

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación de la Factibilidad Técnica para la Implementación de un Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el Reservorio TSb del Campo Edén-Yuturi, Ecuador.

PROYECTO DE GRADUACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Maestría en Petróleos

Presentado por:

Paúl Israel Cornejo Aguiar

Lisbet Cristina Villarroel Aguirre

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

A mi hijo Ariel, que cada día me enseña la importancia de aprender y disfrutar lo que hago. A mi amado esposo Hugo, que me ha dado su mano para atravesar cielos y mares en busca del mismo anhelo. A mi madre, quien con sus sabios consejos me ha dejado una herencia fastuosa.

Lisbet Villarroel

“Siempre se llega a alguna parte si se camina lo bastante.” Los méritos y logros no son unipersonales, siempre existe una persona, amigo/a, familiar, mascota quien supo acompañarnos en su camino. Por ello este logro es dedicado para todas las personas y seres que han estado aconsejándome y apoyándome en la vida incondicionalmente.

Paúl Cornejo A.

AGRADECIMIENTOS

Un agradeciemitno especial a E.P. Petroecuador y Schlumberger, empresas que facilitaron la información y recursos para realizar este trabajo de investigación.

De la misma manera a nuestros profesores quienes nos han guiado de manera sabia durante la ejecución de este proyecto.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Paúl Cornejo y Lisbet Villarroel damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Paúl Cornejo

Lisbet Villarroel

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
José Córdor

PROFESOR TUTOR

Nombre del Profesor

PROFESOR CO-TUTOR

Nombre del Profesor

REVISOR EXTERNO

RESUMEN

Edén Yuturi es un campo maduro de petróleo con un factor de recobro actual del 21%, en el cual los reservorios principales presentan un alto grado de madurez e intrusión fuerte de agua que impactan en la producción de petróleo y acumulación de reservas. Incurriendo en la búsqueda de nuevas oportunidades de explotación en reservorios secundarios y de baja presión para la implementación de proyectos de recuperación secundaria como es la arenisca TSb, la cual en el área central del campo presenta presiones de reservorio de 1500-1800 psi debido a los acumulados de producción, los cuales se desconocen por falta de asignación histórica por unidades, siendo todo reportado como parte del reservorio T.

Para conocer el acumulado de producción de TSb, se realizó una asignación de producción por varios métodos, estimaciones volumétricas de POES y un cotejo histórico por balance de materia, y así poder revelar el factor de recobro del área.

De esta manera se estimó un POES de 12.32 MMbbls y un acumulado de producción de 2.45 MMbbls de petróleo por el método de $K \cdot H \cdot \Delta P$. Calculando un factor de recobro actual del 20% para el área. Lo que implica que existe la factibilidad técnica de implementar un proyecto piloto de inyección de agua con el potencial de incrementar las reservas recuperables entre 310-900 Mbbls estimadas mediante patrones de balance de inyección. Y finalmente alcanzar un factor de recobro de hasta el 35%.

Palabras Clave: Recuperación Secundaria, Inyección de Agua, Arenisca TSb, Balance de Inyección, Factor de Recobro.

ABSTRACT

Edén-Yuturi is a mature oilfield with a current 21% recovery factor. In this field, the main reservoirs have been drained of their reserves, resulting in water encroachment that will impact on oil production and reserves recovery. Therefore, the requirement is to look for new opportunities and exploitation strategies for secondary and low-pressure maintenance reservoirs to implement water injection as a method of secondary recovery. The TSb reservoir shows a low reservoir pressure of 1500-1800 psi in the central area due to depletion from its historical production and cumulative unknown production, which has not been allocated, being reported as T reservoir production.

In order to know the cumulative oil production for TSb, various methods of allocation were applied. Additionally, some volumetric calculations and a history match by material balance were performed with the aim to unveil the recovery factor of this study area.

Thus, a STOIP of 12.32 MMbbls was set and an oil cumulative production of 2.45 MMbbls was estimated by an allocation method of $K \cdot H \cdot \Delta P$. Calculating a current recovery factor of 20%. This opens a technical feasibility to implement a pilot waterflooding project with the aim to increase the recoverable volumes between 310-900 Mbbls estimated through an analytical injection pattern balance method. To will a recovery factor up to 35%

Keywords: Secondary Recovery, Water Injection, TSb Sandstone, Injection Pattern Balance, Recovery Factor.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|------|
| RESUMEN..... | I |
| <i>ABSTRACT</i> | II |
| ÍNDICE GENERAL..... | III |
| ABREVIATURAS | VI |
| SIMBOLOGÍA | VIII |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | IX |
| ÍNDICE DE TABLAS | XIII |
| ÍNDICE DE ECUACIONES | XIV |
| CAPÍTULO 1 | 16 |
| INTRODUCCIÓN | 16 |
| 1.1 Antecedentes..... | 16 |
| 1.2 Localización | 17 |
| 1.3 Estudios previos | 17 |
| 1.4 Justificación | 19 |
| 1.5 Objetivos..... | 20 |
| 1.5.1 Objetivo General | 20 |
| 1.5.2 Objetivos Específicos | 20 |
| CAPÍTULO 2..... | 21 |
| METODOLOGÍA | 21 |
| 2.1 Trabajo de campo..... | 21 |
| 2.2 Tipos de trabajo de campo | 21 |
| 2.3 Recopilación de los datos de campo | 22 |
| 2.3.1 Pasos a seguir | 22 |
| 2.3.2 Equipo utilizado..... | 23 |

| | | |
|--------------------------|--|----|
| 2.4 | Tabulación de datos | 24 |
| 2.5 | Solución a diseñar | 25 |
| 2.5.1 | Caracterización geológica | 26 |
| 2.5.2 | Asignación de producción | 26 |
| 2.5.3 | Cotejo Histórico por balance de materia | 26 |
| CAPÍTULO 3..... | | 27 |
| CONCEPTOS Y TEORIA | | 27 |
| 3.1 | Propiedades de roca y fluidos..... | 27 |
| 3.2 | Volumetría | 29 |
| 3.3 | Recuperación primaria, secundaria y mejorada..... | 31 |
| 3.3.1 | Recuperación primaria | 31 |
| 3.3.2 | Recuperación secundaria..... | 33 |
| 3.3.3 | Recuperación mejorada | 36 |
| 3.4 | Inyección de agua..... | 36 |
| 3.5 | Balance de materia..... | 42 |
| 3.6 | Límite Económico | 44 |
| CAPÍTULO 4..... | | 45 |
| DESARROLLO | | 45 |
| 4.1 | Caracterización geológica..... | 45 |
| 4.1.1 | Marco geológico y estructural | 45 |
| 4.1.2 | Estratigrafía – Edén-Yuturi | 46 |
| 4.1.3 | Ambiente Depositacional – Arenisca T..... | 48 |
| 4.1.4 | Caracterización del reservorio TSb – Edén-Yuturi | 60 |
| 4.2 | Asignación de producción..... | 70 |
| 4.2.1 | Asignación de Producción para cada pozo | 75 |
| 4.2.2 | Cálculo de la producción acumulada de la arenisca TSb..... | 77 |

| | | |
|--------------------------------------|---|-----|
| 4.3 | Cotejo Histórico y Balance de Materia | 79 |
| 4.4 | Escenarios de inyección de agua para la recuperación secundaria | 91 |
| CAPÍTULO 5..... | | 108 |
| RESULTADOS Y DISCUSIÓN | | 108 |
| 5.1 | Interpretación y análisis de resultados..... | 108 |
| 5.2 | Especificaciones técnicas | 110 |
| 5.3 | Diseño de la solución..... | 111 |
| 5.4 | Factibilidad técnica y definición de recursos..... | 112 |
| CAPÍTULO 6..... | | 113 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | | 113 |
| Conclusiones | | 113 |
| Recomendaciones | | 114 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | | 115 |
| DIAGRAMAS Y ANEXOS | | 118 |

ABREVIATURAS

| | |
|--------|--|
| ESPOL | Escuela Superior Politécnica del Litoral |
| PAM | Petroamazonas E.P. |
| PEC | E.P. Petroecuador |
| SLB | Schlumberger |
| EDY | Edén-Yuturi |
| EPF | <i>Eden Production Facilities</i> |
| TSb | T Superior b |
| TSa | T Superior a |
| TI | T Inferior |
| POES | Petróleo Original en Sitio |
| STOIIP | <i>Stock-Tank Oil Initially in Place</i> |
| FR | Factor de Recobro |
| Np | Producción Acumulada de Petróleo |
| MFS | <i>Maximum Flooding Surface</i> |
| NNE | Nor-Noreste |
| SSO | Sur-Suroeste |
| PIP | <i>pump intake pressure</i> |
| VSD | <i>Variable Speed Drive</i> |
| BES | Bomba electrosomergible o ESP por sus siglas en inglés |
| BHP | <i>Bottom Hole Pressure</i> |
| Tm | Temperatura del motor |
| PAD | Plataforma de Pozos |
| H | Espesor Neto |
| Pr | Presión de Reservorio |
| K | Permeabilidad |
| TVD | <i>True Vertical Depth</i> |
| TVD | <i>True Vertical Depth Sub Sea</i> |
| MD | <i>Measure Depth</i> |
| WOR | <i>Water Oil Ratio</i> |

| | |
|-----|--|
| BSW | <i>Basic Sediment Water</i> o referido como Corte de Agua |
| NRV | Volumen Neto de Roca o <i>Net Rock Volume</i> por sus siglas en inglés |
| CDC | Completación Dual Concéntrica |
| EUR | Último recobro estimado o <i>Estimated Ultimate Recovery</i> |

SIMBOLOGÍA

| | |
|-------|--|
| mD | Milidarcy |
| psi | <i>"Pounds per Square Inch"</i> / Libra por pulgada cuadrada |
| bppd | Barriles de petróleo por día |
| bapd | Barriles de agua por día |
| bfpd | Barriles de fluido por día |
| bls | Barriles |
| Mbls | Miles de barriles |
| MMbls | Millones de barriles |
| ppm | partes por millón |
| ft | pies |
| m | metros |
| °F | Grados Fahrenheit |
| STB | <i>Stock Tank Barrel</i> |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1: Ubicación del campo Edén-Yuturi..... | 17 |
| Figura 2: Historia de Producción del campo Edén-Yuturi | 18 |
| Figura 3: Gráfica teórica de Factores de Recobro por Mecanismo de Empuje. Modificada de (Satter & Thakur, 1994) | 33 |
| Figura 4: Esquemas de inyección periférica de agua. Tomada de (Martínez, 2016) . | 34 |
| Figura 5: Arreglos de inyección de agua. Modificada de (Martínez, 2016) | 36 |
| Figura 6: Proceso de Inyección de Agua: A) Saturación de los fluidos en el Yacimiento durante la Inyección de Agua. B) Saturación de los fluidos en el Momento de Ruptura. Modificada de (Monroy & Pérez, 2017)..... | 38 |
| Figura 7: Patrones de Inyección.Tomada de (Schlumberger, Energy Glossary, 2022) | 40 |
| Figura 8: Unidades Tectónicas de la Cuenca Oriente y ubicación del campo Edén-Yuturi y Bloque 12; modificado de (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)..... | 46 |
| Figura 9: Marco Estratigráfico Regional de la Cuenca Oriente ecuatoriana. Y columna litoestratigráfica tipo del campo Edén-Yuturi; modificado de (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014) | 47 |
| Figura 10: Respuesta del Gamma Ray y posibles ambientes de depósitos | 48 |
| Figura 11: Electrofacies de patrones de depósitos por agradación, progradación, retrogradación, mixtas (Emery & Myers, 1996)..... | 49 |
| Figura 12: Columna Estratigráfica de la arenisca T Inferior (7784-7732'), pozo EDYC-005, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013) | 50 |
| Figura 13: Núcleo de la arenisca T Inferior (7749'), pozo EDYC-005, Campo Edén-Yuturi. Mostrando las facies de una arenisca de grano medio a grueso, saturada de petróleo, sobreyaciendo una arenisca con arcilla en la matriz y de baja porosidad. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)..... | 51 |
| Figura 14: Mapa de Facies de la arenisca T Inferior, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)..... | 52 |
| Figura 15: Columna Estratigráfica de una sección de la arenisca T Superior del pozo EDYC-005, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013) | 53 |

| | |
|---|----|
| Figura 16: Litofacies de la arenisca T Superior a del pozo EDYC-005. A) Superficie de inundación al tope de T Inferior (7644'). B) Arenisca glauconítica de shoreface superior (7629'). C) Arenisca de grano fino con nódulos fosfáticos al tope de T Superior. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)..... | 55 |
| Figura 17: Mapa de Facies de la arenisca T Superior a, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)..... | 56 |
| Figura 18: Litofacies de la arenisca T Superior b del pozo EDYC-005. A) Base de la arenisca T Superior b, areniscas con petróleo y capas de lodo sobre sedimentos de shoreface con nódulos fosfáticos (7622'). B) Arenisca de grano medio con estratificación cruzada y capas de lodo (7608'). C) Contacto erosional entre una arenisca glauconítica con petróleo sobreyaciendo lutitas negras laminadas de plataforma marina somera. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)..... | 58 |
| Figura 19: Mapa de Facies de la arenisca T Superior b, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)..... | 59 |
| Figura 20: Producción Histórica del Reservorio T, Campo Edén-Yuturi | 61 |
| Figura 21: Evaluación Petrofísica del pozo EDYC-096, mostrando el confinamiento de la arenisca TSb con respecto a TI, Campo Edén-Yuturi | 61 |
| Figura 22: Mapa Estructural del tope de la arenisca T Superior b, Campo Edén-Yuturi | 62 |
| Figura 23: Mapa de Espesor Neto de Arena del Reservorio T Superior b, Campo Edén-Yuturi | 63 |
| Figura 24: Mapa de Presión de Reservorio de la arenisca T Superior b, Campo Edén-Yuturi. Al: Área de Interés o de Estudio..... | 64 |
| Figura 25: Mapas: Estructural, Espesor Neto de Arena y de Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi mostrando el Área de Interés (AI) o de Estudio identificada en la parte central del campo..... | 65 |
| Figura 26: Ilustración de una Bahía Estuarina (Reservorios en color amarillo). Modificada de (Nichols, 2009)..... | 66 |
| Figura 27: Interpretación del Ambiente de Depositación del Reservorio T en el Campo Edén-Yuturi..... | 67 |
| Figura 28: Mapa de Espesor Neto de Arena y de Presión de Reservorio del Área de Interés (AI) de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 68 |

| | |
|--|----|
| Figura 29: Correlación Estructural y Estratigráfica del área de Interés del proyecto de recuperación secundaria de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 69 |
| Figura 30: Correlación N-S Estructural y Estratigráfica del área de Interés del proyecto de recuperación secundaria de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 69 |
| Figura 31: Correlación O-E Estructural y Estratigráfica del área de Interés del proyecto de recuperación secundaria de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 70 |
| Figura 32: Comportamiento de Producción Típico del Reservorio TSb del Campo Edén-Yuturi | 71 |
| Figura 33: Comportamiento de Producción Típico del Reservorio TI (A y B) y de TSb (C y D) del Campo Edén-Yuturi | 72 |
| Figura 34: Comparación de la Asignación de Producción de la arenisca TSb..... | 77 |
| Figura 35: Mapas de espesor de pago o <i>net pay</i> . Izquierda: Mapa generado del modelo estático del reservorio TSb. Derecha: Mapa generado analíticamente de la interpretación de los pozos del reservorio TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 79 |
| Figura 36: Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método K^*H^*Pr y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi | 82 |
| Figura 37: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método K^*H^*Pr y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 84 |
| Figura 38: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método K^*H^*Pr , estimando un POES de 12.00 MMbbls para el área de estudio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi. | 85 |
| Figura 39: Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método $K^*H^*\Delta P$ y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi | 86 |
| Figura 40: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método $K^*H^*\Delta P$ y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 88 |
| Figura 41: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método $K^*H^*\Delta P$, estimando un POES de 8.07 MMbbls para el área de estudio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi. | 89 |
| Figura 42: Mapas de espesor de pago o <i>net pay</i> del área de estudio. Izquierda: Mapa generado del modelo estático del reservorio TSb. Derecha: Mapa generado | |

| | |
|---|-----|
| analíticamente de la interpretación de los pozos del reservorio TSb, Campo Edén-Yuturi | 90 |
| Figura 43: Resumen del candidato EDYF-117 a pozo inyector de agua en la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 92 |
| Figura 44: Resumen del candidato EDYJ-072 a pozo inyector de agua en la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 92 |
| Figura 45: Resumen del candidato EDYK-168 a pozo inyector de agua en la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 93 |
| Figura 46: Mapa Estructural con la ubicación de los candidatos a pozos inyectores en el área de estudio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi | 94 |
| Figura 47: Análisis nodal del candidato EDYF-117 a inyector en la arenisca TSb..... | 95 |
| Figura 48: Patrón de inyección EDYF-117 en la arenisca TSb..... | 96 |
| Figura 49: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón de inyección EDYF-117 en la arenisca TSb | 97 |
| Figura 50: Análisis nodal del candidato EDYJ-072 a inyector en la arenisca TSb..... | 98 |
| Figura 51: Patrón de inyección EDYJ-072 en la arenisca TSb | 99 |
| Figura 52: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón de inyección EDYJ-072 en la arenisca TSb..... | 100 |
| Figura 53: Análisis nodal del candidato EDYK-168 a inyector en la arenisca TSb .. | 101 |
| Figura 54: Patrón de inyección EDYK-168 en la arenisca TSb..... | 102 |
| Figura 55: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón de inyección EDYK-168 en la arenisca TSb..... | 103 |
| Figura 56: Patrones de inyección EDYK-168 y EDYJ-072 en la arenisca TSb..... | 105 |
| Figura 57: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón combinado de inyección EDYK-168 y EDYJ-072 en la arenisca TSb | 106 |
| Figura 58: Alternativas de completamiento para la implementación del piloto de inyección en la arenisca TSb | 111 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Datos de Relevamiento de Campo – Presiones de reservorio de las areniscas TSb, TSa y TI del campo Edén-Yuturi | 25 |
| Tabla 2: Asignación de producción - Primer periodo | 74 |
| Tabla 3: Asignación de producción - Segundo periodo..... | 75 |
| Tabla 4. Asignación de producción - Tercer periodo..... | 75 |
| Tabla 5: Asignación de Producción histórica del pozo EDYC-009..... | 76 |
| Tabla 6: Producción Acumulada TSb..... | 77 |
| Tabla 7: Variables y Estimación Volumétrica de la Arenisca TSb..... | 80 |
| Tabla 8: Datos PVT y Parámetros Petrofísicos usados en el Método de Balance de Materia de la Arenisca TSb..... | 81 |
| Tabla 9: Resumen de la Producción Asignada por el método K^*H^*Pr usados en el Método de Balance de Materia de la Arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 83 |
| Tabla 10. Resumen de la Producción Asignada por el método $K^*H^*\Delta P$ usados en el Método de Balance de Materia de la Arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 87 |
| Tabla 11. Comparación Volumétrica del Área de Estudio de la Arenisca TSb | 91 |
| Tabla 12. Estado actual de los Candidatos a Pozos Inyectores de Agua para la Arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi..... | 91 |
| Tabla 13. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón de inyección EDYF-117 propuesto en la arenisca TSb | 97 |
| Tabla 14. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón de inyección EDYJ-072 propuesto en la arenisca TSb..... | 100 |
| Tabla 15. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón de inyección EDYK-168 propuesto en la arenisca TSb | 103 |
| Tabla 16. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón combinado de inyección EDYK-168 y EDYJ-072 propuesto en la arenisca TSb | 106 |
| Tabla 17. Comparación de los Escenarios de inyección, reservas incrementales y factores de recobro estimados de la Arenisca TSb..... | 109 |

ÍNDICE DE ECUACIONES

| | |
|---|----|
| Ecuación 1: Fórmula para la estimación de Petróleo Original en Sitio – POES..... | 30 |
| Ecuación 2: Fórmula para la estimación del Factor de Recobro – FR | 30 |
| Ecuación 3: Método Analítico para la Estimación de Coeficientes de Asignación del Balance de Patrón de Inyección | 41 |
| Ecuación 4: Método Analítico para la Estimación de la Tasa Inicial de Incremental de Petróleo por Inyección de Agua | 41 |
| Ecuación 5: Ecuación de declinación exponencial de Arps | 42 |
| Ecuación 6: Ecuación General de Balance de Materia | 43 |
| Ecuación 7: Coeficiente de Asignación K^*H^*Pr | 73 |
| Ecuación 8: Coeficiente de Asignación $K^*H^*\Delta P$ | 73 |

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Edén Yuturi es un campo maduro de petróleo con un factor de recobro actual del 21%, en el cual los reservorios principales presentan una intrusión fuerte de agua asociada al soporte de acuíferos activos que impactan en la producción de petróleo y acumulación de reservas. Esta condición del campo, más la limitación de oportunidades potenciales en los reservorios, hace necesaria la búsqueda de nuevas formas de explotación, optando así por la explotación de reservorios secundarios que ofrecen una nueva ventana de oportunidades para la optimización del campo.

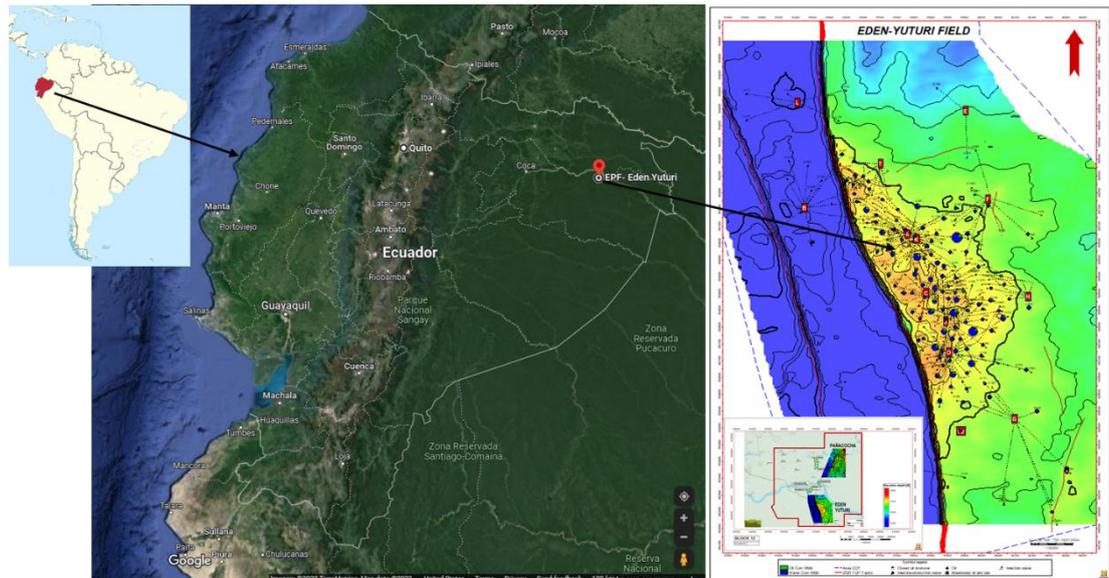
En el campo Edén Yuturi el yacimiento T es uno de los principales productores de petróleo de la Formación Napo. Este yacimiento está dividido en dos unidades: T Superior y T Inferior. La unidad de T Superior presenta un cuerpo de arena llamado b, denominándose así TSb (T Superior b) y es considerado uno de los reservorios secundarios del campo debido a sus propiedades petrofísicas y espesor de arena. La Arenisca TSb está compuesta de intercalaciones de lutita de plataforma marina somera, areniscas calcáreas y areniscas saturadas con petróleo, cuya asociación de facies muestran un ambiente transicional entre sedimentos de estuario dominado por mareas y facies más distales de shoreface.

En el área central del campo, el reservorio TSb se desarrolla de mejor manera presentando espesores de 10-25 pies, porosidades de 10-20 %, permeabilidades de 200-1200 mD y presión actual de 1500-1800 psi (Presión Inicial de 2300-2800 psi). Esta reducción de la presión está asociada a los acumulados de producción en el área, los cuales presentan una incertidumbre por falta de asignación en las unidades del yacimiento T, llevando a desconocer el potencial real del reservorio y sus reservas actuales. Por esta razón, esta área es de sumo interés para el análisis de proyectos de recuperación secundaria.

1.2 Localización

El campo Edén-Yuturi se encuentra ubicado en la provincia de Orellana a 250km hacia el Este de Quito. Es parte del Bloque 12 de la Cuenca Oriente, el cual es operado por la compañía nacional E.P. Petroecuador.

Figura 1: Ubicación del campo Edén-Yuturi

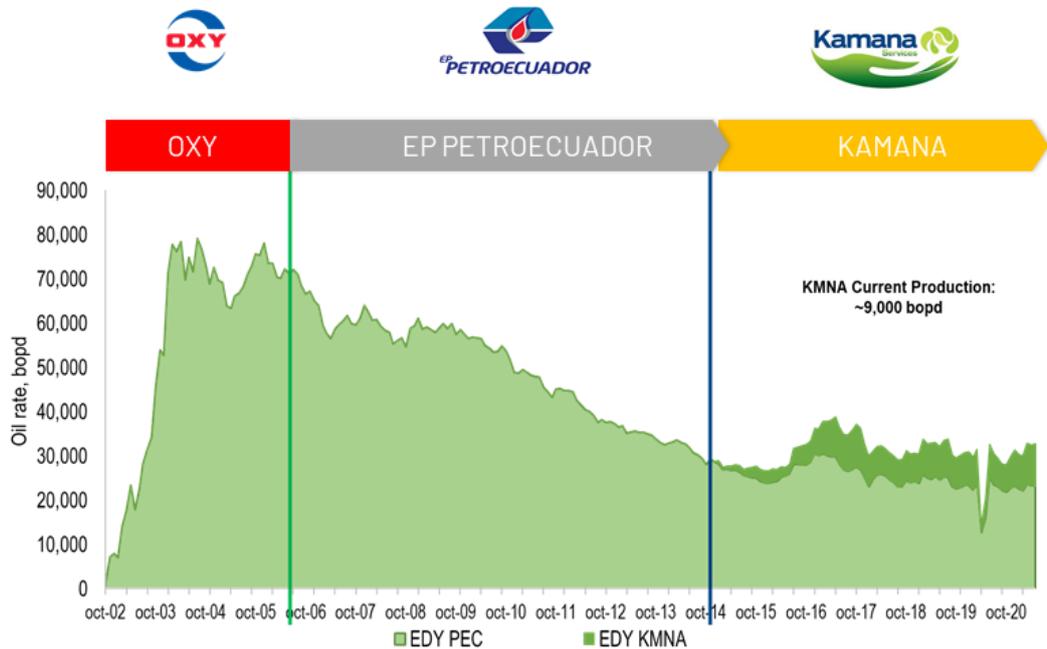


1.3 Estudios previos

El campo Edén-Yuturi inició su producción a finales de 2002, alcanzando un pico de producción de petróleo en agosto de 2004 de alrededor de 80,000 bppd con la operadora Occidental Petroleum (Oxy). En 2006, las operaciones del campo fueron retomadas por la compañía nacional Petroamazonas E.P. (PAM) que actualmente se llama E.P. Petroecuador.

En octubre de 2014, Petroamazonas E.P. firma un contrato de servicios por producción incremental con Kamana Services S.A. con el objetivo de revertir la declinación de producción del campo e incrementar el factor de recobro mediante la optimización de producción de petróleo. Empezando Kamana Services S.A. en diciembre de 2014 sus operaciones las cuales incluye perforación de pozos y workovers. Contrato que tiene una duración de 15 años.

Figura 2: Historia de Producción del campo Edén-Yuturi



En 2013 Petroamazonas E.P. realiza un estudio detallado para el Bloque 12, siendo un proyecto sedimentológico y estratigráfico descrito para los miembros M1, M2, U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior de la Formación Napo en los campos Edén-Yuturi, Pañacocha, Tumali, Dumbique, Yanahurco, San Roque y Tangay. El cual comprende análisis de facies, definición de ambientes e identificación de litofacies, mediante correlaciones estructurales-estratigráficas, mapeo de facies y espesores para cada uno de los miembros de la Formación Napo y la identificación de litofacies en núcleos de perforación. Con la finalidad de orientar los modelos geológicos y petrofísicos y reducir la incertidumbre en la interpretación de la respuesta de registros a las litologías (Petroamazonas EP, 2013). Adicional, información del campo, geología, descripción de Formaciones y Miembros, evolución de la Cuenca, reportes de estratigrafía y sedimentología se encuentran en varias publicaciones importantes de la Cuenca Oriente del Ecuador (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014), (Jaillard, Bengtson, & Dhondt, 2005), (Jaillard E. , 1997), (Rivadeneira & Almeida, 2014), (Tschopp, 1953), etc.

En 2015 Schlumberger Geosolutions, bajo la entidad legal de WesternGeco S.A. fue contratado por Kamana Services S.A. para el procesamiento en tiempo de la sísmica 3D del campo Edén-Yuturi, usando el algoritmo de Kirchhoff. Siendo el objetivo principal de este procesamiento, el generar por primera vez un modelo detallado de velocidades interválicas del área para optimizar la calidad de la imagen final y obtener propiedades y atributos que puedan ayudar a la caracterización e incertidumbre de los yacimientos del campo.

Posteriormente, se han realizado varias publicaciones del campo mostrando el potencial y su entendimiento (Gonzales, et al., 2015), (Pelaez, et al., 2022).

1.4 Justificación

En el campo Edén-Yuturi, los principales reservorios como son las areniscas U Superior, U Inferior y T Inferior presentan muy buen soporte de presión, relacionado a acuíferos activos. Junto a la explotación de petróleo durante 20 años ha llevado a una intrusión inminente de agua en estos reservorios principales; manifestándose en altos cortes de agua de aproximadamente el 95% e impactando en la producción de petróleo y acumulación de reservas. Adicional, se suma la limitación del manejo de fluido en superficie por problemas de procesamiento en la planta EPF (Eden Production Facilities). Significando la restricción del potencial de producción de los pozos con alto corte de agua. Siendo esta la razón y necesidad de buscar nuevas oportunidades de explotación en reservorios secundarios como es TSb, el cual se caracteriza por producir con un bajo corte de agua debido a su limitado soporte de presión, calidad de roca y corto historial de producción en el campo.

Considerando estas premisas, el presente estudio se enfoca en la evaluación de la factibilidad técnica para la implementación de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio TSb, con la finalidad de proveer una solución y alternativa de explotación para este

reservorio secundario de baja presión de reservorio, y que muestra un buen desarrollo y continuidad de roca en el área central del campo. De esta manera aportar con una solución y estrategia de explotación para balancear la producción de fluidos en las facilidades de superficie y maximizar la producción de petróleo del campo Edén-Yuturi. El estudio de factibilidad además presenta una caracterización del reservorio TSb, y revela su grado de madurez actual para un futuro plan de explotación.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

- 1.5.1.1 Determinar la factibilidad técnica para la implementación de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio TSb del campo Edén-Yuturi.

1.5.2 Objetivos Específicos

- 1.5.2.1 Proveer de una caracterización geológica y de reservorio a la Unidad Superior b del reservorio T Superior en el campo Edén- Yuturi, mediante la integración de la información disponible del reservorio.
- 1.5.2.2 Determinar el grado de madurez del reservorio TSb mediante la asignación histórica de su producción hasta Diciembre 2020.
- 1.5.2.3 Evaluar diferentes escenarios para un proyecto de inyección de agua en el reservorio TSb mediante herramientas analíticas.
- 1.5.2.4 Definir la mejor estrategia de explotación y factibilidad técnica del proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria en el yacimiento TSb.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

2.1 Trabajo de campo

El trabajo de campo es una metodología de observación y recolección de datos, el cual ha sido de suma importancia ya que ha permitido observar el comportamiento de la presión del reservorio T en tiempo real durante la producción de los pozos. Esto ha obligado a cuestionar la presión actual y real del reservorio solo en el cuerpo superior de investigación TSb.

2.2 Tipos de trabajo de campo

A continuación se presentan los métodos de trabajo de campo más comunes:

Observación Cualitativa: Es el método menos invasivo, el investigador interactúa mínimamente con el entorno de los datos a recopilar.

Observación Participante: Este método se aplica principalmente en la antropología. El investigador debe participar y relacionarse con el entorno de los datos a recopilar.

Observación No Participante: Este método consiste en recoger datos con una interacción limitada. Se limita a observar y recoger datos.

Estudio Etnográfico: Es un método que recopila datos culturales como comportamientos, actuaciones, ideas y disposiciones.

Método Comparativo: Es una forma de permitir la comparación sistemática de información y datos procedentes de múltiples fuentes. Prueba múltiples hipótesis.

Método de la Encuesta: Es un método que utiliza cuestionarios elaborados previamente con el objetivo de obtener datos relevantes.

Método de Estudio de Casos: Este método indaga a profundidad aun un individuo o grupo de individuos para desarrollar hipótesis comprobables.

Este trabajo de titulación ha escogido la Observación No Participante, ya que se ha limitado a recopilar los datos de las fuentes electrónicas disponibles en campo sin interacción con las mismas.

2.3 Recopilación de los datos de campo

Se ha recopilado información directamente de los Variadores (VSD), así como, de los medidores multifásicos instalados en cada estación (PAD) del campo.

Dicho trabajo ha permitido recopilar los datos necesarios tales como presiones y caudales de fluido para la arenisca en investigación TSb.

2.3.1 Pasos a seguir

- I. Seleccionar los pozos que producen o han producido del cuerpo superior de la arenisca T dentro del área de estudio.
- II. Elegir el método de trabajo de campo (Observación No Participante)
- III. Visitar el lugar de estudio para comprender de mejor manera como serán recopilados los datos.
- IV. Contar con personal calificado que trabaje en campo para poder desarrollar el proceso de recolección de datos.
- V. Analizar los datos recogidos durante la fase de campo con base a la metodología seleccionada.
- VI. Realizar el control de calidad de los datos recopilados en campo

2.3.2 Equipo utilizado

2.3.2.1 Variadores de Velocidad (VSD)

Los variadores de Velocidad o por sus siglas en ingles VSD (Variable Speed Drive) son utilizados para controlar los sistemas de bombeo electrosumergible (BES) y las bombas de superficie. En el campo Edén Yuturi la mayoría de los pozos tienen este tipo de levantamiento artificial, el cual permite ajustar los parámetros de producción y el rendimiento de la BES cuando cambian las condiciones de fondo en los pozos.

Una sus ventajas es la capacidad de variar la velocidad de accionamiento reduciendo el tiempo de inactividad y bajando los costos, al tiempo que prolonga la vida útil del sistema.

La mayoría de los variadores de velocidad VSD que se presentan en campo están integrados a un sistema en tiempo real del cual se pueden obtener los datos de los sensores de la BES en superficie, tales como Presiones de fondo BHP, Presión de Intake PIP, Temperatura del motor T_m . Estos datos son de suma importancia para el análisis posterior de la presión actual del reservorio T en el cuerpo superior de TSb.

2.3.2.2 Medidores Multifásicos¹

La medición de flujo multifásico consiste en determinar la continua relación existente entre las distintas fases del fluido de un pozo (agua, aceite y gas) sin usar una separación previa y a condiciones de línea. La medición del flujo en la industria petrolera es una necesidad evidente.

En este propósito se han empleado diversas tecnologías y los prototipos desarrollados han sido muy diversos en diseño y función. Solo en los últimos años la medición multifásica se ha convertido en una opción realista en la

¹ Información obtenida de Hand Book of Multiphase Metering, Schlumberger

industria por lo que se espera que el número de usuarios de esta tecnología se incremente.

La medición del flujo multifásico en el campo Edén Yuturi se lo hace a través de cada PAD, cuando el pozo esta en la línea de prueba se puede saber cuanto es el caudal de fluido y aporte de cada zona. Esto es necesario para un posterior análisis del BSW de cada reservorio y allocación de producción.

2.4 Tabulación de datos

La siguiente tabla corresponde a las presiones observadas por los sensores de la BES durante el periodo de producción del pozo.

Los datos fueron obtenidos de las memorias internas de cada VSD, o a su vez en el sistema integrado que recopila la información correspondiente a la producción y parámetros de la Bomba Electrosumergible.

A cada presión observada se le realizó el control de calidad respectivo debido a la variación de la información correspondiente a cada periodo de producción.

A continuación se pueden observar las presiones obtenidas durante la recopilación de los datos de campo y cotejado con la producción de cada zona.

Tabla 1. Datos de Relevamiento de Campo – Presiones de reservorio de las areniscas TSb, TSa y TI del campo Edén-Yuturi

| POZO | Presión de Reservorio, Pr (psi) | | |
|-------------|------------------------------------|------|------|
| | TSb | TSa | T |
| EDYC-009 | 2000 | 2900 | 3060 |
| EDYC-021S1 | 1870 | 2900 | 3090 |
| EDYC-030 | 1450 | | |
| EDYC-093 | 2600 | 3100 | 3125 |
| EDYC-094 | 1700 | 3000 | 3125 |
| EDYC-096 | | | 3076 |
| EDYC-122 | 1750 | 3000 | 3100 |
| EDYC-141 | | | |
| EDYD-050 | 1600 | 2800 | 3115 |
| EDYF-105A | 1800 | 3000 | |
| EDYH-146 | 1822 | 2720 | 3101 |
| EDYH-148HS1 | 2400 | | |
| EDYH-151R1 | 1800 | | |
| EDYJ-068 | 1800 | 2920 | 3075 |
| EDYJ-070 | 1800 | 2600 | 3075 |
| EDYJ-071 | 1800 | 2700 | 3100 |
| EDYJ-072 | 1800 | 2700 | |
| EDYJ-075 | 1800 | 2900 | 3075 |
| EDYJ-076 | 2100 | 2700 | 3100 |
| EDYJ-078 | 1600 | 2200 | 3100 |
| EDYJ-079 | 2000 | 2400 | |
| EDYJ-080 | 2500 | 2800 | 3125 |
| EDYJ-182A | 1447 | | 3070 |
| EDYK-172 | | | 3100 |

2.5 Solución a diseñar

Para determinar la factibilidad técnica de la implementación del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio TSb del campo Edén-Yuturi, se plantean 3 fases de desarrollo del proyecto:

2.5.1 Caracterización geológica

Se realizó la correspondiente caracterización geológica del área de conceptualización del proyecto de recuperación secundaria del reservorio TSb, comprendiendo: descripción e interpretación del ambiente de depositación, mapas estructural y neto de arena, correlaciones estructurales y estratigráficas, inclusión de información y registros especiales de la zona y/o alrededores. Esta información proveerá de una caracterización del reservorio para el entendimiento del área central del campo.

2.5.2 Asignación de producción

La asignación de producción del Yacimiento T en sus distintas unidades (T Superior y T Inferior) para el área de interés, con la finalidad de conocer la producción extraída del reservorio TSb en el área de conceptualización del estudio, su grado de madurez, volumetría y factor de recobro actual. Para esta fase se utilizarán parámetros petrofísicos, criterios de comportamiento típico de las unidades identificadas y propiedades que nos permitan su asignación de producción.

