

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE
EXPLOTACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE
PRODUCCIÓN CONJUNTA EN LA ZONA DE INFLUENCIA
POR INYECCIÓN DE AGUA”**

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleos con Mención en recobro por
inyección de agua y gas**

Presentado por:

María Isabel Barzallo Correa

Mónica Paulina Paredes Moreno

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

A Dios, por brindarme vida y salud para seguir alcanzando objetivos.

A mis padres y hermanos por su apoyo incondicional y ser parte de mi motivación en las distintas etapas de mi desarrollo personal y profesional.

María Isabel Barzallo

DEDICATORIA

Dedicado a Dios por todas sus bendiciones y a mi familia por incentivarme a continuar desarrollando mi carrera.

Mónica Paredes

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por la vida y todas sus bendiciones.

A la ESPOL y a todos los docentes por los conocimientos impartidos. A mi compañera por el trabajo en equipo, gracias a todas las personas involucradas en este proyecto, sin las cuales esto no hubiese sido posible.

María Isabel Barzallo

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a la ESPOL y todas las personas que de una u otra manera aportaron para que este proyecto se hiciera posible.

Mónica Paredes

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *María Isabel Barzallo Correa y Mónica Paulina Paredes Moreno* damos nuestro consentimiento para que la ESPOOL 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"

María Isabel Barzallo Correa

Mónica Paulina Paredes Moreno

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Vanessa Aguas

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El campo maduro Shushufindi, tiene como reto principal mantener e incrementar la producción de petróleo, siendo el proyecto de inyección de agua en las areniscas U Inferior y U Superior, uno de los métodos que ha ayudado a cumplir con los objetivos de producción. Otra estrategia para el desarrollo del campo ha sido la producción conjunta de varios reservorios que en combinación con el proyecto de inyección de agua representan interesantes retos operacionales.

Los retos operativos y las incertidumbres a nivel de reservorio fueron solventadas a través de la definición de un flujo de análisis y selección de pozos candidatos para ejecutar trabajos de producción conjunta, así como también la aplicación de soluciones técnicas innovadoras y el uso de software como OFM, Pipesim y otros.

En 9 pozos existentes y 5 pozos nuevos se dejaron en producción conjunta entre 2 y 4 reservorios a la vez utilizando completaciones simples y con Y-Tool en algunos casos, obteniendo un incremento en la producción de 8,700 bppd en un período de 18 meses, que representan alrededor de 13 MMbls en un período de 10 años de acuerdo con el análisis de declinación.

La combinación de estrategias de maximización de producción, como son la inyección de agua, perforación de pozos nuevos y producción conjunta, han permitido vencer la declinación natural de los reservorios, incrementar la producción y optimizar la inversión en el campo a través de la explotación de reservas de yacimientos de bajo potencial que por sí solos resultan antieconómicos.

Palabras Clave: Inyección de agua, Producción conjunta, Optimización, Shushufindi.

ABSTRACT

The main challenge for the mature Shushufindi field is to maintain and increase oil production, being the water injection project in the Lowe and Upper U sandstones, one of the methods that has helped to meet the production objectives. Another strategy for the development of the field has been the joint production of several reservoirs that in combination with the water injection project represent interesting operational challenges.

Operational challenges and uncertainties at reservoir level were solved through the definition of an analysis workflow and selection of candidate wells to execute commingled production jobs, as well as the application of innovative technical solutions and the use of software such as OFM, Pipesim and others.

In 9 existing wells and 5 new wells, between 2 and 4 reservoirs were brought on production at the same time using simple completions and Y-Tool in some cases, obtaining an increase in production of ~8,700 bppd in a period of 18 months, which represents about 13 MMbbls in a period of 10 years according to the decline analysis.

The combination of major production maximization strategies, such as water injection, drilling of new wells and commingled production, have allowed overcoming the natural decline of the reservoirs, increasing production and optimizing the investment in the field through the exploitation of low potential reservoirs that are uneconomical on their own.

Keywords: Water Injection, Commingled production, Optimization, Shushufindi

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General	2
1.3.2 Objetivos Específicos.....	2
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Geología general de la Cuenca Oriente	3
1.4.2 Reservorios Primarios y Secundarios del campo	4
CAPÍTULO 2	15
2. Metodología.....	15
2.1 Selección de Candidatos a Workover	16
2.1.1 Revisión de Subsuelo	16
2.1.2 Estado Actual del Proyecto de Inyección de Agua	19
2.1.3 Antecedentes de los Pozos a ejecutar	25

2.1.4	Secuencia Operativa y Soluciones Tecnológicas	26
2.1.5	Estimación de Caudales de Producción Conjunta	30
2.2	Perfil de Producción y Reservas	30
2.3	Análisis Económico	33
CAPÍTULO 3		35
3.	Resultados Y ANÁLISIS	35
3.1	Subsuelo: Continuidad de reservorios y adquisición de información.....	37
3.2	Producción inicial y estimación de producción por arena.....	39
3.2.1	Producción Conjunta de pozos existentes.....	40
3.2.2	Producción Conjunta de pozos nuevos	42
3.3	Seguimiento de WF	44
3.4	Perfil de producción general – Ganancias	45
3.5	Retos Operativos	46
3.6	Análisis Económico	48
CAPÍTULO 4		49
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	49
4.1	Conclusiones	49
4.2	Recomendaciones.....	52
BIBLIOGRAFÍA		54

ABREVIATURAS

WO	Workover
OFM	Oil Field Manager
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
PLT	Production Logging Tool
XPT	Pressure Xpress Tool
CAP	Contacto Agua-Petróleo
POES	Petróleo Original en Sitio
WOR	Water-Oil Ratio
EUR	Estimated Ultimate Recovery
CDU	Costo de Desarrollo Unitario
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interno de Retorno
PERF	Técnica de Perforación
FRACK	Fracturamiento hidráulico
STIM	Estimulaciones ácidas

SIMBOLOGÍA

Ppm	Partes por millón
Cl-	Anión Cloro
CO ₂	Dióxido de Carbono
psi	Pounds per-Square Inches
CaCO ₃	Carbonato de Calcio
K	Permeabilidad
h	Espesor de reservorio
Kh	Permeabilidad por Espesor
Vx	Medidor Multifásico
Np	Producción Acumulada
Bppd	Barriles de Petróleo por Día
Bls	Barriles de Petróleo
USD	Dólares Americanos
USD/bl	Dólares Americanos por Barril de Petróleo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa y Sección estructural de la Cuenca Oriente, con sus tres corredores estructurales-petrolíferos. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)	3
Figura 1.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente (Mancilla, et al., 2008)	4
Figura 1.3 Problemas de producción de agua según (Elphick, 2000)	6
Figura 1.4 Flujo de Trabajo de un Proyecto de Inyección de Agua	7
Figura 1.5 Diseño de Patrones de Inyección (Department of Petroleum Engineering, 2019)	7
Figura 1.6 Análisis de gráfica Hall Plot, (Paredes & Fonseca, 2017)	9
Figura 1.7 Identificación de un pozo productor a la inyección de agua, (Paredes & Fonseca, 2017)	9
Figura 1.8 Tablero de Monitoreo de un Proyecto de Inyección de Agua, (Paredes & Fonseca, 2017)	10
Figura 1.9 Curvas de Índice de Productividad Compuesta, (Ferrer, 1998)	11
Figura 1.10 Completación Selectiva & Completación con Y-Tool	12
Figura 1.11 Principales problemas de Aseguramiento de flujo en pozos de hidrocarburos	13
Figura 1.12 Típica configuración de Bombas Electro-sumergibles (Nuñez & Rodríguez, 2014)	14
Figura 2.1 Flujo de trabajo Multidisciplinario	16
Figura 2.2 Correlación de pozo, como fondo se tiene el modelo de facies de los reservorios candidatos	17
Figura 2.3 Interpretación CAP Actual en el pozo candidato	17
Figura 2.4 Mapa de tendencia de presión de los reservorios U Inferior y U Superior	18
Figura 2.5 Análisis Nodal en Pipesim de un pozo con producción conjunta de 3 reservorios	19
Figura 2.6 Mapa de Sectores de Inyección de agua en el Campo Shushufindi - Aguarico	20
Figura 2.7 Historial de Producción de un pozo del campo en OFM	21
Figura 2.8 Gráfico de Diagnóstico de producción de agua	22

Figura 2.9 Seguimiento de Salinidad del agua de producción de los pozos influenciados	23
Figura 2.10 Monitoreo de los parámetros eléctricos de las bombas electro-sumergibles	23
Figura 2.11 Hall Plot de los pozos Inyectores del Campo	24
Figura 2.12 Análisis de Laboratorio de una muestra de incrustaciones (Paredes M. , 2020)	26
Figura 2.13 Prueba de laboratorio de degradación de Píldora anti-pérdida	27
Figura 2.14 Sensibilidades de daños de formación en Pipesim	27
Figura 2.15 Depositación de escala a nivel de la cara del reservorio (Paredes M. , 2020)	28
Figura 2.16 Inhibidor de incrustaciones en micro-cápsulas (Paredes M. , 2020)	29
Figura 2.17 Desarenador	29
Figura 2.18 Potenciales de Producción Individual y conjunto, Análisis nodal	30
Figura 2.19 Análisis de declinación	31
Figura 2.20 Resultados del Análisis de declinación	32
Figura 2.21 Perfil de producción y acumulada	32
Figura 2.22 Índices Económicos	34
Figura 2.23 VAN en el tiempo	34
Figura 3.1 Estadísticas de pozos con más de un reservorio en producción	36
Figura 3.2 Operaciones de Reacondicionamiento o Completación Inicial	37
Figura 3.3 Análisis de subunidades para identificar continuidad del reservorio	38
Figura 3.4 Registro PULSAR tomado en U Superior	39
Figura 3.5 Seguimiento de Producción: pre y post intervención	40
Figura 3.6 Seguimiento de Producción: pre y post intervención pozo a pozo	41
Figura 3.7 Producción de los pozos ejecutados con producción conjunta	42
Figura 3.8 Ubicación de los Pozos Nuevos ejecutados	43
Figura 3.9 Producción Conjunta de pozos nuevos	43
Figura 3.10 Historial de Producción Conjunta de pozos nuevos	44
Figura 3.11 Perfil comparativo pre y post producciones conjuntas	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Reservorios en producción pre y post intervención	35
---	----

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El campo Shushufindi se encuentra en la cuenca Oriente de la Amazonia ecuatoriana su producción inició en el año 1972.

El campo objeto de estudio tiene dos arenas productoras principales, U Inferior y T Inferior, arenas productoras secundarias, U Superior y T Superior y un reservorio de prioridad terciaria Basal Tena.

El campo Shushufindi es un campo maduro con 50 años de historia de producción donde es un reto la estrategia de intervención para que los pozos resulten económicamente rentables y poder maximizar el valor actual del campo. La producción en conjunto permite un mayor recobro en el presente y la oportunidad de intervenir arenas con bajo potencial, lo cual no sería factible si se tratara una sola formación como único objetivo por pozo.

1.1 Descripción del problema

El campo Shushufindi, es un campo maduro donde el principal reto es mantener e incrementar la producción de petróleo, siendo el proyecto de inyección de agua en las areniscas U Inferior y U Superior en la zona centro – norte uno de los métodos que ha ayudado a cumplir con los objetivos de producción.

Para maximizar el valor actual del campo se requiere el incremento de producción a través de soluciones técnicas innovadoras y rentables. La producción en conjunto ha demostrado ser una buena estrategia para el desarrollo del campo, que a su vez representa interesantes retos operacionales y de reservorio; como la considerable diferencia de presiones y propiedades petrofísicas entre los reservorios que quedarán en producción. Operaciones realizadas en WO anteriores como fracturas hidráulicas y trabajos a realizar como apertura de formaciones ubicadas a mayor profundidad de los reservorios actualmente abiertos, son otros de los retos operacionales a considerar.

Otro punto importante para analizar es el flujo cruzado, considerando que tenemos un proyecto de inyección de agua en un reservorio primario que es U Inferior y en un secundario que es U Superior; para esto, el diseño de los equipos de levantamiento artificial es crucial. Actualmente, Shushufindi tiene todos sus pozos trabajando con equipos electrosumergibles.

1.2 Justificación del problema

La producción individual de reservorios de bajo potencial no es económicamente rentable, por lo que la producción en conjunto resulta ser una de las mejores estrategias para maximizar las reservas recuperadas del campo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Optimizar la producción de petróleo en pozos candidatos influenciados por el método de recuperación mejorada de Inyección de Agua aplicando estrategias de producción conjunta.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar pozos candidatos cuya producción es influenciada por la Inyección de Agua para trabajos de producción conjunta.
- Calcular la producción esperada e incremental por reservorio y por pozo mediante el uso de software Pipesim y análisis de declinación hasta el 2027 mediante el uso de software OFM.
- Establecer las soluciones tecnológicas para los desafíos operacionales de los trabajos de reacondicionamiento en los pozos candidatos, a través de producción conjunta.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Geología general de la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente es una cuenca de antepaís de trasarco. En la Cuenca se han definido tres corredores estructurales-petrolíferos (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014): la Faja Plegada y Corrida Subandina, el Corredor Sacha-Shushufindi y el Sistema Invertido Capirón-Tiputini (Figura 1.1).

