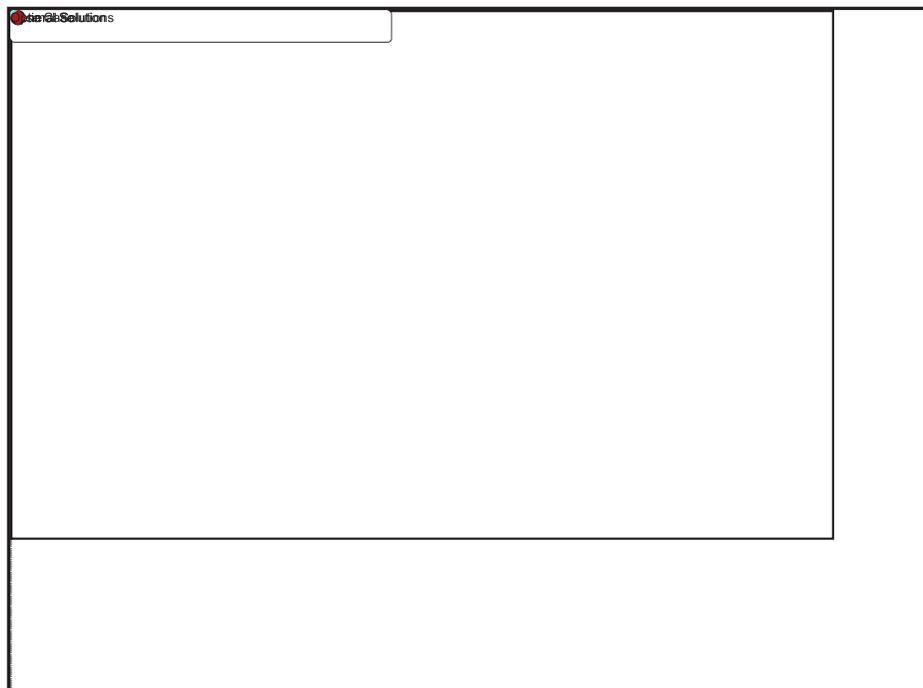


Figura 67. Porcentaje de error en el ajuste histórico presiones global, 1000 corridas

Fuente: Baker Hughes, 2015

Resultado final del cotejo histórico

Logrado el mejor ajuste en la mayoría de los pozos, se obtuvo el cotejo final de producción del yacimiento, el que se presenta en la figura 68.