2.5.3 Cotejo Histórico por balance de materia

Finalmente, se desarrollará el cotejo histórico de producción por balance de materia y análisis de la mejor estrategia de desarrollo mediante herramientas analíticas. Para esto se realizará un cotejo histórico que valide la asignación de producción y confirme suposiciones sobre la caída de presión del reservorio. Finalmente, analizar el mejor escenario de explotación del reservorio TSb mediante la implementación de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS Y TEORIA

3.1 Propiedades de roca y fluidos

Los reservorios se caracterizan por presentar propiedades físicas como son la porosidad, espesor, saturación y permeabilidad; las cuales se describen a continuación:

Porosidad: Se define como la relación entre el volumen de poros, V_p y el volumen total de roca V_b . $\phi = V_p / V_b$. Es un indicador directo de la cantidad de fluido. La porosidad de un reservorio puede ser medida con una variedad de técnicas de laboratorio usando núcleos o medidas de campo incluyendo registros y pruebas de pozo (Martínez, 2016).

Espesor de reservorio: Es el espesor de un medio poroso contenido entre dos capas o estratos. Y es representado por la letra "h" (Martínez, 2016).

Saturación: Es la medida del volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el reservorio. Está definida por la relación entre el volumen del fluido, V_f , y el volumen de poros V_p . $S_f = V_f / V_p$.

La saturación de agua que encontramos al momento de descubrir el yacimiento se le conoce como agua inicial, congénita o intersticial. Si el agua presente no fluye se le conoce como agua irreductible. Saturaciones mayores a ese valor darán resultado a un flujo de agua junto con hidrocarburos. Esta variable se representa por la letra "S" con un subíndice que indica el tipo del fluido del que se está hablando, es decir: S_o - Saturación de aceite, S_g - Saturación de gas, S_w - Saturación de agua (Martínez, 2016).

Permeabilidad: Es la capacidad o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática

común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados. La permeabilidad absoluta es la medición de la permeabilidad obtenida cuando sólo existe un fluido, o fase, presente en la roca. La permeabilidad efectiva es la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua). La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado, con una saturación determinada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido con un grado de saturación total. Si existe un solo fluido presente en la roca, su permeabilidad relativa es 1,0 (Schlumberger, Schlumberger Energy Glossary, 2022).

Mojabilidad: Se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza, dolomita. Los fluidos que existen en los espacios de los poros de la roca durante la inyección de agua son petróleo, agua y gas. Considerando al petróleo y agua como posibles fases mojantes (Library, 2022) (Bidner, 2001).

Tensión Superficial: La superficie de cualquier líquido se comporta como si sobre esta existe una membrana a tensión. A este fenómeno se le conoce como tensión superficial. La tensión superficial de un líquido está asociada a la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área (Library, 2022).

Capilaridad: La capilaridad es la tendencia de un líquido a absorberse en un tubo estrecho (tubo capilar). Este fenómeno es responsable de la propensión que tienen algunos materiales porosos a absorber agua. Por ejemplo, esponjas, telas, y el suelo. Los poros deben estar conectados para que el líquido pueda fluir a través del medio .

3.2 Volumetría

El análisis volumétrico utiliza las propiedades de las rocas y fluidos del yacimiento para calcular el POES o STOIP (Stock-Tank Oil Initially in Place) por sus siglas en inglés y luego estimar aquella porción que será recuperada con proyectos de desarrollo específicos. La estimación volumétrica puede estar basada en enfoques probabilísticos o determinísticos. Un enfoque probabilístico se aplica típicamente en las primeras etapas de desarrollo cuando los datos son más limitados. A medida que el proyecto madura a través del desarrollo, la metodología de evaluación a menudo cambia hacia estimaciones deterministas (PRMS, 2018). Los métodos determinísticos incluyen métodos volumétricos, balance de materia, caracterización dinámica de yacimientos y simulación numérica. En el caso de los métodos probabilísticos, estos identifican la incertidumbre de parámetros tales como porosidad, saturación de agua y espesor neto, entre otros, y estiman una función de probabilidad para el volumen original (Matínez, 2016).

(PRMS, 2018) resume las principales incertidumbres en la estimación de POES:

- I. Geometría del yacimiento, heterogeneidad, compartimentalización y límites de las trampas que impactan el volumen total de roca.
- II. Características geológicas que definen la distribución del volumen poroso y de saturación de petróleo.
- III. Posición y naturaleza de los contactos o límites p.e., hidrocarburos más bajos conocidos LKH (Lowest Known Oil), por sus siglas en inglés, contacto agua-petróleo (CAP) u OWC (Oil Water Contact) por sus siglas en inglés, contacto

gas/agua (GWC), por sus siglas en inglés, contacto gas/petróleo y gradiente de contacto inclinado.

- IV. Combinaciones de calidad del yacimiento, los tipos de fluidos y los contactos que controlan la distribución de saturaciones (verticalmente y horizontalmente).

Así, el volumen total de roca es de interés como su distribución espacial y calidad del yacimiento; dado que impactan en la eficiencia de recobro y el cálculo del Petróleo Original en Sitio, el cual utiliza valores promedio de la relación de espesor neto a total, porosidad y saturaciones de fluido, expresado en la siguiente ecuación:

Ecuación 1: Fórmula para la estimación de Petróleo Original en Sitio – POES

$$N = 7758 \frac{Ah\Phi(1 - Swi)}{Boi}$$

Donde:

N: Petróleo Original en sitio [STB]

7758: Constante [bb]

A: Área [Acres]

h: Espesor del yacimiento [pies]

Φ : Porosidad del yacimiento [frac]

Swi: Saturación de agua inicial del yacimiento [frac]

Boi: Factor volumétrico de petróleo a presión de reservorio [bb/STB]

Ecuación 2: Fórmula para la estimación del Factor de Recobro – FR

$$FR \% = 100 \frac{Np}{N}$$

Donde:

FR: Factor de Recobro [%]

Np: Acumulado de petróleo producido [STB]

N: Petróleo Original en sitio [STB]

3.3 Recuperación primaria, secundaria y mejorada

3.3.1 Recuperación primaria

Cuando se descubre un nuevo yacimiento o campo, se debe recopilar la mayor cantidad de información posible y a su vez realizar varios estudios a la formación productora, por ejemplo: Núcleos y sus correspondientes estudios en laboratorio, registros eléctricos, muestras de aceite y gas a condiciones originales para análisis PVT, pruebas de producción, cálculos del índice de productividad y análisis de curvas de presión. Con el objetivo de evaluar el potencial del pozo y conocer sus características iniciales.

Consecutivamente, a través de la perforación de nuevos pozos para delimitar el yacimiento, se puede conocer mejor su tamaño y volumen original in situ, llegando a conocer la profundidad de un contacto aceite-agua si existiera. Con toda esta información, se puede identificar el mecanismo natural de producción en el yacimiento.

Existen cinco mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos:

- I. **Empuje por gas disuelto:** opera principalmente por la expansión del aceite y del gas disuelto en el mismo. El incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión en el yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene. Se estima un factor de recobro teórico asociado de máximo el 22%.

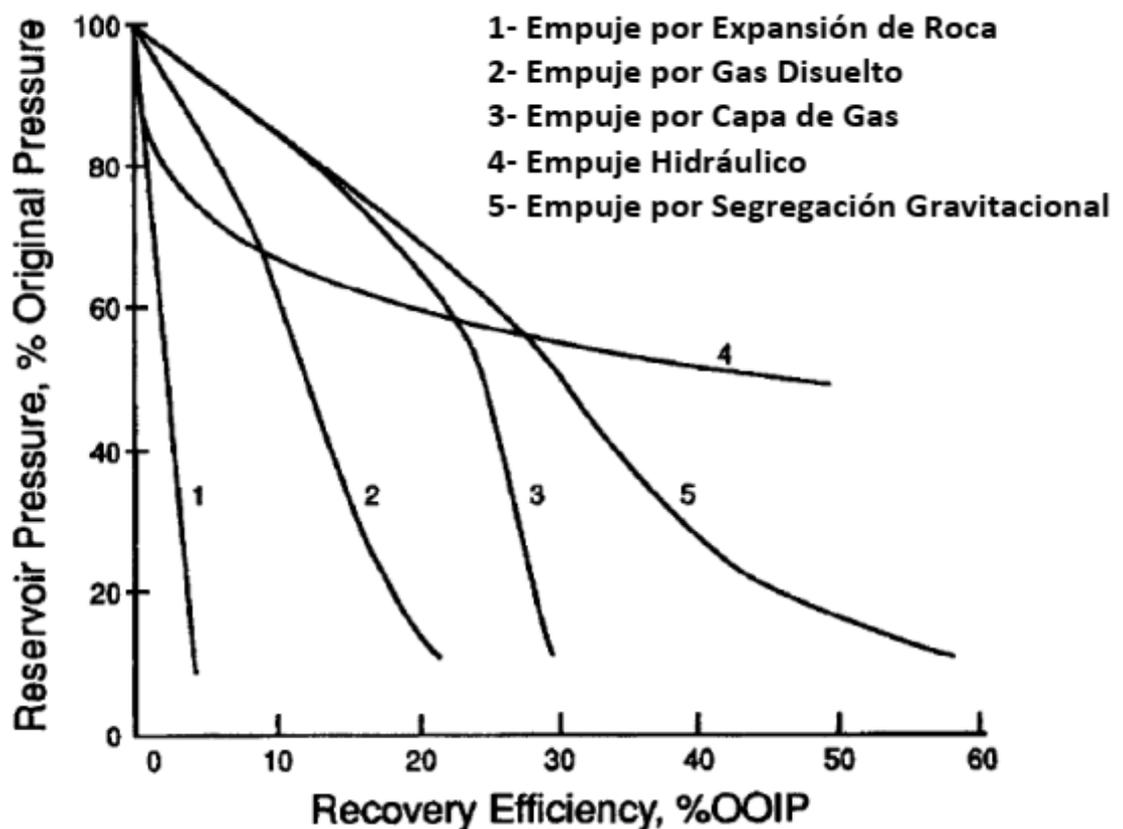
- II. **Empuje por capa de gas:** se trata de una invasión progresiva en la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son: que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas y que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por la capa de gas. Se estima un factor de recobro teórico asociado de máximo el 30%.

- III. **Empuje por expansión de la roca:** ocurre en los yacimientos subsaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La producción de aceite y gas del yacimiento es debida a la reducción del volumen poroso en el yacimiento, lo que genera una reducción de la presión de los fluidos en el mismo, aumentando la presión de sobre carga en la formación. Se estima un factor de recobro teórico asociado de máximo el 4%.
- IV. **Empuje hidráulico (por efecto del acuífero):** este mecanismo de producción ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se presenta una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua del acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite. Este mecanismo de producción trabaja de la misma manera que el de empuje por capa de gas; sin embargo, es mucho más eficiente ya que el agua tiene mayor viscosidad que el gas y por lo tanto tiene un mayor desplazamiento del aceite. Existen dos tipos de empuje hidráulico, uno de mayor energía llamado de fondo, en el cual se observa el contacto agua petróleo y otro de menor energía llamado lateral, en el cual no se ha observado un contacto agua petróleo, relacionado con un acuífero de menor dimensión que el de fondo. Se estima un factor de recobro teórico asociado de máximo el 50%.
- V. **Empuje por segregación gravitacional:** es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación gravitacional cuando poseen grandes espesores o alto relieve estructural y alta permeabilidad en sentido vertical. Este empuje no es muy común en los yacimientos, pero es el mecanismo de producción más eficiente. Se estima un factor de recobro teórico asociado de máximo el 60%.

En la siguiente figura se muestra curvas de reducción de la presión contra el recobro del volumen original In Situ, ambos en porcentaje. Se debe tomar

como referencial esta gráfica ya que es teórica, calculada a través de las ecuaciones de balance de materia, por lo que los factores de recobro podrían ser menores a los que se presentan.

Figura 3: Gráfica teórica de Factores de Recobro por Mecanismo de Empuje. Modificada de (Satter & Thakur, 1994)



3.3.2 Recuperación secundaria

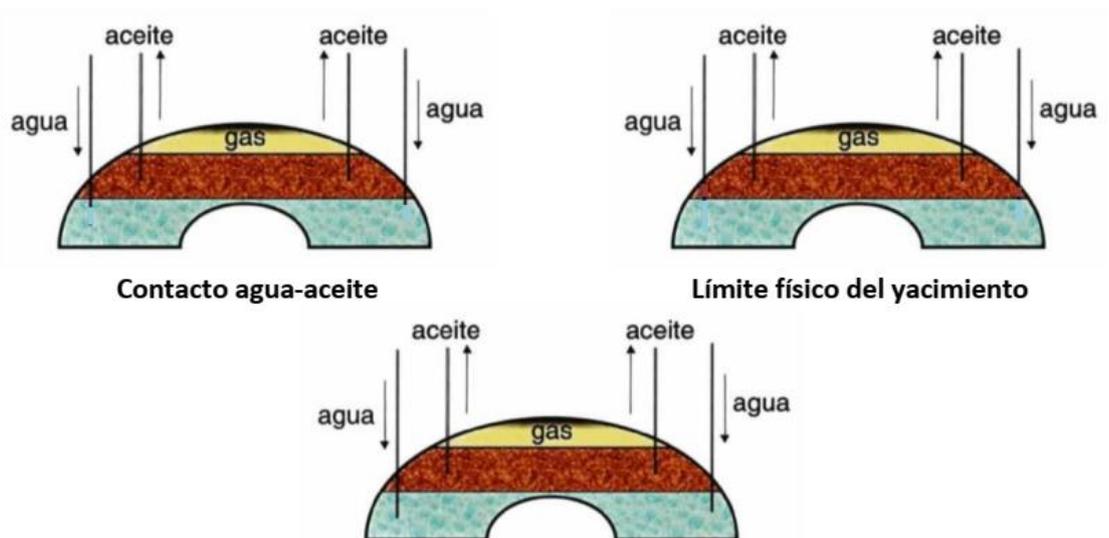
Un proceso de recuperación secundaria es donde se adiciona energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible (p.e., agua, gas, combinados). Al implementar este proceso, se busca reemplazar total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmiscible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos (Martínez, 2016).

3.3.2.1 Recuperación secundaria por inyección de agua

La recuperación secundaria por inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes de acuerdo a la posición de los pozos productores e inyectoras.

Inyección Periférica o Externa: Existen 3 maneras de inyectar periféricamente. 1) Muy cerca del contacto agua-petróleo, 2) en el límite del yacimiento y 3) directamente en el acuífero, como lo muestra la siguiente figura.

Figura 4: Esquemas de inyección periférica de agua. Tomada de (Martínez, 2016)



Para asegurar una eficiencia adecuada de la inyección periférica se debe considerar las dimensiones del acuífero, zona saturada de hidrocarburo, volúmenes grandes de inyección de agua, y tiempo antes de tener un efecto en los pozos productores. Además, si la inyección se realiza muy tarde en la vida del yacimiento, el volumen poroso depresionado que se debe llenar antes de tener efecto en la presión del yacimiento, puede ser considerable y demandar un buen período de tiempo para mostrar influencia de la inyección.

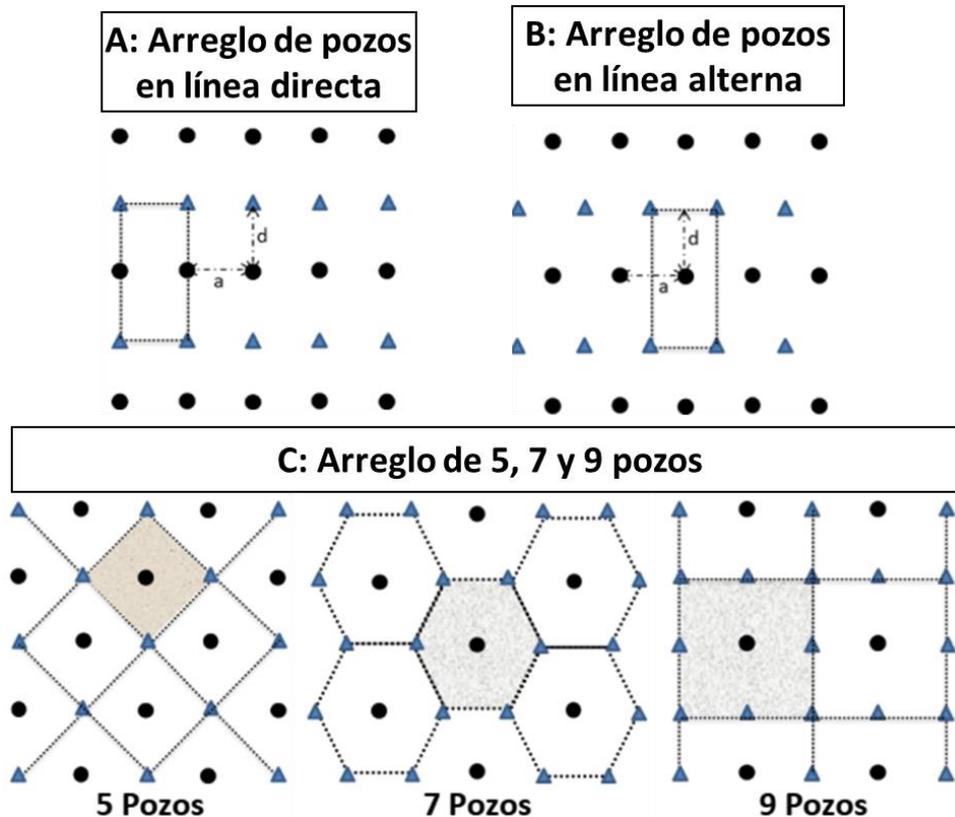
Inyección en Arreglos o dispersa: Consiste en inyectar agua dentro de la zona saturada de petróleo. Así, el agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del medio poroso invadido hacia los pozos productores.

Este tipo de inyección se realiza a través de un número determinado de pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores e inyectores. El cual puede ser:

- 1) **En línea directa**, en donde se trata de colocar una línea de pozos inyectores y una línea de pozos productores y así desarrollar el campo. Cada pozo inyector tiene enfrente a un pozo productor. Gráfica A de la Figura 5.
- 2) **Línea alterna**, en donde se tiene una línea de pozos inyectores que no coincide exactamente con una línea de pozos productores, sino que estos últimos están desplazados la mitad de un espaciamiento. Es decir, cada pozo inyector queda ubicado a la mitad de la distancia entre dos pozos productores. Gráfica B de la Figura 5.
- 3) **Arreglos de 5, 7 y 9 pozos**, en donde se tiene un pozo productor rodeado de cuatro, seis u ocho pozos inyectores, o viceversa llamándolos arreglos invertidos. El campo completo se desarrolla alrededor de este patrón de pozos. Gráfica C de la Figura 5.

Por lo tanto, se puede decir que a través de la inyección de agua, es posible aumentar la recuperación final de petróleo en la mayoría de los campos o yacimientos, ya sean de arenas, areniscas o carbonatos. Dependiendo su eficiencia además de otros factores como heterogeneidad del yacimiento, calidad y compatibilidad de agua de inyección, ciclicidad y volúmenes de inyección, entre otros factores. Sugiriendo siempre tener un plan de monitoreo adecuado para la toma de decisiones.

Figura 5: Arreglos de inyección de agua. Modificada de (Martínez, 2016)



3.3.3 Recuperación mejorada

(PRMS, 2018) se refiere a la recuperación mejorada como el petróleo adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, de los yacimientos de ocurrencia natural al complementar la energía natural del yacimiento. Esto incluye la recuperación secundaria (por ejemplo, la inyección de agua y el mantenimiento de presión), los procesos de recuperación terciaria (térmica, inyección de gas miscible, inyección química y otros tipos) y cualquier otro medio para mejora de los procesos naturales de recuperación del yacimiento.

3.4 Inyección de agua

Durante el proceso de inyección de agua, la presión del yacimiento es restaurada debido a la compresión del gas libre en el banco de aceite, disolviéndolo otra vez por el empuje del agua inyectada en el sistema.

Posteriormente, el petróleo ocupa este espacio del gas disuelto y es desplazado de manera más sencilla por el agua.

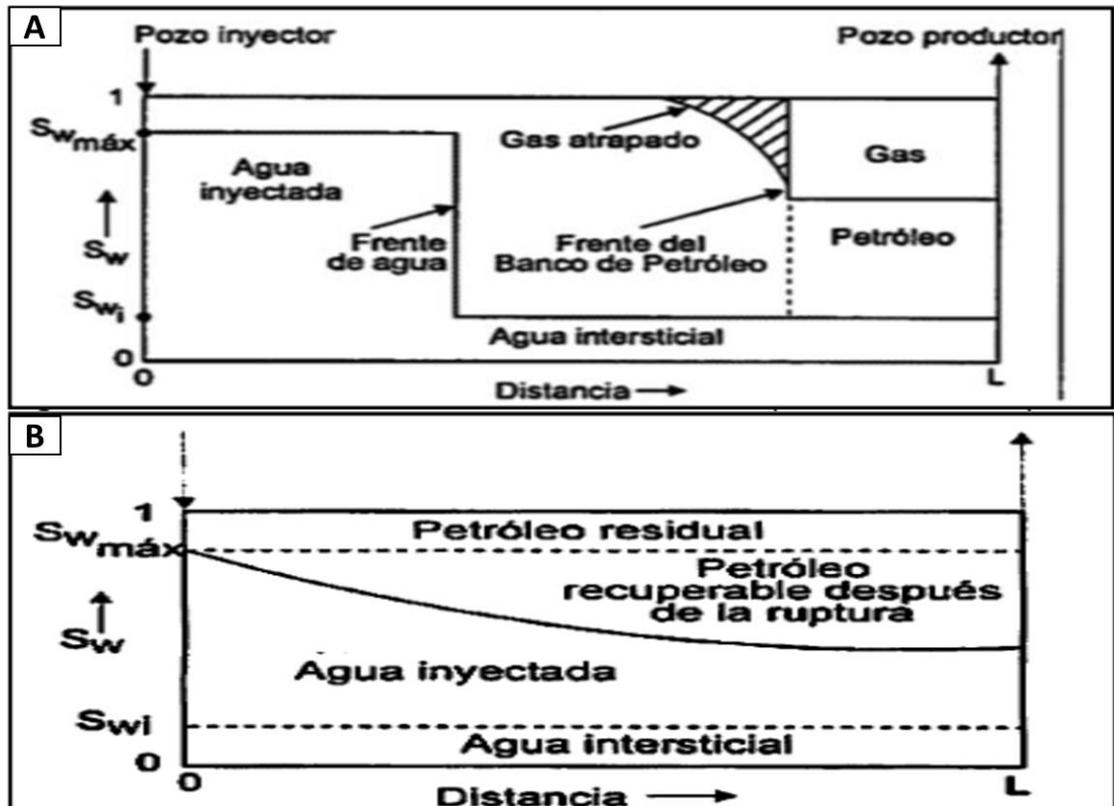
En yacimientos heterogéneos mojados por agua resulta más ineficiente la inyección de agua debido a la absorción espontánea de la misma en capas de alta permeabilidad. Mientras, que en yacimientos homogéneos usualmente muy poca agua de la inyectada es producida antes de que las tasas de producción de aceite lleguen a sus picos más altos. Generalmente cierta cantidad de petróleo remanente queda en la roca a pesar que teóricamente en una roca mojada por agua todo el petróleo puede ser desplazado por la fase mojante bajo la acción de un gradiente de presión suficientemente alto (Monroy & Pérez, 2017).

El proceso de inyección de agua se divide en 3 etapas principales:

- I. **Invasión:** cuando la presión de yacimiento aumenta, siendo el petróleo desplazado para formar un banco de petróleo. Este banco empuja el gas móvil, o pueden ser atrapado por el banco de petróleo, detrás de dicho banco le sigue el banco de agua, formado por el agua inyectada y el petróleo residual.
- II. **Llenado:** el gas libre se desplaza hacia el pozo productor antes de que produzca el petróleo. Para que este fenómeno suceda, el agua inyectada debe ser igual al volumen ocupado por el gas libre en el yacimiento. Aumentando la tasa de petróleo y siendo igual a la tasa de inyección de agua.
- III. **Ruptura:** en este punto empieza una producción significativa de agua. Y posterior la producción de agua irá en auge; caracterizándose por un incremento en la relación de movilidad del agua, eficiencia areal y relación agua petróleo o WOR por sus siglas en inglés.

Durante la práctica el petróleo desplazado dependerá de la cantidad de agua inyectada, velocidad, homogeneidad del yacimiento y razón de movilidad.

Figura 6: Proceso de Inyección de Agua: A) Saturación de los fluidos en el Yacimiento durante la Inyección de Agua. B) Saturación de los fluidos en el Momento de Ruptura. Modificada de (Monroy & Pérez, 2017)



Adicional, durante el proceso de inyección de agua, esta debe cumplir unas características específicas, resumiéndose las principales:

- El agua no debe ser corrosiva ni depositar minerales durante la operatividad.
- El agua no debe contener sólidos suspendidos o petróleo residual en cantidades que pueda generar taponamiento en el pozo inyector.
- El agua de inyección debe ser compatible y no reactiva, evitando el hinchamiento de minerales arcillosos presentes en la formación.
- El agua producida como la de inyección debe recibir el adecuado tratamiento para que cumplan con las normativas locales.

Existen 2 variables claves en la inyección de agua y son:

Patrones de inyección: son los arreglos geométricos entre pozos de inyección y de producción, empleados para distribuir eficazmente el fluido inyectado en el área de interés.

Los patrones son obtenidos de la combinación entre pozos productores e inyectoros y pueden ser limitados también por la heterogeneidad del yacimiento. Para la definición adecuada de un patrón es necesario contar con toda la información disponible del yacimiento como la capacidad de producción de aceite esperada, tiempo de vida del proyecto, distribución espacial de los pozos, índices de inyektividad y productividad del yacimiento.

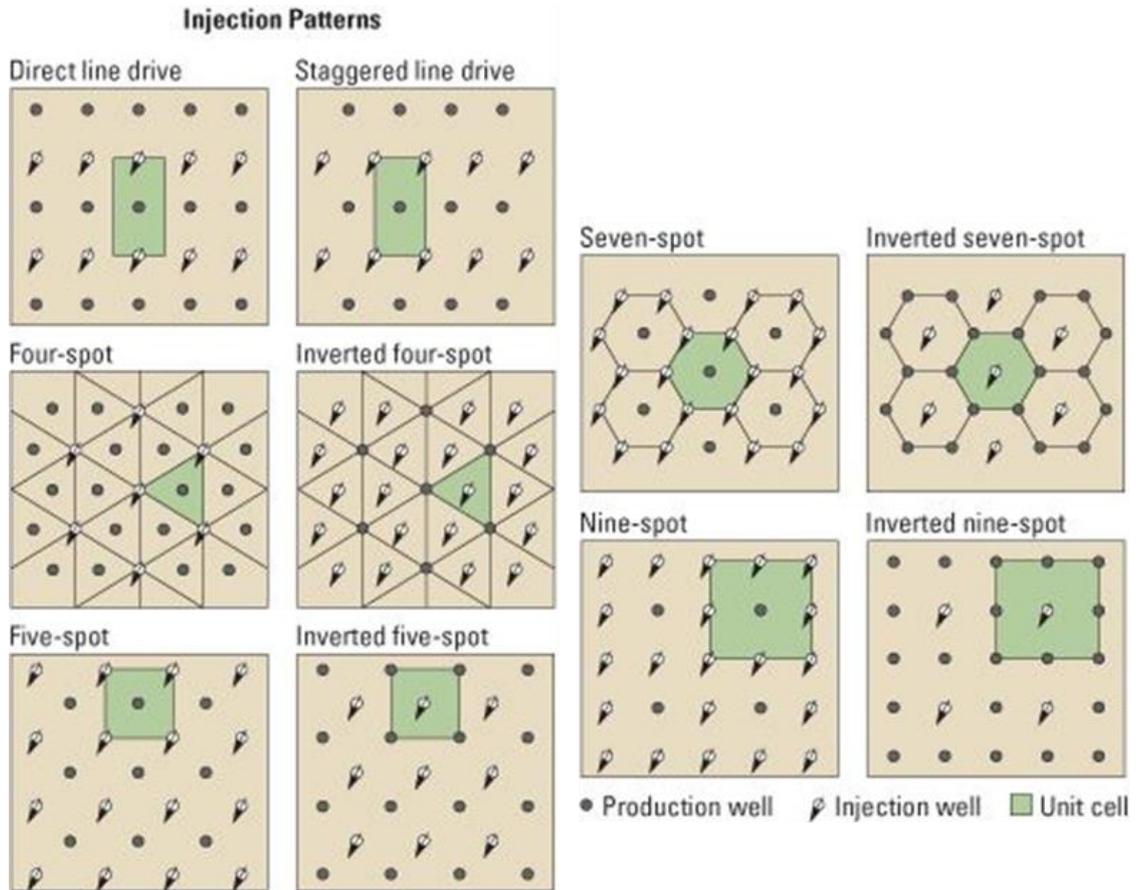
Se recomienda utilizar el mayor número de pozos existentes para así limitar el requerimiento de pozos nuevos.

El patrón de inyección puede alterarse durante la vida de un campo para cambiar la dirección del flujo en un yacimiento en un intento de hacer contacto con petróleo no barrido. Los patrones de inyección comunes son drenaje en línea recta, drenaje en línea alternada, dos puntos, tres puntos, cuatro puntos, cinco puntos, siete puntos y nueve puntos.

Normalmente, para propósitos de pruebas piloto, se utilizan los patrones de dos puntos y tres puntos. Los patrones se denominan normales o regulares cuando incluyen solamente un pozo productor por patrón. Los patrones se describen como invertidos cuando incluyen solamente un pozo de inyección por patrón (Schlumberger, Schlumberger Energy Glossary, 2022).

En este estudio, los patrones a analizar serán del tipo invertido, significando la combinación entre un pozo inyector con varios pozos productores por patrón propuesto.

Figura 7: Patrones de Inyección. Tomada de (Schlumberger, Energy Glossary, 2022)



Tasa de inyección: durante la inyección de agua, si el desplazamiento es buzamiento arriba de la formación con respecto a la posición del pozo inyector, este favorece la inyección de tasas bajas para promover que las fuerzas gravitacionales proporcionen un efecto a favor. Si el desplazamiento es buzamiento abajo, se debe inyectar tasas altas para que el agua no se canalice a través del petróleo. En el caso de una tasa de inyección constante, la eficiencia de desplazamiento aumenta si la inyección es buzamiento arriba y el ángulo de buzamiento aumenta; y disminuye si la inyección es buzamiento abajo y el ángulo de buzamiento aumenta (Monroy & Pérez, 2017).

Ambas variables descritas se consideran esenciales para conocer y predecir el impacto de la recuperación secundaria. En este estudio se presenta un método analítico de balance de patrones para la estimación de coeficientes

de influencia de la recuperación secundaria por inyección de agua, basado en la distribución o “alocación” del caudal inyectado hacia los pozos productores influenciados del patrón; expresado en la Ecuación 3.

Este coeficiente “Iw” estimado para cada pozo productor al multiplicarlo por la tasa de inyección y un riesgo geológico, entendiéndose como la probabilidad de presencia de barreras litológicas y pérdidas de inyección, nos da la tasa inicial de incremental de fluido por inyección de agua, la cual debe ser corregida con el corte de agua actual del pozo productor para estimar la tasa inicial de incremental de petróleo por inyección de agua (Ecuación 4).

Finalmente, esta tasa se declina por el método de Arps (Ecuación 5) para la estimación de reservas por recuperación secundaria asociada al patrón de inyección de agua.

Ecuación 3: Método Analítico para la Estimación de Coeficientes de Asignación del Balance de Patrón de Inyección

$$I_w = \frac{\frac{K_{ihi} (\text{promedio inj prod})}{d_i(\text{inj prod})} (P_{wf\text{iny}} - P_{wf\text{i prod}})}{\sum_{i=0}^n \frac{K_{ihi} (\text{promedio inj prod})}{d_i(\text{inj prod})} (P_{wf\text{iny}} - P_{wf\text{i prod}})}$$

Donde:

Iw: Coeficiente de distribución del caudal de agua inyectado [frac]

KH promedio inj prod: Promedio del producto entre permeabilidad y espesor neto del par pozo inyector y productor [mD ft]

d inj productor: distancia entre el pozo inyector y productor [m]

Pwf inj: Presión fluyente del pozo inyector [psi]

Pwf prod: Presión fluyente del pozo productor [psi]

Ecuación 4: Método Analítico para la Estimación de la Tasa Inicial de Incremental de Petróleo por Inyección de Agua

$$Q_p \text{ Sec} = Q_{iny} * I_w * RG * (1 - BSW)$$

Donde:

Qp Sec: Tasa de petróleo incremental por recuperación secundaria [bopd]
Qiny: Tasa de inyección de agua [bapd]
lw: Coeficiente de distribución del caudal de agua inyectado [frac]
RG: Riesgo Geológico [frac]. Siendo 1 “No presenta riesgo” y 0 “Riesgo Total”
BSW: Corte de Agua actual del pozo productor [frac]

Ecuación 5: Ecuación de declinación exponencial de Arps

$$Q = Qi * e^{-Dit}$$

Donde:

Q: Tasa de producción en el tiempo [bls]
Qi: Tasa inicial de producción [bls]
D: Rapidez de Declinación en el tiempo [frac]

3.5 Balance de materia

Cuando no se tiene una precisión razonable de los valores de la porosidad, saturación de agua congénita y el volumen de roca, los métodos volumétricos no pueden ser usados. En ese caso, el método de balance de materia se puede usar para el cálculo de volumen original de hidrocarburos. Sin embargo, este método solo es aplicable después de cierto tiempo de explotación del yacimiento y es de suma importancia que las propiedades PVT de los fluidos sean medidas antes de que el yacimiento sea puesto a producir. El balance de materia es completamente independiente del método volumétrico por lo que sirve para corroborar cálculos hechos con volumetría y, es más preciso dependiendo de la cantidad y calidad de los datos obtenidos (Martínez, 2016).

En el balance de materia se tiene las siguientes consideraciones:

- Es un modelo de tanque
- Es un modelo de 0 dimensiones
- Extracción puntual de fluidos
- Presiones promedio
- Yacimiento en desarrollo

La siguiente ecuación representa la Ecuación General de Balance de Materia, la cual de manera general para su deducción sigue el planteamiento de:
Expansión = Producción

Ecuación 6: Ecuación General de Balance de Materia

$$N(Bt - Bti) + \frac{NmBti}{Bgi}(Bg - Bgi) + (1 + m)NBti \left[\frac{cwS_{wi} + cf}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P + We$$

$$= Np[Bt + (Rp - R_{soi})Bg] + BwWp$$

Expansión = Producción

Donde:

Cada término del lado izquierdo de la ecuación representa un método de producción de fluidos mientras que cada término del lado derecho representa la cantidad de fluidos producidos.

Los primeros dos términos del lado izquierdo representan la expansión de zonas de aceite y/o gas que puedan existir. El tercer término se refiere al cambio del volumen poroso, el cual considera la expansión de la roca junto con el agua congénita. El cuarto término del lado izquierdo representa la entrada de agua que pueda haber dentro del yacimiento.

Del lado derecho de la ecuación, el primer término se refiere a la producción tanto de aceite como de gas, mientras que el segundo se refiere a la producción de agua.

Esta ecuación se puede modificar para aplicarla en los diferentes tipos de yacimientos.

3.6 Límite Económico

La producción de aceite y gas usualmente se extiende hasta el punto donde los ingresos netos de la venta de dicha producción son iguales a los gastos de mantenimiento. No existiendo un propósito útil para continuar con la producción más allá de este punto, por lo tanto, el pozo se cierra o se abandona. Buscando obtener un ingreso neto positivo, el cual se entiende como el valor que queda después de los costos de operación, regalías e impuestos (Martínez, 2016).

El precio de los hidrocarburos determina la rentabilidad de un pozo. Se considera también en mucho casos como límite económico la excesiva producción de agua, la cual lleva a un tratamiento muy caro y una producción de hidrocarburos muy baja; que a nivel de ingreso de ventas, la producción de hidrocarburos no alcanza a sustentar los gastos de producción y mantenimiento. En el caso que el precio de mercado llegue a ser tan alto, la producción con alto corte de agua queda excluida del límite económico si sustenta el mantenimiento de la producción del mismo.

CAPÍTULO 4

DESARROLLO

4.1 Caracterización geológica

4.1.1 Marco geológico y estructural

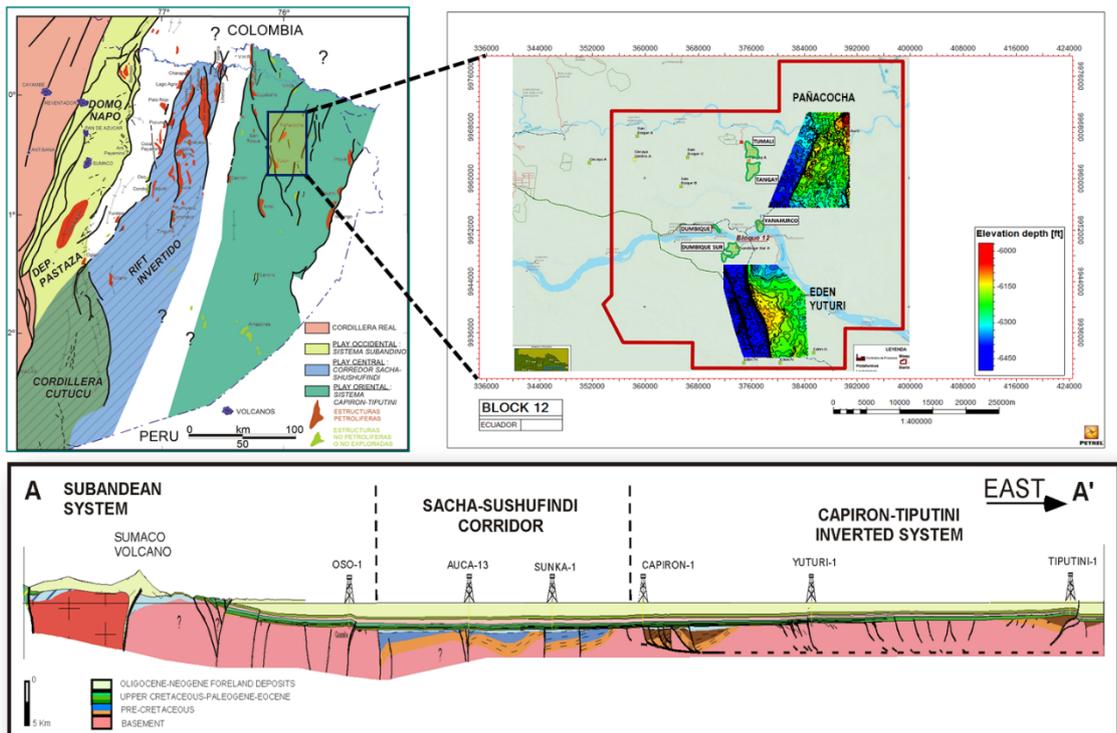
La Cuenca Oriente se encuentra ubicada entre los andes ecuatorianos y el escudo Guayanés. Siendo parte de las Cuencas subandinas de trasarco que se extienden desde Venezuela hasta Argentina (Urien & Zambrano, 1985). Y se caracteriza por depósitos marinos de edad Albiana-Santoniana, seguidos por una sucesión de depósitos predominantemente no marinos de edad Maastrichtiana-Eoceno (Tschopp, 1953); (Mathalone & Montoya, 1995); (Jaillard E. , 1997). Durante el Cretácico Tardío la Cuenca Oriente registró varias transgresiones marinas y eventos de compresión tectónica. Durante la calma tectónica del Maastrichtiano, algunas transgresiones cubrieron completamente la Cuenca. Así la paleografía de este período indica que la Cuenca Oriente se convirtió en la Cuenca de antepaís de los Andes (Jaillard E. , 1992).