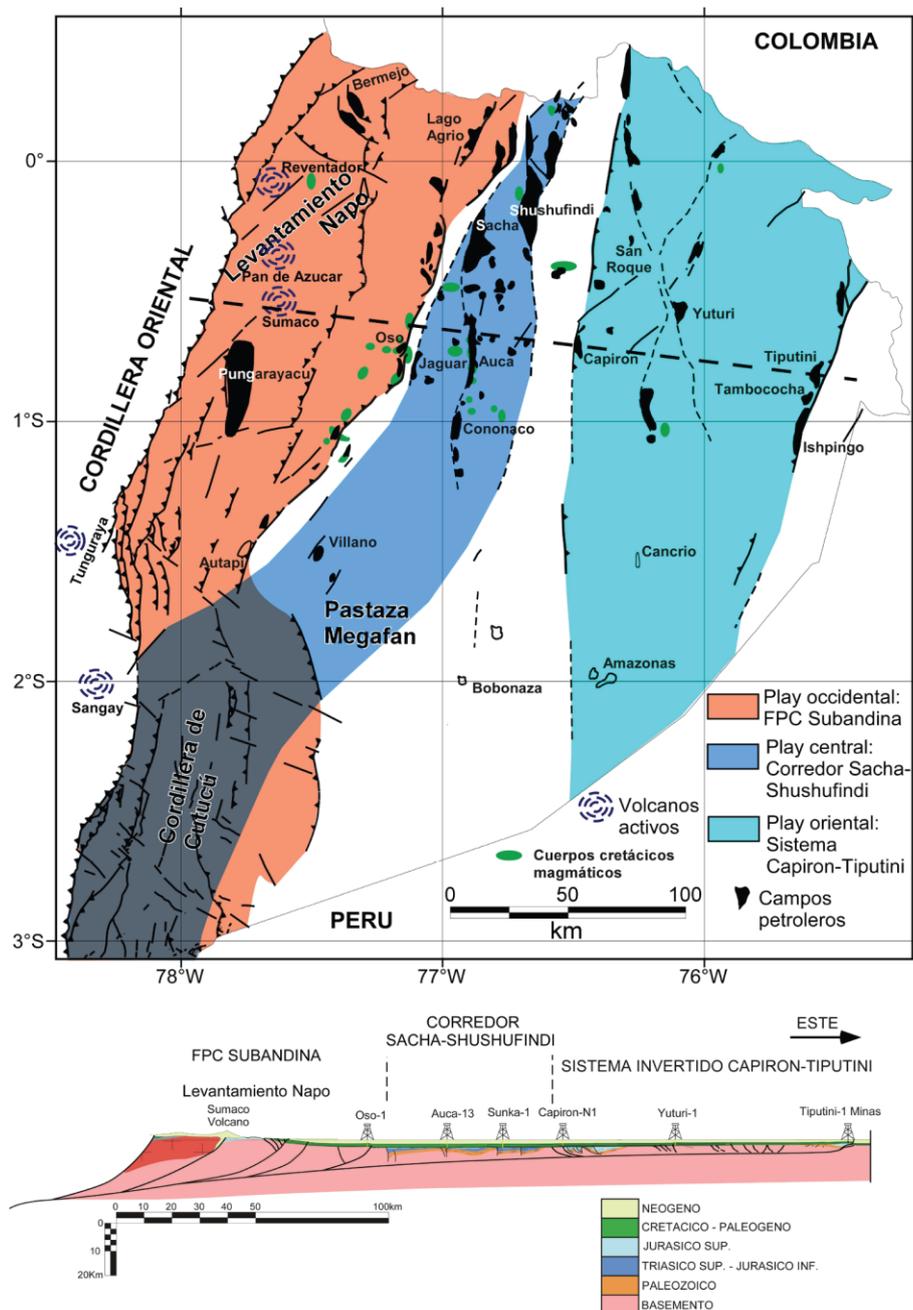


Figura 1.1 Mapa y Sección estructural de la Cuenca Oriente, con sus tres corredores estructurales-petrolíferos. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

El Corredor Sacha-Shushufindi es el más prolífico de la cuenca y concentra alrededor del 54% del volumen de POES total de la cuenca (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

En la Figura 1.2 se resume la estratigrafía y los principales eventos que controlan el desarrollo de la Cuenca Oriente. La sección cretácica de la Cuenca Oriente está constituida por las formaciones Hollín, Napo y Basal Tena, estas areniscas son las principales productoras de hidrocarburo (Mancilla, et al., 2008).

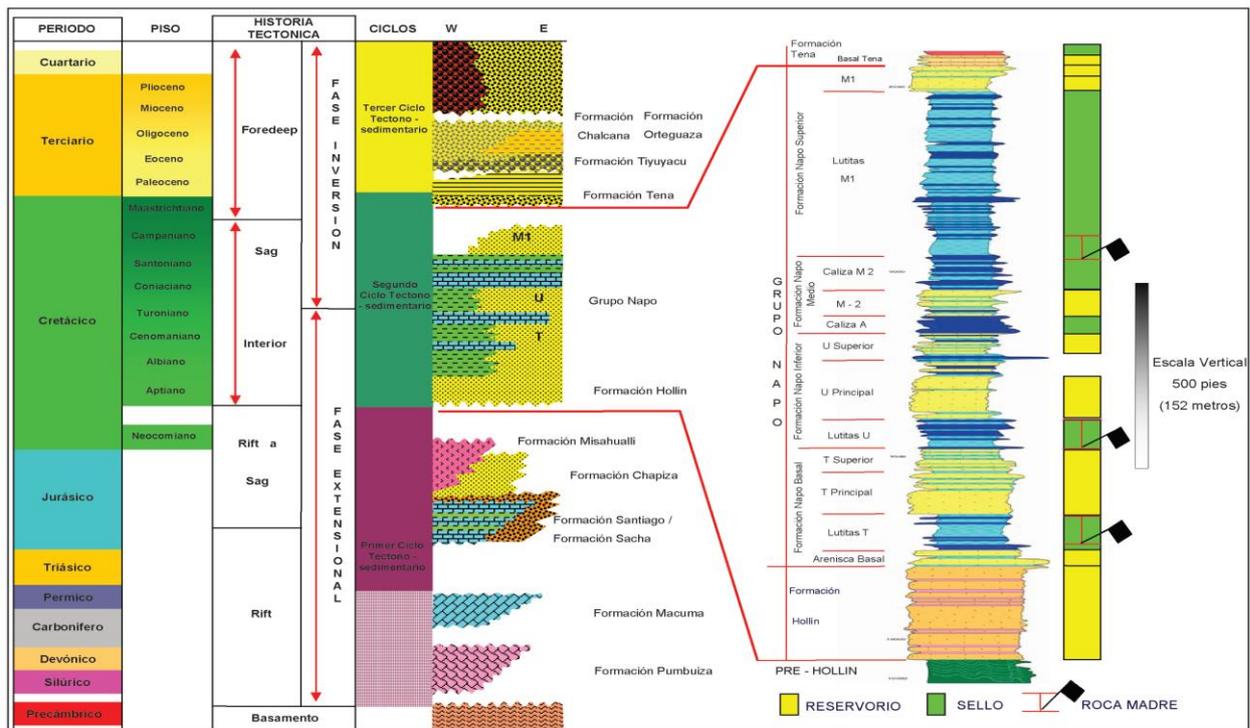


Figura 1.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente (Mancilla, et al., 2008)

1.4.2 Reservorios Primarios y Secundarios del campo

En el campo Shushufindi, la formación Napo consta de cuatro reservorios productores: T Inferior, T Superior, U Inferior y U Superior; y un reservorio terciario de la Formación Tena, el miembro Basal Tena. Los principales reservorios son las areniscas T Inferior y U Inferior que han contribuido con más del 90% de la producción total acumulada.

El yacimiento U inferior produce por una combinación de empuje de gas en solución y de empuje hidráulico lateral, el crudo tiene un API entre 16° y 32°, corte de agua entre 1 y 97%, presión de yacimiento entre 800 y 3.000 psi y una presión de saturación de 1.170

psi. El agua de producción registra salinidades entre 11.000 y 82.000 ppm Cl⁻, el amplio rango de variación se debe a la respuesta favorable del proyecto de inyección de agua en la zona Norte y Central del campo. Según los análisis de laboratorio, hay un alto contenido de CO₂ en el gas de producción. Históricamente, los pozos han tenido problemas de corrosión en el fondo del pozo.

El yacimiento T inferior produce por una combinación de empuje de gas en solución con empuje hidráulico de fondo activo, el crudo tiene un API entre 24° y 32°, un corte de agua entre 40 y 96%, una presión de yacimiento entre 1.800 y 2.500 psi, y una presión de saturación de 1.050 psi. El agua de formación tiene salinidades entre 5.000 y 25.000 ppm de Cl⁻. Según los análisis de laboratorio, hay un alto contenido de CO₂ en el gas de producción. Históricamente, los pozos han tenido problemas de depositación de incrustaciones inorgánicas como CaCO₃ desde la cara de los intervalos productores hasta superficie.

Siendo que los reservorios principales producen por empuje hidráulico de fondo activo o lateral, se espera que los pozos produzcan agua; sin embargo, es importante diferenciar entre agua buena y agua mala. En el artículo técnico de (Elphick, 2000) menciona que el agua buena es el agua producida a tasas por debajo del límite económico de la relación agua-petróleo. La producción de agua buena ocurre cuando fluyen en conjunto el agua y petróleo a través de la matriz de la formación. En el mismo artículo se define el agua mala como el agua que se produce y no acarrea petróleo o es mínimo como para pagar el costo del manejo del agua en superficie; es decir, que se produce agua por arriba del límite económico de la relación agua-petróleo.

Principalmente, se han definido diez problemas asociados a la producción de agua mala en la industria petrolera, donde se incluyen problemas asociados a manejo de agua en reservorios que tienen operaciones de inyección de agua como método de recuperación secundaria. Algunos problemas pueden resolverse mecánicamente y otros se requiere de soluciones más complejas debido al movimiento de agua a nivel de reservorio como se describen en el artículo técnico de (Elphick, 2000).

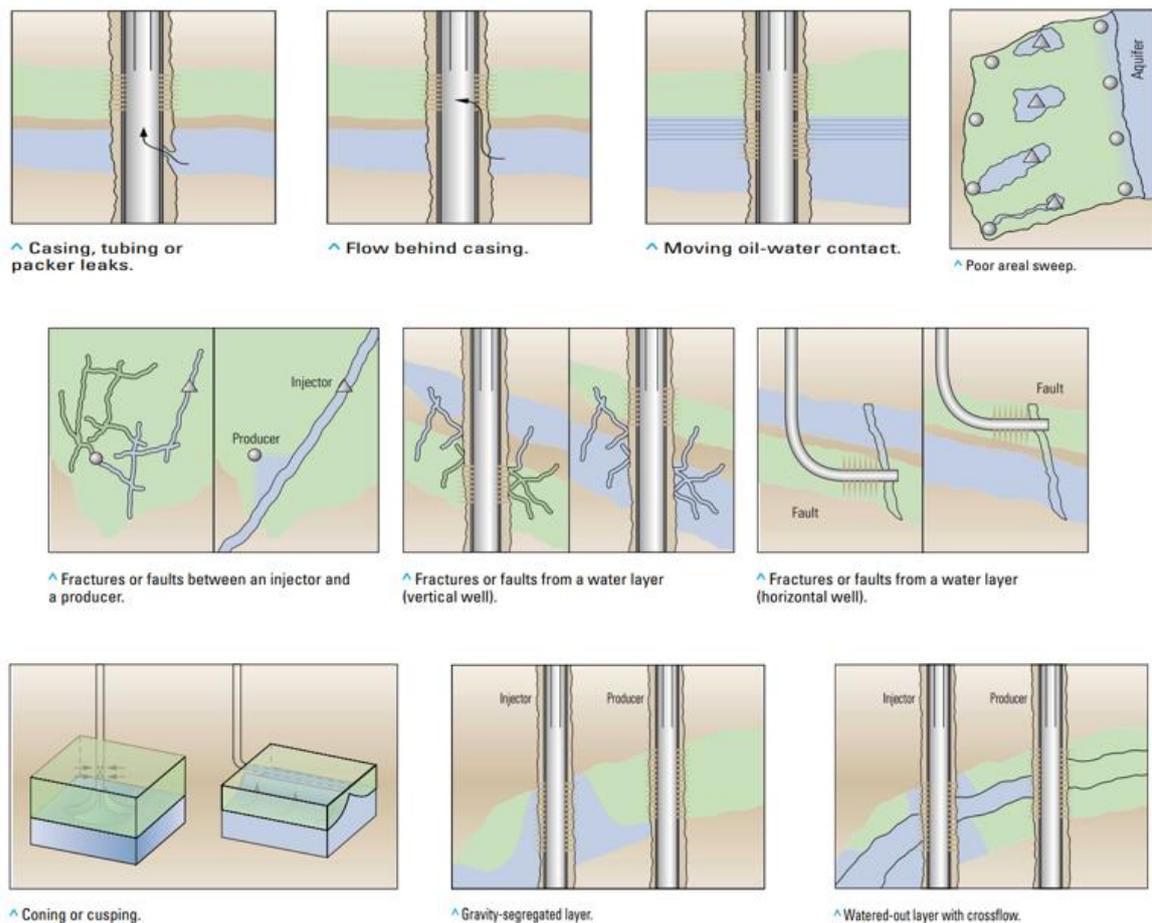


Figura 1.3 Problemas de producción de agua según (Elphick, 2000)

1.4.2 Recuperación Secundaria a través de Inyección de agua

La recuperación secundaria por inyección de agua es uno de los métodos más populares utilizados en la industria para incrementar la presión de reservorio y la eficiencia de barrido (Paredes & Fonseca, 2017).