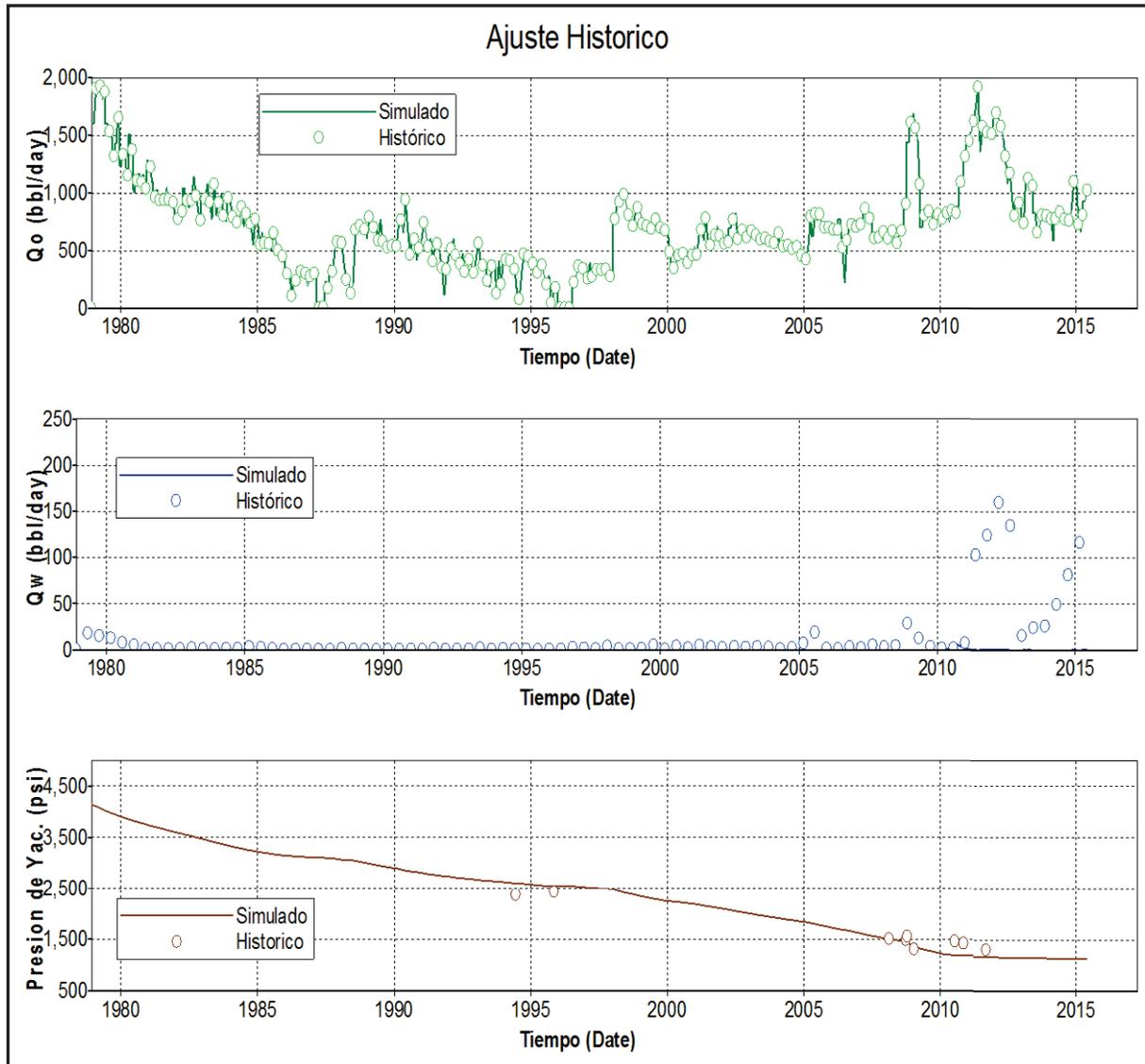


Figura 68. Ajuste histórico de Líquido (Agua y petróleo) y Presión

Fuente: Baker Hughes, 2015

**ANEXO V. ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DE AGUA DE FORMACIÓN DE LA ARENA A Y
D DEL CAMPO RENACER**

En la Tabla 22 se describen los componentes físicos químicos del agua de formación de los pozos seleccionados para el análisis

Tabla 22. Pozos de producción

Fecha :	UNIDADES	23-Aug-15	23-Aug-15
Pozo :		R-03	R-24
Campo:		Renacer	Renacer
Na ⁺	(mg/l)*	7690	9210
Mg ²⁺	(mg/l)	200.0	165.0
Ca ²⁺	(mg/l)	1680	1373
Ba ²⁺	(mg/l)	1	2
Total Fe	(mg/l)	28	253
Cl ⁻	(mg/l)	14600	17100
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	2	4
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	1830.0	744.0
Ácidos carboxílicos	(mg/l)		
TDS (Medido)	(mg/l)*	26174	29011
pH Condiciones Normales	---	7	6.5
TDS (Calculado)	(mg/l)*	26281	28949
CO ₂ Gas	(%)	30	4
CO ₂ Agua	(mg/l)	380	390
H ₂ S Gas	(ppm)	15	2
H ₂ S Agua	(mg/l)	0.2	0.2
Gas/Día	(MSCFPD)	20	0
Oil/Día	(BOPD)	31	51
Agua/Día	(BWPD)	231	109
Arena productora	ARENA	Hs	Ti
Densidad API	° API	14.6	30
Temperatura de fondo	(°F)	282	230
Temperatura de cabeza	(°F)	98	105
Presión de fondo	(psia)	1843	870
Presión de cabeza	(psia)	120	20
Índice de saturación CaCO ₃ fondo	SI	1.13	1.53
Potencial de depositación CaCO ₃	PTB	297	135
Índice de saturación CaCO ₃ cabeza	SI	0.36	0.67
Potencial de depositación	PTB	130	78.05
Tendencia Incrustante fondo		problema	problema
Tendencia Incrustante cabeza		improbable	improbable
Índice de saturación BaSO ₄ fondo	SI	0.00	0.00