En Ecuador, la historia de exploración de petróleo inició en el siglo XX, caracterizando las Formaciones cretácicas Hollín, Napo y Tena como los principales reservorios de petróleo. Posteriormente, explotando principalmente las areniscas Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín y caracterizando como reservorios marginales a las areniscas M2, M1, calizas A y B. (Rivadeneira & Almeida, 2014). Todos estos reservorios son subsaturados, lo cual significa que su presión de reservorio original es mayor a la presión del punto de burbuja y por lo tanto no presentan capa de gas. En algunos casos los reservorios se encuentran inundados de agua, debido a su posición estructural.

Edén-Yuturi es un campo maduro de petróleo ubicado en el Bloque 12, en la parte oriental de la Cuenca Oriente perteneciente al Corredor o “Play”

Capirón-Tipitutini, el cual es considerado como el segundo “Play” de petróleo más grande con alrededor del 30% del Petróleo Original en Sitio o POES de la Cuenca.

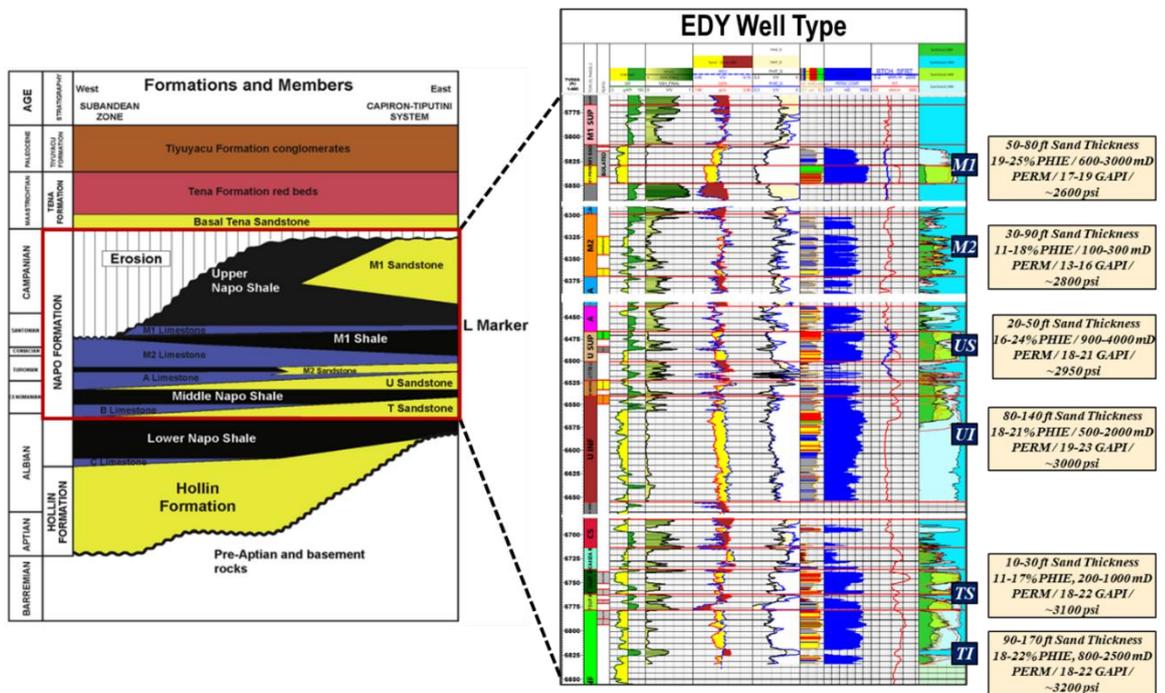
Figura 8: Unidades Tectónicas de la Cuenca Oriente y ubicación del campo Edén-Yuturi y Bloque 12; modificado de (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)



4.1.2 Estratigrafía – Edén-Yuturi

El campo Edén-Yuturi está compuesto de seis reservorios clásticos, que componen la Formación Cretácica Napo, como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 9: Marco Estratigráfico Regional de la Cuenca Oriente ecuatoriana. Y columna litoestratigráfica tipo del campo Edén-Yuturi; modificado de (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)



La depositación de las areniscas que constituyen las rocas reservorio fue controlado principalmente por los cambios relativos del nivel del mar al inicio de cada ciclo sedimentario. Las secuencias T y U son interpretadas como secuencias transgracional de sedimentos asociado a un estuario dominado por marea que cambia hacia arriba de la secuencia a una plataforma marina clástica. Posterior el miembro M2 fue depositado en un ambiente con variaciones de frente de costa superior (upper shoreface), frente de costa inferior (lower shoreface) y plataforma calcárea. Las lutitas de la Formación Napo representan superficies de inundación máxima o MFS por sus siglas en inglés (Maximum Flooding Surface). Finalmente, la depositación cambia a un ambiente progradacional correspondiente a la unidad M1. Los cuerpos clásticos de M1 son interpretados como amalgamaciones de canales de marea desarrollados en un sistema de delta dominado por marea (Rodas, et al., 2015). Se ha observado que cuerpos de lutita asociados a planicies de

inundación (mudflats) actúan como sellos locales; retrasando la intrusión de agua en los pozos productores de petróleo.

4.1.3 Ambiente Depositacional – Arenisca T

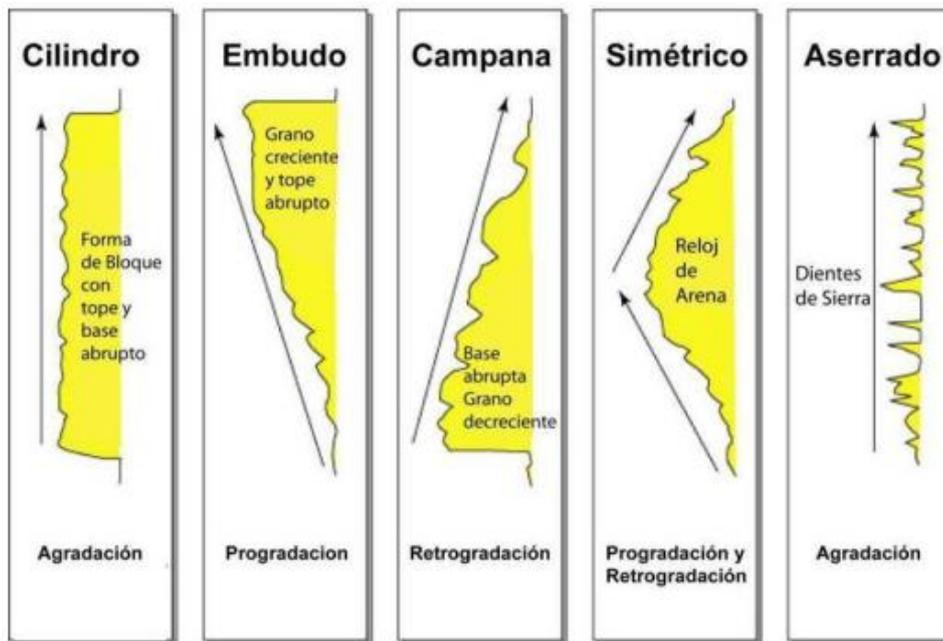
El informe elaborado por (Petroamazonas EP, 2013) establece un modelo sedimentológico para el Bloque 12, en el cual se define un modelo de ambiente de depósito en base al cual los sub-ambientes propuestos sean consistentes con datos de núcleos de perforación, registros eléctricos y correlaciones dentro de la Cuenca. El uso del gamma ray para definir ambientes de depositación se basa en los cambios de contenido de arcilla en la formación. Estos cambios en el contenido de arcilla están relacionados con variaciones en el tamaño de grano y sorteo de la roca, los cuales a su vez, están controlados por el ambiente de depósito. Por tanto, basándose en la respuesta que presenta el gamma ray y correlacionado con datos de núcleos y otros registros, se puede definir diferentes tipos de depósitos.

Figura 10: Respuesta del Gamma Ray y posibles ambientes de depósitos

| Forma | Suave | Ambiente | Aserrada | Ambiente |
|--|---|--|---|--|
| Cilindro Deposición uniforme |  | Dunas eólicas, Arenas mareales, Canales fluviales |  | Distributarios deltáicos, Canales turbidíticos, Abanicos de agua profunda proximales |
| Campana Secuencia granodecreciente |  | Arenas mareales, Canales fluviales, Arenas aluviales, barras de punto |  | Arenas lagunales, Distributarios deltáicos, Canales turbidíticos, Abanicos de agua profunda proximales |
| Embudo Secuencia granocreciente |  | Barras de barrera Playa Crevasse splay |  | Barras de boca de entrada de distributarios, Dedos de delta marinos, Canales turbidíticos, Abanicos de agua profunda distales |

El registro gamma ray también es usado para estudios de secuencia estratigráfica porque definen patrones de depósito como son: agradación, progradación y retrogradación.

Figura 11: Electrofacies de patrones de depósitos por agradación, progradación, retrogradación, mixtas (Emery & Myers, 1996)



En el campo Edén-Yuturi, la arenisca T, perteneciente a la Formación Napo, se la ha dividido en 2 unidades T Inferior y T Superior. Y a su vez, a la unidad T Superior se ha subdividido en 2 parasecuencias: T Superior a y T Superior b.

Arenisca T Inferior:

(Petroamazonas EP, 2013) describe del núcleo recuperado del pozo EDYC-005 que a la base del intervalo (7784-7750') presenta areniscas de grano medio, con estratificación cruzada en artesa e intraclastos, en paquetes granodecrecientes, y bases erosivas. A 7750' disminuye la cantidad de arcilla en la matriz y se ven areniscas de grano medio a grueso saturadas de petróleo. Capas de lodo son frecuentes en el intervalo entre 7750 y 7732, lo cual indicaría influencia de mareas.

Figura 12: Columna Estratigráfica de la arenisca T Inferior (7784-7732'), pozo EDYC-005, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)

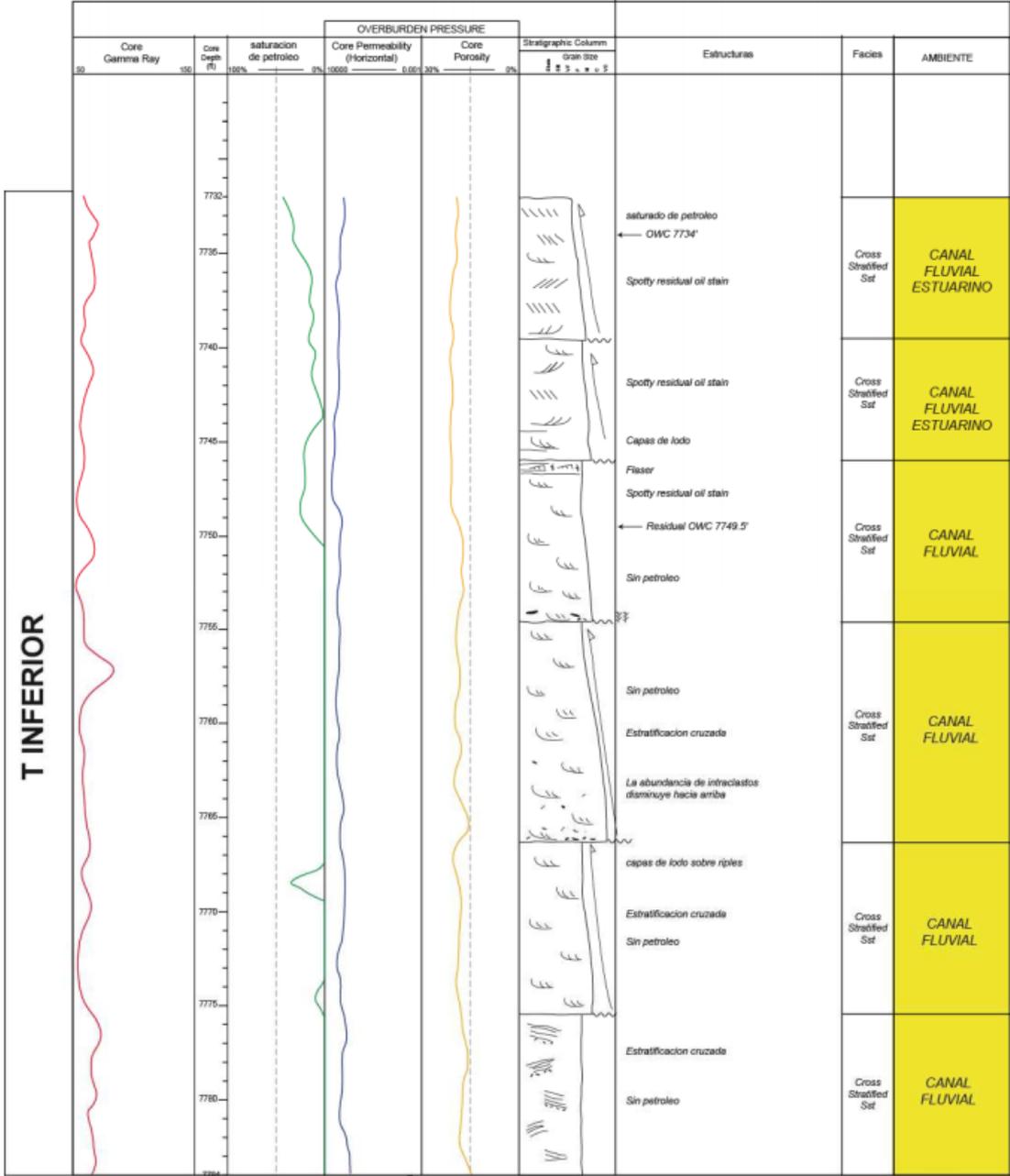


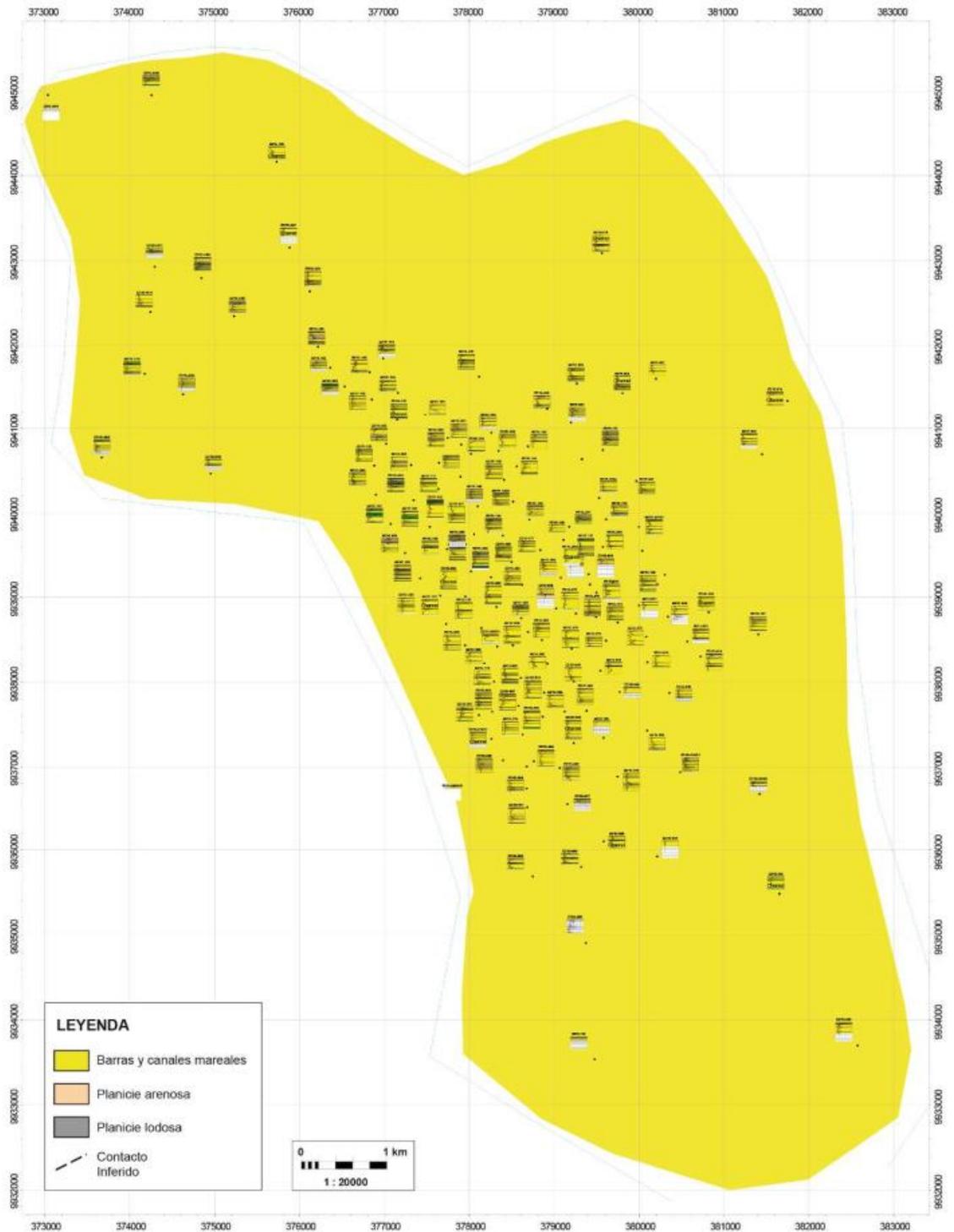
Figura 13: Núcleo de la arenisca T Inferior (7749'), pozo EDYC-005, Campo Edén-Yuturi. Mostrando las facies de una arenisca de grano medio a grueso, saturada de petróleo, sobreyaciendo una arenisca con arcilla en la matriz y de baja porosidad. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)



La presencia de estratificación gradada en ciclos granodecrecientes, la estratificación en artesa en la parte inferior del intervalo analizado, sugiere un ambiente fluvial hacia la base. En la parte superior del intervalo comienzan a aparecer capas de lodo que indica influencia mareal. El cambio de ríos a estuario influenciado por mareas es producido por un aumento del nivel base (Petroamazonas EP, 2013). En el siguiente mapa de facies se muestra cuerpos amalgamados de arena, con buena conectividad lateral.

Concluyendo que el control de el entrapamiento de petróleo es estructural.

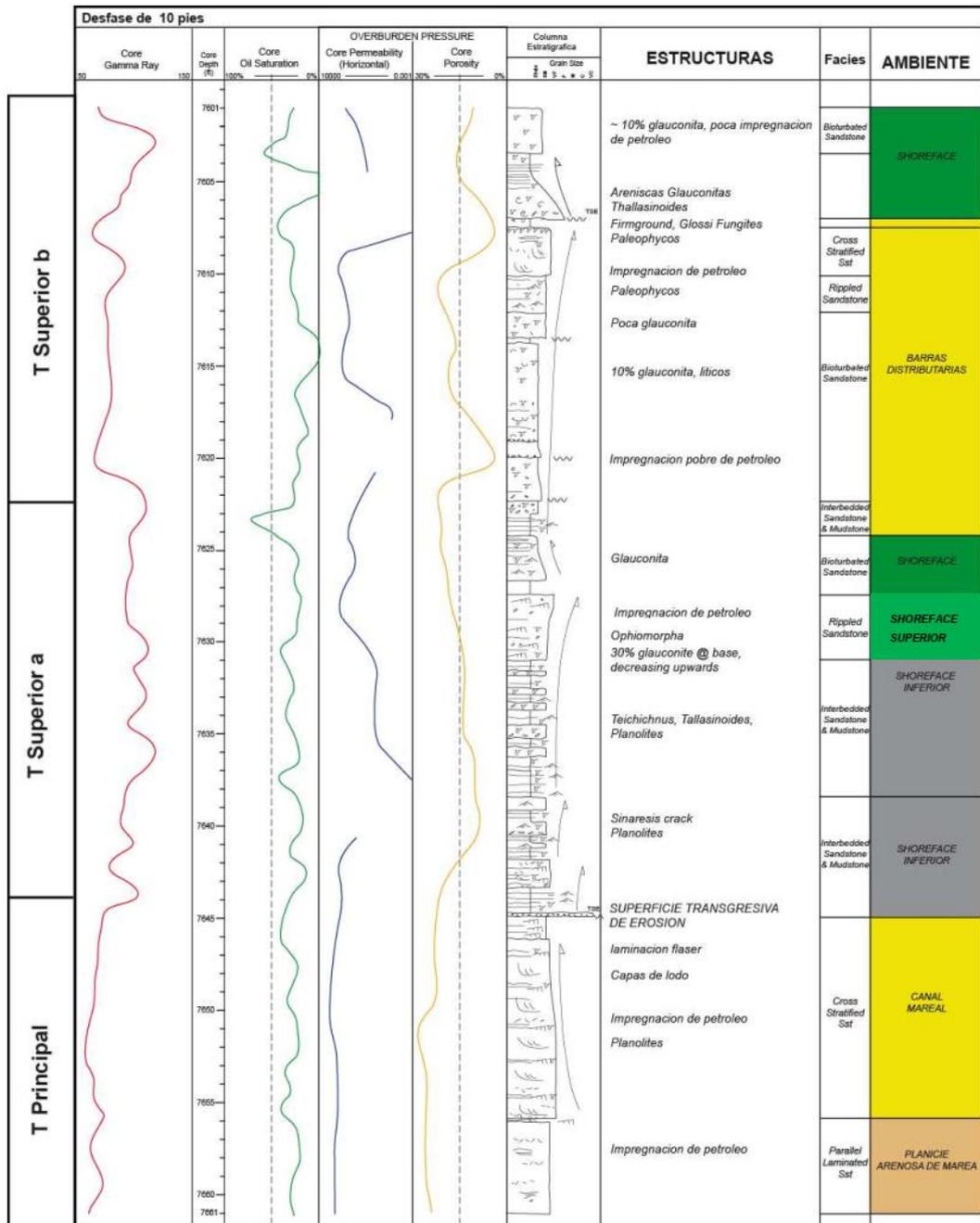
Figura 14: Mapa de Facies de la arenisca T Inferior, Campo Edén-Yuturi.
Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)



Arenisca T Superior:

La arenisca T Superior puede ser subdividida en 2 parasecuencias. T Superior a y T Superior b. Estos dos intervalos se describen de los núcleos de perforación del pozo EDYC-005.

Figura 15: Columna Estratigráfica de una sección de la arenisca T Superior del pozo EDYC-005, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)



Arenisca T Superior a:

(Petroamazonas EP, 2013) describe el intervalo 7622-7644' correspondiente a la arenisca T Superior a, del núcleo de perforación del pozo EDYC-005. Donde la base de este intervalo coincide con una superficie transgresiva de erosión que representa la inundación de un ambiente influenciado por mareas, por uno con fuerte influencia de olas (wave ravinement surface). La profundización está marcada por la presencia de areniscas finas bioturbadas depositadas en ambiente de shoreface inferior transicional con shoreface superior que está impregnada de petróleo (7628'). El contenido de Glauconita puede llegar hasta el 30% en la parte superior del intervalo. Ripples simétricos se presentan a menudo en el intervalo analizado, sugiriendo acción de olas.

La asociación de facies de areniscas glauconíticas con bioturbación y ripples simétricos por acción de olas indica un ambiente de shoreface superior y shoreface inferior para la arenisca T Superior a. Los cuerpos más limpios de arena se considera como cuerpos de arena de barras de desembocadura con influencia de olas. El siguiente mapa de facies muestra la discontinuidad de los cuerpos más limpios y su extensión limitada. Además, se muestra como se encuentran rodeados de cuerpos de areniscas de baja porosidad (presencia de glauconita) y zonas lodosas (Petroamazonas EP, 2013).

Figura 16: Litofacies de la arenisca T Superior a del pozo EDYC-005. A) Superficie de inundación al tope de T Inferior (7644'). B) Arenisca glauconítica de shoreface superior (7629'). C) Arenisca de grano fino con nódulos fosfáticos al tope de T Superior. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)

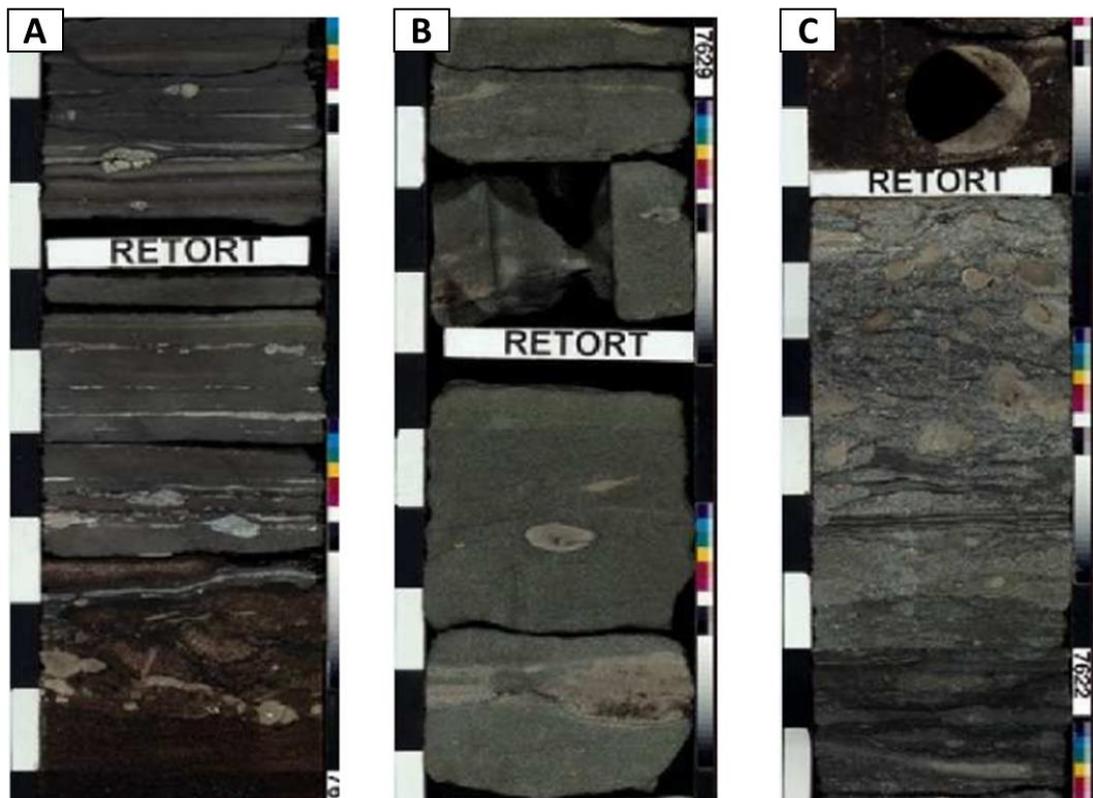
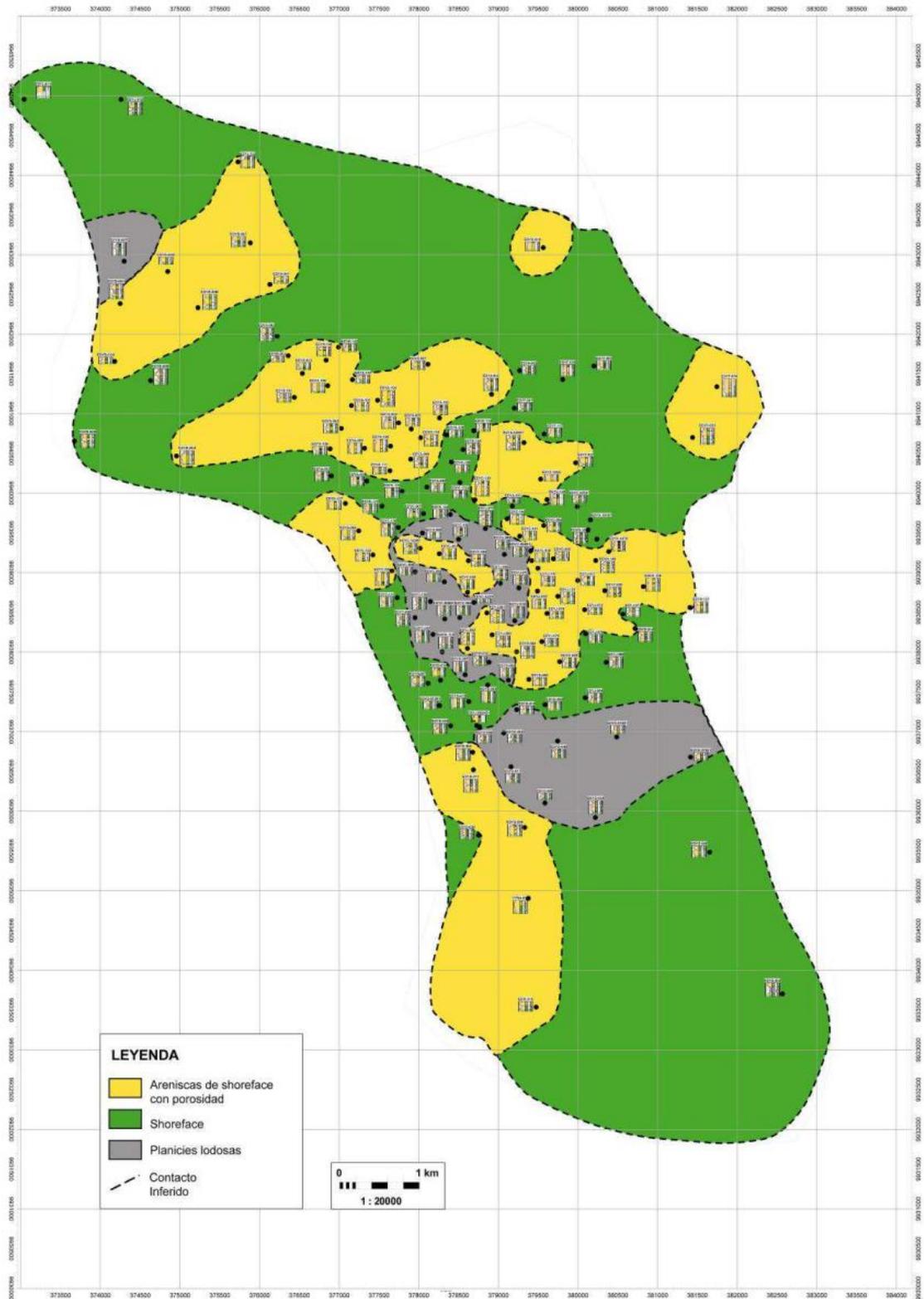


Figura 17: Mapa de Facies de la arenisca T Superior a, Campo Edén-Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)

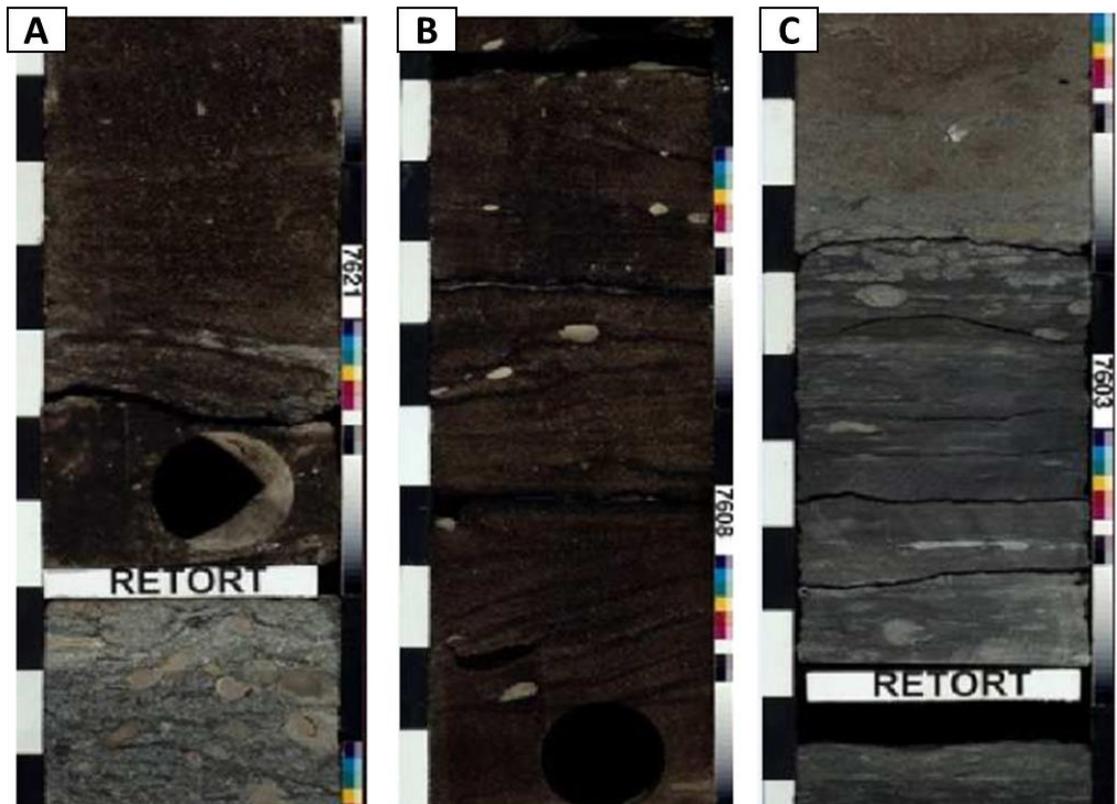


Arenisca T Superior b:

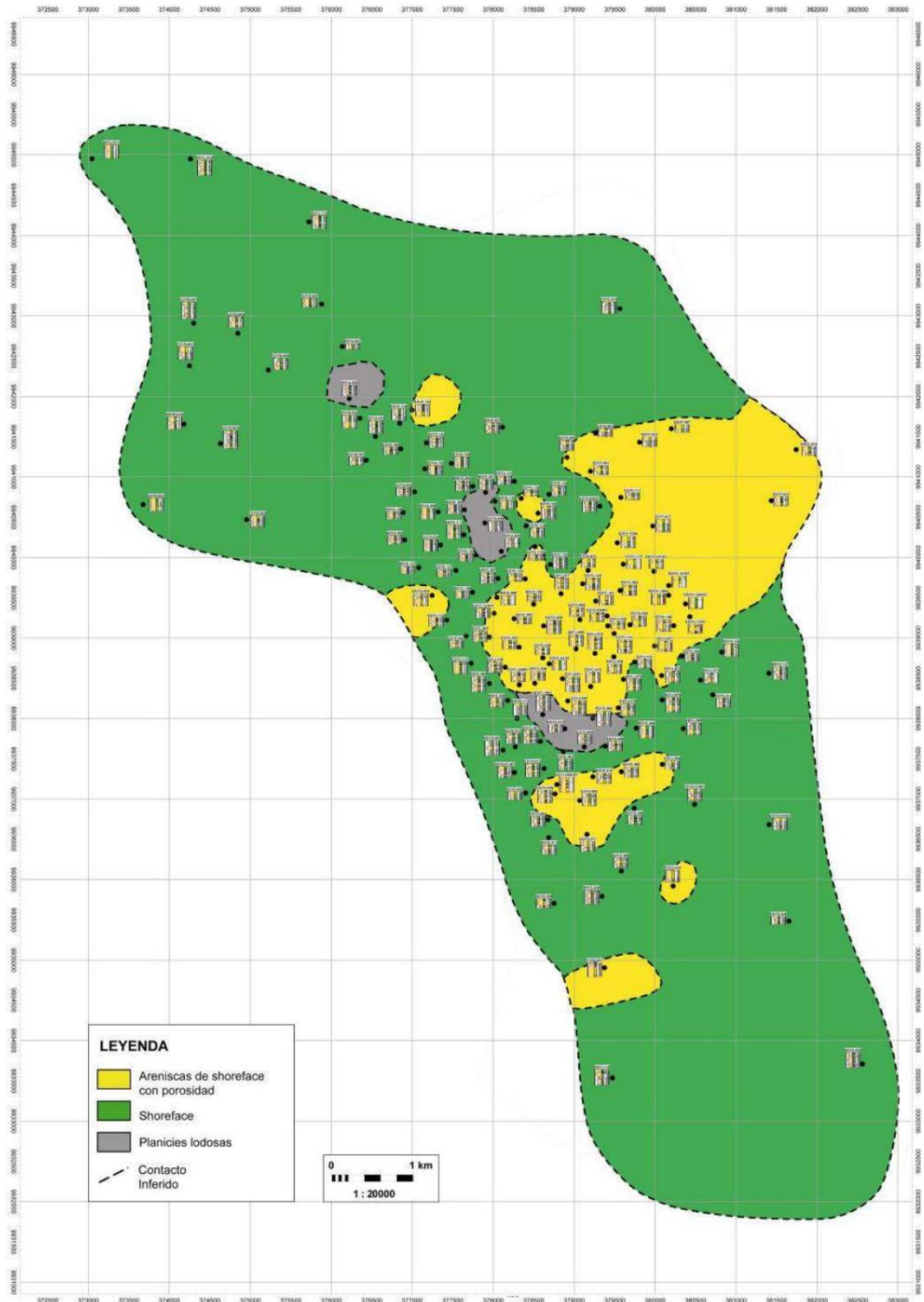
(Petroamazonas EP, 2013) describe el intervalo 7622-7600' correspondiente a la arenisca T Superior b, del núcleo de perforación del pozo EDYC-005. En este intervalo se observa intercalaciones entre areniscas glauconíticas bioturbadas de shoreface inferior, lutitas de plataforma marina somera, areniscas calcáreas y areniscas con petróleo, con capas de lodo y estratificación cruzada. Todo el intervalo es caracterizado de tipo transgresivo.