Este tipo de proyectos generalmente tienen un gran impacto en el desarrollo de un campo hidrocarburífero, por lo que es importante analizar minuciosamente todas las etapas del proyecto de tal manera de minimizar los principales riesgos e incertidumbres.

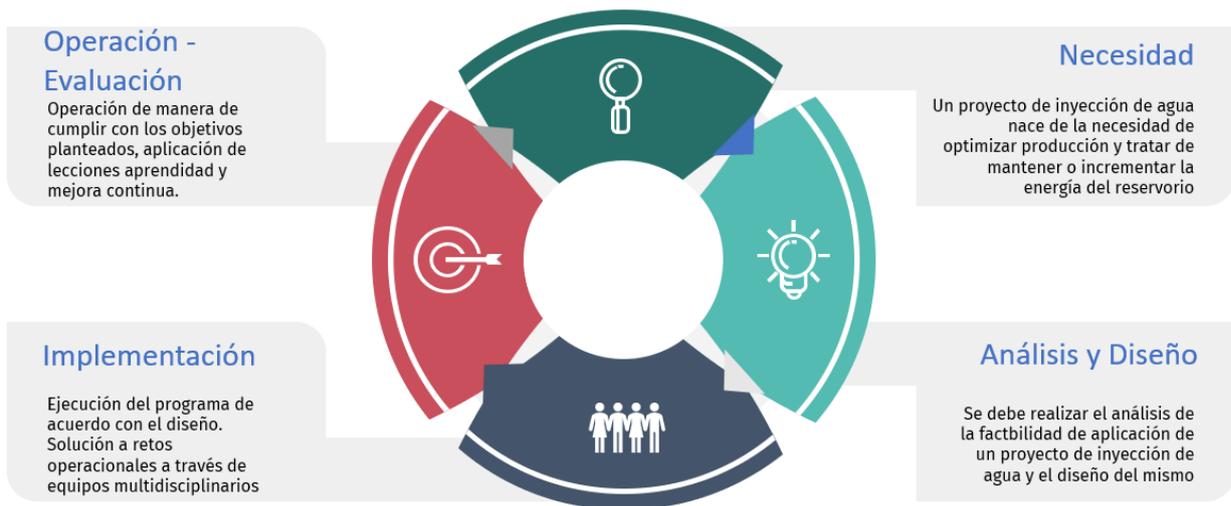


Figura 1.4 Flujo de Trabajo de un Proyecto de Inyección de Agua

El análisis de este tipo de proyectos inicia con un entendimiento adecuado de las características de reservorio como el mecanismo de empuje, la calidad de petróleo, propiedades petrofísicas y continuidad del reservorio.

Una vez que se ha realizado un análisis integral de reservorios, que incluye la parte geológica, petrofísica y el modelo dinámico ajustado a la realidad del campo; se debe definir el tipo de arreglo de pozos o patrones en superficie con el que se obtendrá la mejor eficiencia de barrido y por ende el mayor factor de recobro; un simulador matemático puede ser una gran herramienta que ayude a definir este punto.

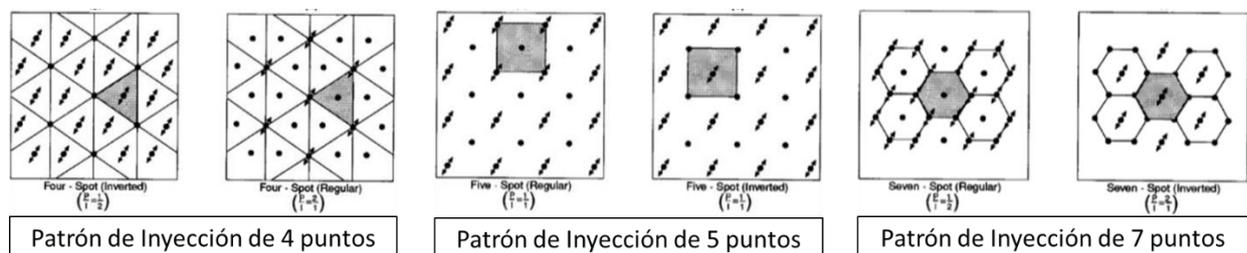


Figura 1.5 Diseño de Patrones de Inyección (Department of Petroleum Engineering, 2019)

No siempre es posible ejecutar en campo el mejor arreglo de patrones de inyección de agua que nos arroja el análisis de reservorio avalado por un simulador, sobre todo en campos maduros que han sido desarrollados sin considerar a futuro la implementación de proyectos de extracción secundaria; en este tipo de casos, los técnicos tratan de

arreglar los patrones de inyección con lo existente en campo y considerando inversión por lo que es importante un análisis técnico – económico.

Otro de los aspectos relevantes en el diseño e implementación de un proyecto de inyección de agua es determinar la fuente de agua para inyección, su tratamiento químico y la compatibilidad con el agua de formación. Normalmente no se recomienda el uso de agua dulce o fresca, puesto que puede generar problemas de incompatibilidad con el agua de formación, acelerar problemas de corrosión en el campo y en muchos casos existen regulaciones gubernamentales que prohíben su uso.

El tratamiento del agua resulta ser un punto clave a nivel de reservorio, lo que se busca es evitar intervenciones costosas para recuperar la inyectividad de los pozos inyectores que puede verse afectado por acumulación de sólidos e hidrocarburos que se acarrea en la corriente de agua (dependiendo de cual fuera la fuente). Otro problema que se puede desencadenar de un mal tratamiento del agua es la acumulación de sólidos en las líneas de superficie lo que causa que se requiera de mayor presión para inyectar un mismo volumen de agua, o en el peor de los casos que se tenga que reducir considerablemente la rata de inyección necesaria para el mantenimiento o incremento de presión del reservorio afectando en los resultados del proyecto.

Una vez que el análisis técnico-económico ha arrojado buenos resultados, inicia la fase de implementación del proyecto, a lo largo de la vida de este se debe considerar adquisición de datos periódicos de tal manera de entender si el proyecto está acorde con lo diseñado y planificado o caso contrario tomar las acciones necesarias para redirigir el proyecto hacia los resultados que se buscan tomando en cuenta las lecciones aprendidas.

Los parámetros o datos básicos que se deben adquirir en los pozos inyectores son las ratas de inyección por cada reservorio en caso de tener completaciones selectivas, uno de los métodos de medición más comunes son los Registros de Inyección; para completaciones sencillas las mediciones pueden ser directas en superficie. Los datos de caudales de inyección deben ser analizados en conjunto con datos de presión en superficie y fondo si fuera posible, así como también con datos de temperatura si hubiera disponibilidad.

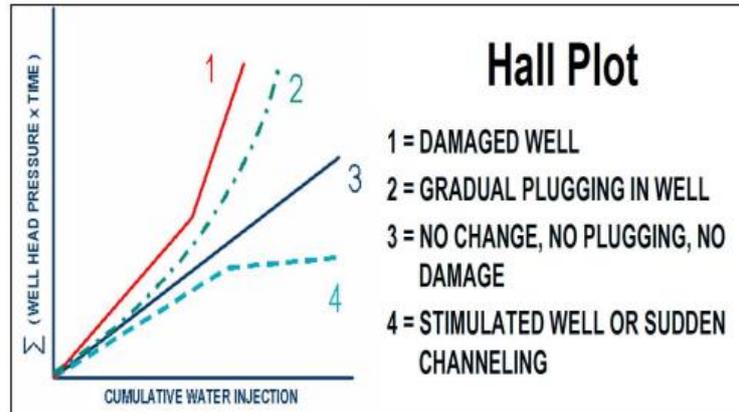


Figura 1.6 Análisis de gráfica Hall Plot, (Paredes & Fonseca, 2017)

El comportamiento de los pozos productores resulta ser clave en el monitoreo de resultados del proyecto de inyección de agua, entre los parámetros más importantes están los caudales de producción y cortes de agua, potenciales o índices de productividad, salinidad del agua de producción, presiones en todo el sistema de producción y desempeño de los equipos de levantamiento artificial utilizados en el campo.

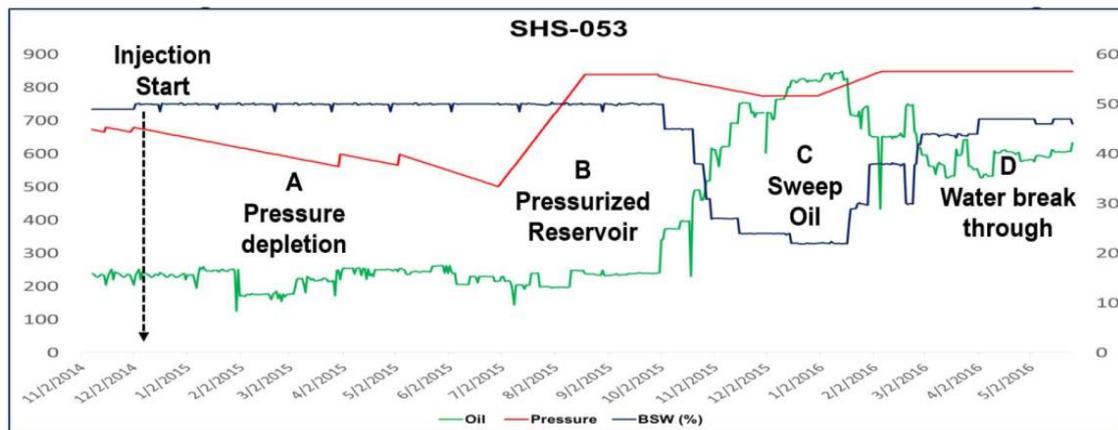


Figura 1.7 Identificación de un pozo productor a la inyección de agua, (Paredes & Fonseca, 2017)

Como se ha detallados en los párrafos anteriores, un proyecto de inyección de agua necesita y genera gran cantidad de información relevante siendo el gerenciamiento de datos uno de los requerimientos imprescindibles en este tipo de proyectos que busca maximizar no solamente el recobro a nivel de reservorio sino también maximizar la eficiencia de los ingenieros a cargo del proyecto y de todos los involucrados.

El monitoreo en tiempo real ha sido una de las herramientas que ha brindado beneficios importantes en el manejo de datos de diferente latencia y de diferentes fuentes. El principal objetivo es reducir el tiempo que toma la búsqueda de información, consolidación y actualización dando prioridad al análisis técnico como tal a través de tableros de mando personalizados para cada proyecto o incluso área, tal como lo describen en el artículo técnico (Paredes & Fonseca, 2017).

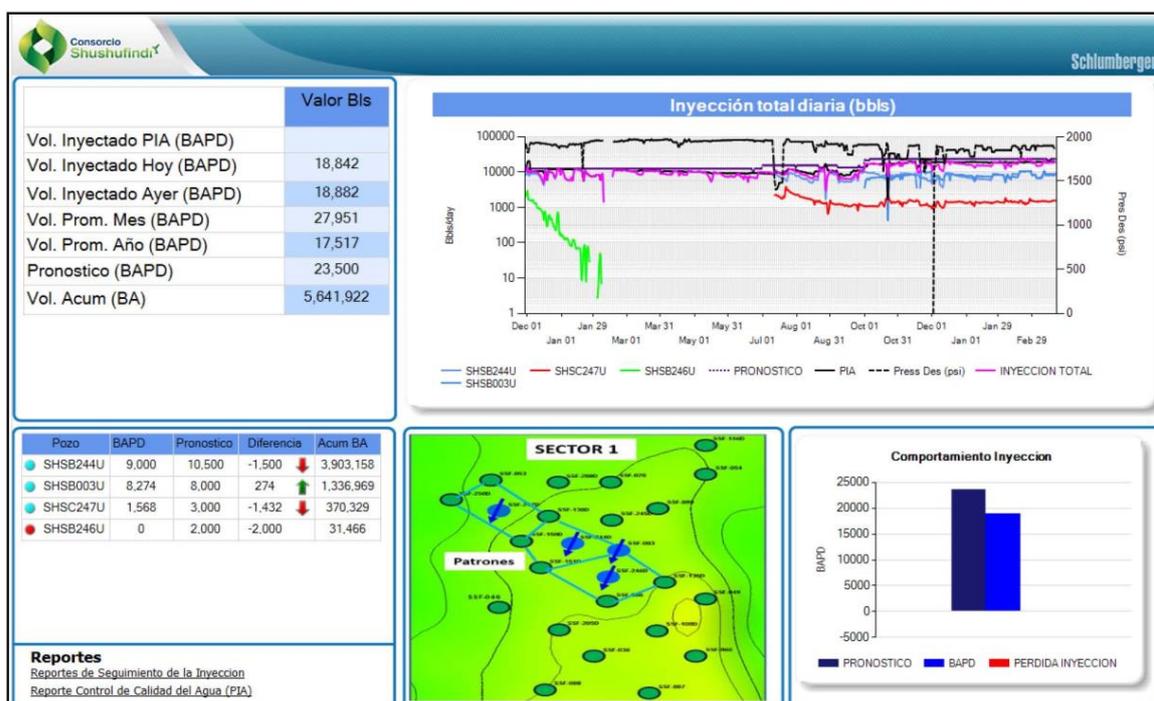


Figura 1.8 Tablero de Monitoreo de un Proyecto de Inyección de Agua, (Paredes & Fonseca, 2017)

Si bien un proyecto de recuperación secundaria por sí solo ayuda a maximizar el recobro de un yacimiento, otra manera de aprovechar el potencial de un campo y reducir los costos operativos es la combinación de varios proyectos como la producción conjunta de varios reservorios inclusive con aquellos en los que se desarrolle un proyecto de inyección de agua. Este tipo de proyectos si bien generan mayores beneficios económicos, también traen retos más complejos que enfrentar y encontrar solución.