Potencial de depositación BaSO ₄	PTB	0.00	0.00
Índice de saturación BaSO ₄ cabeza	SI	0	0
Potencial de depositación	PTB	0.00	0.00
Tendencia Incrustante fondo		improbable	Improbable
Tendencia Incrustante cabeza		improbable	Improbable

Fuente: Baker Hughes, 2015

Análisis individual de la tendencia

- 1.- Análisis de la probabilidad de formación de escala para las siguientes especies: Halita, Gypsum, Hemihydrate, Anhydrite, Siderita es IMPROBABLE la formación de escala, para la CALCITA la probabilidad de formación es PROBLEMA a fondo de pozo e IMPROBABLE en superficie, para la BARITA la probabilidad de formarse es IMPROBABLE en fondo y superficie.
- 2.- La cantidad de sal formada de CALCITA puede generar problemas a fondo de pozo R-03 y R-24. Tratamiento químico aplicado, tratamiento químico antiescala a fondo para los dos pozos vía capilar muy necesaria.
- 3.-

Análisis de la tendencia de la mezcla.

- 1.- Análisis de la probabilidad de formación de escala para las siguientes mezcla R-03 y R-24 Halita, Gypsum, Hemihydrate, Anhydrite, Siderita es IMPROBABLE la formación de escala. Para la CALCITA la probabilidad de formación es MODERADO PROBLEMA a fondo de pozo y en superficie. Para la BARITA la probabilidad de formarse es IMPROBABLE en fondo y superficie.
- 2.- La cantidad de sal formada de CALCITA puede generar problemas moderados en fondo de pozo de la mezcla de R-03 y R-24.

Tratamiento químico recomendado.

Se recomienda tratamiento químico antiescala a fondo y cabeza previniendo formación de escala. En la Tabla 23 se observa los componentes físico – químico correspondientes a la mezcla del agua de formación.

Tabla 23. Análisis físico – químico de la mezcla de las formaciones A y D

Fecha :	UNIDADES	23-Aug-15
Pozo :		R-03 Y R-24
Campo:		BLOQUE X
Na ⁺	(mg/l)*	8177.2
Mg ²⁺	(mg/l)	188.8
Ca ²⁺	(mg/l)	1581.62
Ba ²⁺	(mg/l)	1.32
Total Fe	(mg/l)	100.13
Cl ⁻	(mg/l)	15401.29
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	2.64
Bicarbonatos	(mg/l)	-
Ácidos carboxílicos	(mg/l)	-
TDS (Medido)	(mg/l)*	27136.28
pH Condiciones Normales	---	6.41
TDS (Calculado)	(mg/l)*	-
CO ₂ Gas	(%)	29.47
CO ₂ Agua	(mg/l)	
H ₂ S Gas	(ppm)	0.0038
H ₂ S Agua	(mg/l)	0.2
Gas/Día	(MSCFPD)	20
Oil/Día	(BOPD)	82
Agua/Día	(BWPD)	340
Arena productora	ARENA	Hs – Ti
Densidad API	° API	24.18
Temperatura de fondo	(°F)	
Temperatura de cabeza	(°F)	
Presión de fondo	(psia)	
Presión de cabeza	(psia)	
Índice de saturación CaCO ₃ fondo	SI	0.76
Potencial de depositación CaCO ₃ fondo	PTB	190
Índice de saturación CaCO ₃ cabeza	SI	0.76
Potencial de depositación CaCO ₃ cabeza	PTB	190
Tendencia Incrustante fondo		moderado problema
Tendencia Incrustante cabeza		moderado problema
Índice de saturación BaSO ₄ fondo	SI	0.00
Potencial de depositación BaSO ₄ fondo	PTB	0.00
Índice de saturación BaSO ₄ cabeza	SI	0
Potencial de depositación BaSO ₄ cabeza	PTB	0.00
Tendencia Incrustante fondo		Improbable
Tendencia Incrustante cabeza		Improbable

Fuente: Baker Hughes, 2015