La asociación de facies de areniscas glauconíticas bioturbadas, con nódulos de fosfatos, con areniscas con estratificación cruzada, ripples, drapes e intraclastos de lodo, muestra un ambiente transicional entre sedimentos de estuario dominado por mareas y facies mas distales de shoreface (plataforma marina somera). La distribución de los cuerpos de arena con mejor calidad de reservorio es bastante discontinua, tal como se aprecia en el siguiente mapa de facies, por lo que se sugiere un ambiente de barras y canales de desembocadura en la parte distal de un estuario, transicional con el shoreface (Petroamazonas EP, 2013).

Figura 18: Litofacies de la arenisca T Superior b del pozo EDYC-005. A) Base de la arenisca T Superior b, areniscas con petróleo y capas de lodo sobre sedimentos de shoreface con nódulos fosfáticos (7622'). B) Arenisca de grano medio con estratificación cruzada y capas de lodo (7608'). C) Contacto erosional entre una arenisca glauconítica con petróleo sobreyaciendo lutitas negras laminadas de plataforma marina somera. Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)



**Figura 19: Mapa de Facies de la arenisca T Superior b, Campo Edén-Yuturi.
Tomado de (Petroamazonas EP, 2013)**



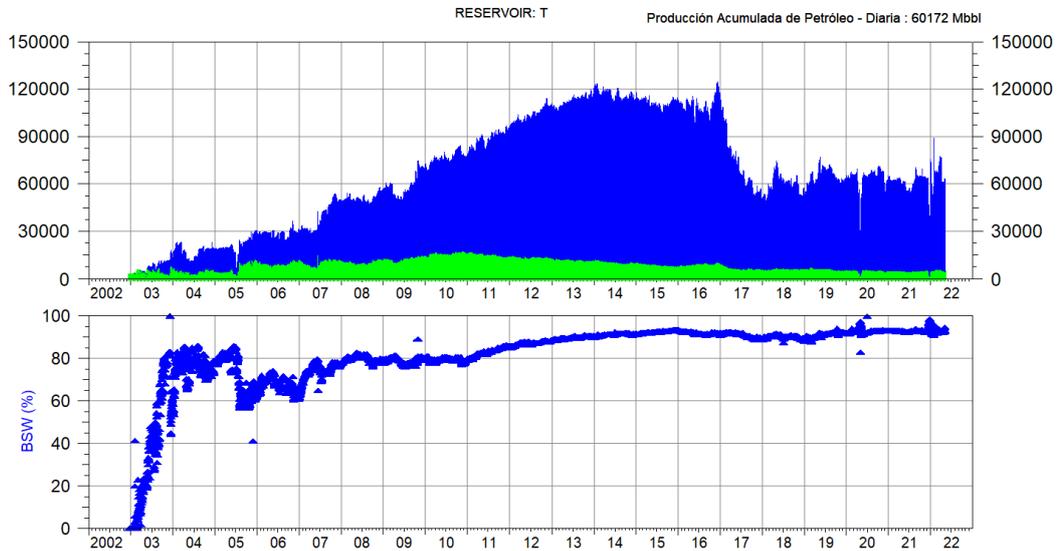
4.1.4 Caracterización del reservorio TSb – Edén-Yuturi

El campo Edén-Yuturi, corresponde a una estructura de un anticlinal con orientación NNE-SSO, limitada al Oeste por una falla; abriéndose la estructura hacia el Este (Figura 22). Las acumulaciones principales de petróleo se encuentran en el centro de la estructura, asimismo las rocas reservorio de mejor calidad. Históricamente, el campo ha producido de los reservorios principales U Superior, U Inferior, T y M1; alcanzando un factor de recobro actual del 21% de su POES total de 1,362 MMbbls. Agotando las oportunidades en estos reservorios e incrementando el riesgo en la estrategia de explotación del campo. Promoviendo la búsqueda de áticos de petróleo en los reservorios principales, la explotación de reservorios secundarios como es la arenisca M2, que ha sido en menor grado producida, y la explotación de unidades secundarias como son TSb, TSa y U Media, de las cuales se desconoce su grado de madurez actual, debido a que su producción individual no ha sido repartida o “alocada”. Siendo solo reportada en conjunto con los reservorios T y U Inferior, respectivamente.

El caso específico del reservorio T, el cual lleva un acumulado de 60 MMbbls que representa el 17% de factor de recobro de su POES con un corte de agua del 93% (Figura 20), nos muestra un reservorio maduro y difícil de seguir recuperando reservas con la adición de nuevos candidatos. Pero, su factor de recobro relativamente alto del 17% nos deja con la incógnita que existen áreas o unidades no drenadas que pueden ser aún explotadas.

Además, la falta de asignación de producción histórica para las unidades TSb, TSa y TI limita la identificación de potenciales oportunidades y la implementación de proyectos especiales en el campo, como es la recuperación secundaria en unidades o áreas con condiciones favorables. Requiriendo una adecuada caracterización geológica para la asignación de producción de estas unidades.

Figura 20: Producción Histórica del Reservorio T, Campo Edén-Yuturi



La arenisca TSb en el campo Edén-Yuturi se caracteriza por ser una unidad confinada de la secuencia de depositación del reservorio T (Figura 21), mostrando frecuentes variaciones estratigráficas y diferencias de presiones a lo largo del campo (Figura 23 y Figura 24).

Figura 21: Evaluación Petrofísica del pozo EDYC-096, mostrando el confinamiento de la arenisca TSb con respecto a TI, Campo Edén-Yuturi

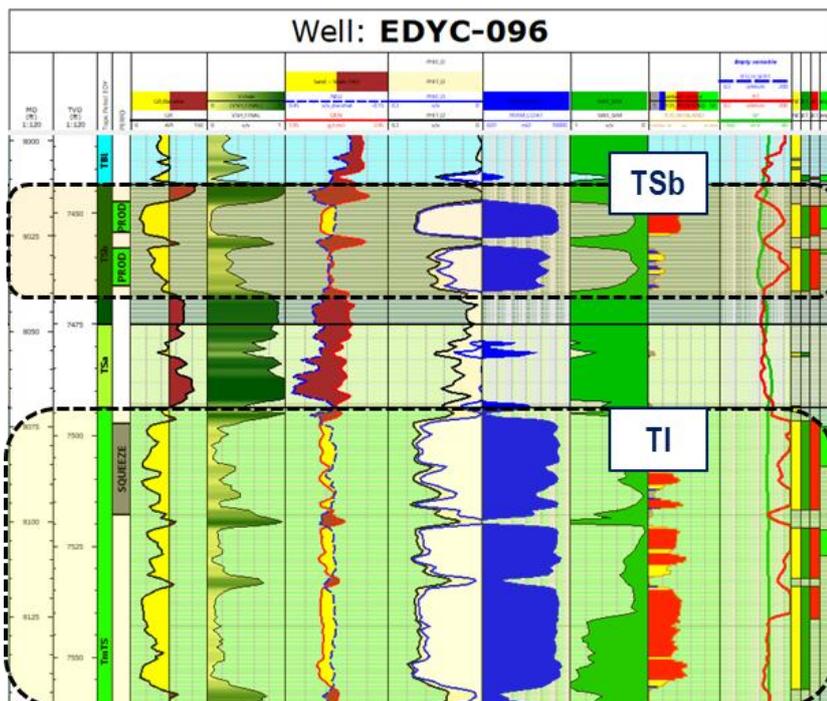


Figura 23: Mapa de Espesor Neto de Arena del Reservorio T Superior b, Campo Edén-Yuturi

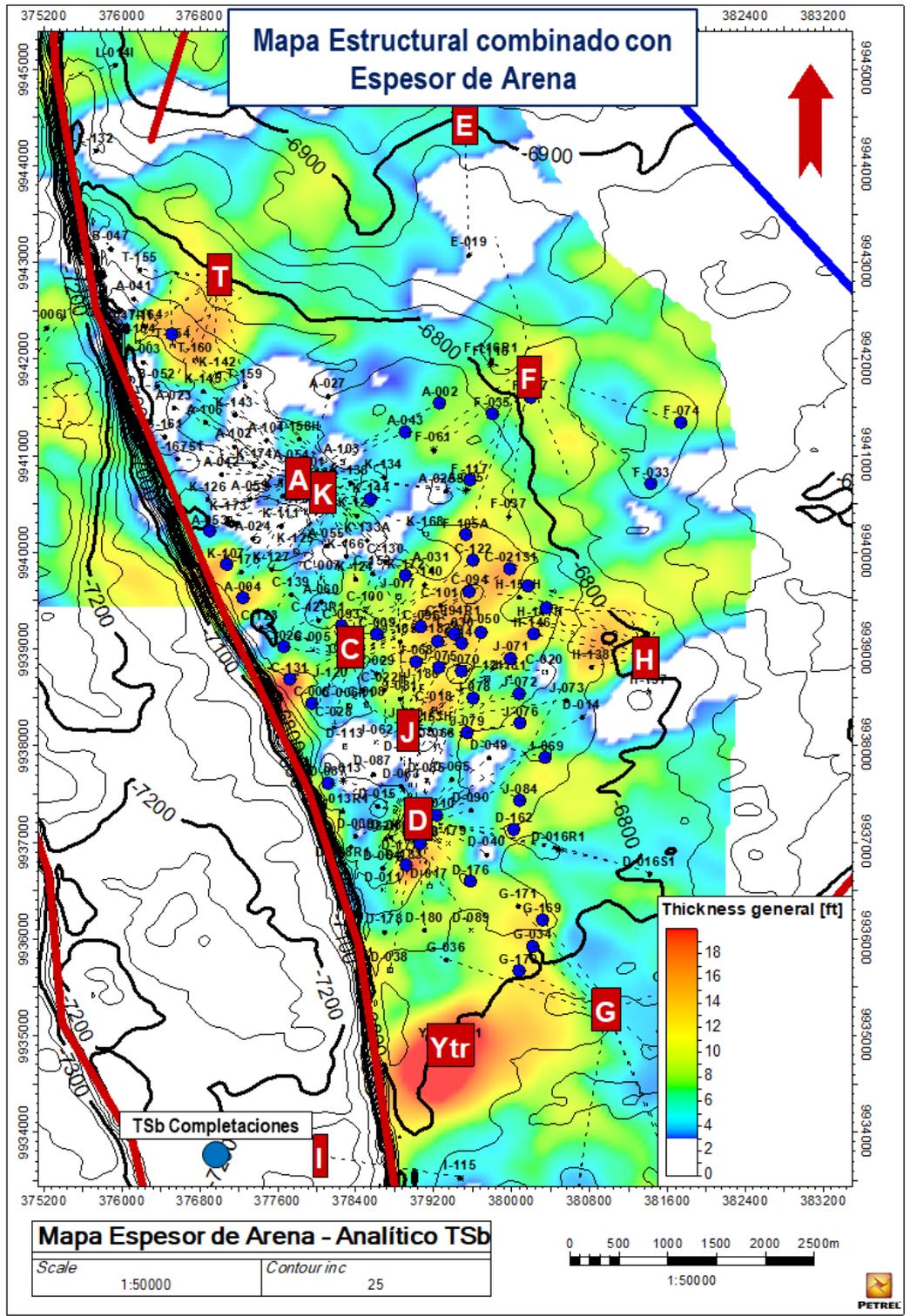
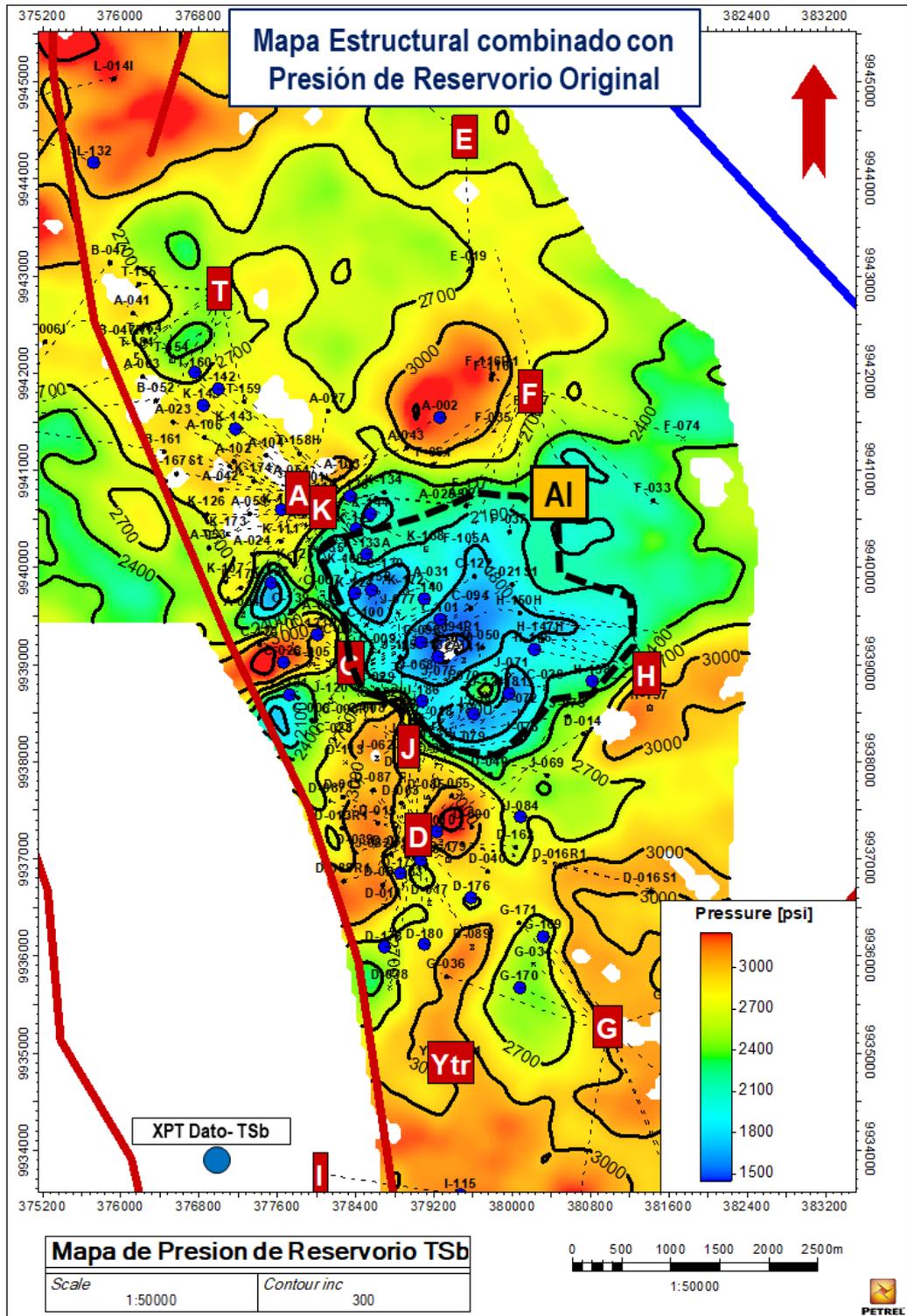


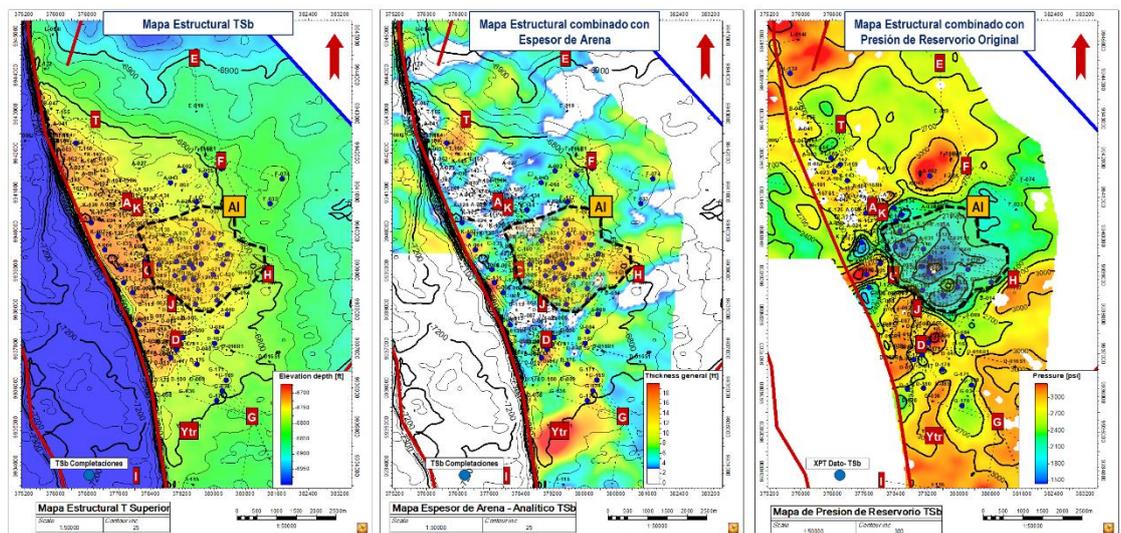
Figura 24: Mapa de Presión de Reservorio de la arenisca T Superior b, Campo Edén-Yuturi. AI: Área de Interés o de Estudio



El interés de buscar áreas en donde el confinamiento de la arenisca TSb es total (1500-2000 psi), yace de la premisa que puede revelar zonas de interés en donde existe un volumen remanente a ser drenado. Infiriendo que los pozos de esas áreas solo han drenado de la arenisca T Inferior por condiciones en la calidad de roca y diferenciales de presiones al poner en conjunto intervalos de TI, TSa y TSb. Presumiendo que el aporte de TSb ha sido mínimo o nulo en estas zonas.

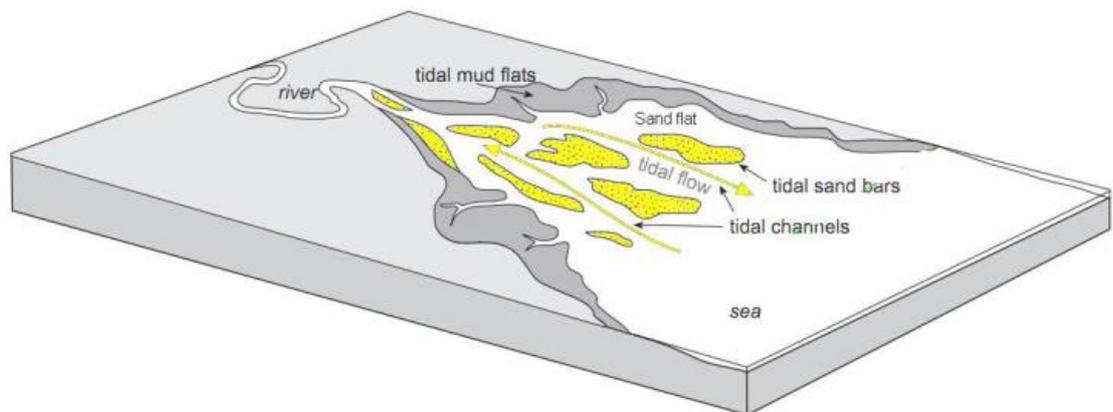
En la Figura 25 se identifica el área de interés o de estudio del proyecto, ubicada en la parte central del campo, en donde se resalta una área de buen espesor y continuidad de arena (10-20 pies) confinada del reservorio TI. Además, el área presenta una presión de reservorio original de 1500-2000 psi, garantizando que se encuentra totalmente aislada de TI y por ende eliminando el riesgo de conectarse con el acuífero activo de TI resultando en una intrusión prematura de agua que pueda limitar el recobro de reservas del área. Sobre esta área el estudio se enfocará; caracterizando el reservorio, asignando la producción histórica, estimando y validando el volumen, y finalmente consolidando una estrategia de explotación.

Figura 25: Mapas: Estructural, Espesor Neto de Arena y de Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi mostrando el Área de Interés (AI) o de Estudio identificada en la parte central del campo



En concordancia con (Petroamazonas EP, 2013) y observaciones realizadas del reservorio T en el campo Edén-Yuturi, se define como ambiente depositacional para el reservorio T un estuario dominado por mareas, el cual es una zona donde un río se junta con el mar y en donde predominan la acción de las mareas sobre los efectos de la descarga continental. Dentro de este tipo de ambiente, los sedimentos progradan formando acumulaciones de arenas separadas localmente por sectores con mayor presencia de sedimentos lodosos. En un ambiente estuarino influenciado por mareas, las facies reservorios están restringidas a los canales y barras mareales y las facies no reservorio o con poca calidad de reservorio corresponden a depósitos de planicie mareal lodosa (Figura 26).

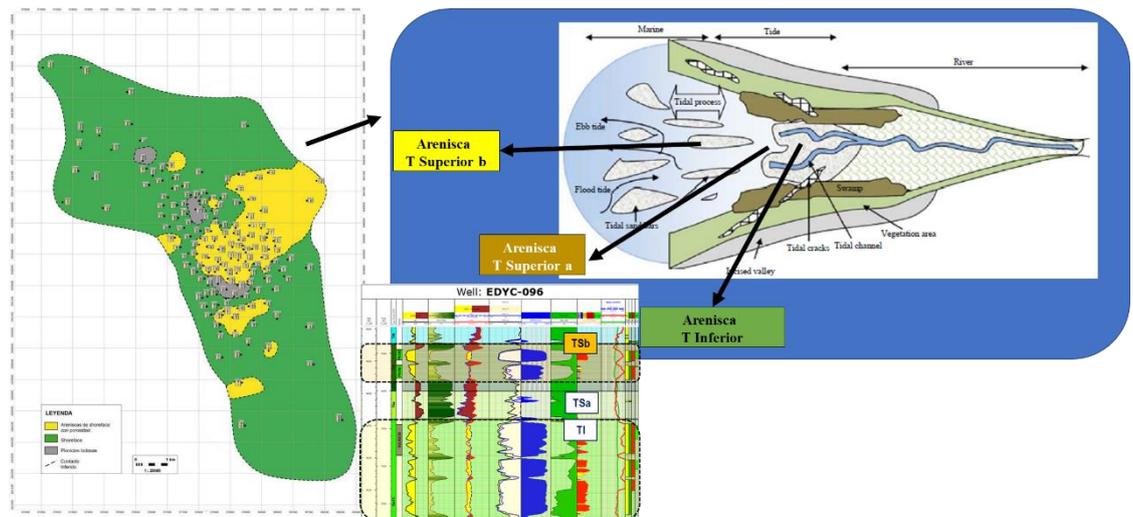
**Figura 26: Ilustración de una Bahía Estuarina (Reservorios en color amarillo).
Modificada de (Nichols, 2009)**



La arenisca TSb está asociada a un ambiente transicional entre sedimentos de estuario dominado por mareas y facies más distales de shoreface (plataforma marina somera). La distribución de los cuerpos de arena se atribuyen a barras y canales de desembocadura en la parte distal de un estuario, transicional con el shoreface. En el área de estudio, la arenisca TSb presenta espesores de arena de 10-20 pies, con porosidades entre 15-20%, permeabilidades absolutas de 150-1500 mD y presiones de reservorio entre 1500-2000 psi. Mientras que la arenisca T Inferior, se caracteriza por ser una arenisca muy continua a lo largo del campo, depositada en un sistema fluvial

hacia su base y estuarino hacia su tope con T Superior. Con espesores de arena mayores a los 100 pies, porosidades mayores al 20%, permeabilidades mayores a 1000 mD y presiones de reservorio mayores a los 2800 psi.

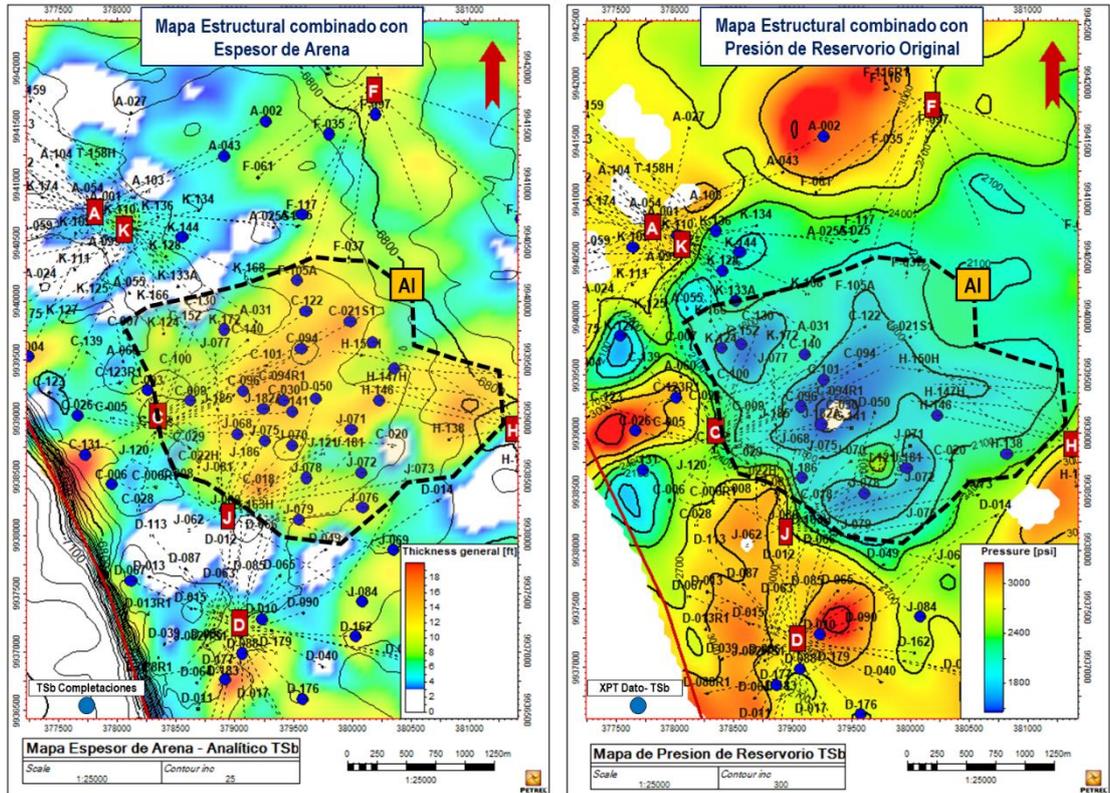
Figura 27: Interpretación del Ambiente de Deposición del Reservorio T en el Campo Edén-Yuturi



A continuación se muestra el área de interés ya limitada en donde se evaluará la factibilidad técnica para implementar un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arenisca TSb.

Adicional, se presentan correlaciones estructurales y estratigráficas para mostrar la continuidad y calidad de roca en el área de estudio y discontinuidades fuera del área y confinamientos verticales.

Figura 28: Mapa de Espesor Neto de Arena y de Presión de Reservorio del Área de Interés (AI) de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

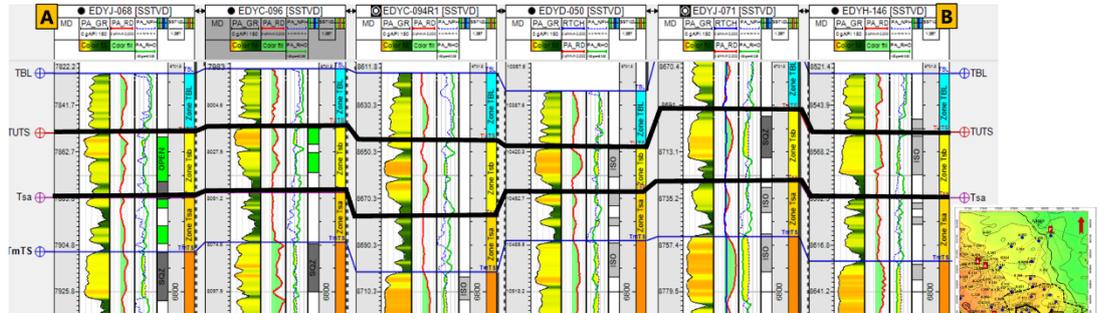


En las siguientes correlaciones se puede evidenciar como la arenisca TSb presenta muy buena continuidad y refleja un mismo evento de depósito en el tiempo, asegurando la comunicación de los fluidos en el área y una respuesta directa a la inyección de agua dentro del área; reduciendo el riesgo geológico y presencia de posibles barreras. Adicional, en las correlaciones se evidencia que el área está confinada tanto horizontal como vertical de la arenisca T Inferior o de otros depósitos que puedan permitir una intrusión prematura de agua proveniente del acuífero activo de TI.

A priori asegurando la factibilidad técnica a nivel de reservorio para implementar un proyecto de inyección de agua para incrementar o mantener la presión del área y maximizar el recobro de sus reservas.

Figura 29: Correlación Estructural y Estratigráfica del área de Interés del proyecto de recuperación secundaria de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

Correlación Estructural



Correlación Estratigráfica – Horizontalizada a Tope Caliza B

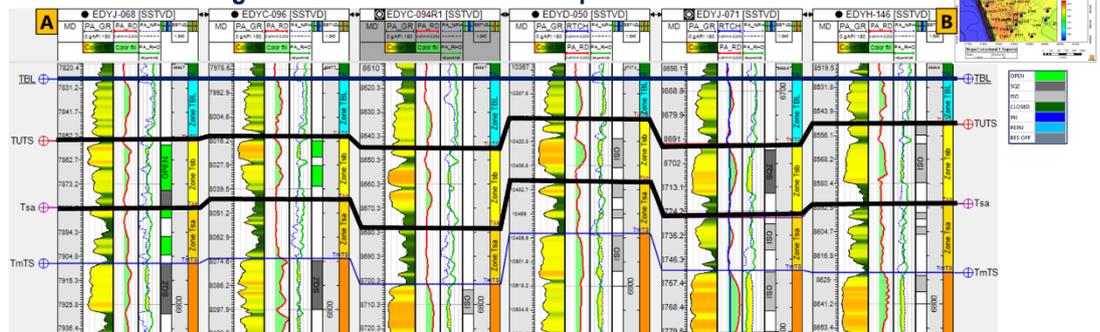
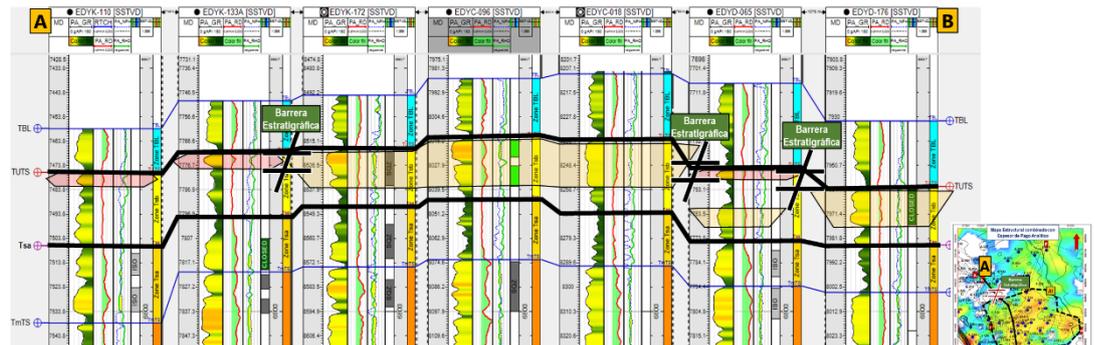
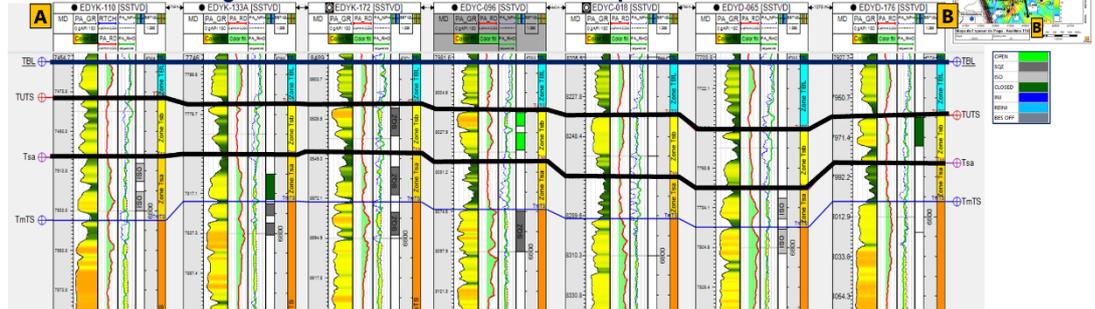


Figura 30: Correlación N-S Estructural y Estratigráfica del área de Interés del proyecto de recuperación secundaria de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

Correlación Estructural N-S

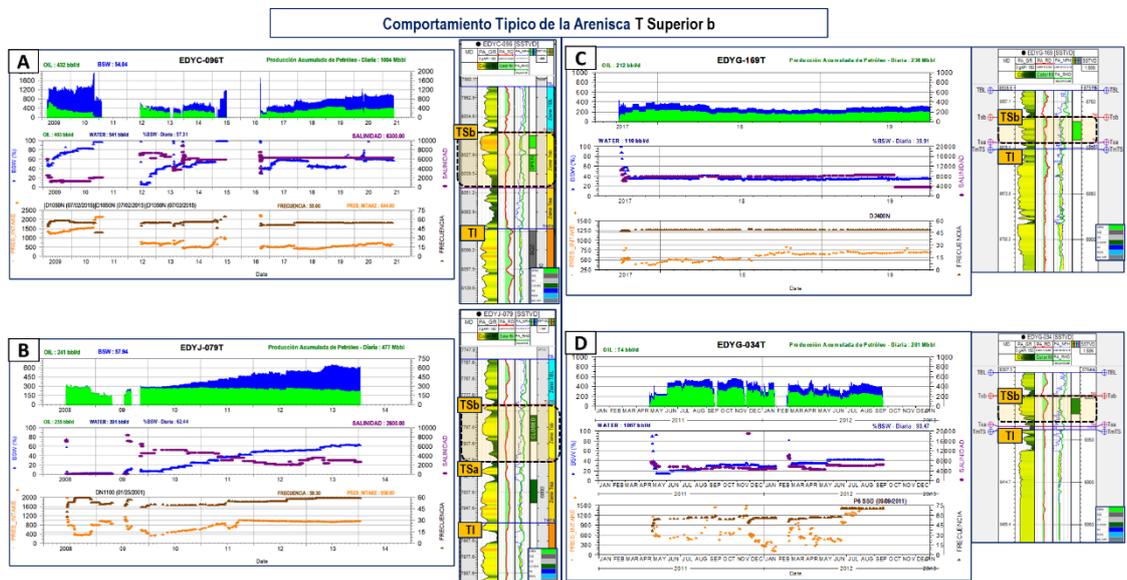


Correlación Estratigráfica N-S – Horizontalizada a Tope Caliza B



mezcla de los fluidos y por ende un cambio en su comportamiento. De esta manera se ha podido identificar empíricamente el potencial y producciones esperadas de las distintas unidades en el campo, pero todavía presentando una alta incertidumbre en pozos con completaciones más complejas que involucren las 3 unidades del reservorio T.

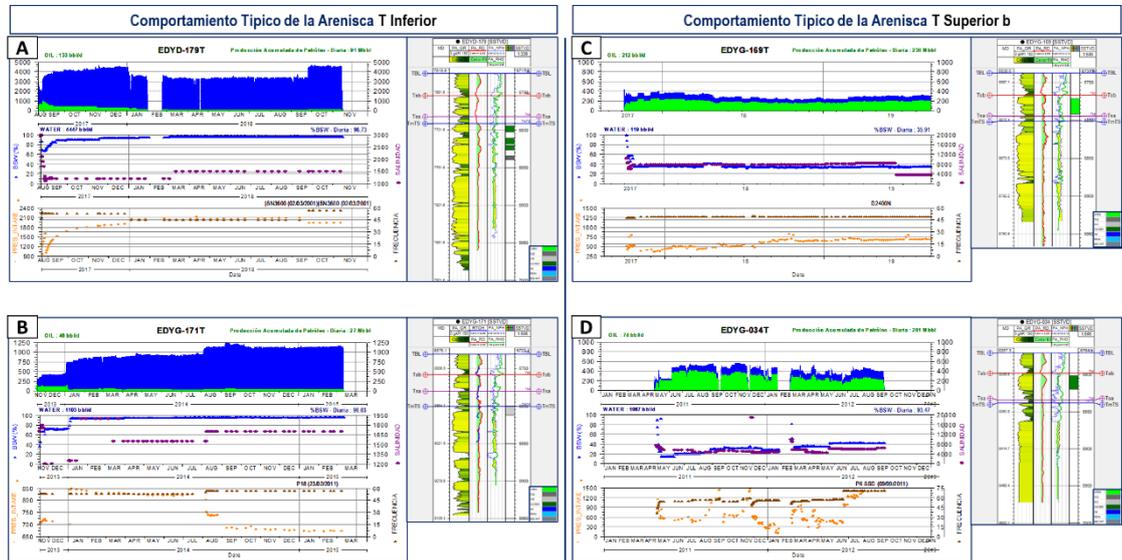
Figura 32: Comportamiento de Producción Típico del Reservorio TSb del Campo Edén-Yuturi



La arenisca T Inferior se caracteriza por presentar caudales de fluido alto 1000-5000 bfpd (con potencial de *upsizing*), salinidades bajas con valores menores a 1500 ppm, pip altas mayores a los 1000 psi debido al buen mantenimiento de presión de reservorio mayor a 2800 psi y cortes de agua alto 85-95% como se puede ver en las gráficas A y B de la Figura 33.

Al comparar el potencial para acumular reservas de los dos comportamientos típicos de producción de T1 y TSb, se evidencia en las gráficas C y D de la Figura 33 correspondientes a TSb con potencial de acumular un mayor número de reservas y reducir el volumen de fluido producido. Aún siendo posible optimizar su eficiencia si un proyecto de recuperación secundaria fuera combinado con la estrategia de explotación.

Figura 33: Comportamiento de Producción Típico del Reservorio TI (A y B) y de TSb (C y D) del Campo Edén-Yuturi



La diferencia de las salinidades entre las 3 unidades es asociado directamente con el ambiente de depositación de las mismas, dado que TI se asocia con un ambiente continental, mientras que TSa como una transición entre ambientes continental y marino, y TSb netamente marino. Más la asociación de minerales, nos dan una firma típica de las salinidades para las 3 unidades.

Ya esclarecidos los comportamientos de producción de las distintas unidades, se procede a resumir la metodología de asignación de petróleo usada.

A continuación se desarrollan algunos conceptos utilizados para el método de asignación de producción:

Espesor Neto (H): Es el espesor neto de arena con capacidad de roca para fluir en la unidad del yacimiento. Se expresa en unidad de longitud (ft) y se considera a todos los intervalos verticales del yacimiento, medidos en TVD.

Presión de Reservorio (Pr): Una vez realizado el trabajo de campo y obtenido los valores de presiones de reservorio de los 24 pozos dentro del

área de estudio, se tuvo que asignar el periodo de producción de cada cuerpo de la arenisca T.

Permeabilidad (K): Promedio de permeabilidad utilizada en TVD

Coefficiente de Asignación (K*H*Pr): Primer método de asignación de producción utilizado para establecer los coeficientes de producción específica a cada cuerpo de la arenisca T.