1.4.3 Producción Conjunta

Producción conjunta significa producción de petróleo y gas de más de un reservorio a través de un sistema de producción común o línea de flujo sin medidas separadas de

producción de cada yacimiento (Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations, 2013).

De acuerdo con el concepto de producción conjunta detallado en el párrafo anterior, la principal ventaja es la producción de varios yacimientos a través de un mismo pozo lo que permite acelerar la extracción de producción a un costo menor comparando con el caso del desarrollo convencional de abrir un reservorio a la vez y producirlos hasta la tasa económica donde se requerirían varias intervenciones costosas.

En el artículo técnico de (Ferrer, 1998) se detalla una metodología de cálculo del índice de productividad de un pozo con producción conjunta a partir de los potenciales de cada reservorio abierto corroborando la ventaja de la aceleración de producción.

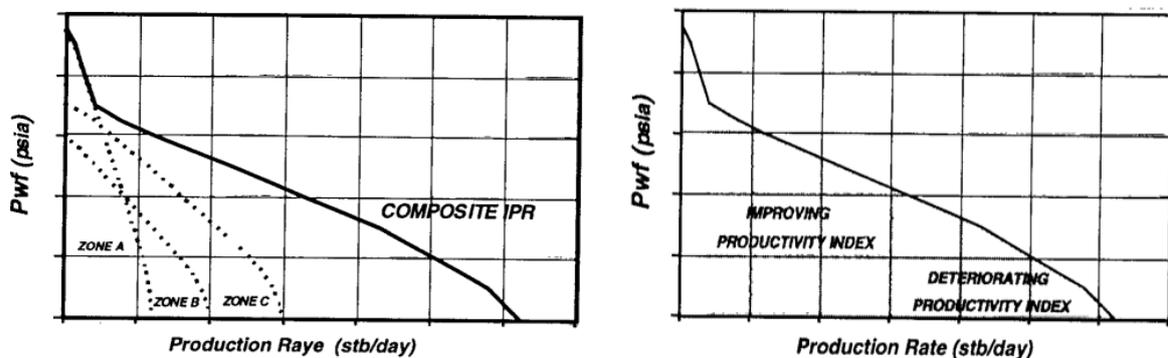


Figura 1.9 Curvas de Índice de Productividad Compuesta, (Ferrer, 1998)

Con respecto de las desventajas de la aplicación de este tipo de metodologías para el desarrollo de un campo, una de las más importantes es la imposibilidad de medir la producción de cada reservorio; sin embargo, este punto se ha convertido en un reto en la industria que ha impulsado la creatividad de los ingenieros, varias metodologías de estimación de producción han sido desarrolladas, unas más complejas que otras y aplicables a diferentes reservorios como la aplicación de Geoquímica. En la parte mecánica y adquisición de información también se registran desarrollos importantes, podemos mencionar las completaciones selectivas, completaciones inteligentes y las completaciones con Y-Tools que permiten tomar registros de producción conocidos como PLT por sus siglas en inglés (Production Logging Tool).

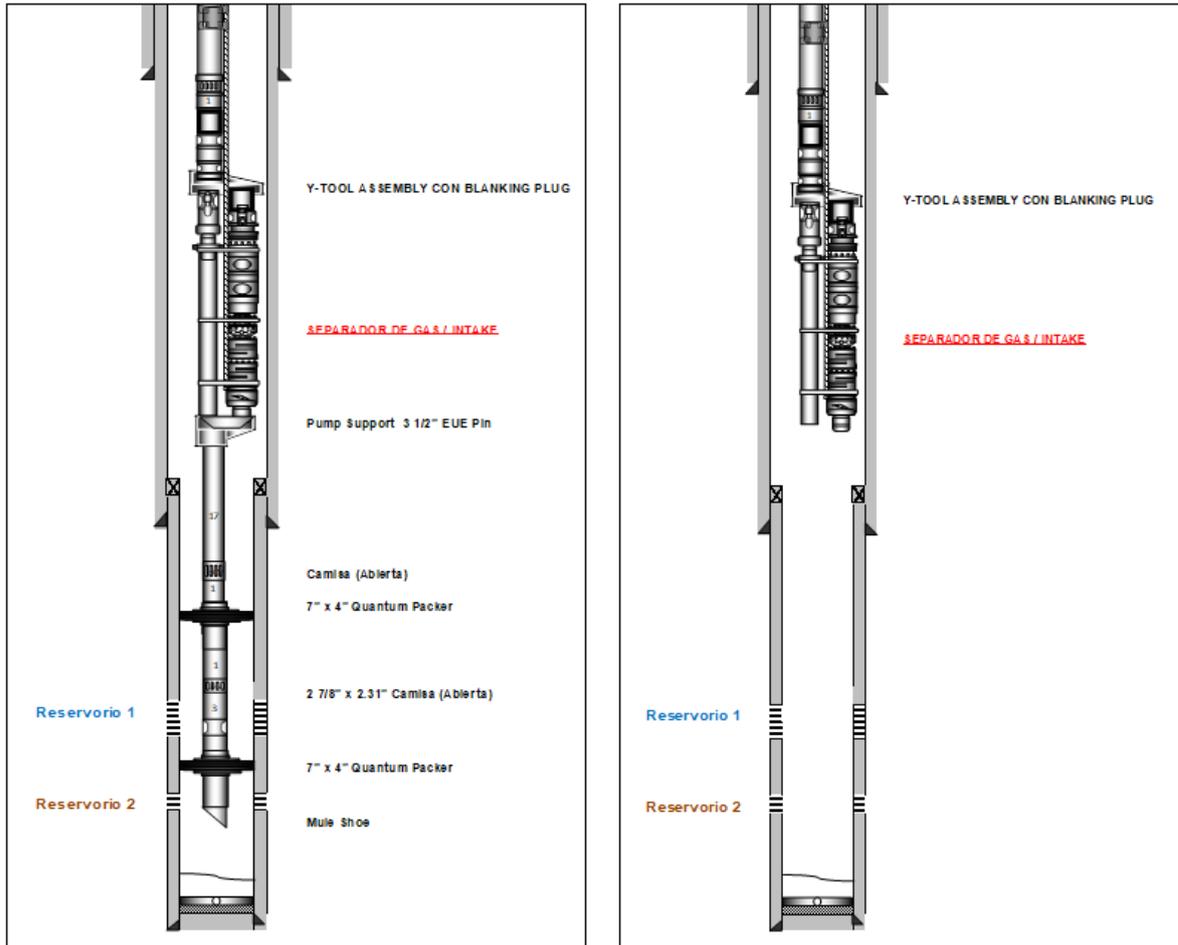


Figura 1.10 Completación Selectiva & Completación con Y-Tool

Ahora bien, la medición o estimación de producción de cada reservorio abierto no es el único reto de esta metodología, las mismas características petrofísicas de cada reservorio, los índices de productividad, la calidad del crudo, las presiones de reservorio y la tendencia fisicoquímica del agua son otras variables que hay que tener en cuenta. A continuación, una breve descripción de los problemas que se pueden generar:

- **Flujo Cruzado:** El flujo cruzado en un pozo de petróleo se produce cuando dos zonas con diferentes características de presión se comunican durante la producción. El fluido fluye desde la zona de mayor presión hacia la zona de baja presión según explican en (TRENCHLESSPEDIA, 2022). Para evitar este problema es posible que se requieran de equipos de levantamiento artificial como los equipos electrosumergibles con los que se pueden generar considerables diferenciales de presión de tal manera de operar con presiones de fondo fluyentes menores a las presiones de reservorio de cada zona. En condiciones estáticas

inevitablemente se tendría flujo cruzado hasta alcanzar una ecualización de presiones en fondo.

- **Aseguramiento del Flujo:** Principalmente se refiere a las soluciones técnicas para combatir problemas inherentes a corrosión, formación y depositación de incrustaciones inorgánicas o minerales, depositaciones orgánicas como parafinas y asfaltenos e inclusive hidratos. Estos problemas pueden acelerarse o agravarse cuando se tiene en producción varios reservorios a la vez con fluidos de diferente tendencia fisicoquímica, es decir producción conjunta. En general tratamientos químicos a fondo con inhibidores resultan ser efectivos para controlar la mayoría de los problemas mencionados.



Figura 1.11 Principales problemas de Aseguramiento de flujo en pozos de hidrocarburos

Finalmente, la ejecución de intervenciones con rig en pozos con producción conjunta que resulten en trabajos económicamente viables es otro gran reto. Para garantizar el aporte de todos los reservorios se deben analizar individualmente de tal manera de encontrar la mejor solución para maximizar el recobro de cada yacimiento, esto representa, que se deban ejecutar diferentes trabajos a nivel de cada reservorio, como cañoneos, fracturas hidráulicas, estimulaciones ácidas u otros; lo que vuelve las operaciones mucho más complejas de lo convencional. La aplicación de tecnologías probadas puede ser una buena estrategia para cumplir con el objetivo de cada reservorio sin generar un daño colateral en otro.

1.4.4 Tipos de completaciones y levantamiento artificial

El tipo de levantamiento artificial y de completaciones elegido para cada pozo o campo es primordial para minimizar fallas mecánicas en el sistema de producción que impacten en los índices de intervenciones o vida útil promedio del campo y por ende en los costos operativos y producción. El diseño debe considerar producción conjunta, potenciales estimados actuales y a futuro considerando respuesta de proyectos de extracción

secundaria y declinación natural de reservorios, aseguramiento de flujo y presiones de cada reservorio y a lo largo del sistema de producción.

Centrándonos en el levantamiento artificial con equipos electrosumergibles, podemos decir que son equipos robustos que se pueden diseñar para los diferentes retos de aseguramiento de flujo mencionados en líneas anteriores. Otra ventaja es que manejan un amplio rango de producción por cada tipo de bomba y geoméricamente se pueden usar en pozos verticales, desviados e inclusive en horizontales y en diferentes tipos de completaciones. Para la aplicación de este tipo de método necesariamente se debe tener una fuente eléctrica cercana de tal manera de optimizar costos operativos.