Ecuación 7: Coeficiente de Asignación K*H*Pr

$$\text{Coeficiente de Asignación} = \frac{K * H * Pr}{\sum(K * H * Pr)}$$

Donde:

K: Permeabilidad [mD]

H: Espesor Neto de arena [ft]

Pr: Presión de Reservorio [psi]

Coefficiente de Asignación (K*H*ΔP): Segundo método de asignación de producción utilizado para establecer los coeficientes de producción específica a cada cuerpo de la arenisca T.

Ecuación 8: Coeficiente de Asignación K*H*ΔP

$$\text{Coeficiente de Asignación} = \frac{K * H * \Delta P}{\sum(K * H * \Delta P)}$$

$$\Delta P = Pr - P_{wf}$$

Donde:

K: Permeabilidad [mD]

H: Espesor Neto de arena [ft]

ΔP: Diferencial de Presión de Reservorio

Pr: Presión de Reservorio [psi]

P_{wf}: Presión de fondo fluuyente [psi]

En algunos periodos de tiempo se pudo observar que el histórico de producción correspondía a diferentes presiones de reservorio por el comportamiento de presiones, salinidades, BSW y la producción misma; por tanto, se realizaron varios casos de estudio para cada periodo de producción en orden de poder determinar el mejor factor de asignación para la arenisca T en el cuerpo superior TSb.

La tabla a continuación muestra el primer periodo de producción para los pozos en el área de evaluación.

Tabla 2: Asignación de producción - Primer periodo

| POZO | PRODUCCION | PERIODO 1 | Espesor neto, H (ft) | | | Presión de Reservorio, Pr (psi) | | | Presión de Fondo Fluyente, Pwf (psi) | | | Permeabilidad, K (mD) | | | Coeficiente (H*ΔP*K) (ft*psi*mD) | | | I (H*ΔP*K) (ft*psi*mD) | Coeficientes de asignación (H*ΔP*K) | | | |
|-------------|----------------|-----------|----------------------|------|------|---------------------------------|------|------|--------------------------------------|--------|--------|-----------------------|------|------|----------------------------------|----------|-----------|------------------------|-------------------------------------|-------|--------|-------|
| | | | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | | Tsb | Tsa | T | |
| EDYC-009 | Tsa+T | Jul-03 | | 11.5 | 39.0 | | 2900 | 3060 | | | | | 1036 | 2050 | | 0 | 34532574 | 244588523 | 279121097 | 0.0% | 12.4% | 87.6% |
| EDYC-02151 | Tsa+TSb+T | May-05 | 16.5 | 1.3 | 21.0 | 1975 | 2900 | 3090 | 1762.4 | 1777.6 | 1785.6 | 713 | 117 | 1591 | 2501618 | 170710 | 43583810 | 46256137 | 5.4% | 0.4% | 94.2% | |
| EDYC-030 | Tsb | Dec-13 | 20.1 | | | 1780 | | | | | | 1624 | | | 57998912 | 0 | 0 | 57998912 | 100.0% | 0.0% | 0.0% | |
| EDYC-093 | TSb+Tsa+T | Dec-08 | 5.0 | 4.5 | 27.0 | 1920 | 3100 | 3125 | 952.2 | 961.6 | 968.4 | 571 | 3379 | 3990 | 2763504 | 32512786 | 232309243 | 267585533 | 1.0% | 12.2% | 86.8% | |
| EDYC-094 | TSb+Tsa+T | Jan-09 | 11.0 | 8.0 | 60.0 | 2050 | 3000 | 3125 | 1832.0 | 1845.0 | 1856.0 | 1100 | 450 | 2400 | 2637800 | 4158000 | 182736000 | 189531800 | 1.4% | 2.2% | 96.4% | |
| EDYC-096 | T | Mar-09 | | | 22.0 | | | 3076 | | | | | 904 | | 0 | 0 | 61147269 | 61147269 | 0.0% | 0.0% | 100.0% | |
| EDYC-122 | Tsa+T | Jun-10 | | 8.0 | 20.0 | | 3000 | 3100 | | | | | 750 | 2500 | 0 | 18000000 | 155000000 | 173000000 | 0.0% | 10.4% | 89.6% | |
| EDYC-141 | T+Tsa (Com UI) | Aug-12 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | |
| EDYD-050 | TSb+Tsa+T | Jun-05 | 10.7 | 5.5 | 18.0 | 2100 | 2800 | 3115 | 852.9 | 860.4 | 868.9 | 800 | 709 | 1944 | 10707699 | 7590766 | 78599742 | 96898207 | 11.1% | 7.8% | 81.1% | |
| EDYF-105A | TSb+Tsa | Oct-08 | 8.1 | 13.0 | | 1900 | 3000 | | 1455.5 | 1469.1 | | 1200 | 1500 | | 4302581 | 29852927 | 0 | 34155508 | 12.6% | 87.4% | 0.0% | |
| EDYH-146 | Tsb | Dec-11 | 14.0 | | | 1820 | | | | | | 1375 | | | 35011757 | 0 | 0 | 35011757 | 100.0% | 0.0% | 0.0% | |
| EDYH-148HS1 | Tsb | Mar-12 | 10.0 | | | 2400 | | | | | | 1697 | | | 40719120 | 0 | 0 | 40719120 | 100.0% | 0.0% | 0.0% | |
| EDYH-151R1 | Tsb | Jul-12 | | | | 1800 | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | |
| EDYJ-068 | TSb+Tsa+T | Jul-07 | 12.8 | 8.1 | 19.0 | 1980 | 2920 | 3075 | 1766.5 | 1775.6 | 1785.5 | 1095 | 117 | 2814 | 3002961 | 1082759 | 68953284 | 73039004 | 4.1% | 1.5% | 94.4% | |
| EDYJ-070 | TSb+Tsa+T | Sep-07 | 12.0 | 14.6 | 23.0 | 1860 | 2600 | 3075 | 1756.0 | 1760.3 | 1765.9 | 3000 | 634 | 1360 | 3728964 | 7778945 | 40946170 | 52454079 | 7.1% | 14.8% | 78.1% | |
| EDYJ-071 | TSb+Tsa+T | Oct-07 | 17.2 | 9.0 | 29.0 | 1980 | 2700 | 3100 | 2155.1 | 2166.6 | 2174.3 | 4500 | 900 | 9200 | 0 | 4340239 | 246978240 | 251318479 | 0.0% | 1.7% | 98.3% | |
| EDYJ-072 | TSb+Tsa | Dec-07 | 4.7 | 7.5 | | 1970 | 2700 | | 692.7 | 703.0 | | 1000 | 1400 | | 5984256 | 21007803 | 0 | 26992060 | 22.2% | 77.8% | 0.0% | |
| EDYJ-075 | TSb+Tsa+T | Jan-18 | 14.0 | 4.0 | 27.0 | 1640 | 3000 | 3075 | 2809.9 | 2828.3 | 2833.7 | 1720 | 117 | 2038 | 0 | 80243 | 13282853 | 13363096 | 0.0% | 0.6% | 99.4% | |
| EDYJ-076 | TSb+Tsa | Mar-08 | 8.3 | 8.0 | | 1770 | 2700 | | 921.6 | 936.3 | | 325 | 544 | | 2297681 | 7678939 | 0 | 9976620 | 23.0% | 77.0% | 0.0% | |
| EDYJ-078 | Tsa+T | Jan-10 | | 17.0 | 24.0 | | 2400 | 3100 | | | | 866 | 1972 | | 0 | 35342755 | 146725728 | 182068483 | 0.0% | 19.4% | 80.6% | |
| EDYJ-079 | TSb+Tsa | Jun-08 | 10.5 | 10.0 | | 1960 | 2400 | | 952.0 | 966.8 | | 120 | 1450 | | 1270004 | 20781063 | 0 | 22051066 | 5.8% | 94.2% | 0.0% | |
| EDYJ-080 | TSb+Tsa+T | Jul-08 | 6.0 | 9.0 | 29.0 | 1950 | 2800 | 3400 | 3243.1 | 3258.7 | 3270.2 | 1467 | 704 | 2799 | 0 | 0 | 10540092 | 10540092 | 0.0% | 0.0% | 100.0% | |
| EDYJ-182A | Tsa+T | Sep-14 | | 4.0 | 18.0 | | 2000 | 3070 | | | | 500 | 1167 | | 0 | 4000000 | 64497814 | 68497814 | 0.0% | 5.8% | 94.2% | |
| EDYK-172 | T | Nov-13 | | | 30.0 | | | 3100 | | | | | 5525 | | 0 | 0 | 513855690 | 513855690 | 0.0% | 0.0% | 100.0% | |

De la misma manera se observan periodos de producción en distintos cuerpos de arena en el mismo pozo, como se muestra en las tablas a continuación.

Tabla 3: Asignación de producción - Segundo periodo

| POZO | PRODUCCION | PERIODO 2 | Espesor neto, H (ft) | | | Presión de Reservorio, Pr (psi) | | | Presión de Fondo Fluyente, Pwf (psi) | | | Permeabilidad, K (mD) | | | Coeficiente (H*ΔP*K) (ft*psi*mD) | | | Σ (H*ΔP*K) (ft*psi*mD) | Coeficientes de asignación (H*ΔP*K) | | |
|-------------|------------------|-----------|----------------------|------|------|---------------------------------|------|------|--------------------------------------|--------|--------|-----------------------|------|------|----------------------------------|----------|-----------|------------------------|-------------------------------------|------|------|
| | | | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | | Tsb | Tsa | T |
| EDYC-009 | Tsb+Tsa | Oct-04 | 8.5 | 11.5 | | 2100 | 2900 | | 294.0 | 305.0 | | 89 | 1036 | | 1365337 | 30900699 | 0 | 32266036 | 4% | 96% | 0% |
| EDYC-02151 | Tsb | Apr-13 | 16.5 | | | 1690 | | | | | | 713 | | | 19882005 | 0 | 0 | 19882005 | 100% | 0% | 0% |
| EDYC-030 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-093 | Tsa (Com US) | Mar-18 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-094 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-096 | Tsb | Jun-12 | 14.2 | | | 1670 | | | | | | 557 | | | 13173681 | 0 | 0 | 13173681 | 100% | 0% | 0% |
| EDYC-122 | Tsb+Tsa+T | Apr-20 | 13.0 | 8.0 | 20.0 | 1540 | 3053 | 3100 | 2634.5 | 2648.8 | 2657.1 | 1150 | 750 | 2500 | 0 | 2425074 | 22114873 | 24539947 | 0% | 10% | 90% |
| EDYC-141 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYD-050 | Tsb+Tsa+T | May-06 | 10.7 | 5.5 | 18.0 | 2100 | 2800 | 3115 | 2020.4 | 2028.7 | 2038.2 | 800 | 709 | 1944 | 683786 | 3018516 | 37683069 | 41385372 | 2% | 7% | 91% |
| EDYF-105A | Tsa | Feb-12 | | 13.0 | | 3000 | | | | | | 1500 | | | 0 | 58500000 | 0 | 58500000 | 0% | 100% | 0% |
| EDYH-146 | T | Feb-13 | | 24.0 | | | 3101 | | | | | | 2451 | | 0 | 0 | 182383454 | 182383454 | 0% | 0% | 100% |
| EDYH-148HS1 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYH-151R1 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-068 | Tsb+Tsa+T | Apr-09 | 12.8 | 8.1 | 19.0 | 1900 | 2920 | 3075 | 2556.1 | 2565.3 | 2573.1 | 1095 | 117 | 2814 | 0 | 335639 | 26836563 | 27172202 | 0% | 1% | 99% |
| EDYJ-070 | Tsb+Tsa+T | May-16 | 12.0 | 14.6 | 23.0 | 1610 | 2600 | 3075 | 1225.3 | 1228.8 | 1233.5 | 3000 | 634 | 1360 | 13795220 | 12703167 | 57598531 | 84096918 | 16% | 15% | 68% |
| EDYJ-071 | Tsa+T | Jul-09 | | 9.0 | 29.0 | | 2700 | 3100 | | | | 900 | 9200 | | 0 | 21969630 | 827080000 | 849049630 | 0% | 3% | 97% |
| EDYJ-072 | Tsa | Jul-11 | | 7.5 | | | 2700 | | | | | 1400 | | | 0 | 28402920 | 0 | 28402920 | 0% | 100% | 0% |
| EDYJ-075 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-076 | Tsb+Tsa (Com US) | Aug-09 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-078 | Tsb+Tsa | Jul-13 | 7.4 | 17.0 | | 1675 | 2400 | 2693 | 1124.4 | 1144.1 | | 460 | 866 | | 1867093 | 18496325 | 0 | 20363418 | 9% | 91% | 0% |
| EDYJ-079 | Tsb+Tsa | Nov-09 | 10.5 | 10.0 | | 1860 | 2400 | | 1609.5 | 1625.2 | | 120 | 1450 | | 315598 | 11233885 | 0 | 11549483 | 3% | 97% | 0% |
| EDYJ-080 | T | Sep-09 | | 29.0 | | | 3125 | | | | | | 2799 | | 0 | 0 | 253685656 | 253685656 | 0% | 0% | 100% |
| EDYJ-182A | Tsb | Mar-18 | 12.4 | | | 1470 | | | | | | | | | 0 | 0 | 22902323 | 22902323 | 100% | 0% | 0% |
| EDYK-172 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |

Tabla 4. Asignación de producción - Tercer periodo

| POZO | PRODUCCION | PERIODO 3 | Espesor neto, H (ft) | | | Presión de Reservorio, Pr (psi) | | | Presión de Fondo Fluyente, Pwf (psi) | | | Permeabilidad, K (mD) | | | Coeficiente (H*ΔP*K) (ft*psi*mD) | | | Σ (H*ΔP*K) (ft*psi*mD) | Coeficientes de asignación (H*ΔP*K) | | |
|-------------|------------|-----------|----------------------|------|---|---------------------------------|------|---|--------------------------------------|--------|---|-----------------------|------|---|----------------------------------|----------|----------|------------------------|-------------------------------------|------|-----|
| | | | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | Tsb | Tsa | T | | Tsb | Tsa | T |
| EDYC-009 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-02151 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-030 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-093 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-094 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-096 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-122 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYC-141 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYD-050 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYF-105A | Tsa | Nov-14 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYH-146 | Tsb + Tsa | Feb-16 | 14.0 | 9.5 | | 1685 | 2900 | | 2710.0 | 2722.0 | | 1375 | 177 | | 0 | 298925 | 0 | 298925 | 0% | 100% | 0% |
| EDYH-148HS1 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYH-151R1 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-068 | Tsb+Tsa | Apr-18 | 12.8 | 8.1 | | 1580 | 3000 | | 2825.3 | 2837.0 | | 1095 | 117 | | 0 | 154261 | 0 | 154261 | 0% | 100% | 0% |
| EDYJ-070 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-071 | Tsb | Jun-11 | 17.2 | | | 1870 | | | | | | 4500 | | | 144317250 | 0 | 0 | 144317250 | 100% | 0% | 0% |
| EDYJ-072 | Tsa | Apr-12 | | 7.5 | | | 2700 | | | | | 1400 | | | 0 | 28402920 | 0 | 28402920 | 0% | 100% | 0% |
| EDYJ-075 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-076 | Tsb+Tsa | Sep-09 | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-078 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-079 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-080 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| EDYJ-182A | Tsa+T | Apr-18 | 4.0 | 18.0 | | 2000 | 3150 | | | | | 500 | 1167 | | 0 | 4000000 | 66178539 | 70178539 | 0% | 6% | 94% |
| EDYK-172 | | | | | | | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |

4.2.1 Asignación de Producción para cada pozo

Una vez se estimó el coeficiente de asignación para la arenisca TSb, correspondiente a cada periodo de producción, se puede calcular el valor real de producción correspondiente a esta arenisca, para cada uno de los pozos.

Para esto se utilizó el primer y segundo método de asignación de producción K^*H*Pr y $K^*H*\Delta P$, respectivamente.

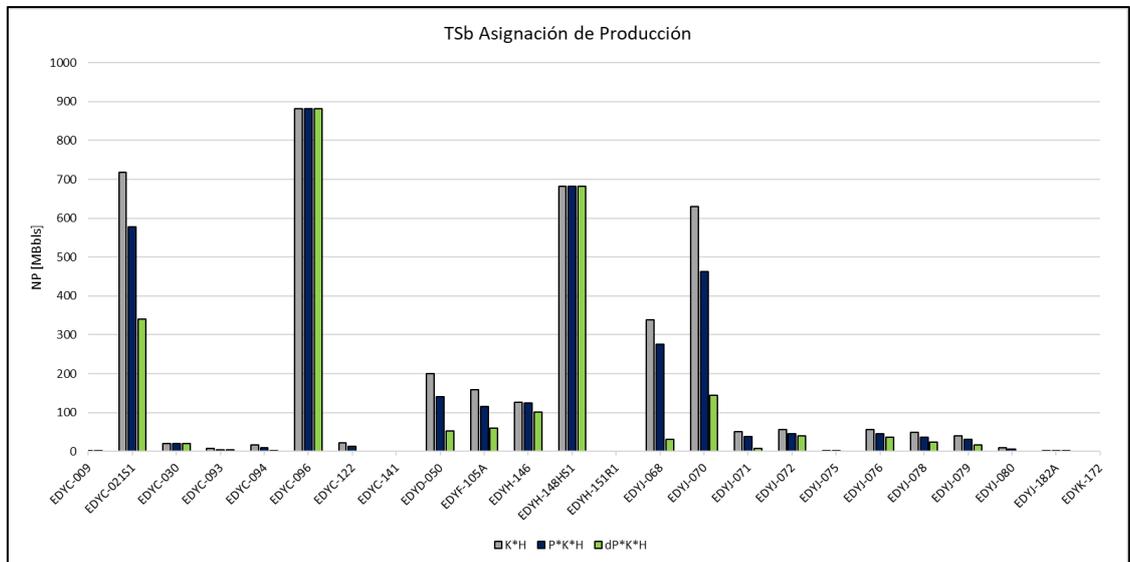
Como ejemplo, el pozo EDYC-009 presenta historia de producción del reservorio T que se divide en dos períodos principales. Notándose que la producción de TSb solamente inicia en el segundo periodo de noviembre 2004 a enero 2005. En la tabla a continuación se puede observar que la producción mensual de la arenisca esta asignada todo como reservorio T; no obstante, como ya se conocen los coeficientes de asignación para la arenisca TSb. Se procede a distribuir la producción mediante los 2 métodos. Mediante el primer método de asignación K^*H*Pr se estima una producción total de la arenisca TSb de 910 bls, la cual corresponde al 4.40% de la producción total. Asimismo el segundo método de asignación $K^*H*\Delta P$ estima una producción más exacta de 876 bls para la arenisca TSb, la cual corresponde al 4.23%.

Tabla 5: Asignación de Producción histórica del pozo EDYC-009

| POZO | FECHA | MONTHLY OIL (BBL) | MONTHLY GAS (KCF) | MONTHLY WATER (BBL) | Intervalos en Produccion | Coeficientes KH ΔP | | | Coeficientes KH Pr | | | Corrección Oil KHΔP Tsb | Corrección Gas KHΔP Tsb | Corrección Agua KHΔP Tsb | Corrección Oil KHPr Tsb | Corrección Gas KHPr Tsb | Corrección Agua KHPr Tsb | |
|------------------------------|-----------|-------------------|-------------------|---------------------|--------------------------|--------------------|-----------|---------|--------------------|-----------|---------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|--|
| | | | | | | Tsb Coeff | Tsa Coeff | T Coeff | Tsb Coeff | Tsa Coeff | T Coeff | | | | | | | |
| EDYC-009T | 7/1/2003 | 23920 | 776 | 2387 | Ts+T | 0% | 12% | 88% | 0% | 12% | 88% | | | | | | | |
| EDYC-009T | 8/1/2003 | 25344 | 3656 | 11060 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 9/1/2003 | 35280 | 6960 | 18192 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 10/1/2003 | 36456 | 6960 | 18798 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 11/1/2003 | 13648 | 1136 | 38202 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 12/1/2003 | 8518 | 200 | 35424 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 1/1/2004 | 6396 | 248 | 54833 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 2/1/2004 | 760 | 40 | 10070 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 3/1/2004 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 4/1/2004 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 5/1/2004 | 152 | 8 | 2038 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 6/1/2004 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 7/1/2004 | 6570 | 271 | 76522 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 8/1/2004 | 5714 | 296 | 89388 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 9/1/2004 | 5314 | 252 | 83082 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 10/1/2004 | 3745 | 437 | 3699 | | | | | | | | | | | | | | |
| EDYC-009T | 11/1/2004 | 6559 | 774 | 3973 | Tsb+Tsa | 4.23% | 96% | 0% | 4.40% | 96% | 0% | 278 | 33 | 168 | 288 | 34 | 175 | |
| EDYC-009T | 12/1/2004 | 8587 | 804 | 2890 | | | | | | | | 363 | 34 | 122 | 377 | 35 | 127 | |
| EDYC-009T | 1/1/2005 | 5551 | 367 | 3703 | | | | | | | | 235 | 16 | 157 | 244 | 16 | 163 | |
| EDYC-009T | 2/1/2005 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Produccion real de Tsb (BBL) | | | | | | | | | | | | 876 | | | 910 | | | |

En la siguiente figura se muestra la diferencia de asignación por los distintos métodos. En la cual se observa que mediante el método de asignación de producción K^*H la producción asociada a la arenisca TSb es mayor a los otros 2 métodos. Esto se debe a que no se esta tomando en cuenta las condiciones dinámicas del reservorio, dado que las propiedades de la zona y el agotamiento de reservorio van evolucionando con el tiempo; conllevando así a una depletación de presión en la arenisca TSb del campo Edén-Yuturi.

Figura 34: Comparación de la Asignación de Producción de la arenisca TSb



4.2.2 Cálculo de la producción acumulada de la arenisca TSb

Se puede calcular la producción acumulada del área de estudio con la producción real de la arenisca TSb utilizando los coeficientes de asignación para cada uno de los pozos.

La siguiente tabla nos muestra la producción acumulada estimada por cada método de asignación de producción.

Tabla 6: Producción Acumulada TSb

| Método de Asignación | K*H | Método 1: K*H*Pr | Método 2: K*H*ΔP |
|----------------------|--------|---------------------|---------------------|
| | bbbl | bbbl | bbbl |
| EDYC-009 | 1236 | 910 | 876 |
| EDYC-021S1 | 718289 | 577596 | 340284 |
| EDYC-030 | 19766 | 19766 | 19766 |
| EDYC-093 | 7969 | 4945 | 3625 |
| EDYC-094 | 16016 | 10096 | 2942 |
| EDYC-096 | 882423 | 882423 | 882423 |
| EDYC-122 | 22104 | 12321 | 0 |
| EDYC-141 | 0 | 0 | 0 |
| EDYD-050 | 200257 | 140525 | 53424 |
| EDYF-105A | 159517 | 115017 | 60577 |
| EDYH-146 | 126563 | 125396 | 101737 |
| EDYH-148HS1 | 681845 | 681845 | 681845 |

| | | | |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| EDYH-151R1 | 0 | 0 | 0 |
| EDYJ-068 | 339287 | 275318 | 31966 |
| EDYJ-070 | 630481 | 462422 | 143677 |
| EDYJ-071 | 51313 | 38037 | 7657 |
| EDYJ-072 | 56542 | 45004 | 40683 |
| EDYJ-075 | 120 | 75 | 0 |
| EDYJ-076 | 57027 | 45025 | 35799 |
| EDYJ-078 | 48711 | 36033 | 23862 |
| EDYJ-079 | 39241 | 31219 | 15803 |
| EDYJ-080 | 9647 | 6278 | 0 |
| EDYJ-182A | 2131 | 2087 | 2087 |
| EDYK-172 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 4070485 | 3512338 | 2449033 |
| Producción Acumulada (MMBls) | 4.07 | 3.51 | 2.45 |

Se puede observar que el Método 1 de asignación K^*H^*Pr presenta una producción acumulada de petróleo en la arenisca TSb de 3.51 MMBls mientras que en el método K^*H de 4.07 MMBls siendo esta una diferencia del ~14%.

Esto nos indica que la presión de yacimiento es un factor predominante al momento de realizar la asignación de producción en este tipo de reservorios depletados.

Ahora bien, la producción acumulada de petróleo por el Método 2 de asignación $K^*H^*\Delta P$ en la arenisca TSb es de 2.45 MMBls presentando una diferencia del ~30% con respecto al Método 1. Esto nos indica que la presión de fondo fluyente es un factor importante ya que corrige a condiciones dinámicas y representa de mejor manera las condiciones reales de producción de cada pozo.

Por lo tanto, se establece el valor de 2.45 MMBls como la producción acumulada de petróleo representativa de la arenisca TSb en el área de estudio para los siguientes cálculos del estudio.

4.3 Cotejo Histórico y Balance de Materia

Para el campo Edén-Yuturi, Kamana Services S.A en el 2019 realizó un modelo estático interno del reservorio T para estimar su POES y comparar con las estimaciones realizadas de manera analítica. Estimándose un caso P50 de 58.6 MMbbls de POES mediante el modelo estático y un caso P50 de 80.1 MMbbls de POES analíticamente. La diferencia de volúmenes principalmente es asociado a la interpretación de topes formacionales los cuales fueron reinterpretados para la estimación analítica. A pesar de ello, las tendencias y distribución de acumulación de POES en ambos casos se observa de manera similar, con pequeñas diferencias hacia el Norte y Sur del campo en donde no se cuenta con control de pozo, como lo muestra la siguiente figura.

Figura 35: Mapas de espesor de pago o *net pay*. Izquierda: Mapa generado del modelo estático del reservorio TSb. Derecha: Mapa generado analíticamente de la interpretación de los pozos del reservorio TSb, Campo Edén-Yuturi

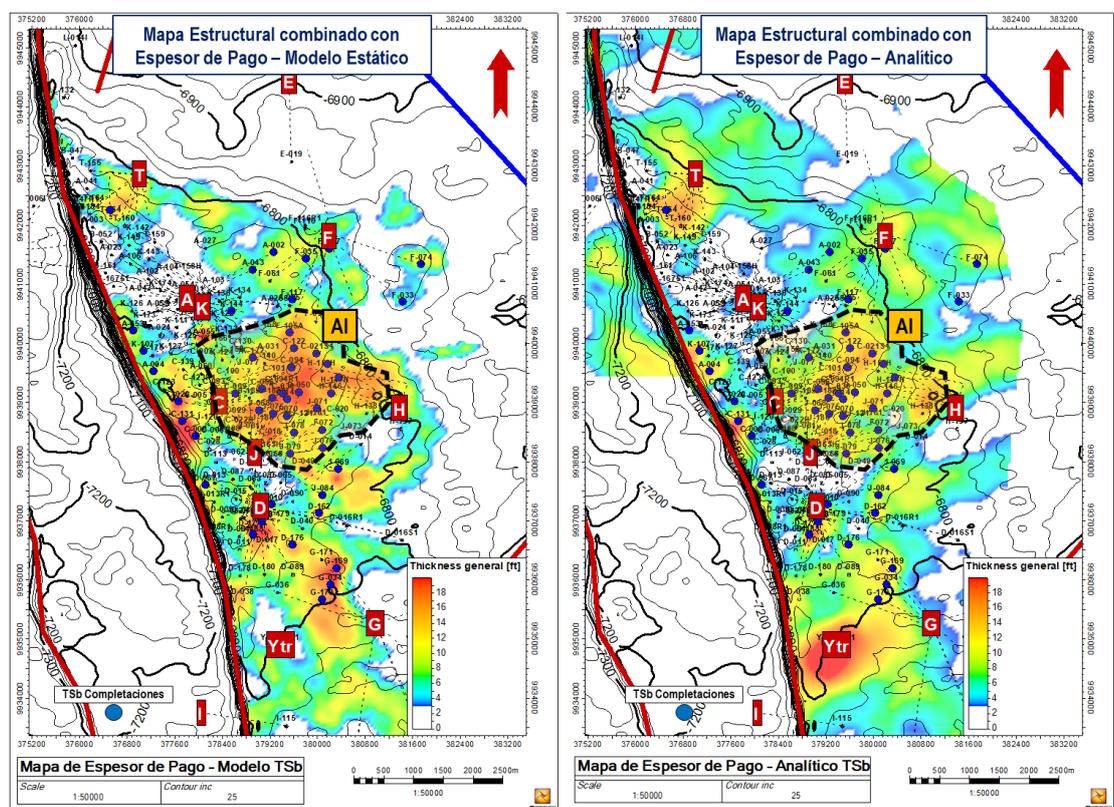


Tabla 7: Variables y Estimación Volumétrica de la Arenisca TSb

| Variable | Modelo Estático | Analítico |
|--|------------------------|------------------|
| Volumen Neto de Roca | 75477 [Acre*ft] | 110337 [Acre*ft] |
| Porosidad (Φ) | 0.17 | 0.17 |
| Saturación de Agua (S_w) | 0.4 | 0.4 |
| Factor Volumétrico (B_{oi}) | 1.09 [bbl/STB] | 1.09 [bbl/STB] |
| POES | 58.6 [MMbbls] | 80.1 [MMbbls] |
| Acumulado de Petróleo (N_p) @ Dic-2020 | 8.00 [MMbbls] | 8.00 [MMbbls] |
| Factor de Recobro (FR) @ Dic-2020 | 13.6% | 10.0% |

Los métodos de balance de materiales usados para estimar las cantidades recuperables involucran el análisis del comportamiento de la presión a medida que se extraen los fluidos del yacimiento. En condiciones ideales, tales como yacimientos con agotamiento por empuje de gas en rocas homogéneas, de alta permeabilidad y donde se encuentran disponibles datos de presión de alta calidad, las estimaciones basadas en balance de materiales pueden ofrecer estimaciones altamente confiables en la recuperación final a diferentes presiones de abandono. En situaciones complejas, tales como aquellas que involucran la invasión de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico, yacimientos de múltiples horizontes o de baja permeabilidad, lutitas; las estimaciones de balance de materiales por sí solas pueden brindar resultados erróneos.

(PRMS, 2018) plantea el modelamiento o simulación de yacimientos como una forma sofisticada y alterna del análisis de balance de materiales. Siendo crítico la calidad de los datos suministrados referentes a las propiedades de la roca, la geometría del yacimiento, las funciones de permeabilidad relativa, las propiedades de los fluidos y posibles restricciones. Los modelos de predicción son más confiables si presentan un ajuste histórico con suficientes

datos de producción para validar el modelo, por ello la importancia de haber realizado una asignación de producción bastante rigurosa para el reservorio TSb.

Para la estimación volumétrica del POES en el área de estudio por el método de balance de materia; se realizó mediante el cotejo histórico de los 2 métodos de asignación de producción. Las variables en común usadas para ambos casos de balance de materia se detallan en la Tabla 8, la cual resume los datos PVT tomados como representativos del pozo EDYJ-078 de la muestra 104 a la profundidad de 7958' MD. Y los parámetros petrofísicos promedio del área de estudio.

Tabla 8: Datos PVT y Parámetros Petrofísicos usados en el Método de Balance de Materia de la Arenisca TSb

| Datos PVT | | Parámetros Petrofísicos | |
|------------------------------------|-------|--|----------|
| GOR [scf/STB] | 64 | Porosidad [frac] | 0.17 |
| Gravedad del petróleo [API] | 21.1 | Saturación de Agua [frac] | 0.32 |
| Gravedad del gas | 1.242 | Espesor Neto de Arena [ft] | 13 |
| Presión de Reservorio [psi] | 1519 | Radio del Reservorio [ft] | 4920 |
| Temperatura [°F] | 201 | Litología | Arenisca |
| Punto de Burbuja [psi] | 340 | Compresibilidad Roca [psi⁻¹] | 8.85E-05 |
| Capa de Gas Inicial | 0 | Salinidad del agua [ppm] | 5000 |

A continuación se resume los resultados obtenidos del análisis de balance de materia y cotejo histórico para los 2 métodos de asignación de producción:

- I. **Balance de Materia por el método de asignación de producción K^*H^*Pr :**
Para este caso de balance de materia se definió un mecanismo de empuje hidráulico de acuífero lateral, el cual tiene un radio 3.2 veces el del reservorio TSb con una permeabilidad de 900 mD y un espesor de 13 pies.

Para reducir la complejidad de los cálculos de influjo de agua, se decidió usar el modelo de Carter-Tracy, el cual no requiere de superposición de datos y permite estimar el influjo de agua directamente.

Mediante el software MBAL, se realizó el cotejo histórico de la producción asignada por el método de K^*H^*Pr con las presiones de reservorio adquiridas en el tiempo. Obteniendo el siguiente cotejo histórico como lo muestran la siguiente figura y tabla.

Figura 36: Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método K^*H^*Pr y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

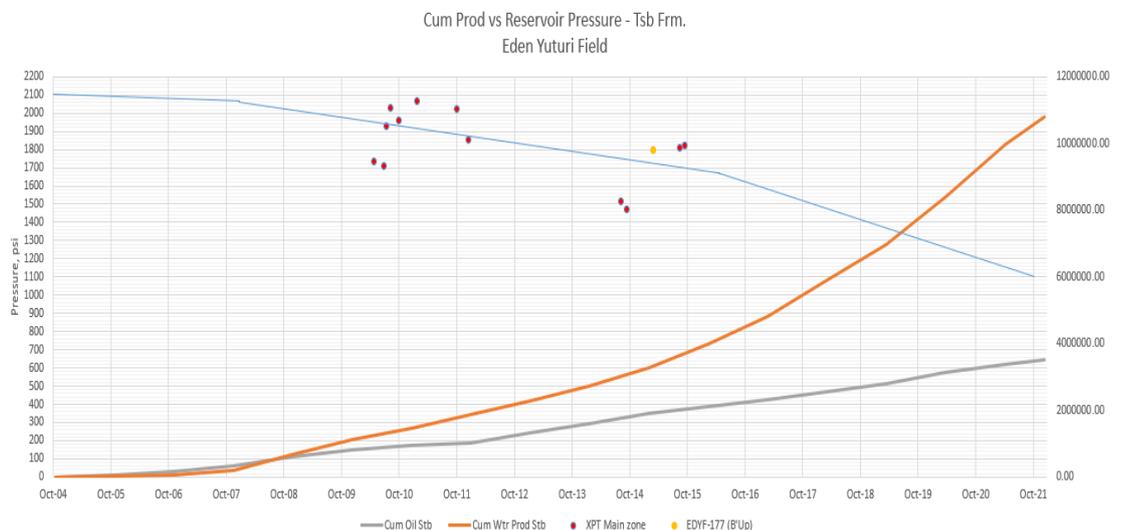


Tabla 9: Resumen de la Producción Asignada por el método K*H*Pr usados en el Método de Balance de Materia de la Arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

| Date | * Datum Press psia | Cum Oil Stb | Cum gas MMscf | Cum Wtr Prod Stb |
|------------|--------------------|-------------|---------------|------------------|
| 10/01/2004 | 2100.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 10/01/2005 | 2090.00 | 49654.00 | 2.94 | 23510.00 |
| 10/01/2006 | 2075.00 | 153368.00 | 7.22 | 57465.00 |
| 10/01/2007 | 2050.00 | 321521.00 | 14.81 | 191046.00 |
| 10/01/2008 | 2010.00 | 595690.00 | 25.73 | 663332.00 |
| 10/01/2009 | 1960.00 | 800428.00 | 33.31 | 1109994.00 |
| 10/01/2010 | 1920.00 | 933666.00 | 39.90 | 1452159.00 |
| 10/01/2011 | 1870.00 | 1031092.00 | 47.00 | 1885837.00 |
| 10/01/2012 | 1820.00 | 1311837.00 | 60.80 | 2281435.00 |
| 10/01/2013 | 1780.00 | 1596075.00 | 74.09 | 2736371.00 |
| 10/01/2014 | 1730.00 | 1906476.00 | 87.17 | 3281177.00 |
| 10/01/2015 | 1680.00 | 2129945.00 | 98.63 | 4008985.00 |
| 10/01/2016 | 1620.00 | 2322851.00 | 108.16 | 4823452.00 |
| 10/01/2017 | 1520.00 | 2550821.00 | 120.85 | 5902971.00 |
| 10/01/2018 | 1410.00 | 2804778.00 | 135.97 | 6965563.00 |
| 10/01/2019 | 1310.00 | 3126575.00 | 154.97 | 8418101.00 |
| 10/01/2020 | 1200.00 | 3376075.00 | 174.24 | 9961185.00 |
| 06/01/2021 | 1100.00 | 3513641.00 | 184.00 | 10790200.00 |

Los resultados obtenidos de la simulación del software MBAL muestra un buen ajuste de la presión y producción comparado con los datos históricos obtenidos de la asignación de producción

Figura 37: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método K*H*Pr y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

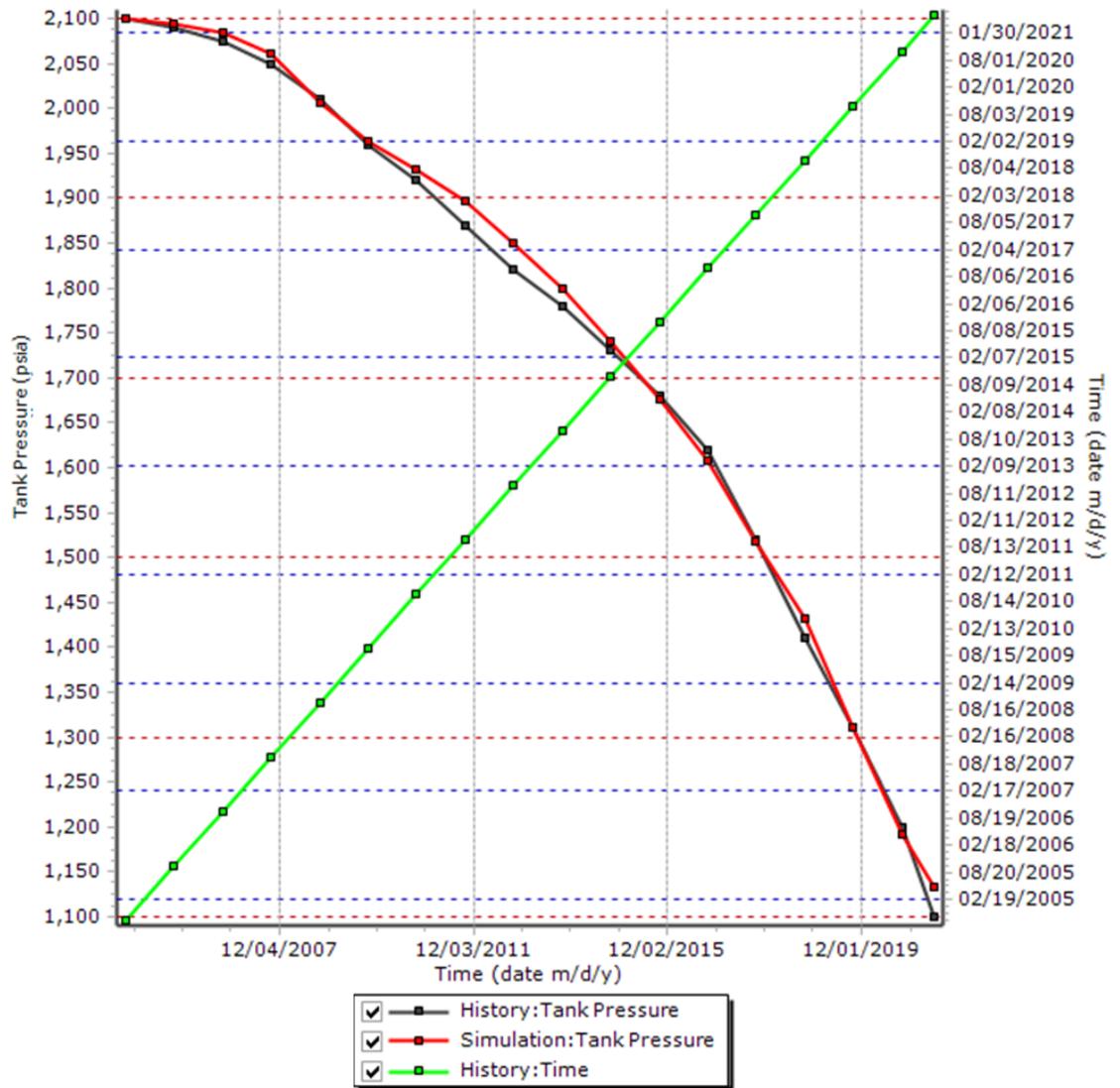
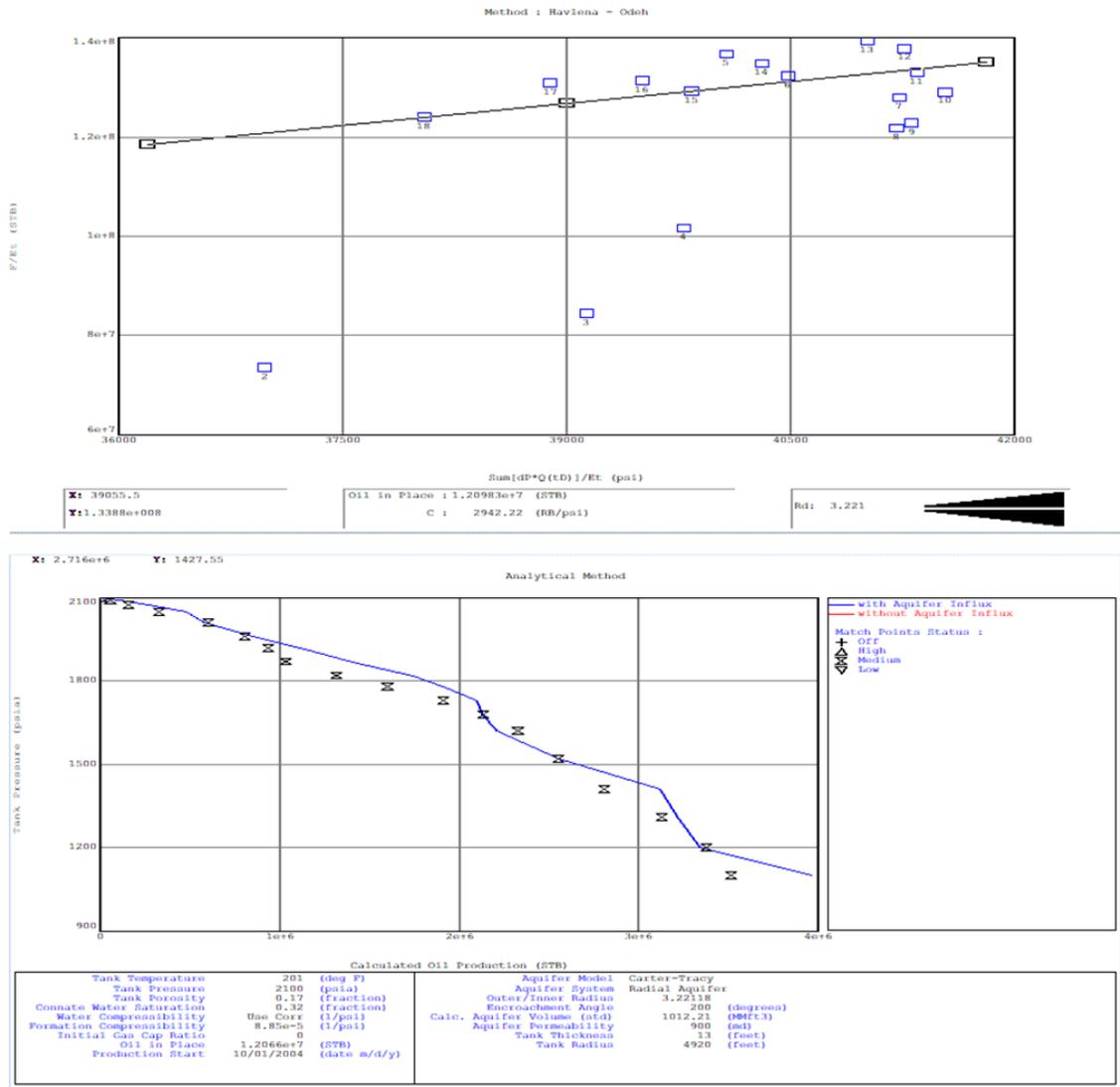


Figura 38: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método K^*H^*Pr , estimando un POES de 12.00 MMbbls para el área de estudio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi.