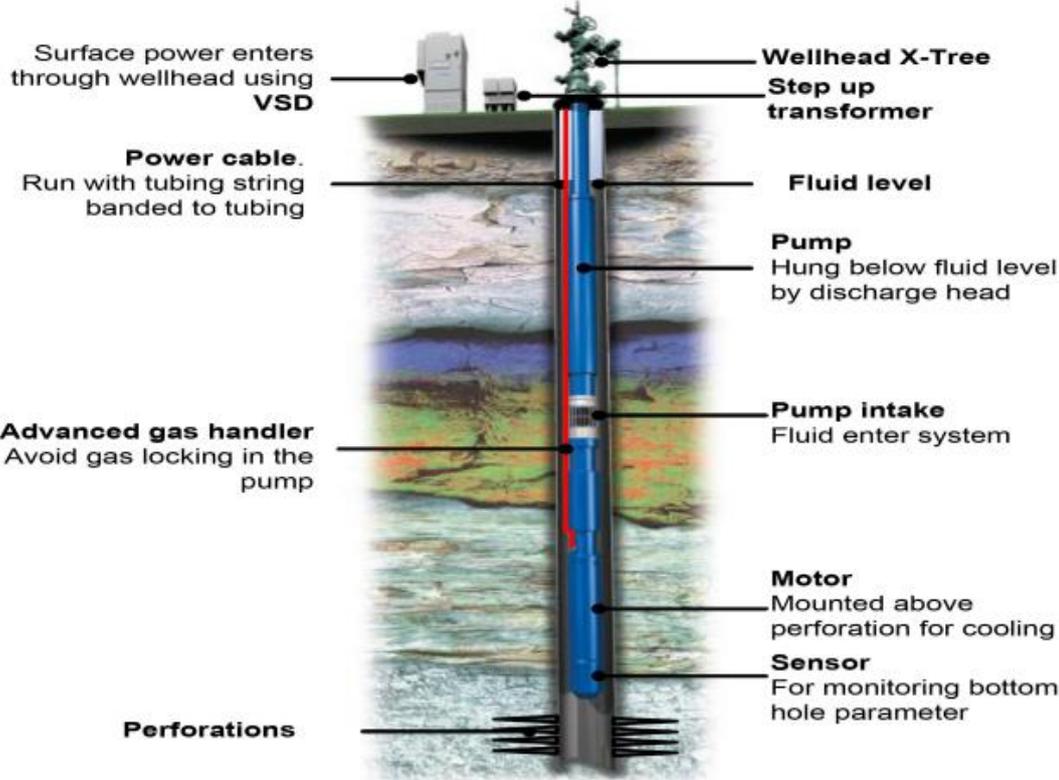


Figura 1.12 Típica configuración de Bombas Electro-sumergibles (Nuñez & Rodríguez, 2014)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología que se utilizará para la selección de pozos candidatos para producción conjunta y que se encuentren localizados en el área de influencia del proyecto de inyección de agua es la siguiente:

1. Selección de pozos candidatos:
 - a. Revisión de subsuelo: Análisis de registros eléctricos a hueco abierto, continuidad de arenas a través de correlaciones estratigráficas de registros eléctricos, registros de cemento, saturación y otros. Análisis petrofísico y correlación con pozos del área. Presión de reservorio. CAP originales y actuales.
 - b. Revisión del actual método de recuperación por inyección de agua, identificar la zona de influencia del método. La selección de candidatos se realizará en el área influenciada por la inyección.
 - c. Revisión de antecedentes de producción: Revisión histórica de trabajos de reacondicionamiento, historial de producción por reservorio, análisis de comportamiento de agua, intervalos abiertos y análisis físico-químico.
 - d. Determinación de principales trabajos a ejecutarse en cada reservorio: Secuencia operativa y aplicación de soluciones tecnológicas.
2. Análisis de perfil de producción: Cálculo de producción incremental, perfil de producción, reservas, mejora en factor de recobro.
3. Análisis económico: Costos y tiempos estimados de los trabajos y servicios para reacondicionamiento y análisis económico a un tiempo determinado.

A continuación, se detalla el trabajo realizado en cada uno de los puntos mencionados.

2.1 Selección de Candidatos a Workover

La selección de candidatos a workover es un proceso multidisciplinario donde se debe constar con la colaboración de distintas áreas como: geología, ingeniería de reservorios, ingeniería de producción, facilidades de superficie, entre otros.

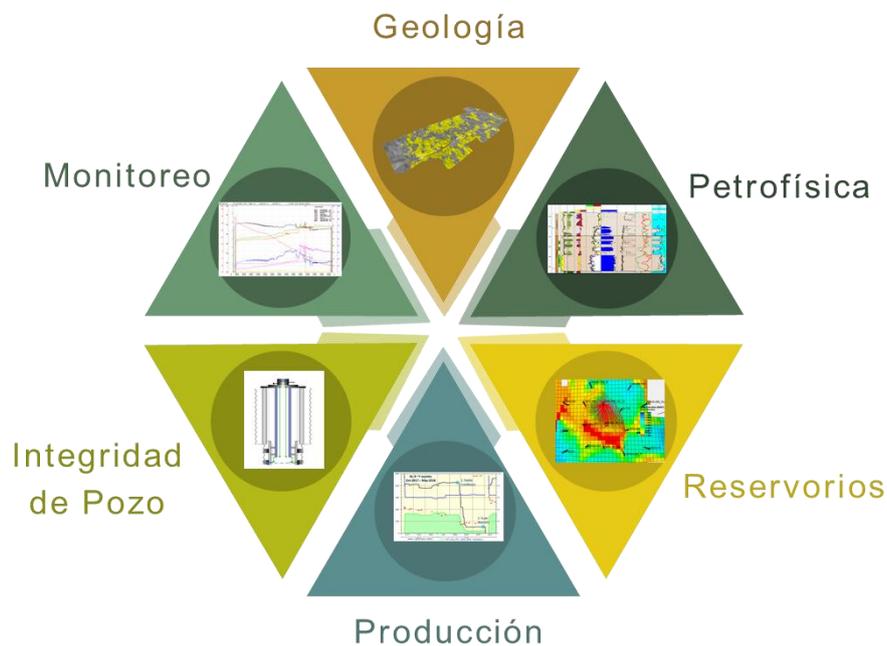


Figura 2.1 Flujo de trabajo Multidisciplinario

2.1.1 Revisión de Subsuelo

Para desarrollar una selección de candidatos a Workover, se debe iniciar con una revisión a nivel de subsuelo. El primer paso es la revisión de los registros eléctricos disponibles en el pozo, en base a los registros básicos ya existentes en el pozo, se tiene un modelo petrofísico donde obtenemos la porosidad, permeabilidad, teniendo así una referencia del tipo de roca de los reservorios de interés.

Una vez confirmado el potencial a nivel de pozo, se consideró el modelo estratigráfico de la zona. Se realizaron cortes estratigráficos y estructurales para definir de esta manera la continuidad areal del reservorio. El uso de mapas de espesor de reservorio provenientes del modelo estático ayuda a identificar la extensión del tanque a producir y a identificar pinchamientos estratigráficos.

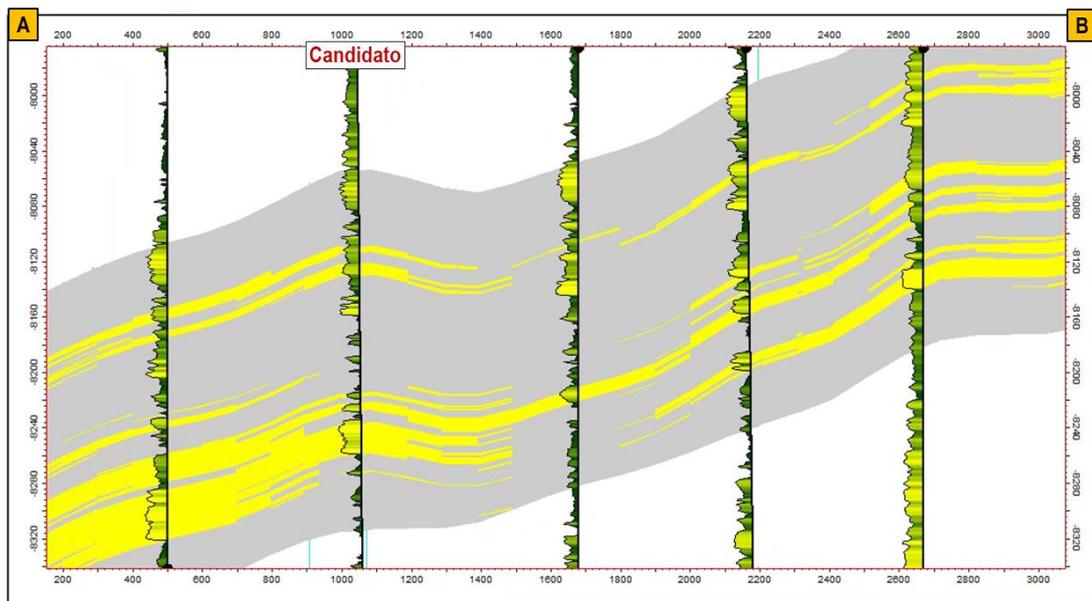


Figura 2.2 Correlación de pozo, como fondo se tiene el modelo de facies de los reservorios candidatos

Siguiendo con el flujo, se realiza una interpretación del Contacto Agua-Petróleo Actual, realizando un mapeo sectorial del CAP en base a la información más reciente del campo: pozos nuevos, registros de saturación detrás de Casing y producción actual de los pozos en el área. En la Figura 2.3 se muestra un ejemplo para uno de los candidatos.

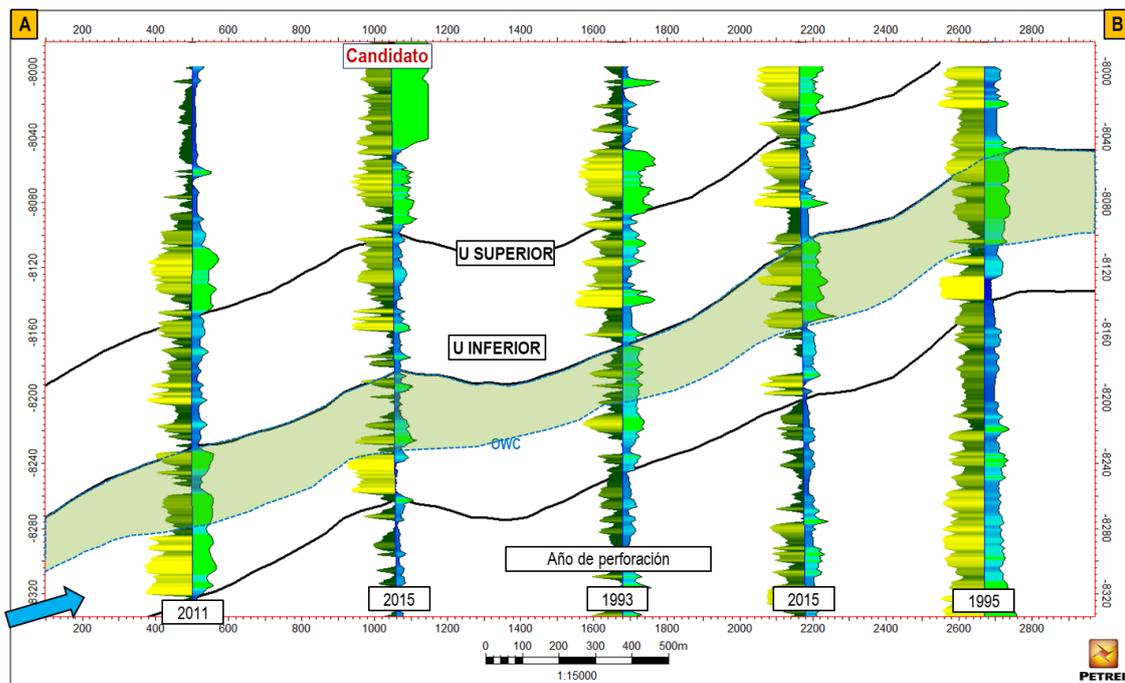


Figura 2.3 Interpretación CAP Actual en el pozo candidato

Mediante el uso del modelo dinámico se obtiene las reservas remanentes de los reservorios del pozo candidato, realizando la simulación del objetivo en caso de que haya producido en el pasado o en el caso que se abrirá una zona nueva. De esta manera se confirma el potencial de la zona a fin de descartar que los pozos vecinos hayan drenado las reservas del área.

En el caso de no contar con información suficiente, se debe incluir un registro para adquirir información y corroborar la saturación de petróleo en el candidato.

Otro factor que toma gran importancia en el análisis a nivel de subsuelo es la presión de reservorio actual. Se debe tener presente la presión de cada uno de los reservorios de interés en el pozo, teniendo conocimiento de estos datos se podrá planificar la mejor estrategia para poner en producción dos o más reservorios de un pozo. Para llevar a cabo este paso se realizó una recopilación de datos de presión actuales de los pozos del área de interés siendo estos: puntos de presión obtenido con la herramienta XPT en pozos nuevos y pruebas de restauración de presión en pozos productores; este último también nos brinda información acerca del Skin, o daño de formación que tiene el reservorio en el pozo, límites de reservorio, permeabilidad, entre otros.

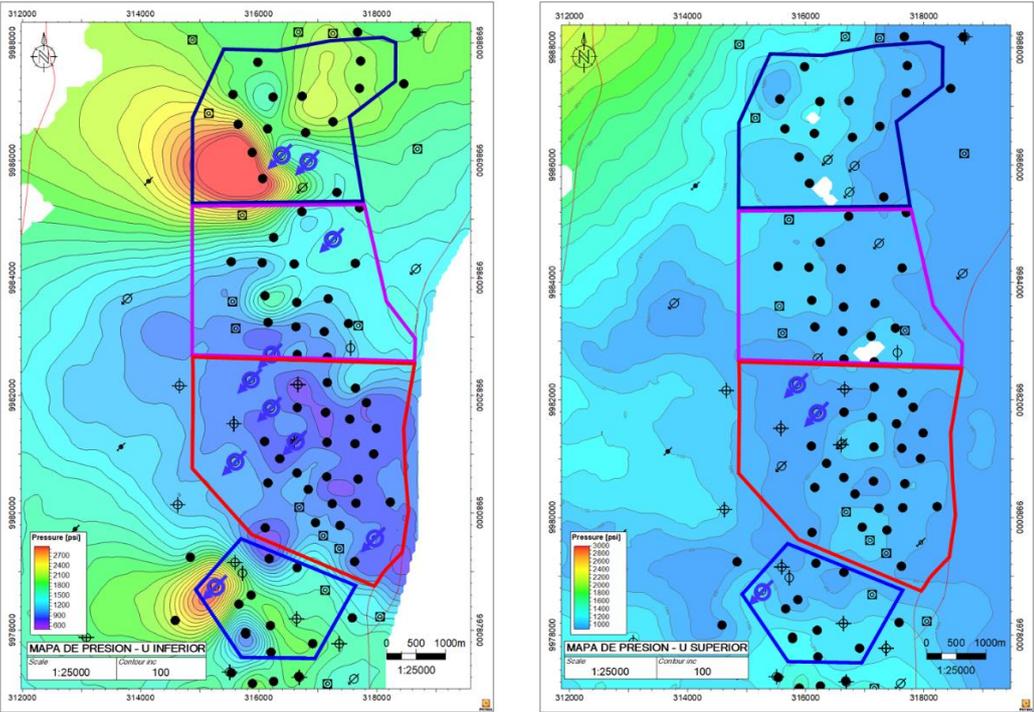


Figura 2.4 Mapa de tendencia de presión de los reservorios U Inferior y U Superior

Como último punto, se estimó el potencial del reservorio mediante el factor kh , este es el producto de la permeabilidad, k , y el espesor de reservorio, h , conocido como la capacidad de flujo. Un análisis de *Permeabilidad x Espesor* de reservorio.