POES ≈ 12 MMSTB

II. Balance de Materia por el método de asignación de producción $K^*H^*\Delta P$:

Para el segundo caso de balance de materia se definió un mecanismo de empuje hidráulico de acuífero lateral, el cual tiene un radio 2.2 veces el del reservorio TSb con una permeabilidad de 900 mD y un espesor de 13 pies.

Para reducir la complejidad de los cálculos de influjo de agua, se decidió usar el modelo de Carter-Tracy, el cual no requiere de superposición de datos y permite estimar el influjo de agua directamente.

Mediante el software MBAL, se realizó el cotejo histórico de la producción asignada por el método de $K^*H*\Delta P$ con las presiones de reservorio adquiridas en el tiempo. Obteniendo el siguiente cotejo histórico como lo muestran la siguiente figura y tabla.

Figura 39: Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método $K^*H*\Delta P$ y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

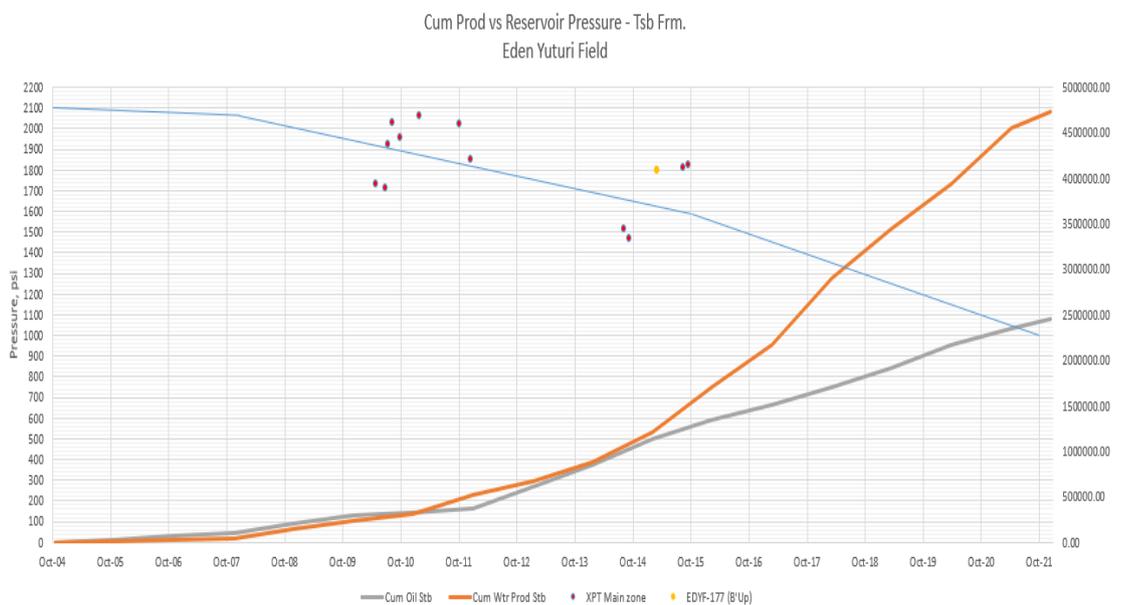


Tabla 10. Resumen de la Producción Asignada por el método $K^*H*\Delta P$ usados en el Método de Balance de Materia de la Arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

| Date | * Datum Press psia | Cum Oil Stb | Cum gas MMscf | Cum Wtr Prod Stb |
|------------|--------------------|-------------|---------------|------------------|
| 10/01/2004 | 2100.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 10/01/2005 | 2090.00 | 19496.00 | 1.15 | 12914.00 |
| 10/01/2006 | 2075.00 | 65039.00 | 2.98 | 25593.00 |
| 10/01/2007 | 2050.00 | 105196.00 | 4.85 | 46266.00 |
| 10/01/2008 | 2010.00 | 208056.00 | 8.47 | 140678.00 |
| 10/01/2009 | 1960.00 | 289360.00 | 11.40 | 234805.00 |
| 10/01/2010 | 1900.00 | 332673.00 | 13.50 | 312887.00 |
| 10/01/2011 | 1830.00 | 370591.00 | 16.65 | 520294.00 |
| 10/01/2012 | 1770.00 | 603965.00 | 26.68 | 664842.00 |
| 10/01/2013 | 1710.00 | 855815.00 | 37.52 | 887675.00 |
| 10/01/2014 | 1650.00 | 1141032.00 | 48.92 | 1213962.00 |
| 10/01/2015 | 1580.00 | 1343516.00 | 59.49 | 1701697.00 |
| 10/01/2016 | 1480.00 | 1503939.00 | 67.36 | 2174864.00 |
| 10/01/2017 | 1380.00 | 1700930.00 | 78.29 | 2906329.00 |
| 10/01/2018 | 1300.00 | 1911191.00 | 88.21 | 3446769.00 |
| 10/01/2019 | 1200.00 | 2166116.00 | 97.59 | 3940728.00 |
| 10/01/2020 | 1100.00 | 2351105.00 | 106.82 | 4552219.00 |
| 06/01/2021 | 1000.00 | 2449035.00 | 109.54 | 4733125.00 |

Los resultados obtenidos de la simulación del software MBAL muestra un buen ajuste de la presión y producción comparado con los datos históricos obtenidos de la asignación de producción

Figura 40: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método $K^*H^*\Delta P$ y Presión de Reservorio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

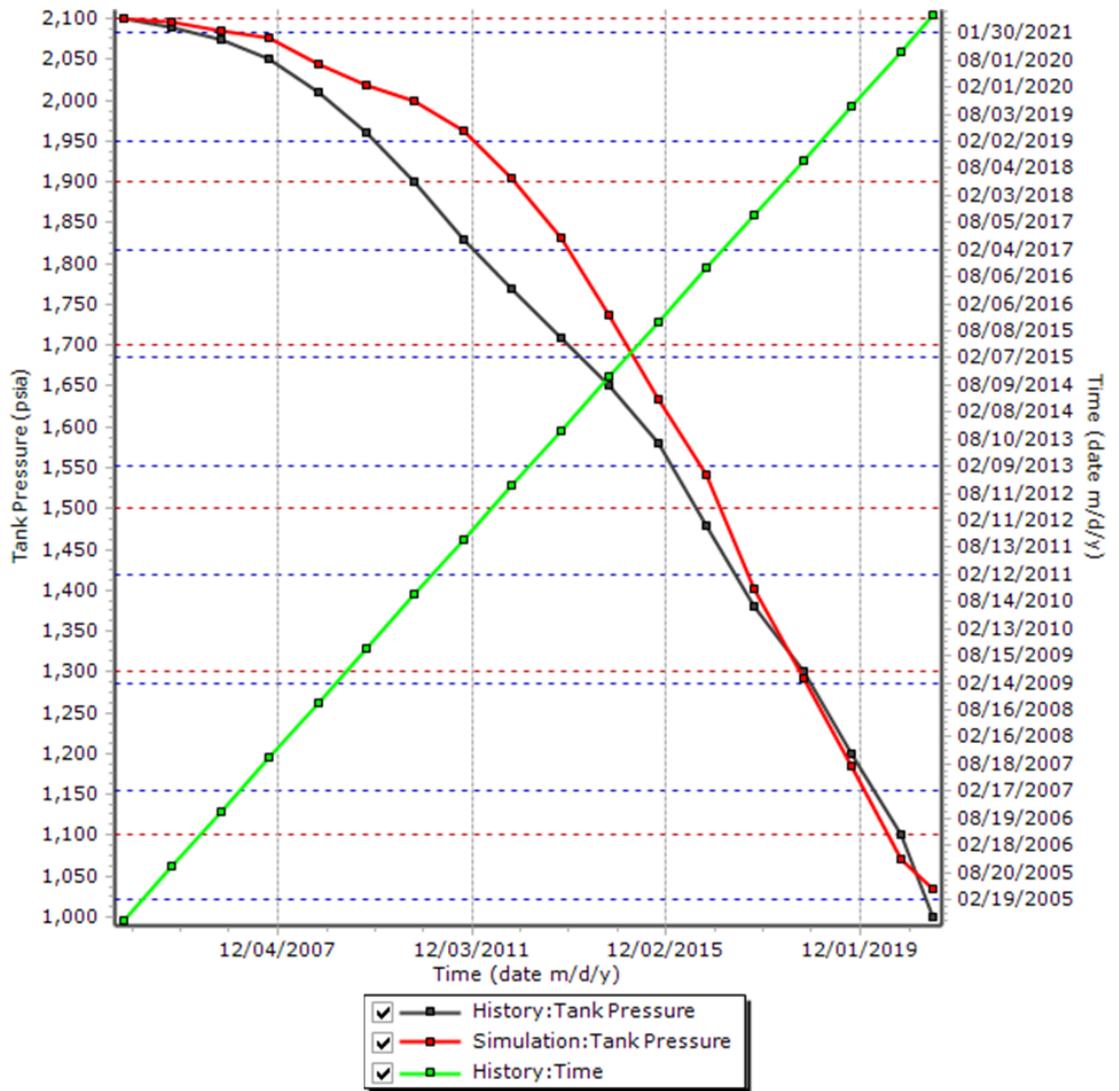
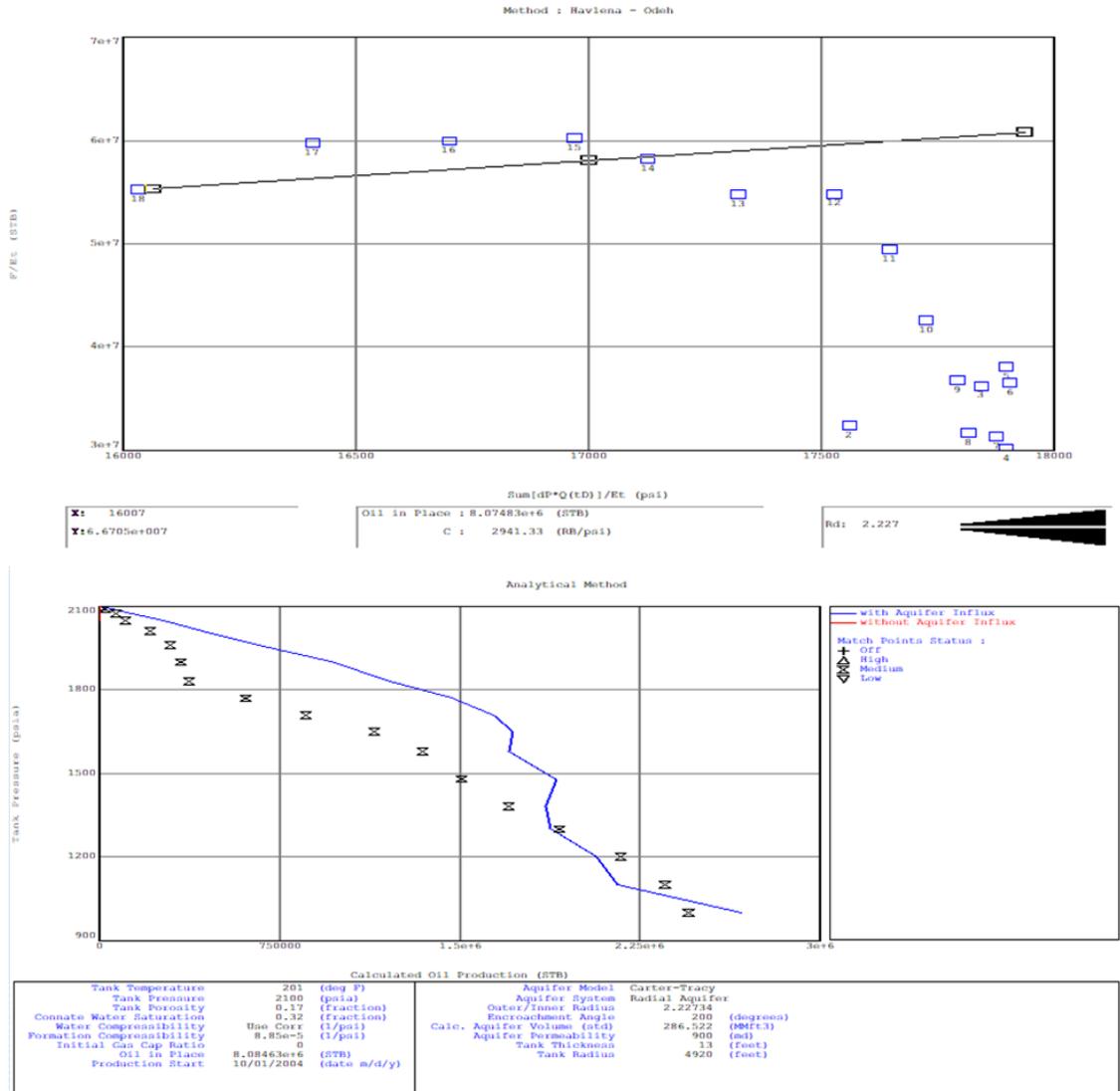


Figura 41: Resultados de Simulación de MBAL y Cotejo Histórico de la Asignación de Producción del método $K^*H*\Delta P$, estimando un POES de 8.07 MMbbls para el área de estudio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi.



POES \approx 8.07 MMSTB

Al comparar los resultados de la simulación y ajuste histórico con la ayuda del software MBAL se concluye que el primer caso presenta un mejor ajuste, señalando que el área de estudio debe tener un POES de la magnitud de 12.00 MMbbls aproximadamente. Sin embargo, se sostiene que el método de asignación de producción histórica $K^*H*\Delta P$ presenta una mayor confiabilidad

y se toma como valor referencial de producción acumulada del área de estudio de 2.45 MMbls de petróleo.

Asumiendo estas premisas, se estima un factor de recobro actual del área de estudio del 20% el cual guarda una buena relación con el comportamiento y grado de madurez observado en los pozos productores del área.

A continuación, se presenta un resumen y distribución del POES en el área de estudio.

Figura 42: Mapas de espesor de pago o *net pay* del área de estudio. Izquierda: Mapa generado del modelo estático del reservorio TSb. Derecha: Mapa generado analíticamente de la interpretación de los pozos del reservorio TSb, Campo Edén-Yuturi

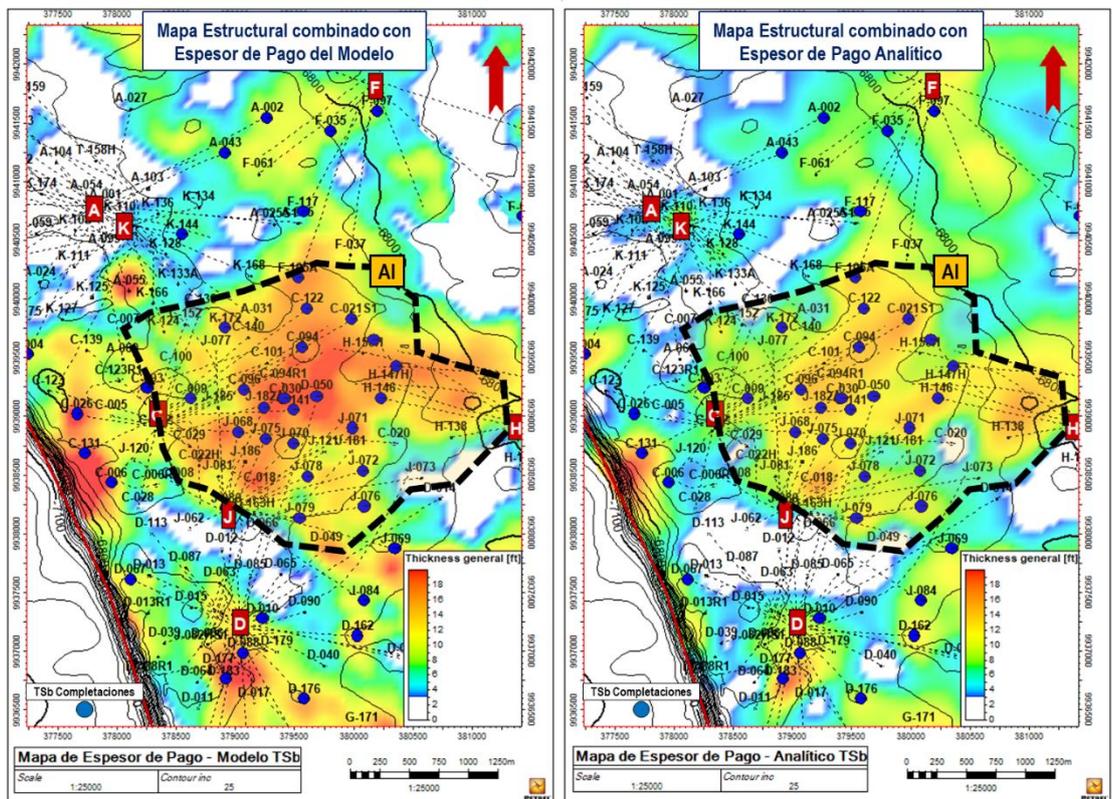


Tabla 11. Comparación Volumétrica del Área de Estudio de la Arenisca TSb

| Variable [Unidades] | Modelo Estático | Método Analítico | Balance de Materia | |
|---------------------------------------|--------------------|---------------------|-----------------------|---------------|
| | | | KHP _r | KH Δ P |
| Φ [frac] | 0.17 | 0.17 | 0.17 | |
| Sw [frac] | 0.4 | 0.4 | 0.32 | |
| POES [MMbbls] | 16.24 | 12.32 | 12.00 | 8.07 |
| N _p @ Dic-2020 [MMbbls] | 2.45 | 2.45 | 3.51 | 2.45 |
| FR @ Dic-2020 [%] | 15 | 20 | 29 | 30 |

4.4 Escenarios de inyección de agua para la recuperación secundaria

Alrededor de 50 pozos fueron analizados para candidatos a pozos inyectoros de agua en el área de estudio, de los cuales 3 muestran las mejores condiciones a nivel de reservorio y estado mecánico para ser intervenidos (Tabla 12). Estos 3 candidatos cumplirían con los criterios para inyección de agua periférica ya que se encuentran ubicados en los flancos de la estructura de estudio (Figura 46).

Tabla 12. Estado actual de los Candidatos a Pozos Inyectoros de Agua para la Arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

| PAD | Name | Status | TI | TSa | TSb | UI | UM | US | M2 | M1 inf | Completion |
|-----|----------|--------|--------|-----|-----|----|--------|--------|--------|--------|------------|
| F | EDYF-117 | Closed | SQZ | | ISO | | | CLOSED | CLOSED | | CDC |
| J | EDYJ-072 | Closed | ISO | SQZ | SQZ | | SQZ | SQZ | CLOSED | | SIMPLE |
| K | EDYK-168 | Closed | CLOSED | | | | CLOSED | CLOSED | | | SELECTIVE |

Figura 43: Resumen del candidato EDYF-117 a pozo inyector de agua en la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

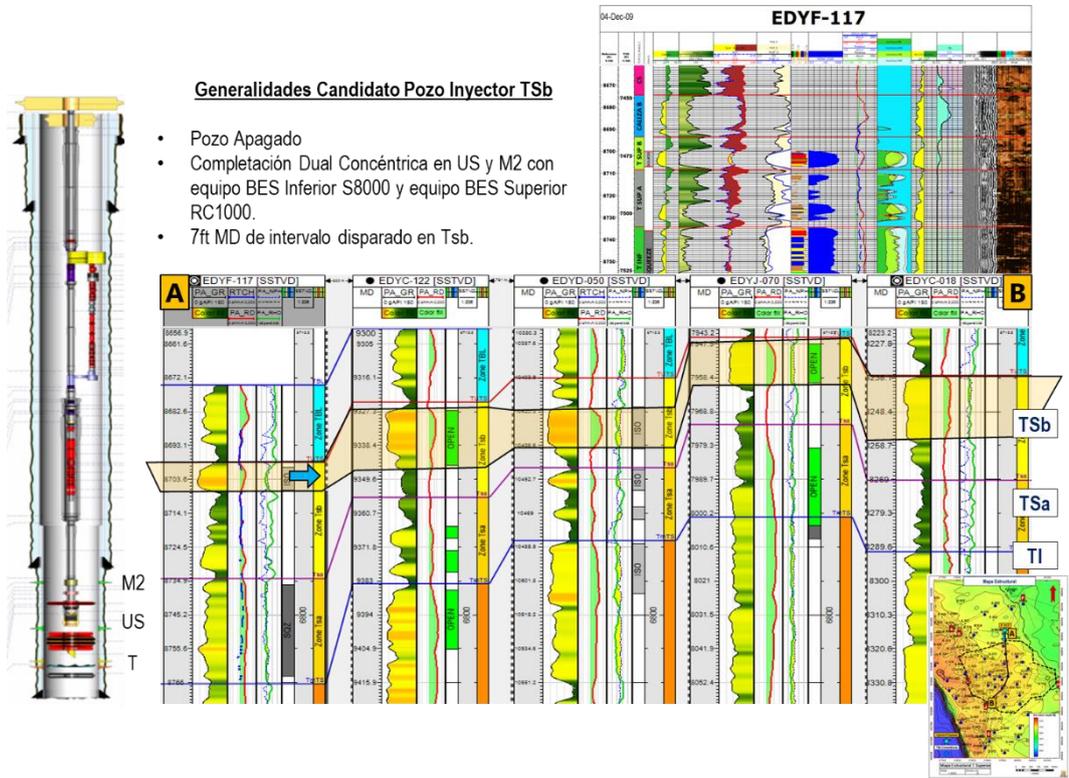


Figura 44: Resumen del candidato EDYJ-072 a pozo inyector de agua en la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi

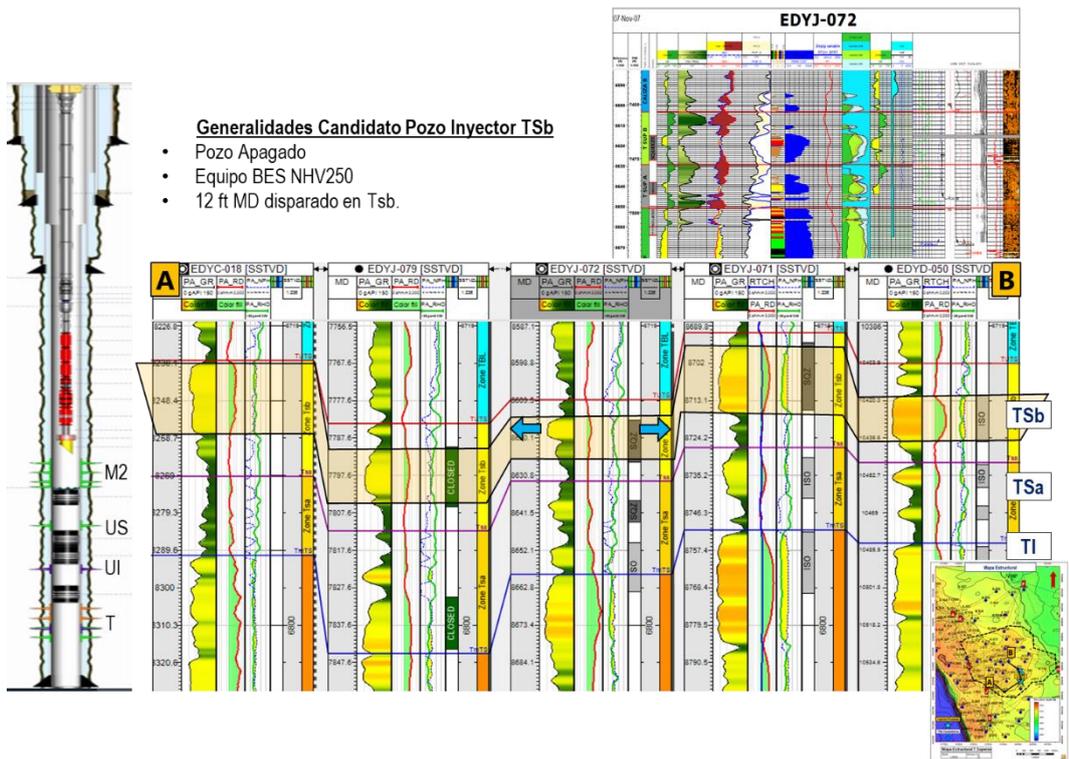
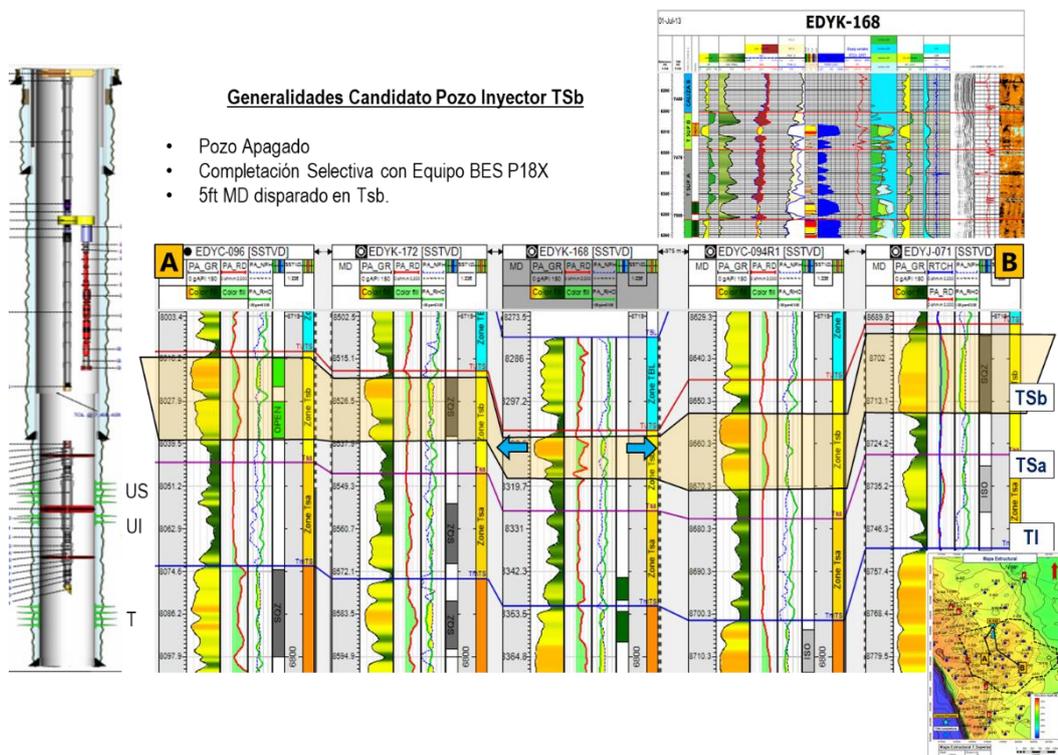


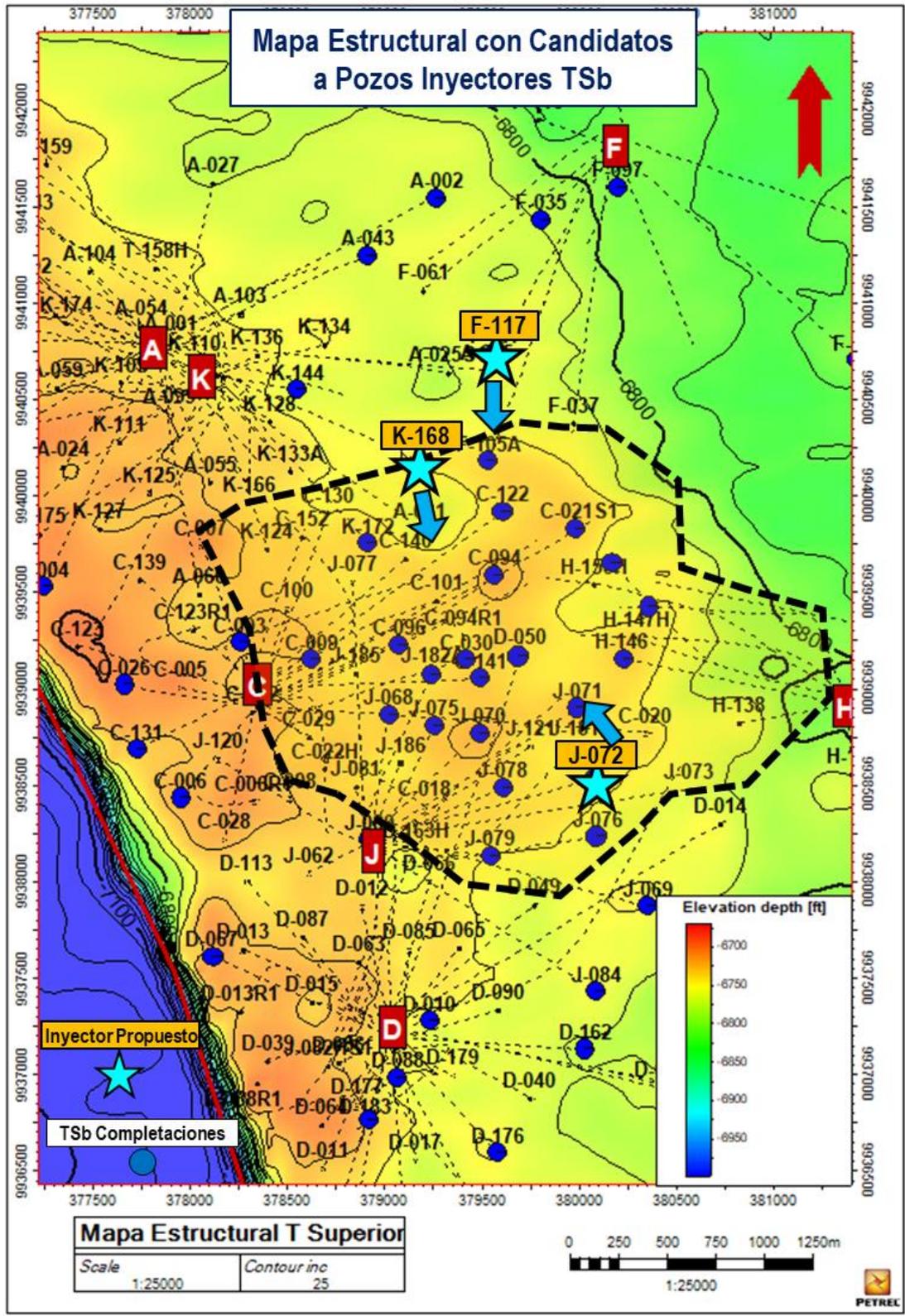
Figura 45: Resumen del candidato EDYK-168 a pozo inyector de agua en la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi



Como parte del análisis de factibilidad técnica, se estimarán los caudales de inyección para cada uno de los 3 pozos mediante análisis nodal realizado con el software PIPESIM, considerando como caso base completación simple de inyector de agua (Diagrama 1) y en la sección de Diagramas y Anexos, como parte complementaria del estudio se puede encontrar el análisis nodal de inyección para el caso de completación *Dumpflooding* (Diagrama 2).

Los caudales estimados de esta última completación no son considerados para los escenarios de inyección de agua y por ende para la estimación de reservas por recuperación secundaria.

Figura 46: Mapa Estructural con la ubicación de los candidatos a pozos inyectoros en el área de estudio de la arenisca TSb, Campo Edén-Yuturi



Posterior de la revisión de candidatos a pozos inyectores en el área de estudio, se determinaron 3 potenciales candidatos y 4 escenarios de inyección de agua, los cuales se describen a continuación.

I. Escenario del patrón de inyección EDYF-117:

Este escenario se trata de inyección en un patrón invertido con 3 pozos productores de petróleo y un inyector. Se consideró este escenario ya que el pozo EDYF-117 se encuentra fuera del área de estudio y podría arrastrar un mayor banco de petróleo y retrasar la etapa de ruptura, permitiendo una mayor acumulación de reservas. Lo cual puede solamente ser corroborado mediante la implementación como proyecto piloto.

Para este pozo se estima una tasa de inyección de agua de 3200 bapd, como lo indica el análisis nodal de la Figura 47.