En base a este resultado, con el análisis de Daño en el reservorio (Skin), el CAP y corte de agua actual y esperado se decide cuál es la mejor opción para cada yacimiento, entre estimular, cañonear, fracturar o reducir intervalos invadidos por agua, trabajo conocido como Water Shut-off en inglés.

De acuerdo con lo revisado en la teoría, para evitar el flujo cruzado se han diseñado los equipos electrosumergibles de tal manera de generar una presión de fondo fluyente a la profundidad de cada reservorio menor a su presión de reservorio considerando el potencial estimado. El software Pipesim ha ayudado a realizar análisis de sensibilidades para los casos bajo, medio y alto de acuerdo con el manejo de incertidumbres y riesgos visualizados a nivel de reservorio y mecánicos.

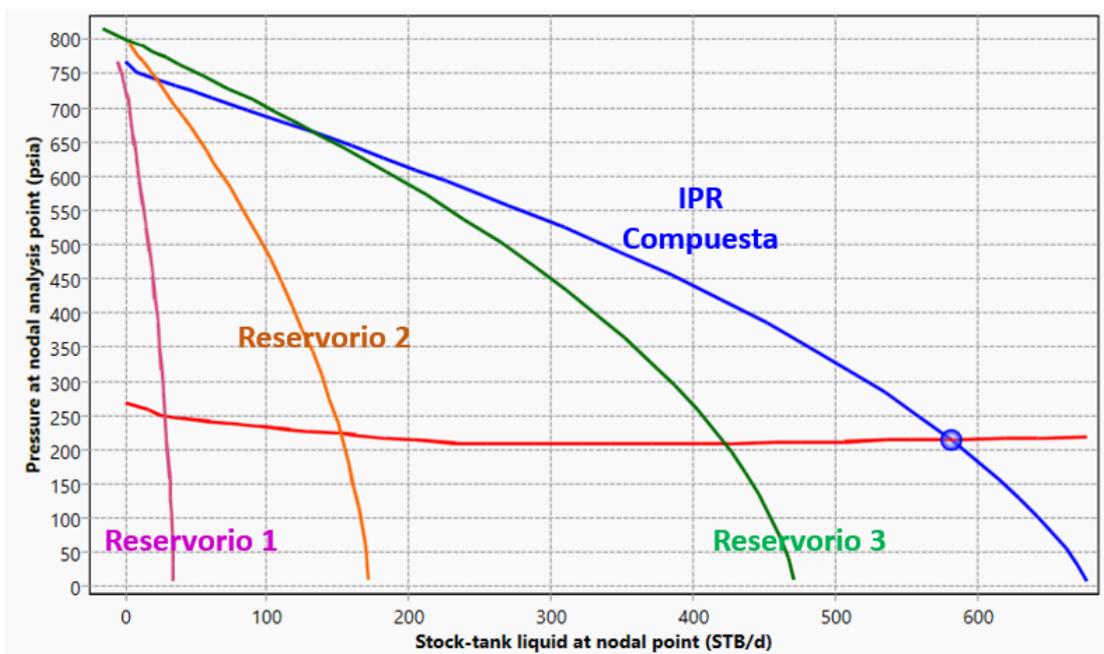


Figura 2.5 Análisis Nodal en Pipesim de un pozo con producción conjunta de 3 reservorios

2.1.2 Estado Actual del Proyecto de Inyección de Agua

El proyecto de inyección de agua en la zona Centro-Norte se inició como un proyecto piloto en noviembre de 2014 en la arena U Inferior, cuyo objetivo principal fue presurizar

la zona y mejorar el barrido de petróleo a los pozos productores que están cerca de los inyectoros. El proyecto constaba de tres pozos inyectoros y una presión inicial del yacimiento de 1.500 psi. Hasta junio de 2022, la presión ha incrementado hasta 2.500 psi y se logró una producción incremental de petróleo de 109 MMbbls.

El proyecto de inyección de agua se extendió 8 km hacia el sur para cubrir un área de 9,050 acres, proporcionando soporte de presión a 57 pozos productores en la UI, como objetivo principal, y en U Superior como objetivo secundario. La ampliación del proyecto comprende la inyección periférica desde el flanco oeste del anticlinal hacia la falla regional del este. De acuerdo con la ubicación de los pozos inyectoros y la respuesta de los pozos productores se han establecido 4 sectores, que se muestran en la Figura 2.6.

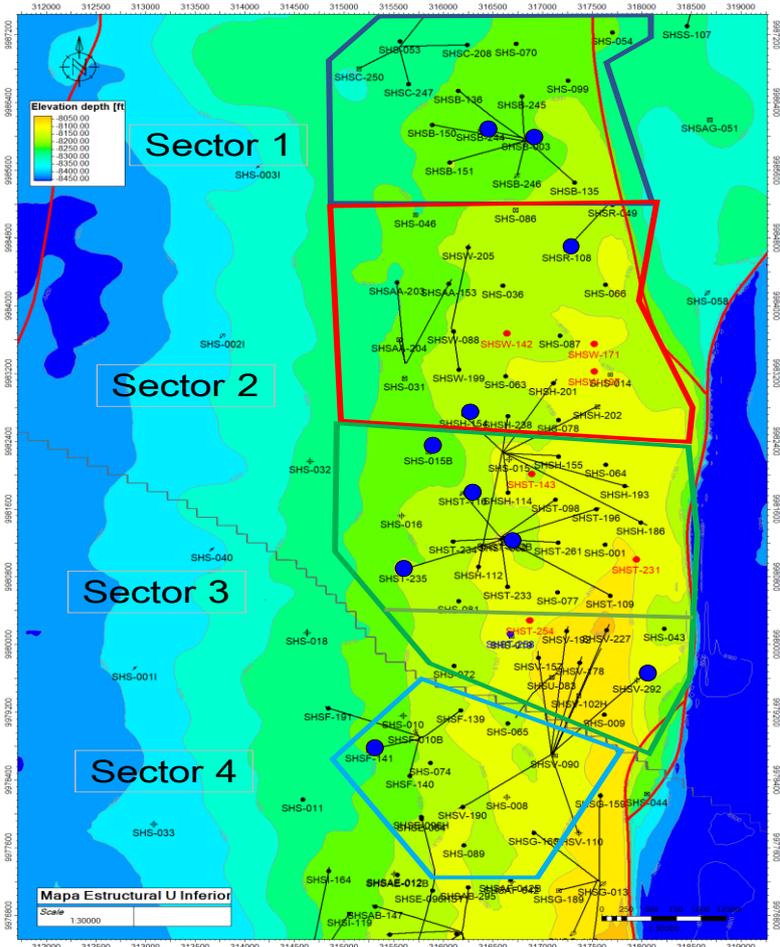


Figura 2.6 Mapa de Sectores de Inyección de agua en el Campo Shushufindi - Aguarico

En la zona centro – norte existen un total de 89 pozos productores activos, de los cuáles actualmente un total de 57 pozos se encuentran en la zona de influencia del proyecto de

inyección de agua en las arenas U Superior y U Inferior, la respuesta de estos pozos al proyecto de inyección de agua se ha corroborado a través de seguimiento, adquisición de datos y análisis de las siguientes variables principalmente:

- Presión de reservorio: A través del análisis de pruebas de restauración de presión o toma de datos de presión durante la perforación de pozos nuevos en la zona, denominados XPT por sus siglas en inglés (Pressure Xpress Tool). Este punto ayuda a analizar la eficiencia de presurización de las zonas de acuerdo con las tasas de inyección y drenaje de los pozos productores.
- Producción: El seguimiento de producción y corte de agua periódicos a través de pruebas de separador o medidor multifásico (Vx), ayuda a determinar si se ha incrementado el aporte como respuesta de la inyección de agua. Este análisis se ha realizado con la ayuda del software OFM (Oil Field Manager) que permite mapear en una misma gráfica varios parámetros.

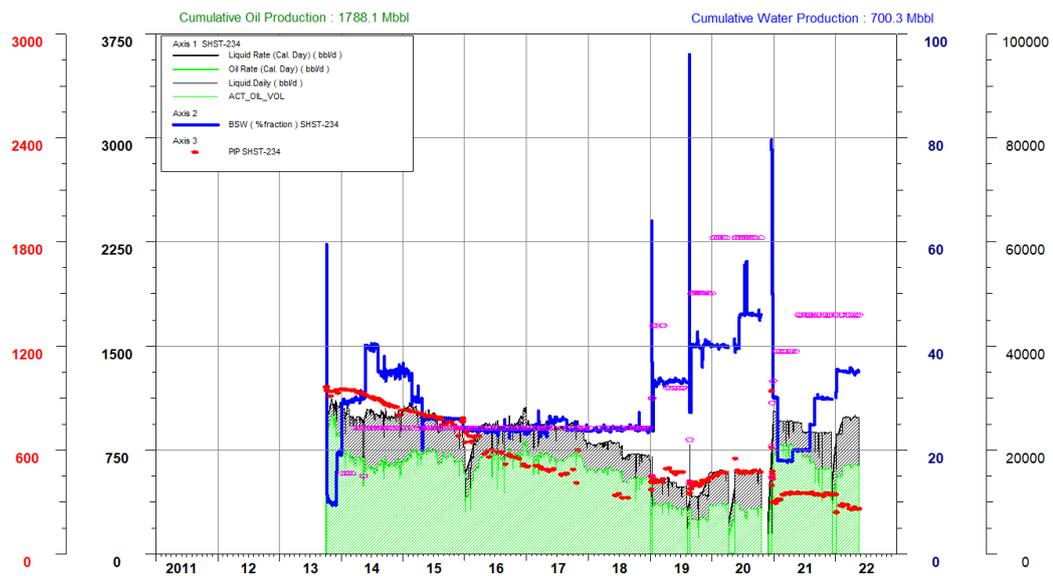


Figura 2.7 Historial de Producción de un pozo del campo en OFM

- Con respecto de la producción de agua y la tendencia en el tiempo, se analiza a través de los gráficos Relación Agua Petróleo – Producción neta acumulada o WOR – Np por sus siglas en inglés, que también se pueden plotear en el software OFM. Este análisis permite entender el comportamiento del agua de tal manera

de conocer si se trata de agua mala o buena; en caso de detectar posible producción de agua mala, trabajos de adquisición de información y remediación del problema se consideran dentro del programa de WO.

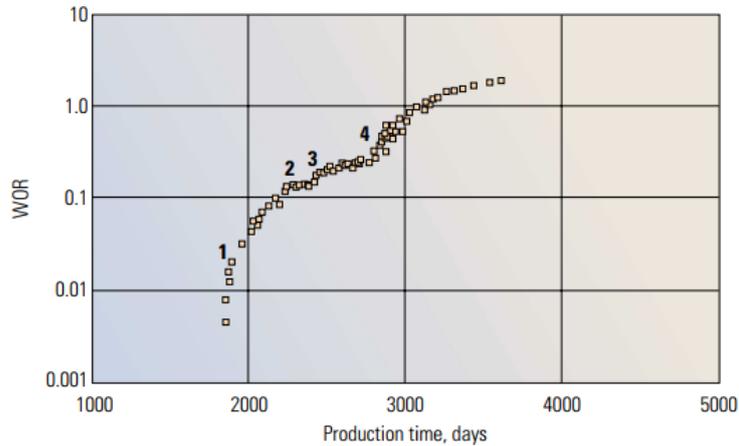


Figura 2.8 Gráfico de Diagnóstico de producción de agua

- Salinidad del agua de producción: Se realizan análisis de laboratorio periódicos de tal manera de determinar el avance de agua de inyección hasta los pozos productores. La salinidad característica de la arena U Inferior está en el rango de 50,000 y 70,000 ppm Cl⁻, mientras que la arena U Superior, en general no tiene producción de agua. Generalmente se ha registrado que la salinidad de la arena U Inferior declina en el tiempo desde su salinidad características hasta valores aproximados de 20,000 ppm Cl⁻. Para referencia, la salinidad del agua de inyección de la planta de tratamiento está alrededor de 30,000 ppm Cl⁻; mientras que el agua de inyección que proviene de pozos productores del agua de la formación Hollín tiene una salinidad aproximada de 5,000 ppm Cl⁻.

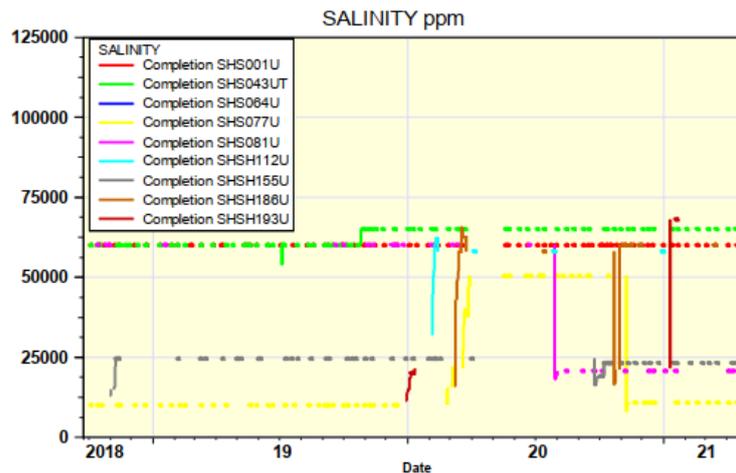


Figura 2.9 Seguimiento de Salinidad del agua de producción de los pozos influenciados

- Parámetros eléctricos de los equipos electrosumergibles: Las variables de presión de entrada y descarga de las bombas, así como también la corriente que consume el motor son las principales variables que permiten estimar incrementos de producción en el pozo, cambios en el corte de agua, problemas de aseguramiento de flujo u otros; el análisis a partir de estos parámetros debe ser complementado con el seguimiento y análisis de las variables mencionadas en los puntos anteriores.

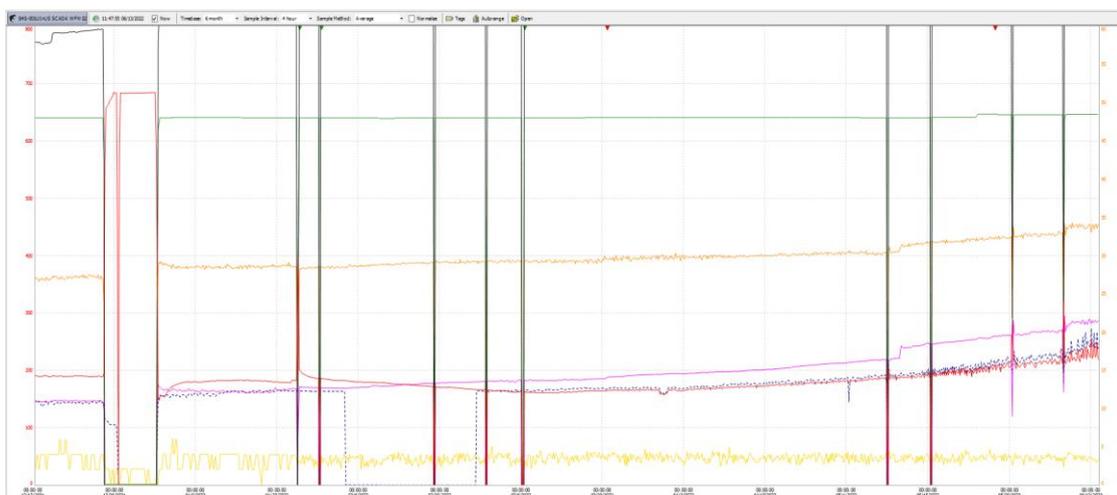


Figura 2.10 Monitoreo de los parámetros eléctricos de las bombas electro-sumergibles

Así como es importante realizar seguimiento a los pozos productores para determinar su respuesta a la inyección de agua; también es imprescindible realizar un seguimiento a los pozos inyectores de agua, de tal manera de entender los resultados del proyecto en

el corto, mediano y largo plazo. Para alimentar el análisis de los pozos de ha establecido un cronograma de adquisición de información a partir de Registros de Inyectividad en pozos con completaciones selectivas y el monitoreo diario de los parámetros mapeados en tiempo real.

- Registros de Inyectividad: Se ha establecido la toma de registros de medición del volumen de agua diario que admiten los pozos inyectores en cada zona anualmente, este punto es aplicable para pozos con completaciones selectivas; el objetivo es determinar el comportamiento de los reservorios o unidades de flujo en el tiempo.
- Caudales y presiones: Los gráficos de Hall han resultado ser una herramienta sumamente útil para determinar el comportamiento de los reservorios inyectores, nos permite saber si el índice de Inyectividad de ha mantenido, ha declinado o se ha estimulado en el tiempo.

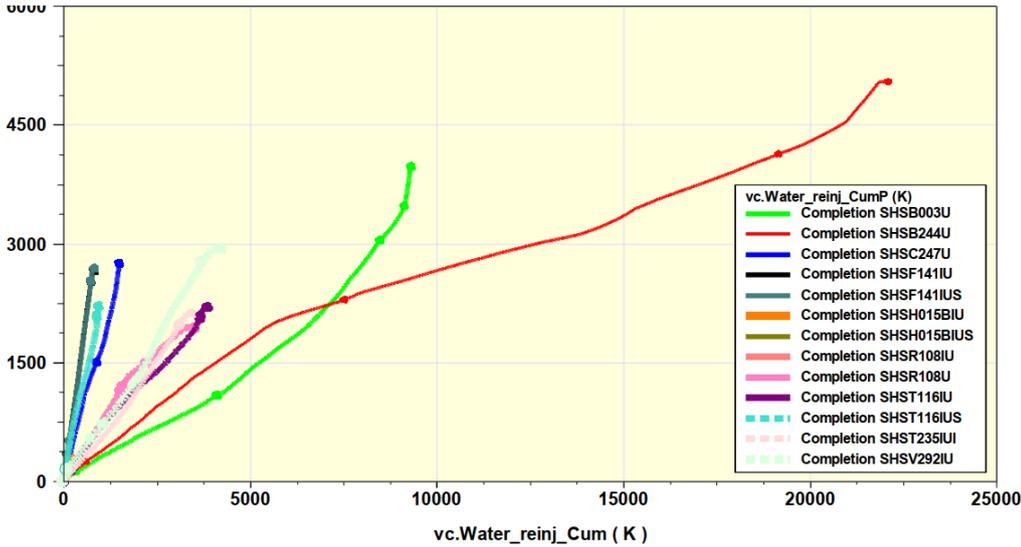


Figura 2.11 Hall Plot de los pozos Inyectores del Campo

La importancia de conocer y entender las condiciones actuales y la respuesta de los pozos productores influenciados por el proyecto de inyección de agua en las areniscas U Inferior y U Superior en el campo, así como la proyección a futuro del proyecto radica en el diseño de los equipos electrosumergibles para pozos con producción conjunta e

influenciados de tal manera de minimizar los costos operativos y maximizar la producción de los pozos a medida que se registre respuesta.

2.1.3 Antecedentes de los Pozos a ejecutar

Una vez elegido el pozo candidato por su alto potencial a nivel de subsuelo y estar en la zona de interés, siendo esta la zona de influencia por inyección de agua se procede a revisar el historial de intervenciones con rig y principales problemas de aseguramiento de flujo en la zona. A continuación, una descripción detallada:

- **Intervenciones con Rig y Rig-less:** Básicamente nos ayudó para conocer si existe alguna limitación mecánica en el fondo del pozo que pueda complicar la ejecución del trabajo de intervención con rig planteado para dejar el pozo en producción conjunta; esto puede incluir operaciones de acondicionamientos de casing, pescas, remediación de cemento, aislamiento mecánico o químico de zonas no prospectivas actualmente, entre otros. Operaciones complejas como pescas resultarían contraproducentes en pozos con objetivo de producción conjunta, sobre todo si se tiene más de un reservorio abierto ya que se pueden generar daños en reservorios de buena calidad que son difíciles de remover.
- **Problemas de aseguramiento de Flujo:** En el campo básicamente existen 3 principales problemas, cada reservorio tiene su característica, así, la arena U Inferior en general produce agua y gas con tendencia corrosiva. Las arenas T Inferior y T superior producen agua con una severa tendencia a formar precipitaciones inorgánicas de carbonato de calcio (CaCO_3), en algunos pozos los depósitos se forman desde la cara del reservorio, en otros pozos a nivel del equipo electrosumergible, tubería de producción o superficie en la línea de flujo. El manejo de fluido emulsionado sobre todo en pozos que manejan un corte de agua entre 30 y 70% es otro de los problemas que se registran en el campo.
Es importante considerar que estos problemas se pueden potenciar una vez que los pozos quedan produciendo en conjunto de las arenas que registran problemas como corrosión o escala individualmente según lo descrito.
En el campo hemos aplicado tecnología personalizada para los problemas de aseguramiento de flujo que detallaremos más adelante.

SOLID SAMPLE ANALYSIS	
PARAMETERS	VALUES
Solids (g)	50
Solids delivery to the laboratory (g)	50.0
Amount of sample analyzed (g)	15.0
% Hydrocarbon content	4.0%
% Carbonates	96.0%
% Iron salts	0.0%
% Insoluble in HCl	0.00%
% Calcinable matter	
% Non-calcinable inorganic matter (sand, silica, etc.)	
% Presence of magnetics	
Presence of phosphonates	NO
Presence of HS	NO
Sample taken from the engine and protectors of the ESP	



Figura 2.12 Análisis de Laboratorio de una muestra de incrustaciones (Paredes M. , 2020)

2.1.4 Secuencia Operativa y Soluciones Tecnológicas

Una vez que se ha realizado el análisis de subsuelo y del pozo como tal según con lo descrito en líneas anteriores, el siguiente paso es la definición del programa de intervención con rig y las tecnologías que se aplicarán. Dependiendo de los retos operativos, se analizaron varias alternativas técnicas que fueron complementadas con el análisis económico de tal manera de elegir la mejor solución.

Los principales retos con los que nos encontramos fueron:

- Obturación o aislamiento de arenas fracturadas en intervenciones pasadas con el objetivo de realizar un trabajo de estimulación ácida o fracturamiento hidráulico en yacimientos más profundos: Para encarar este reto hemos utilizado unas píldoras anti-pérdidas en base a una combinación de carbonatos organofílicos e inorgánicos que se diseñan para un tiempo determinado para obturar temporalmente la arena fracturada en intervenciones pasadas. Los componentes orgánicos se disuelven en el tiempo diseñado con el mismo petróleo que produce el reservorio, mientras que los componentes inorgánicos se deben limpiar químicamente con ácido.

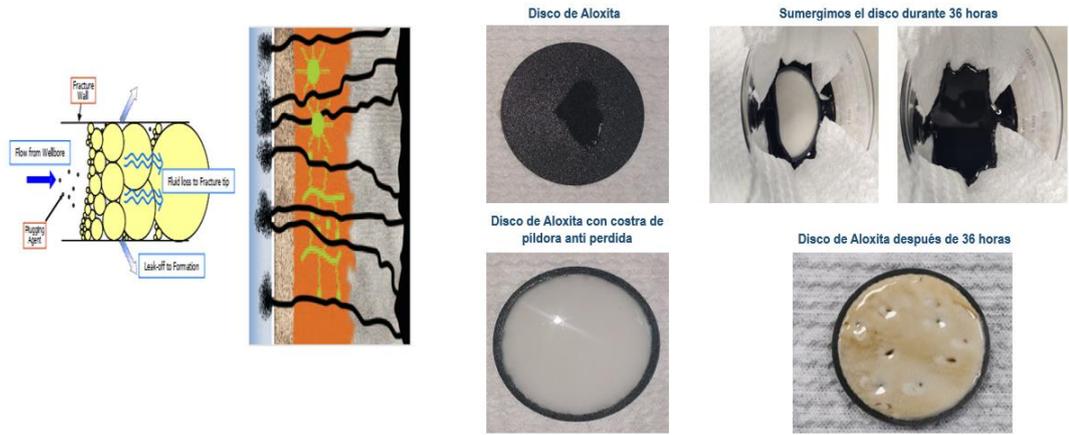


Figura 2.13 Prueba de laboratorio de degradación de Píldora anti-pérdida

- Definición de la estrategia de cañoneo o tipo de estimulación cuando no se contaba con datos de daño de formación: Este punto ha sido solventado realizando varias sensibilidades en Pipesim considerando varios daños de formación sustentados técnicamente de acuerdo con los parámetros petrofísicos, la capacidad de flujo de cada intervalo prospectivo y en general la experiencia que se tiene del campo.