Figura 47: Análisis nodal del candidato EDYF-117 a inyector en la arenisca TSb

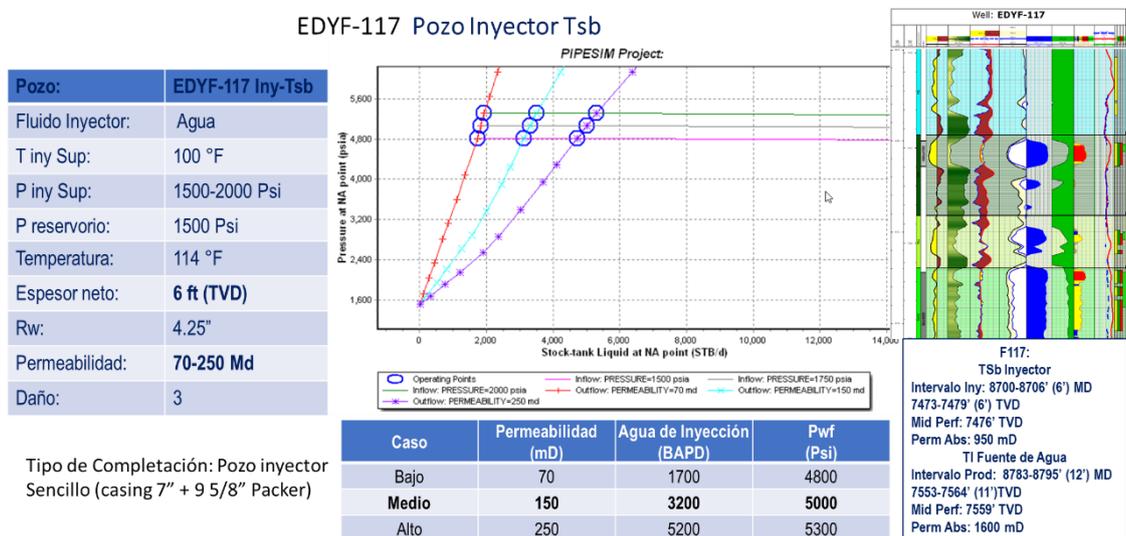
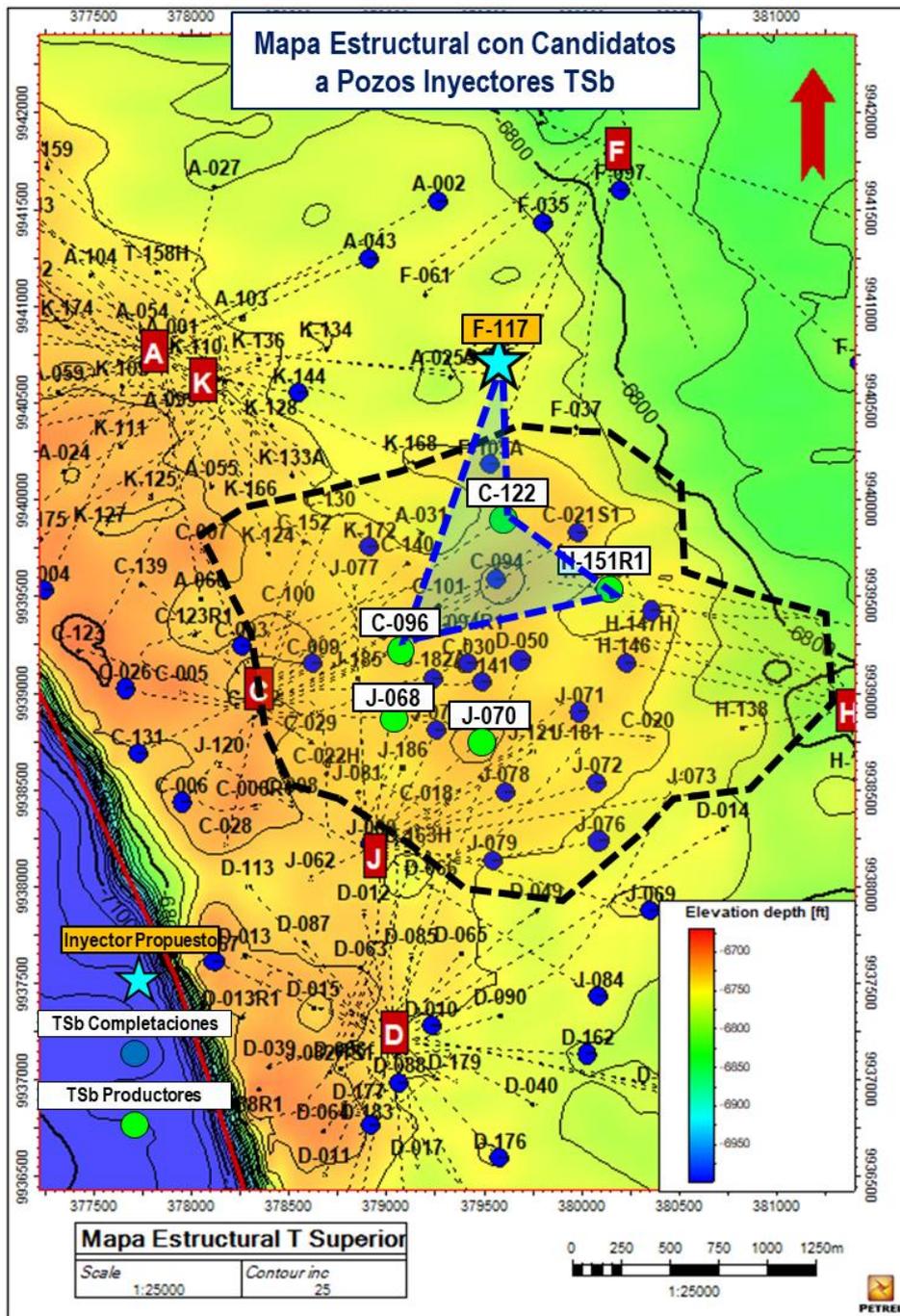


Figura 48: Patrón de inyección EDYF-117 en la arenisca TSb



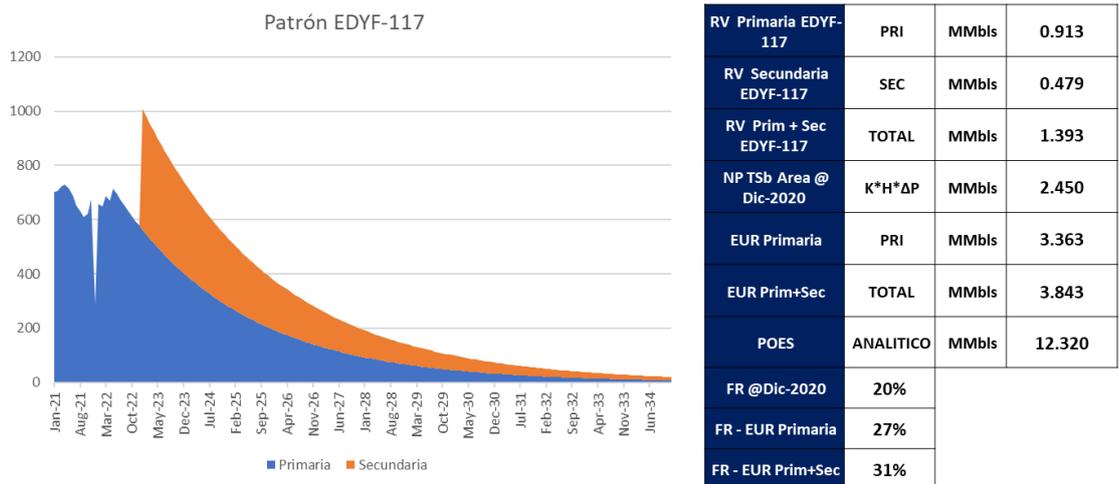
| PAD | Name | Status | TI | TSa | TSb |
|-----|------------|--------|------|-----|------|
| C | EDYC-096 | Oil | SQZ | | PROD |
| C | EDYC-122 | Oil | PROD | | PROD |
| H | EDYH-151R1 | Oil | | | PROD |

A continuación se resumen las variables y parámetros usados para la estimación de la distribución del balance del patrón y los caudales incrementales de petróleo por recuperación secundaria en los pozos productores del patrón. Adicional, la estimación de reservas hasta un límite económico considerado de 30 bopd, con un inicio de inyección de agua en enero 2023. Y un perfil de producción para ilustrar el incremental de producción asociada a recuperación secundaria por inyección de agua.

Tabla 13. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón de inyección EDYF-117 propuesto en la arenisca TSb

| EDYF-117 | Pares | | Parámetros Petrofísicos | | | | ΔP | | d Iny Prod [m] | RG [frac] | 0.9 | Qiny [bls] | 3200 | QP Sec [bls] | Di Sec [m.n] | Di prim [m.n] |
|--------------|------------|------------|-------------------------|--------|--------|------------|-----------------|------------|----------------|--------------|--------------|-------------|------|--------------|--------------|---------------|
| | Reservorio | Inyector | Productor | K [mD] | H [ft] | KH [mD*ft] | KH Mean [mD*ft] | Pinj [psi] | | Pwf [psi] | Khmean *ΔP/d | Iw [frac] | Qliq | | | |
| TSb | EDYF-117 | | 950 | 6 | 5700 | | | 5000 | | | | | | | | |
| TSb | EDYF-117 | EDYC-096 | 630 | 15 | 9450 | 7575 | | 1000 | 1600 | 18938 | 0.19 | 556 | 0.53 | 261 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYF-117 | EDYC-122 | 1200 | 13 | 15600 | 10650 | | 1200 | 830 | 48759 | 0.50 | 1432 | 0.94 | 86 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYF-117 | EDYH-151R1 | 1010 | 14 | 14140 | 9920 | | 1200 | 1240 | 30400 | 0.31 | 893 | 0.89 | 98 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | | EDYJ-068 | 950 | 13 | 12350 | 9025 | | 1100 | | | | | 0.95 | | 0.025 | 0.030 |
| TSb | | EDYJ-070 | 1500 | 12 | 18000 | 11850 | | 1225 | | | | | 0.86 | | 0.025 | 0.030 |
| Total | | | | | | | | | | 98097 | 1.00 | 2880 | | 445 | | |

Figura 49: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón de inyección EDYF-117 en la arenisca TSb



Este escenario de inyección, trae un beneficio de recuperar 479 Mbbls de reservas por recuperación secundaria, así incrementando el recobro de primaria, considerando un límite económico de 30 bopd, de 27% a 31%.

II. Escenario del patrón de inyección EDYJ-072:

Este escenario se trata de inyección en un patrón invertido con 3 pozos productores de petróleo y un inyector. Se consideró este escenario ya que el pozo EDYJ-072 se encuentra al límite sur del área de estudio y podría arrastrar un banco de petróleo desde la otra dirección, a diferencia de los otros 2 patrones de inyección, agregando un volumen importante de reservas. Lo cual solamente será corroborado mediante la implementación como proyecto piloto.

Para este pozo se estima una tasa de inyección de agua de 3000 bapd, como lo indica el análisis nodal de la Figura 50.

Figura 50: Análisis nodal del candidato EDYJ-072 a inyector en la arenisca TSb

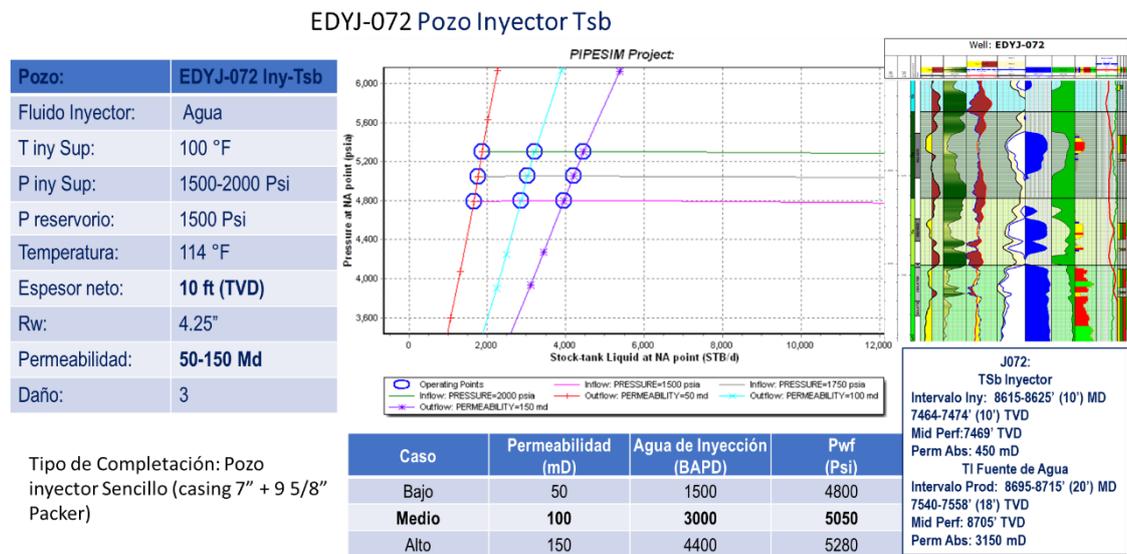
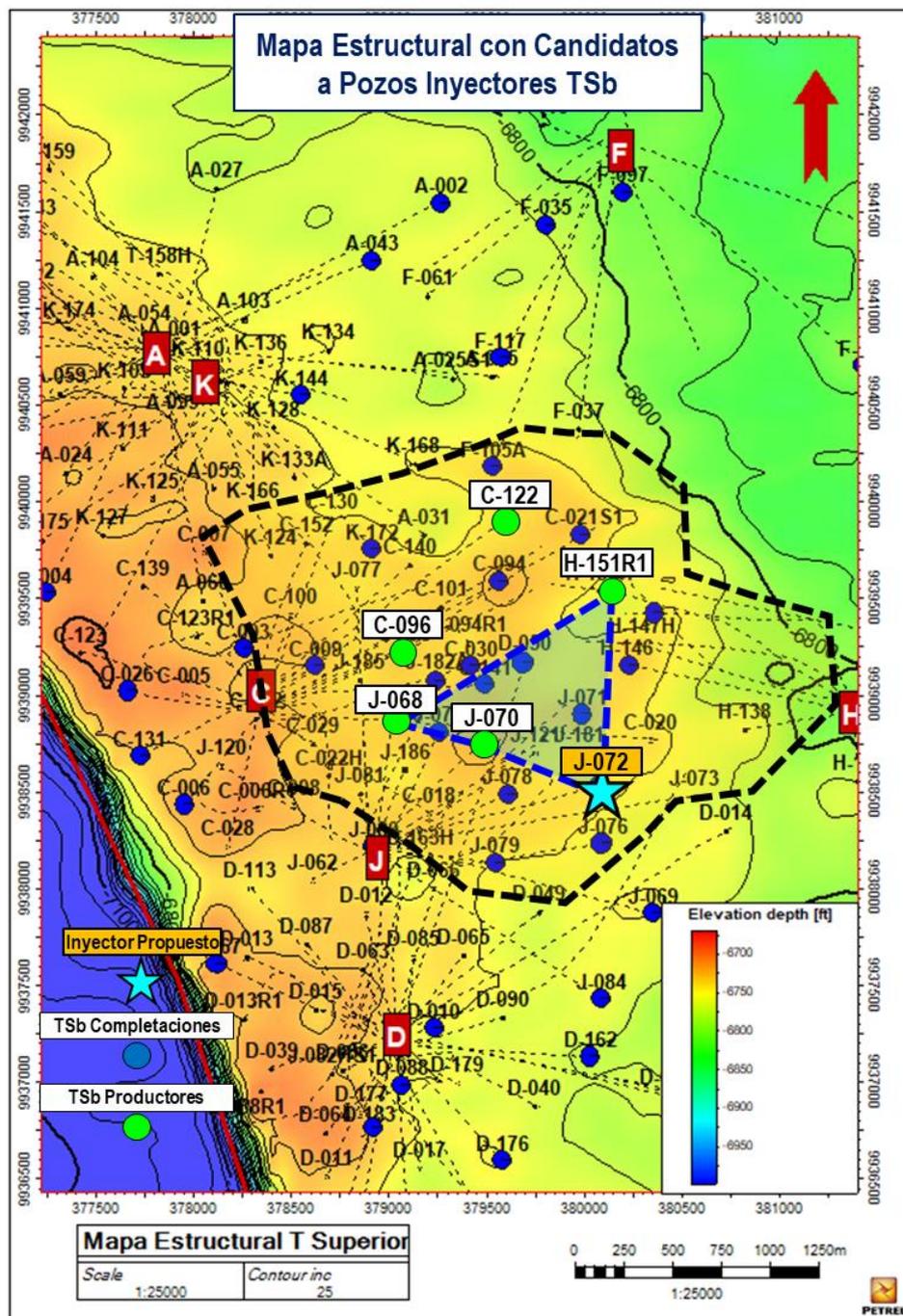


Figura 51: Patrón de inyección EDYJ-072 en la arenisca TSb



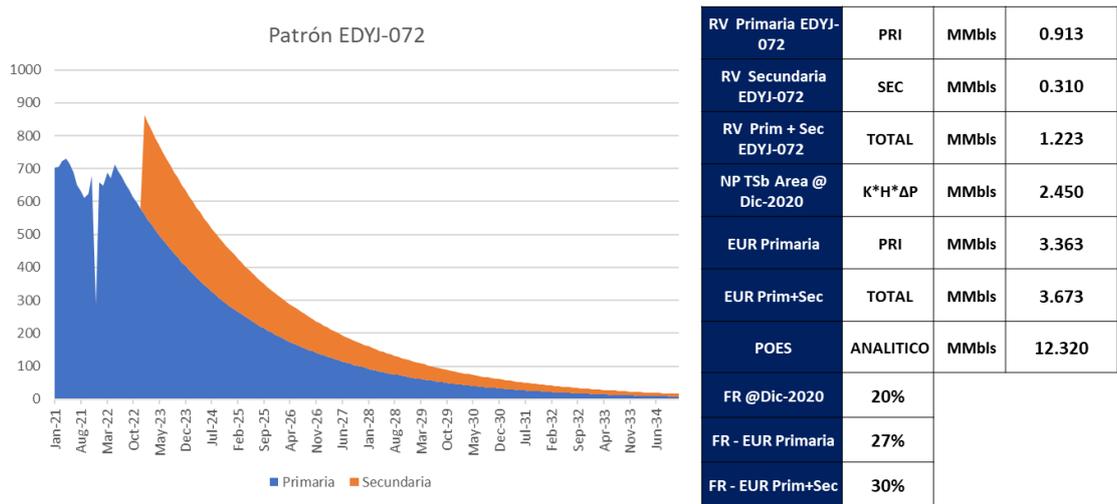
| PAD | Name | Status | TI | TSa | TSb |
|-----|------------|--------|------|------|------|
| H | EDYH-151R1 | Oil | | | PROD |
| J | EDYJ-068 | Oil | SQZ | PROD | PROD |
| J | EDYJ-070 | Oil | PROD | | PROD |

A continuación se resumen las variables y parámetros usados para la estimación de la distribución del balance del patrón y los caudales incrementales de petróleo por recuperación secundaria en los pozos productores del patrón. Adicional, la estimación de reservas hasta un límite económico considerado de 30 bopd, con un inicio de inyección de agua en enero 2023. Y un perfil de producción para ilustrar el incremental de producción asociada a recuperación secundaria por inyección de agua.

Tabla 14. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón de inyección EDYJ-072 propuesto en la arenisca TSb

| EDYJ-072 | Pares | | Parámetros Petrofísicos | | | | ΔP | | d Iny Prod [m] | RG [frac] | 0.9 | Qiny [bls] | 3000 | QP Sec [bls] | Di Sec [m.n] | Di prim [m.n] |
|------------|----------|------------|-------------------------|--------|------------|-----------------|------------|-----------|----------------|---------------|-------------|------------|------------|--------------|--------------|---------------|
| Reservorio | Inyector | Productor | K [mD] | H [ft] | KH [mD*ft] | KH Mean [mD*ft] | Pinj [psi] | Pwf [psi] | | Khmean *ΔP/d | Iw [frac] | Qliq | Bsw [frac] | | | |
| TSb | EDYJ-072 | | 450 | 10 | 4500 | | | | | | | | | | | |
| TSb | | EDYC-096 | 630 | 15 | 9450 | 6975 | | 1000 | | | | | 0.53 | 0.025 | 0.030 | |
| TSb | | EDYC-122 | 1200 | 13 | 15600 | 10050 | | 1200 | | | | | 0.94 | 0.025 | 0.030 | |
| TSb | EDYJ-072 | EDYH-151R1 | 1010 | 14 | 14140 | 9320 | | 1200 | 1120 | 32038 | 0.25 | 667 | 0.89 | 73 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYJ-072 | EDYJ-068 | 950 | 13 | 12350 | 8425 | | 1100 | 1110 | 29981 | 0.23 | 624 | 0.95 | 31 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYJ-072 | EDYJ-070 | 1500 | 12 | 18000 | 11250 | | 1225 | 635 | 67766 | 0.52 | 1410 | 0.86 | 197 | 0.025 | 0.030 |
| | | | | | | | | | Total | 129784 | 1.00 | 667 | | 302 | | |

Figura 52: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón de inyección EDYJ-072 en la arenisca TSb



Este escenario de inyección, trae un beneficio de recuperar 310 Mbbls de reservas por recuperación secundaria, así incrementando el recobro de primaria, considerando un límite económico de 30 bopd, de 27% a 30%.

III. Escenario del patrón de inyección EDYK-168:

Este escenario se trata de inyección en un patrón invertido con 3 pozos productores de petróleo y un inyector. Se consideró este escenario ya que el pozo EDYK-168 se encuentra al límite norte del área de estudio y podría arrastrar un gran banco de petróleo desde esta área, permitiendo una buena acumulación de reservas por inyección de agua. Lo cual podrá solamente ser corroborado mediante la implementación como proyecto piloto.

Para este pozo se estima una tasa de inyección de agua de 3500 bapd, como lo indica el análisis nodal de la Figura 53.

Figura 53: Análisis nodal del candidato EDYK-168 a inyector en la arenisca TSb

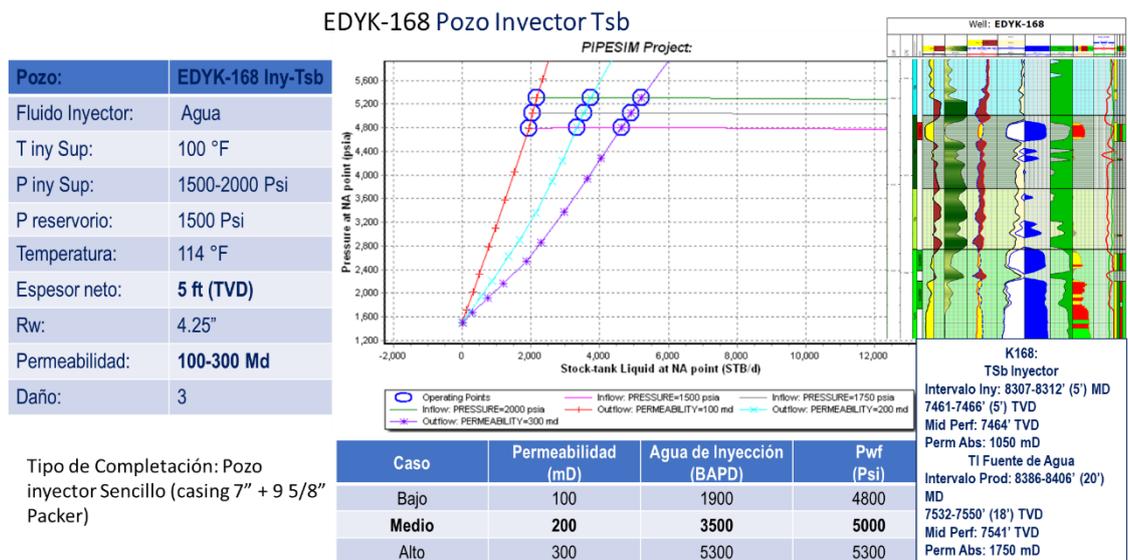
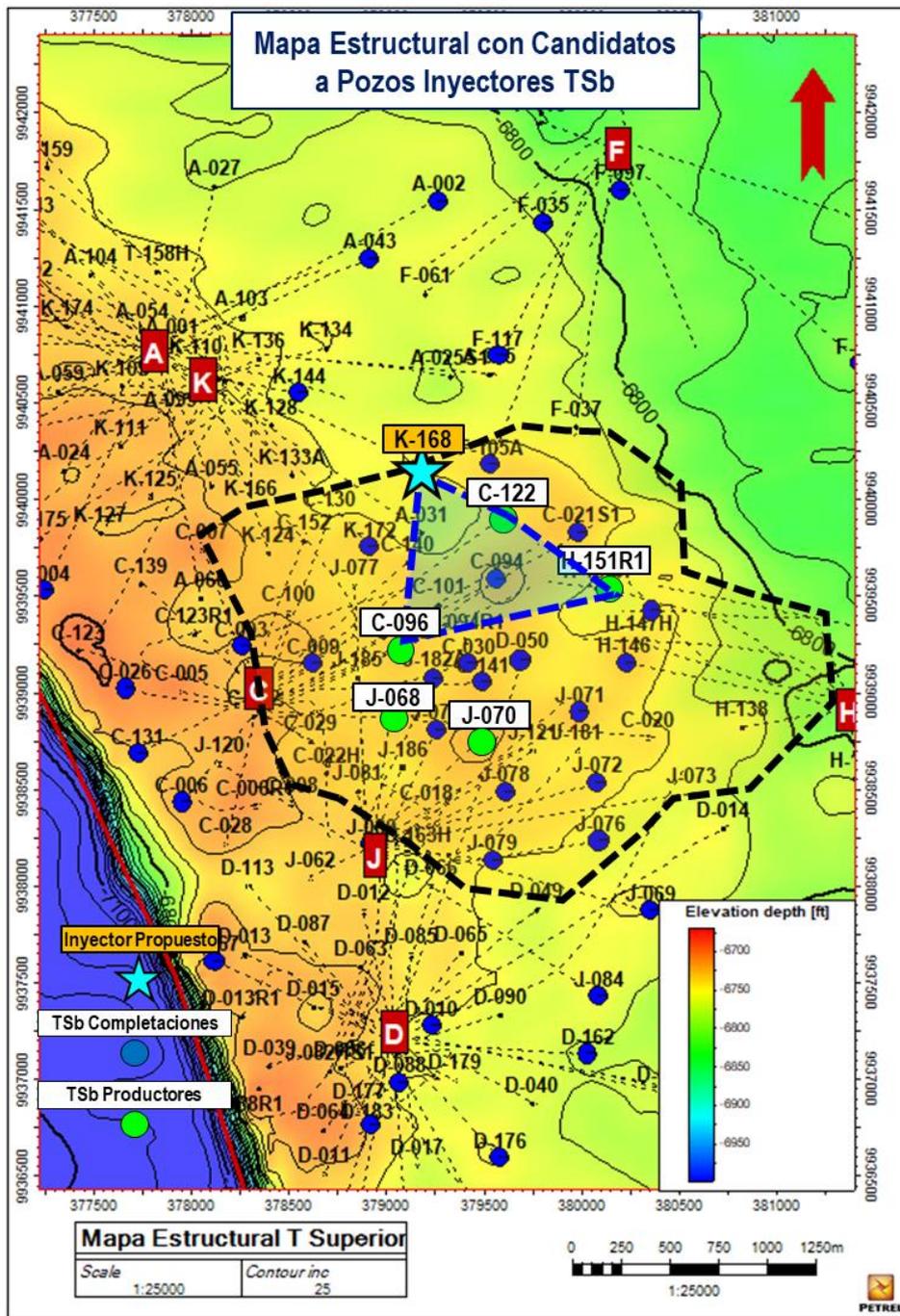


Figura 54: Patrón de inyección EDYK-168 en la arenisca TSb



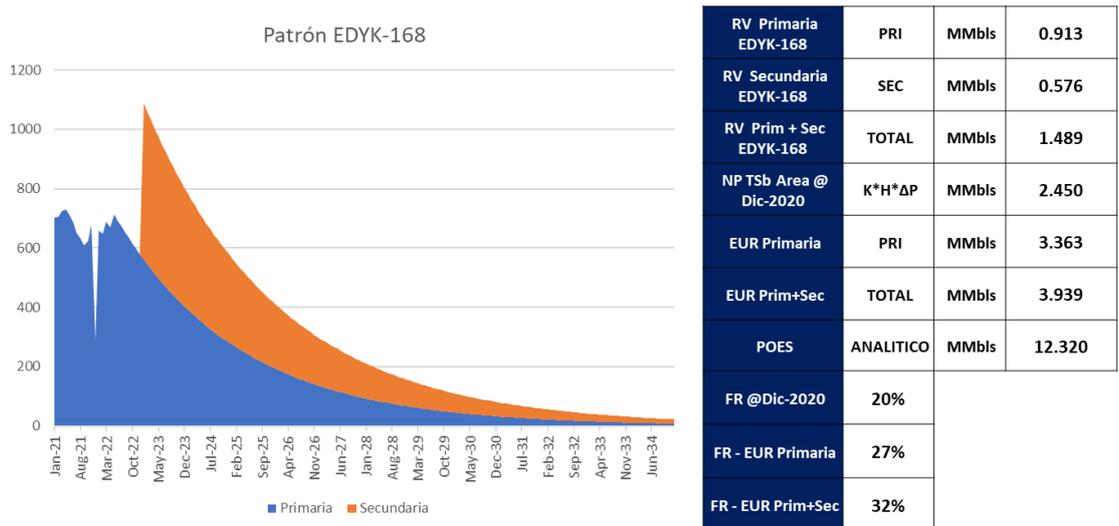
| PAD | Name | Status | TI | TSa | TSb |
|-----|------------|--------|------|-----|------|
| C | EDYC-096 | Oil | SQZ | | PROD |
| C | EDYC-122 | Oil | PROD | | PROD |
| H | EDYH-151R1 | Oil | | | PROD |

A continuación se resumen las variables y parámetros usados para la estimación de la distribución del balance del patrón y los caudales incrementales de petróleo por recuperación secundaria en los pozos productores del patrón. Adicional, la estimación de reservas hasta un límite económico considerado de 30 bopd, con un inicio de inyección de agua en enero 2023. Y un perfil de producción para ilustrar el incremental de producción asociada a recuperación secundaria por inyección de agua.

Tabla 15. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón de inyección EDYK-168 propuesto en la arenisca TSb

| EDYK-168 | Pares | | Parámetros Petrofísicos | | | | ΔP | | d Iny Prod [m] | RG [frac] | 0.9 | Qiny [bls] | 3500 | QP Sec [bls] | Di Sec [m.n] | Di prim [m.n] |
|----------|------------|------------|-------------------------|--------|--------|------------|-----------------|------------|----------------|---------------|--------------|-------------|------|--------------|--------------|---------------|
| | Reservorio | Inyector | Productor | K [mD] | H [ft] | KH [mD*ft] | KH Mean [mD*ft] | Pinj [psi] | | Pwf [psi] | Khmean *ΔP/d | Iw [frac] | Qliq | | | |
| TSb | EDYK-168 | | 1050 | 5 | 5250 | | | 5000 | | | | | | | | |
| TSb | EDYK-168 | EDYC-096 | 630 | 15 | 9450 | 7350 | | 1000 | 970 | 30309 | 0.23 | 732 | 0.53 | 344 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYK-168 | EDYC-122 | 1200 | 13 | 15600 | 10425 | | 1200 | 575 | 68896 | 0.53 | 1664 | 0.94 | 100 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYK-168 | EDYH-151R1 | 1010 | 14 | 14140 | 9695 | | 1200 | 1180 | 31221 | 0.24 | 754 | 0.89 | 83 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | | EDYJ-068 | 950 | 13 | 12350 | 8800 | | 1100 | | | | | 0.95 | | 0.025 | 0.030 |
| TSb | | EDYJ-070 | 1500 | 12 | 18000 | 11625 | | 1225 | | | | | 0.86 | | 0.025 | 0.030 |
| | | | | | | | | | Total | 130426 | 1.00 | 3150 | | 527 | | |

Figura 55: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón de inyección EDYK-168 en la arenisca TSb

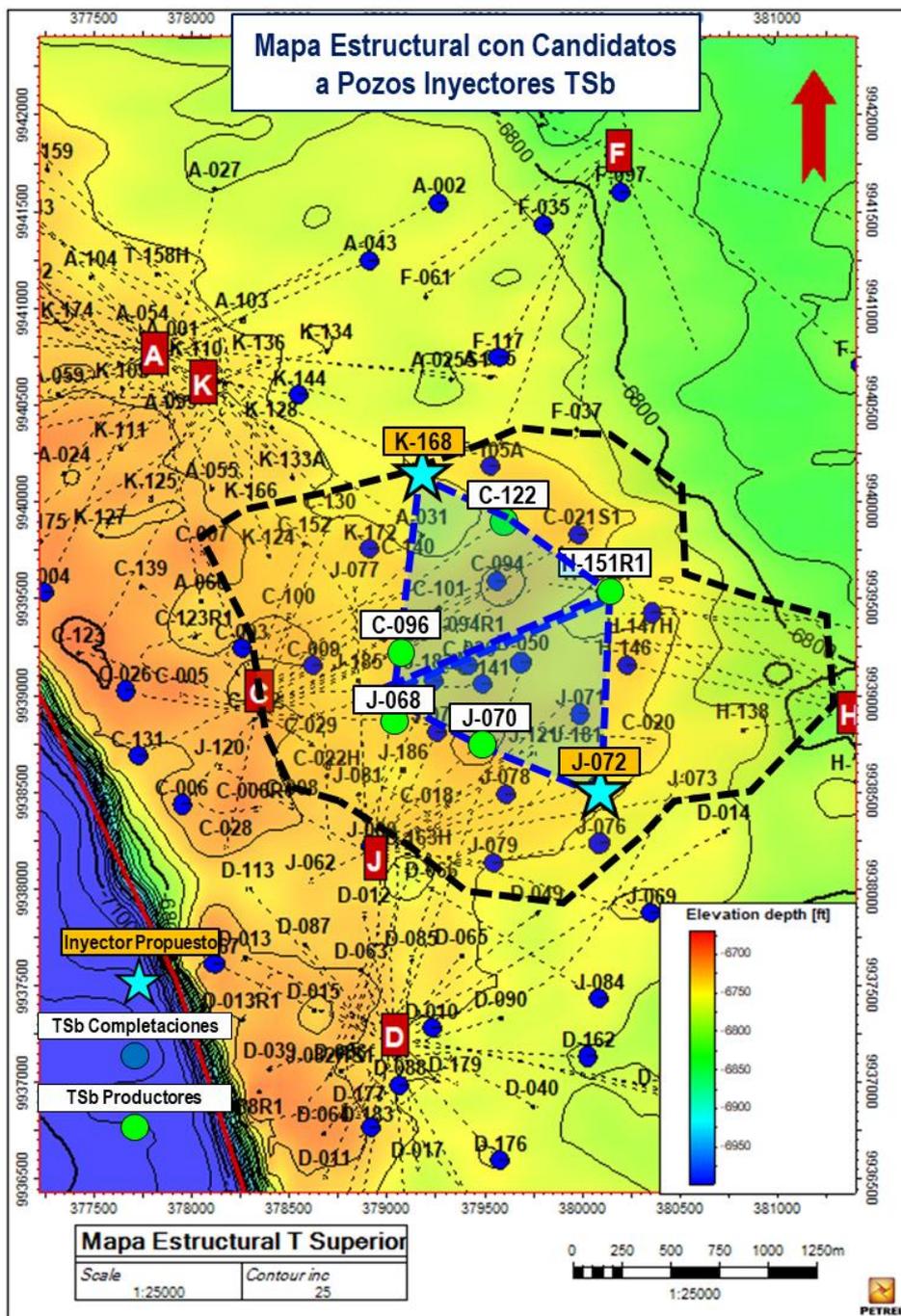


Este escenario de inyección, trae un beneficio de recuperar 576 Mbls de reservas por recuperación secundaria, así incrementando el recobro de primaria, considerando un límite económico de 30 bopd, de 27% a 32%.

IV. Escenario con 2 inyectores, patrones de inyección simultáneo EDYK-168 y EDYJ-072:

Este escenario se trata de inyección de agua mediante 2 pozos inyectores que forman patrones invertidos con efecto en 5 pozos productores de petróleo (Figura 56). Se consideró este escenario como el de mayor incidencia debido a que se cubre la mayor parte central del área de estudio y permite presurizar el yacimiento de manera uniforme desde el norte y sur de la estructura mediante la inyección de los pozos EDYK-168 y EDYJ-072. Asegurando una alta eficiencia de barrido del reservorio TSb. La cual puede solamente ser corroborada mediante la implementación del proyecto piloto.

Figura 56: Patrones de inyección EDYK-168 y EDYJ-072 en la arenisca TSb



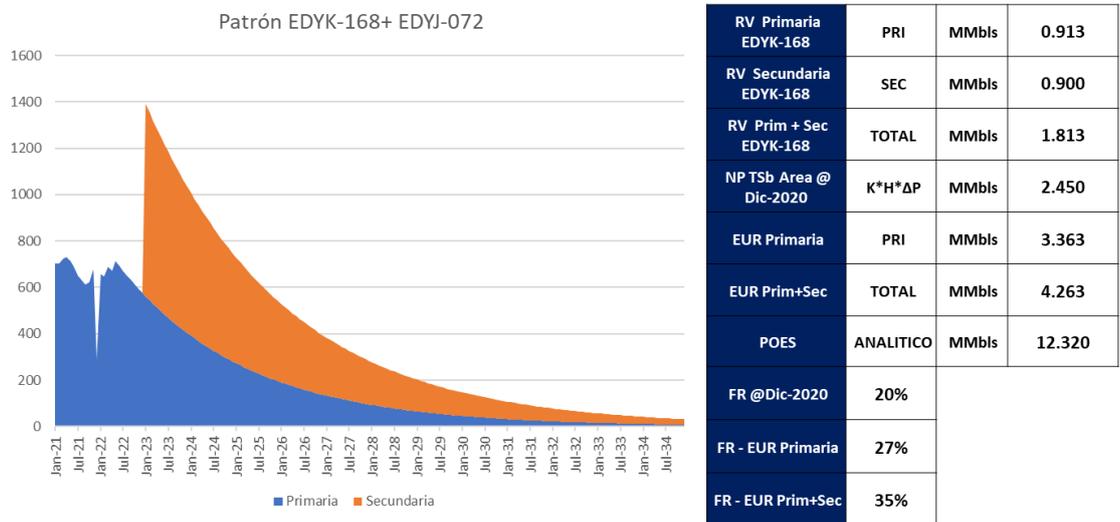
| PAD | Name | Status | TI | TSa | TSb |
|-----|------------|--------|------|------|------|
| C | EDYC-096 | Oil | SQZ | | PROD |
| C | EDYC-122 | Oil | PROD | | PROD |
| H | EDYH-151R1 | Oil | | | PROD |
| J | EDYJ-068 | Oil | SQZ | PROD | PROD |
| J | EDYJ-070 | Oil | PROD | | PROD |

A continuación se resumen las variables y parámetros usados para la estimación de la distribución del balance del patrón y los caudales incrementales de petróleo por recuperación secundaria en los pozos productores del patrón. Adicional, la estimación de reservas hasta un límite económico considerado de 30 bopd, con un inicio de inyección de agua en enero 2023. Y un perfil de producción para ilustrar el incremental de producción asociada a recuperación secundaria por inyección de agua.

Tabla 16. Variables y parámetros usados en la distribución del patrón combinado de inyección EDYK-168 y EDYJ-072 propuesto en la arenisca TSb

| EDYK-168 | Pares | | Parámetros Petrofísicos | | | | ΔP | | K168 | RG [frac] | 0.9 | Qiny [bls] | 3500 | QP Sec [bls] | Di Sec [m.n] | Di prim [m.n] |
|------------|----------|------------|-------------------------|--------|------------|-----------------|------------|-----------|--------------|---------------|-------------|-------------|------------|--------------|--------------|---------------|
| | | | | | | | | | J072 | RG [frac] | 0.9 | Qiny [bls] | 3000 | | | |
| Reservorio | Inyector | Productor | K [mD] | H [ft] | KH [mD*ft] | KH Mean [mD*ft] | Pinj [psi] | Pwf [psi] | d [m] | Khmean *ΔP/d | Iw [frac] | Qliq | Bsw [frac] | | | |
| TSb | EDYK-168 | | 1050 | 5 | 5250 | | 5000 | | | | | | | | | |
| TSb | EDYK-168 | EDYC-096 | 630 | 15 | 9450 | 7350 | | 1000 | 970 | 30309 | 0.23 | 732 | 0.53 | 344 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYK-168 | EDYC-122 | 1200 | 13 | 15600 | 10425 | | 1200 | 575 | 68896 | 0.53 | 1664 | 0.94 | 100 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYK-168 | EDYH-151R1 | 1010 | 14 | 14140 | 9695 | | 1200 | 1180 | 31221 | 0.24 | 754 | 0.89 | 83 | 0.025 | 0.030 |
| | | | | | | | | | Total | 130426 | 1.00 | 3150 | | 527 | | |
| TSb | EDYJ-072 | | 450 | 10 | 4500 | | 5050 | | | | | | | | | |
| TSb | EDYJ-072 | EDYJ-068 | 950 | 13 | 12350 | 8425 | | 1100 | 1110 | 29981 | 0.31 | 828 | 0.95 | 41 | 0.025 | 0.030 |
| TSb | EDYJ-072 | EDYJ-070 | 1500 | 12 | 18000 | 11250 | | 1225 | 635 | 67766 | 0.69 | 1872 | 0.86 | 262 | 0.025 | 0.030 |
| | | | | | | | | | Total | 97747 | 1.00 | 2700 | | 303 | | |

Figura 57: Perfil de producción mostrando incremental por recuperación secundaria del Patrón combinado de inyección EDYK-168 y EDYJ-072 en la arenisca TSb



Este escenario de inyección representa una estrategia más agresiva al considerar la inyección simultánea de 2 pozos. Y trae un beneficio de recuperar 900 Mbls de reservas por recuperación secundaria, así incrementando el recobro de primaria, considerando un límite económico de 30 bopd, de 27% a 35%.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1 Interpretación y análisis de resultados

Los 4 escenarios de inyección evaluados, son propuestos como caso base, no incluyendo alguna actividad adicional a los pozos productores actuales. Lo que significa que si el piloto de inyección se llegara a ejecutar; en base a su evolución podría traer la oportunidad de reactivar pozos inactivos o realizar workovers nuevos en la zona para continuar desarrollando el área.

El estudio sugiere solo desarrollar como proyecto piloto de inyección de agua sin adicionar nuevas actividades, ya que a pesar del trabajo realizado, se exhiben aún algunas incertidumbres:

- Falta de información actual de presiones de reservorio adquiridas recientemente.
- Inexactitud en la estimación de factores de alocación por la falta de diagramas mecánicos y propiedades petrofísicas en todos los pozos, usándose pozos vecinos o de correlación.
- Incertidumbre en pruebas de producción e historial de producción reportada.
- Especulación del corte de agua actual en la arenisca TSb, al no contar con muchos pozos ejemplos solamente productores de TSb.
- La volumetría del área podría ser mayor, posiblemente se extienda la estructura m'as hacia el Este.

Finalmente, se concluye que el escenario 3 (patrón de inyección pozo EDYK-168) y escenario 4 (patrón de inyección combinada pozos EDYK-168 y EDYJ-072) traen los mejores resultados para el recobro de reservas por recuperación secundaria. En la siguiente tabla se resumen los escenarios y su beneficio de implementación, considerando un límite económico de 30 bopd.

Tabla 17. Comparación de los Escenarios de inyección, reservas incrementales y factores de recobro estimados de la Arenisca TSb

| Escenario de Inyección | Np @ Dic-20 | FR @ Dic-2020 | EUR Prim | RV Sec | FR EUR Prim | FR EUR Prim+Sec |
|---|-------------|---------------|----------|----------|-------------|-----------------|
| | POES | | | | | |
| | [MMbbls] | [%] | [MMbbls] | [MMbbls] | [%] | [%] |
| 1) Patrón EDYF-117 | 2.450 | 20 | 3.363 | 0.479 | 27 | 31 |
| | 12.320 | | | | | |
| 2) Patrón EDYJ-072 | 2.450 | 20 | 3.363 | 0.310 | 27 | 30 |
| | 12.320 | | | | | |
| 3) Patrón EDYK-168 | 2.450 | 20 | 3.363 | 0.576 | 27 | 32 |
| | 12.320 | | | | | |
| 4) Patrón Combinado EDYK-168 + EDYJ-072 | 2.450 | 20 | 3.363 | 0.900 | 27 | 35 |
| | 12.320 | | | | | |

En resumen, existe la posibilidad de recuperar 576 Mbls mediante la implementación del piloto de inyección con el pozo EDYK-168, aumentando el factor de recobro de 27 a 32%. O recuperar 900 Mbls mediante una implementación de un piloto de inyección más amplia con 2 pozos EDYK-168 y EDYJ-072, garantizando mover el banco de petróleo desde los límites del área hacia el centro de la estructura, incrementando el factor de recobro de 27 a 35%.

Concluyéndose que existe una factibilidad técnica para la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca TSb del campo Edén-Yuturi. Y no asegurando más allá que el proyecto pueda llegar a cubrir todas las demandas de facilidades, mantenimiento y ejecución de actividades bajo unas condiciones de mercado.

5.2 Especificaciones técnicas

(PRMS, 2018) establece que un Proyecto incremental debe tener un plan de desarrollo definido. Un plan de desarrollo puede incluir proyectos que tengan como objetivo todo el campo (o incluso múltiples campos vinculados), yacimientos o pozos individuales. Cada proyecto incremental tendrá su propio tiempo planificado para la ejecución y las cantidades de recursos atribuidos al proyecto. Los planes de desarrollo también pueden incluir proyectos de delimitación que conducirán a decisiones en el proyecto basadas en los resultados de esta delimitación.

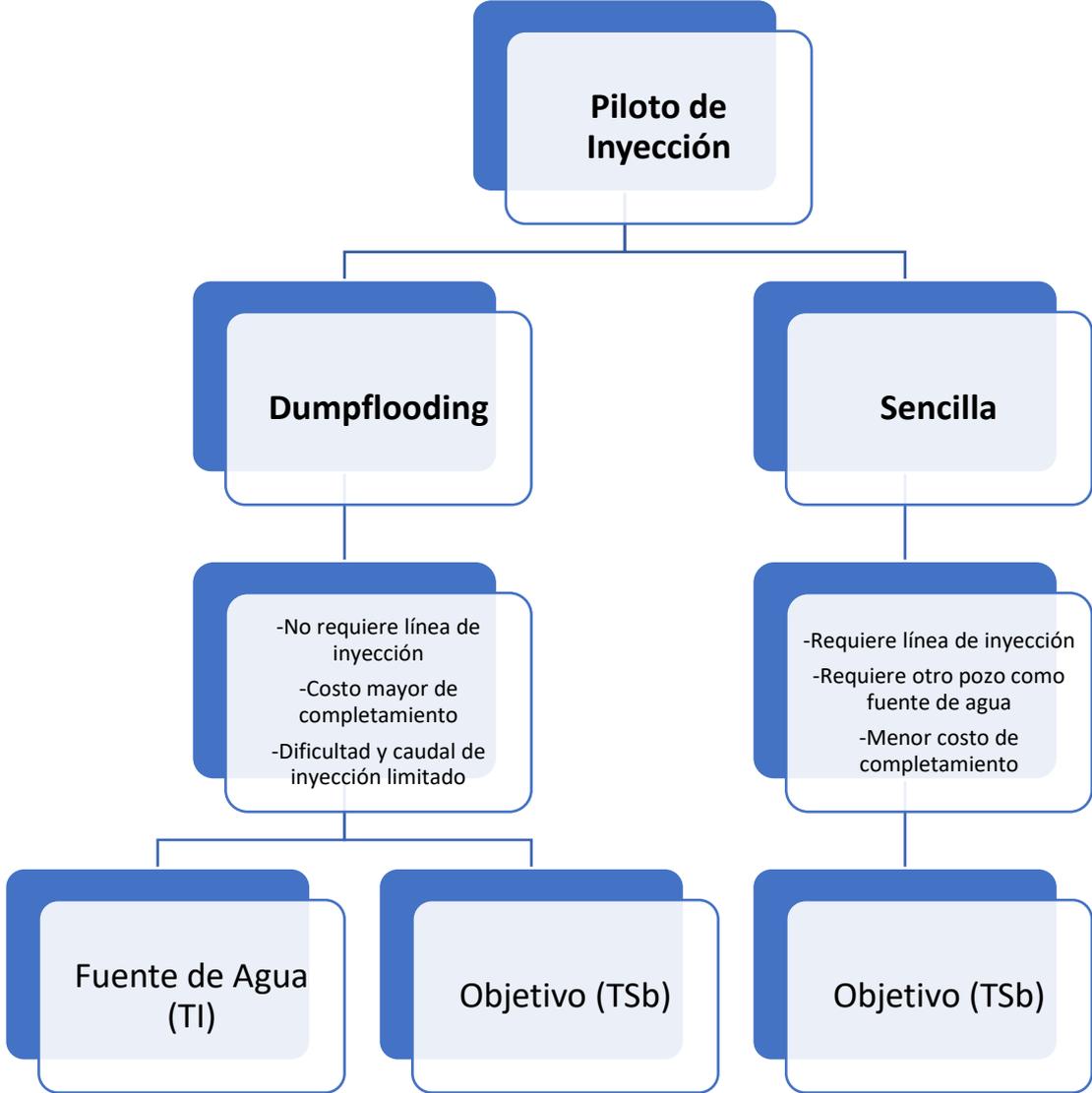
Adicional, (PRMS, 2018) manifiesta que los proyectos de recuperación mejorados deben cumplir con los mismos criterios de madurez técnica y comercial de Reservas que los proyectos de recuperación primaria. Cuyo juicio sobre la comercialidad se basa en los resultados del proyecto piloto dentro del yacimiento bajo estudio o por comparación con un yacimiento con propiedades análogas de roca y fluido y donde se haya aplicado con éxito un proyecto similar de recuperación mejorada.

Los recobros incrementales por métodos de recuperación mejorada que aún no hayan sido establecidas a través de aplicaciones comerciales rutinarias exitosas, son incluidas como Reservas únicamente después de ver un comportamiento favorable de producción del yacimiento bajo estudio, ya sea desde (a) un piloto representativo o (b) una instalación parcial del proyecto, en donde la respuesta proporcione apoyo para el análisis sobre el cual está basado el proyecto. Los recursos del proyecto de recuperación mejorada se mantendrán clasificados como Recursos Contingentes Pendientes de Desarrollo, hasta que el piloto haya demostrado la viabilidad técnica y comercial y el proyecto completo pase el "punto de decisión" de Justificado para el Desarrollo (PRMS, 2018).

5.3 Diseño de la solución

Ya esclarecida la factibilidad técnica del proyecto de inyección, la implementación de la misma propone 2 alternativas de completamiento resumidas en la siguiente figura.

Figura 58: Alternativas de completamiento para la implementación del piloto de inyección en la arenisca TSb



Adicional, la inversión de estas facilidades pueden ser reusadas y readecuadas para la implementación de un proyecto de características similares en el campo Edén-Yuturi, p.e., inyección de agua en la arenisca M2 o en la arenisca U Media, las cuales presentan un buen desarrollo en el área.

5.4 Factibilidad técnica y definición de recursos

La (PRMS, 2018) plantea que la evaluación inicial de recursos se basa en la aplicación de un proyecto inicial de desarrollo. Los proyectos incrementales están diseñados para aumentar la eficiencia de recobro, reducir los costos o acelerar la producción mediante el mantenimiento o los cambios en los pozos, completamientos o instalaciones de producción y tratamiento o a través de la perforación de relleno (infill) o la recuperación mejorada como es la propuesta de este estudio.

Las cantidades incrementales relacionadas se clasifican de manera similar en el rango de incertidumbre de recobro. Así, el cambio de recobro proyectado se puede incluir en Reservas si el grado de compromiso es tal que el proyecto ha alcanzado madurez comercial. La cantidad de dicho recobro incremental debe estar respaldada por evidencia técnica que justifique la confianza relativa en la categoría de recursos asignada. Definiéndose como los mejores escenarios de inyección de agua en la arenisca TSb el caso 3 (patrón de inyección pozo EDYK-168) y escenario 4 (patrón de inyección combinada pozos EDYK-168 y EDYJ-072) los cuales revelan un potencial claro de poder incrementar el factor de recobro actual mediante un proyecto de recuperación secundaria.

Adicional, (PRMS, 2018) esclarece que los recursos del proyecto de recuperación mejorada propuesta en este estudio se mantendrán clasificados como Recursos Contingentes Pendientes de Desarrollo, hasta que la ejecución de un plan piloto demuestre la viabilidad técnica y comercial. Así el proyecto completo pasará el "punto de decisión" de Justificado para el Desarrollo.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Los resultados de simulación y ajuste histórico por balance de materia mediante el uso del software MBAL concluye que el área de estudio tiene un POES de magnitud de 12.00 MMbbls aproximadamente. Similar al estimado de manera analítica. Definiendo un POES de 12.32 MMbbls para el área de estudio.

Se sostiene que el método de asignación de producción histórica $K^*H^*\Delta P$ presenta una mayor confiabilidad ante el método K^*H^*Pr debido a que incluye el análisis de condiciones dinámicas y estáticas; estableciéndose que la producción acumulada del área de estudio es de 2.45 MMbbls de petróleo. Así, estimándose un factor de recobro actual del 20% para el área de estudio, el cual guarda buena relación con el comportamiento y grado de madurez de los pozos productores del área.

Una incertidumbre que puede ayudar a mejorar el ajuste histórico y asignación de producción a futuro es la de adquisición de información reciente de presiones de reservorio. Esto aportaría de gran manera al entendimiento y ajuste de condiciones actuales del reservorio.

El estudio presenta la posibilidad de recuperar 576 Mbbls de petróleo adicionales mediante la implementación del piloto de inyección con el pozo EDYK-168, aumentando el factor de recobro del área de 27 a 32%. O la posibilidad de recuperar 900 Mbbls de petróleo mediante la implementación de un piloto de inyección más amplio con 2 pozos inyectoros EDYK-168 y EDYJ-072, garantizando el desplazamiento del banco de petróleo desde los límites del área hacia el centro de la estructura, incrementando el factor de recobro de 27 a 35%.

Se concluye que existe factibilidad técnica para la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca TSb del campo Edén-Yuturi. Y no asegurando más allá que el proyecto pueda llegar a cubrir todas las demandas de facilidades, mantenimiento y ejecución de actividades bajo unas condiciones de mercado.

Según los lineamientos de la (PRMS, 2018) se esclarece que los recursos del proyecto de recuperación mejorada propuesta en este estudio se mantendrán clasificados como Recursos Contingentes Pendientes de Desarrollo, hasta que la ejecución de un plan piloto demuestre la viabilidad técnica y comercial.

Recomendaciones

Se recomienda en el caso de implementarse el proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria en el reservorio TSb. El desarrollo de un plan de monitoreo que permita tomar medidas correctivas o alternativas para controlar los patrones de inyección y balance de fluido. Con la finalidad de evadir prematuras intrusiones de agua asociada a la inyección de agua o formación de canales preferenciales que limiten el recobro y barrido areal del proyecto. Además, al ser un plan piloto, se recomienda no exceder las tasas de inyección propuestas hasta establecer criterios claros de respuesta y necesidad de aumentar o reducir tasas de inyección en base a resultados y observaciones futuras.

Para un futuro la disponibilidad de todos los diagramas mecánicos de los pozos contribuiría en afinar la estimación de algunos parámetros usados en los cálculos por ejemplo la P_{wf} y para el análisis de candidatos y oportunidades.

BIBLIOGRAFÍA

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO. Versión Actualizada*. Quito: IFEA, IRD, PETROAMAZONAS EP. 3ra Ed. EDICIÓN ESPECIAL CONMEMORATIVA POR LOS 80 AÑOS DE SCHLUMBERGER EN EL ECUADOR.
- Bidner, M. (2001). *Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo*. Buenos Aires: Eudeba.
- Emery, D., & Myers, K. (1996). *Sequence Stratigraphy*. Oxford, UK: Blackwell.
- Gonzales, G., Bermeo, P., Alvarez, I., Lafournere, J., Henson, R., Fonseca, C., . . . Proaño, G. (2015). Improving Recovery from a Mature Reservoir by Understanding the Stratigraphy, Eden-Yuturi Field, Oriente Basin, Ecuador. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Quito, Ecuador*, 1-17.
- Jaillard, Bengtson, P., & Dhondt, A. (2005). Late Cretaceous marine transgressions in Ecuador and northern Peru: A refined stratigraphic framework. *Journal of South American Earth Sciences V 19*, 307-323.
- Jaillard, E. (1992). La Fase Peruana Cretáceo Superior en la Margen Peruana. *Boletín de la Sociedad Geológica del Perú. V. 83*, 81-87.
- Jaillard, E. (1997). *Síntesis estratigráfica y sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*. Quito: Informe final del convenio Orstom-Petroproducción.
- Kappos, L., Economides, M., & Buscaglia, R. (2011). A Holistic Approach to Back Allocation of Well Production. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE*, 1-13.
- Library. (2022). *Library*. Retrieved from <https://1library.co/article/mojabilidad-roca-propiedades-roca-fluidos.ydxm27lz>
- Martínez, D. (2016). *El Factor de Recuperación; la Incertidumbre en su Cálculo*. México: UNAM, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Mathalone, J., & Montoya, M. (1995). *Petroleum Geology of the Sub-Andean Basins of Peru*. Peru: GeoScienceWorld.
- Monroy, B., & Pérez, J. (2017). *Evaluación Técnica de los Patrones de Inyección de Agua mediante Simulación Analítica en Cinco Pozos del Bloque V Centro del Campo*

- Yarigui-Cantagallo mediante el Software SAHARA*. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy*. Wiley - Blackwell, 2nd Edition.
- Pelaez, L., Cornejo, P., Villarroel, L., Fun Sang, B., Salazar, F., Reyes, I., . . . Valdez, A. (2022). Eden Yuturi's Hydraulic Fracturing Evolution: Improving Well Performance from Highly Laminated Reservoirs in Ecuador. *SPE Western Regional Meeting held in Bakersfield, California, USA*, 1-24.
- Petroamazonas EP. (2013). *PROYECTO SEDIMENTOLOGICO Y ESTRATIGRAFICO PARA LOS MIEMBROS M1, M2, U SUPERIOR; U INFERIOR, T SUPERIOR Y T INFERIOR DE LA FORMACION NAPO EN LOS CAMPOS EDEN YUTURI, PAÑACOCA, TUMALI, DUMBIQUE; CAMPO YANAHURCO, SAN ROQUE Y TANGAY*. Quito-Ecuador: Halliburton.
- PRMS. (2018). *Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo / Petroleum Resources Management System*. Society of Petroleum Engineers & Oil and Gas Reserves Committee.
- Rivadeneira, M., & Almeida, P. (2014). Características de los Reservorios Cretácicos de la Cuenca Oriente. *La Cuenca Oriente Geología y Petróleo*.
- Rodas, J., Vega, J., Alvarez, I., Lafournere, J., Henson, R., Fonseca, C., . . . Morales, O. (2015). New Opportunities Identification Workflow, Pañacocha Field, Oriente Basin, Ecuador. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. 1-10). Quito: SPE - Society of Petroleum Engineers.
- Satter, A., & Thakur, G. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. PennWell Books.
- Schlumberger. (2022). *Energy Glossary*. Retrieved from https://glossary.slb.com/es/terms/i/injection_pattern
- Schlumberger. (2022). *Schlumberger Energy Glossary*. Retrieved from <https://glossary.slb.com>
- Tschopp, H. (1953). Oil explorations in the Oriente of Ecuador. *American Association of Petroleum Geologist, Bulletin 37, vol. 10*, 2303-2347.

Urien, C., & Zambrano, J. (1985). Las Cuencas Subandinas Desde Venezuela Hasta el Plateau de Las Malvinas. *II Simposio Bolivariano: Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas*.

DIAGRAMAS Y ANEXOS

Diagrama 1: Esquema mecánico general de completación de inyector simple

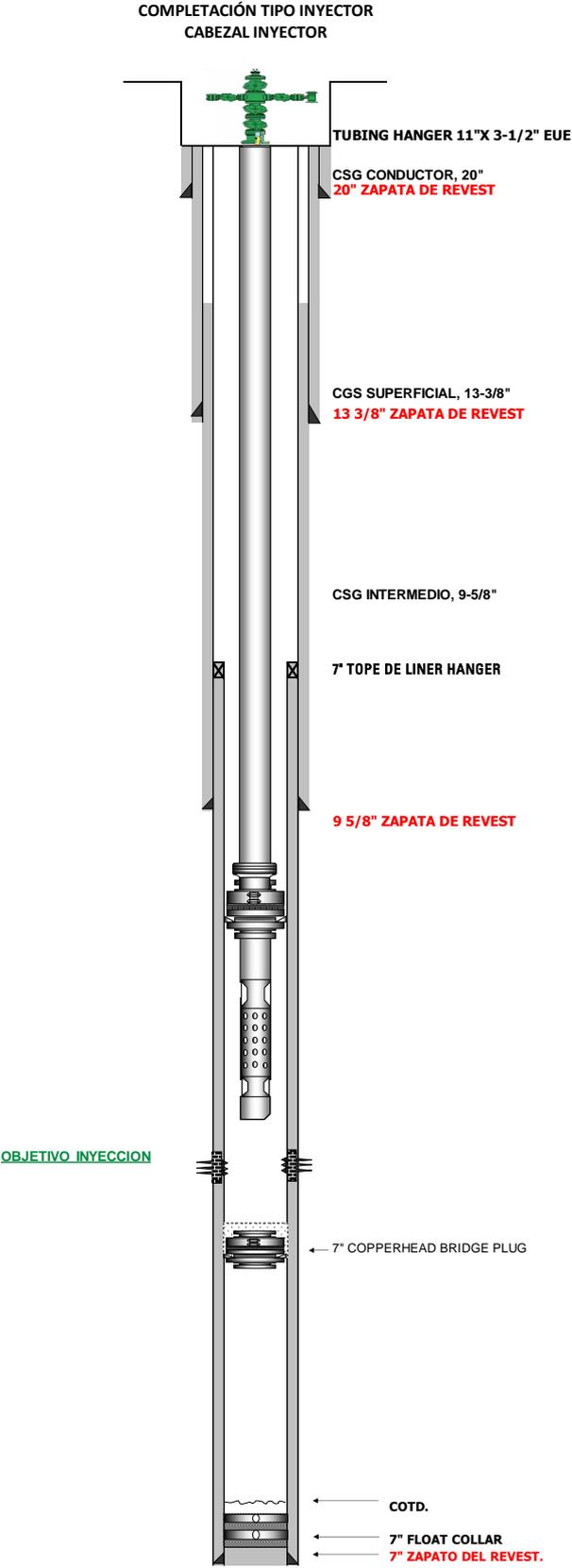
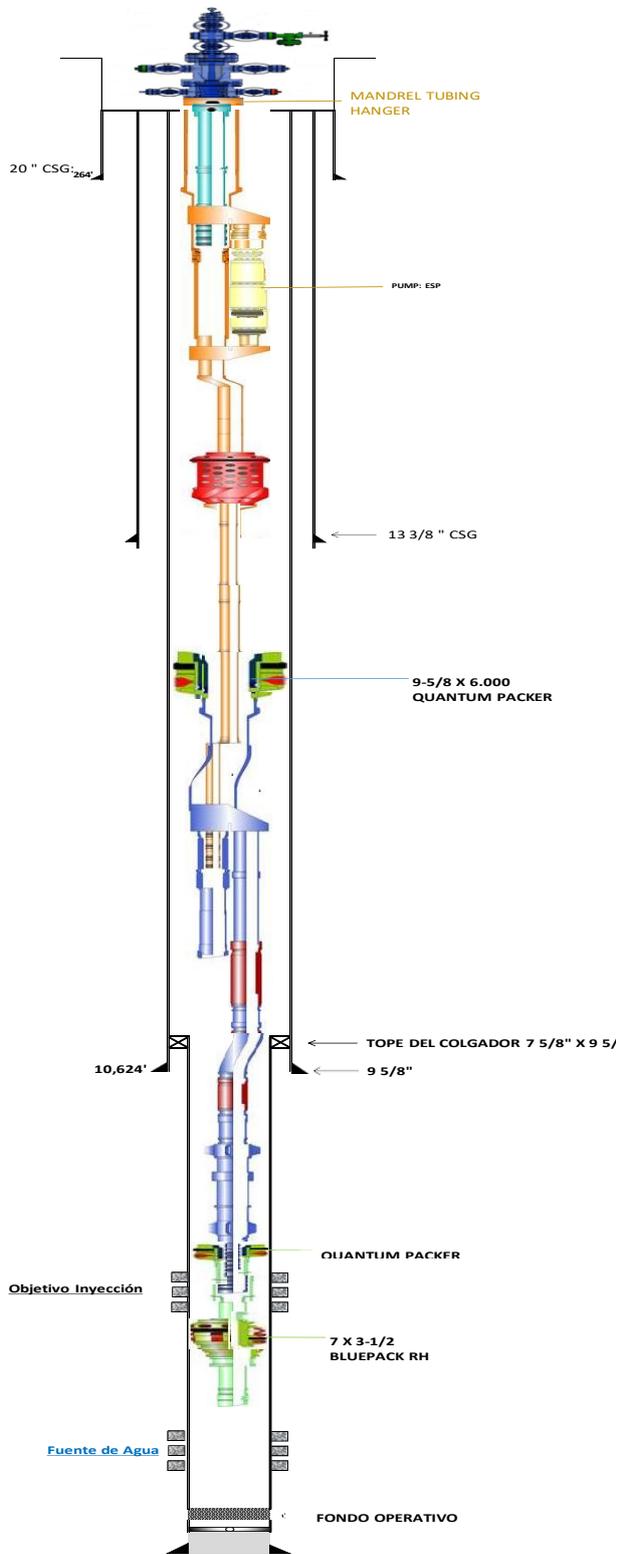


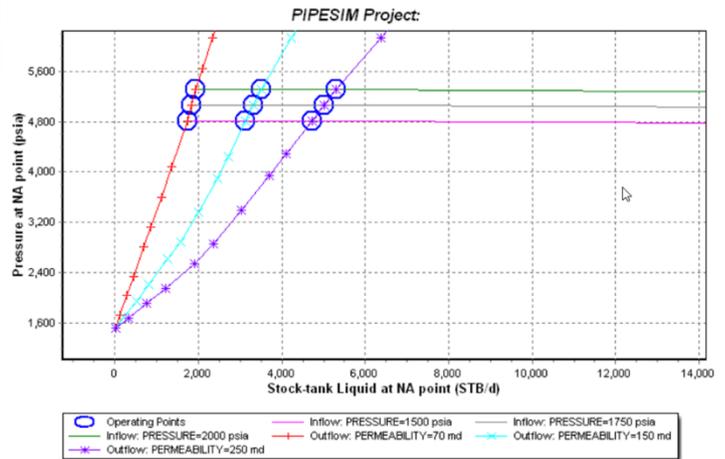
Diagrama 2: Esquema mecánico general de completación de inyector Dumpflooding



Anexo 1: Análisis Nodal del candidato EDYF-117 a inyector en la arenisca TSb, considerando completación simple

EDYF-117 Pozo Inyector Tsb

| | |
|------------------|-------------------------|
| Pozo: | EDYF-117 Iny-Tsb |
| Fluido Inyector: | Agua |
| T iny Sup: | 100 °F |
| P iny Sup: | 1500-2000 Psi |
| P reservorio: | 1500 Psi |
| Temperatura: | 114 °F |
| Espesor neto: | 6 ft (TVD) |
| Rw: | 4.25" |
| Permeabilidad: | 70-250 Md |
| Daño: | 3 |



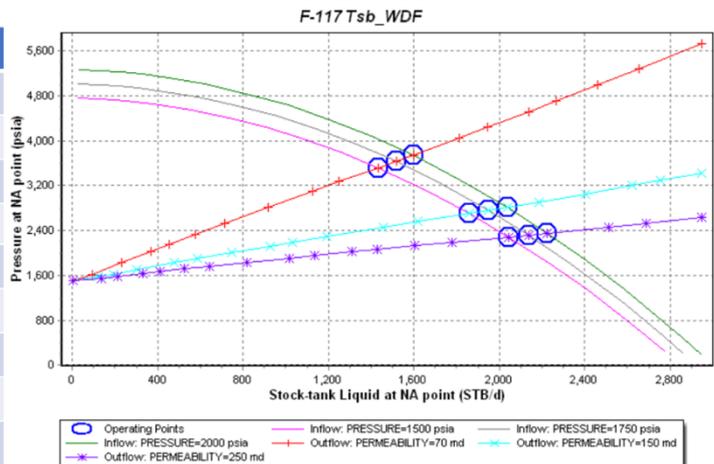
Tipo de Completación: Pozo inyector Sencillo (casing 7" + 9 5/8" Packer)

| Caso | Permeabilidad (mD) | Agua de Inyección (BAPD) | Pwf (Psi) |
|--------------|--------------------|--------------------------|-------------|
| Bajo | 70 | 1700 | 4800 |
| Medio | 150 | 3200 | 5000 |
| Alto | 250 | 5200 | 5300 |

Anexo 2: Análisis Nodal del candidato EDYF-117 a inyector en la arenisca TSb, considerando completación dumpflooding

EDYF-117 Pozo Inyector Tsb Dumpflooding

| | |
|------------------|-------------------------|
| Pozo: | EDYF-117 Iny-Tsb |
| Fluido Inyector: | Agua |
| T iny Sup: | 100 °F |
| P iny Sup: | 1500-2000 Psi |
| P reservorio: | 1500 Psi |
| Temperatura: | 114 °F |
| Espesor neto: | 6 ft (TVD) |
| Rw: | 4.25" |
| Permeabilidad: | 70-250 Md |
| Daño: | 3 |



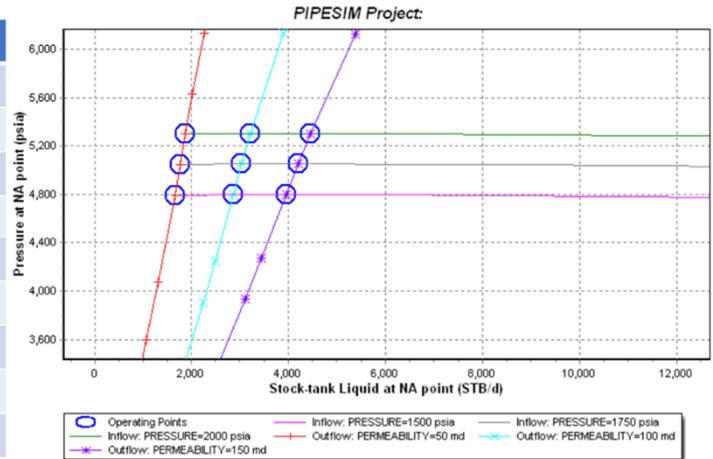
Tipo de Completación: Pozo inyector Dumpflooding

| Caso | Permeabilidad (mD) | Agua de Inyección (BAPD) | Pwf (Psi) |
|--------------|--------------------|--------------------------|-------------|
| Bajo | 70 | 1400 | 3500 |
| Medio | 150 | 1950 | 2750 |
| Alto | 250 | 2200 | 2360 |

Anexo 3: Análisis Nodal del candidato EDYJ-072 a inyector en la arenisca TSb, considerando completación simple

EDYJ-072 Pozo Inyector Tsb

| | |
|------------------|------------------|
| Pozo: | EDYJ-072 Iny-Tsb |
| Fluido Inyector: | Agua |
| T iny Sup: | 100 °F |
| P iny Sup: | 1500-2000 Psi |
| P reservorio: | 1500 Psi |
| Temperatura: | 114 °F |
| Espesor neto: | 10 ft (TVD) |
| Rw: | 4.25" |
| Permeabilidad: | 50-150 Md |
| Daño: | 3 |



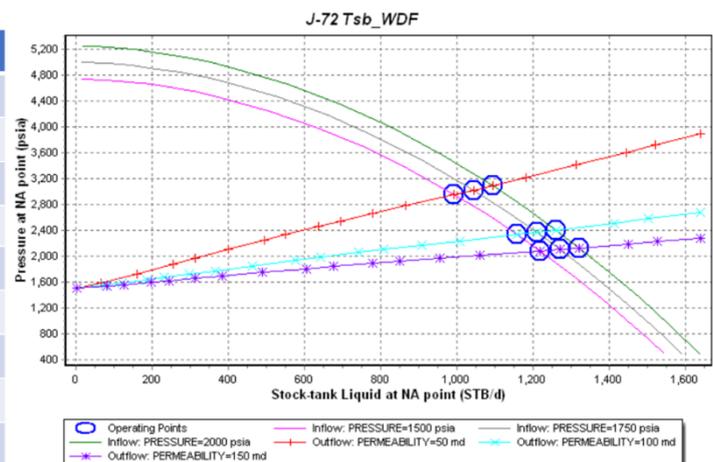
Tipo de Completación: Pozo inyector Sencillo (casing 7" + 9 5/8" Packer)

| Caso | Permeabilidad (mD) | Agua de Inyección (BAPD) | Pwf (Psi) |
|-------|--------------------|--------------------------|-----------|
| Bajo | 50 | 1500 | 4800 |
| Medio | 100 | 3000 | 5050 |
| Alto | 150 | 4400 | 5280 |

Anexo 4: Análisis Nodal del candidato EDYJ-072 a inyector en la arenisca TSb, considerando completación dumpflooding

EDYJ-072 Pozo Inyector Tsb Dumpflooding

| | |
|------------------|------------------|
| Pozo: | EDYJ-072 Iny-Tsb |
| Fluido Inyector: | Agua |
| T iny Sup: | 100 °F |
| P iny Sup: | 1500-2000 Psi |
| P reservorio: | 1500 Psi |
| Temperatura: | 114 °F |
| Espesor neto: | 10 ft (TVD) |
| Rw: | 4.25" |
| Permeabilidad: | 50-150 Md |
| Daño: | 3 |



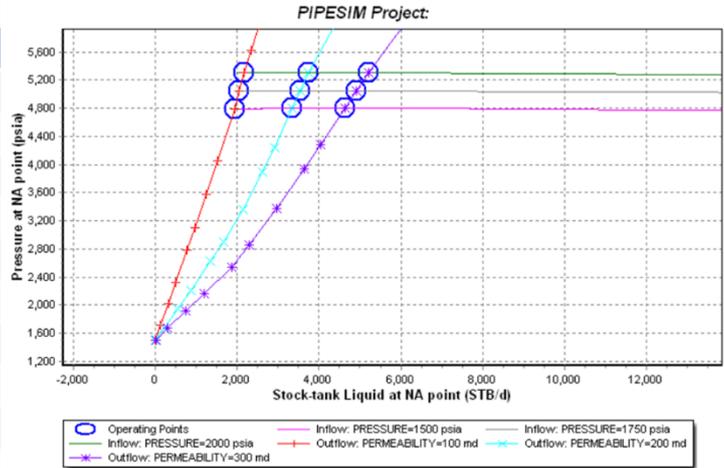
Tipo de Completación: Pozo inyector Dumpflooding

| Caso | Permeabilidad (mD) | Agua de Inyección (BAPD) | Pwf (Psi) |
|-------|--------------------|--------------------------|-----------|
| Bajo | 50 | 980 | 2960 |
| Medio | 100 | 1200 | 2360 |
| Alto | 150 | 1300 | 2100 |

Anexo 5: Análisis Nodal del candidato EDYK-168 a inyector en la arenisca TSb, considerando completación simple

EDYK-168 Pozo Inyector Tsb

| | |
|------------------|-------------------------|
| Pozo: | EDYK-168 Iny-Tsb |
| Fluido Inyector: | Agua |
| T iny Sup: | 100 °F |
| P iny Sup: | 1500-2000 Psi |
| P reservorio: | 1500 Psi |
| Temperatura: | 114 °F |
| Espesor neto: | 5 ft (TVD) |
| Rw: | 4.25" |
| Permeabilidad: | 100-300 Md |
| Daño: | 3 |



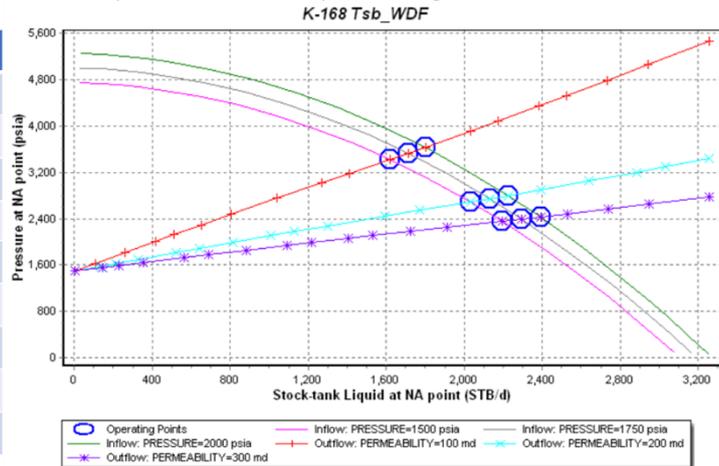
Tipo de Completación: Pozo inyector Sencillo (casing 7" + 9 5/8" Packer)

| Caso | Permeabilidad (mD) | Agua de Inyección (BAPD) | Pwf (Psi) |
|--------------|--------------------|--------------------------|-------------|
| Bajo | 100 | 1900 | 4800 |
| Medio | 200 | 3500 | 5000 |
| Alto | 300 | 5300 | 5300 |

Anexo 6: Análisis Nodal del candidato EDYK-168 a inyector en la arenisca TSb, considerando completación dumpflooding

EDYK-168 Pozo Inyector Tsb Dumpflooding

| | |
|------------------|-------------------------|
| Pozo: | EDYK-168 Iny-Tsb |
| Fluido Inyector: | Agua |
| T iny Sup: | 100 °F |
| P iny Sup: | 1500-2000 Psi |
| P reservorio: | 1500 Psi |
| Temperatura: | 114 °F |
| Espesor neto: | 5 ft (TVD) |
| Rw: | 4.25" |
| Permeabilidad: | 100-300 Md |
| Daño: | 3 |



Tipo de Completación: Pozo inyector Dumpflooding

| Caso | Permeabilidad (mD) | Agua de Inyección (BAPD) | Pwf (Psi) |
|--------------|--------------------|--------------------------|-------------|
| Bajo | 100 | 1600 | 3400 |
| Medio | 200 | 2100 | 2700 |
| Alto | 300 | 2400 | 2400 |