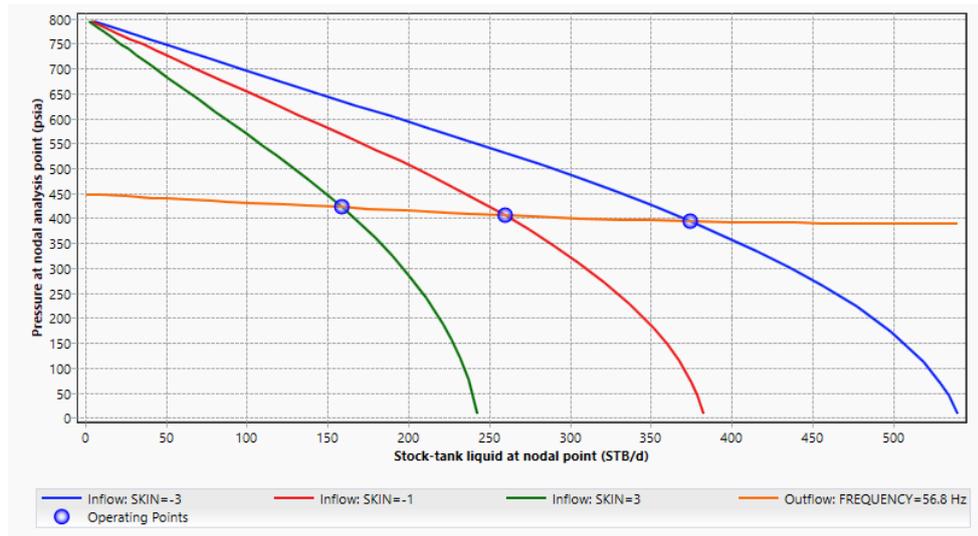


Figura 2.14 Sensibilidades de daños de formación en Pipesim

- Tiempo de permanencia del gel de fractura en la arena fracturada en pozos con operaciones largas como doble fracturamiento hidráulico: la recomendación técnica es recuperar el gel de fractura en menos de 10 a 12 días luego de haber realizado la fractura como una regla en base a la experiencia del campo y de campos vecinos.

- Tipos de completaciones para controlar químicamente la formación de escala desde la cara del reservorio incrustante (T Inferior y T Superior): Convencionalmente, la formación y depositación de incrustaciones inorgánicas se controlan eficientemente a través de inhibición química vía capilar desde el motor de las bombas electrosumergibles hasta superficie; sin embargo, el problema se genera cuando los depósitos se forman en la cara del reservorio y se expande hacia los reservorios superiores causando un efecto de daño de formación severo.

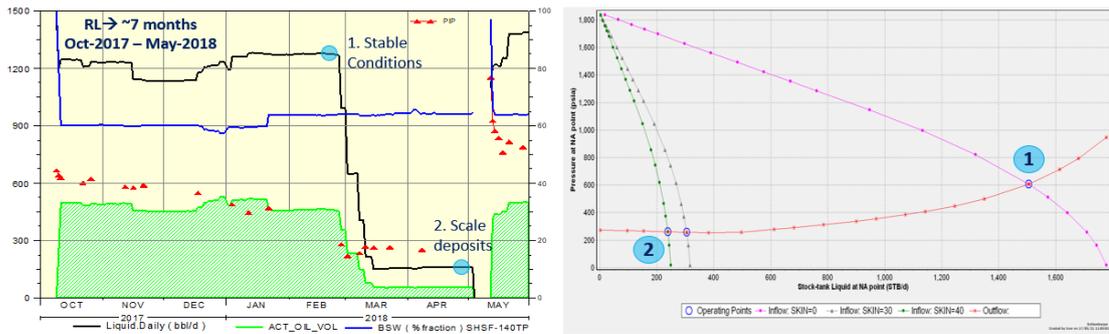


Figura 2.15 Depositación de escala a nivel de la cara del reservorio (Paredes M. , 2020)

Otros puntos de depósitos encontrados en varios pozos del campo han sido en la tubería de completaciones de fondo y en elementos de manejo de sólidos como los desarenadores que se cuelgan debajo del sensor del equipo electrosumergible (unas de las versiones disponibles en el mercado). Las tecnologías aplicadas con éxito podemos nombrar las siguientes:

- Completación con Y-Tool con una cola de tubería y capilar de inyección extendido hasta el tope de la arena incrustante.
- Inhibidor de incrustaciones en Micro-cápsulas: que se bombean hasta el rat-hole del pozo y que se disuelven con el agua de producción proveyendo protección desde el fondo del pozo.

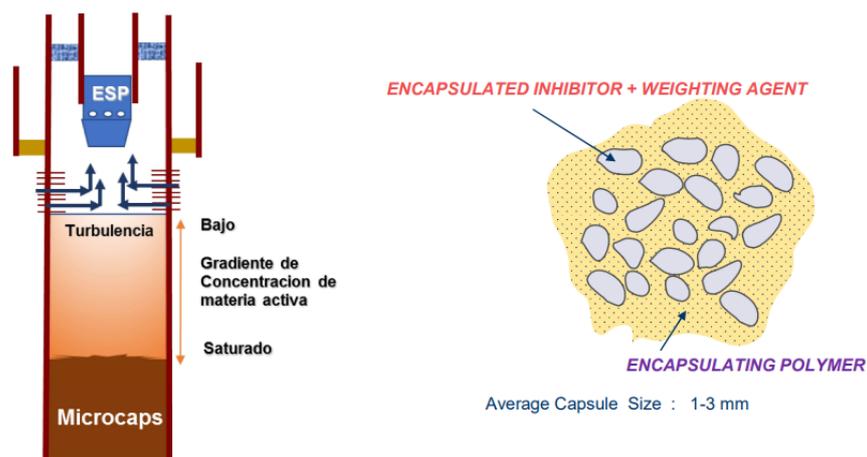


Figura 2.16 Inhibidor de incrustaciones en micro-cápsulas (Paredes M. , 2020)

- Desarenador modificado: con un capilar de inyección de químico extendido hasta el tubo ranurado de manera de proteger este punto de incrustación.
- Manejo de apuntalante de fractura a través de la bomba electrosumergible como resultado de “flow-back”. Este problema ha causado varias fallas mecánicas de las bombas impactando en los índices de rendimiento de estos equipos. Un desarenador que se ubica bajo el sensor del equipo electrosumergible ha generado buenos resultados evitando que los sólidos ingresen a las etapas de la bomba y generen atascamientos o roturas de ejes.



Figura 2.17 Desarenador

2.1.5 Estimación de Caudales de Producción Conjunta

Finalmente, se ajustan los caudales de producción de cada fase de cada reservorio y en conjunto considerando todas las incertidumbres a nivel de reservorio y riesgos operativos:

- Índices de Productividad de cada reservorio, cortes de agua esperados a condiciones de arranque, iniciales y el pronóstico al menos a 1 año.
- Puntos de presiones de burbuja de los diferentes reservorios, este punto es importante para el diseño de los equipos electro-sumergibles
- Presiones de fondo fluyente a nivel de cada reservorio que se alcanzarán a través del análisis de profundidad de asentamiento de la bomba electrosumergible de tal manera de evitar flujo cruzado.
- Diseño y disponibilidad de equipos electrosumergibles para manejar rangos de producción; es decir el caso pesimista, probable y optimista.

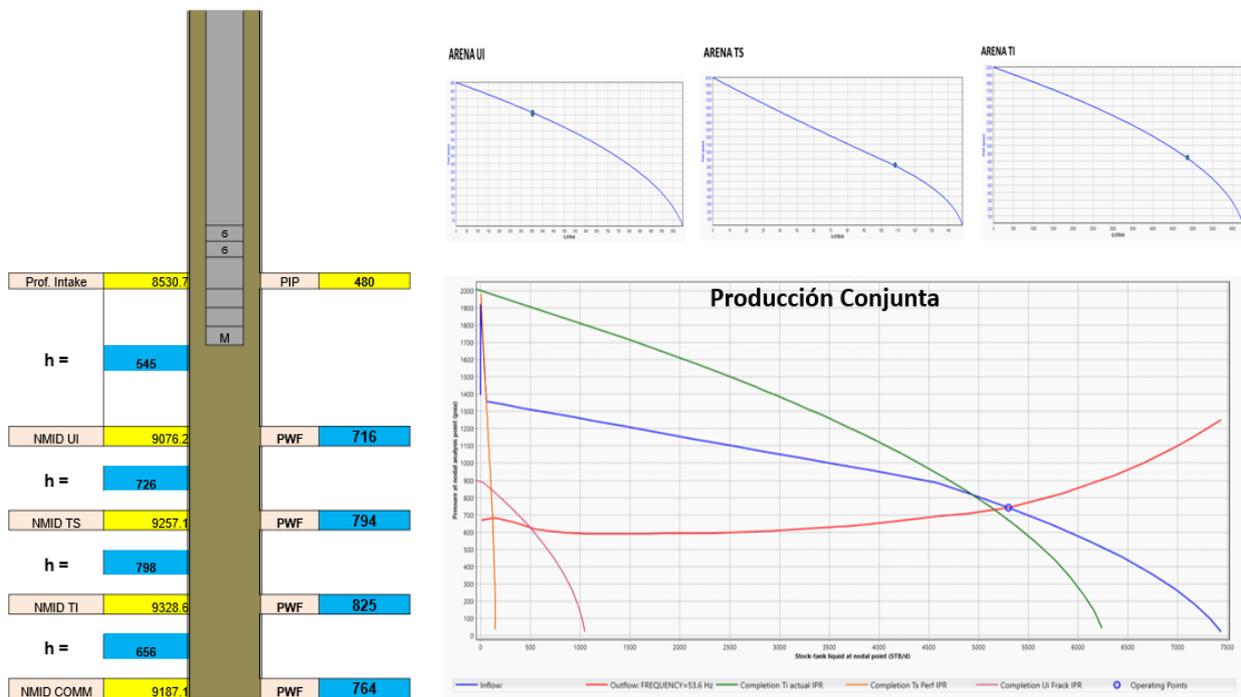


Figura 2.18 Potenciales de Producción Individual y conjunto, Análisis nodal

2.2 Perfil de Producción y Reservas

Una vez que se ha estimado el potencial individual de cada reservorio y de producción conjunta, el siguiente paso es la transición entre la evaluación técnica y económica, para ello, se necesita de un perfil de producción a partir del cual se calcularán las reservas

incrementales y las reservas de la línea base del reservorio o reservorios en producción previo a la intervención.

Para el cálculo del perfil de producción se utilizan dos métodos, las curvas de análisis de declinación de ARPS y el método WOR - Np donde se toman en cuenta los siguientes puntos:

- Declinación natural de un reservorio: Considerando el mecanismo de empuje del yacimiento y producción drenada en la zona.
- Declinación de un reservorio que registra respuesta del proyecto de inyección de agua: De acuerdo con el soporte de presión registrado y el avance del agua en el reservorio. Así mismo, se debe analizar el plan del proyecto de inyección de agua en el corto y mediano plazo.
- Declinación tipo: Este punto se refiere al tipo de declinación a utilizar de acuerdo con el tipo de trabajo a ejecutarse en cada reservorio como fracturas hidráulicas que aceleran la extracción, estimulaciones o cañones son trabajos menos agresivos en términos de recuperación primaria. En el tiempo, un mismo reservorio puede ajustarse a varios tipos de declinaciones según la experiencia de cada campo.

Nuevamente, el software OFM nos ha ayudado a realizar el análisis de declinación de cada reservorio, como se muestra a continuación:

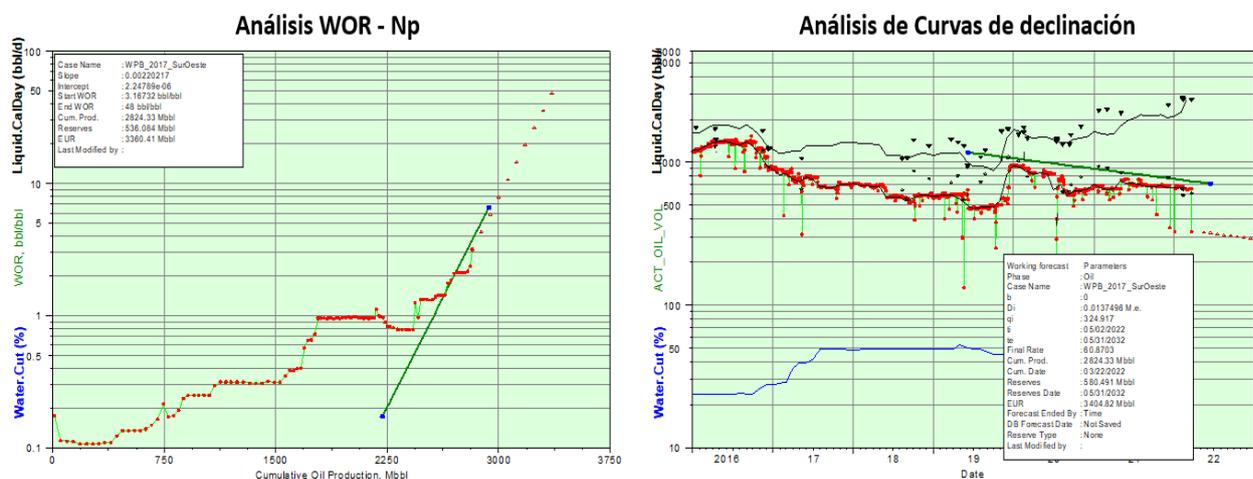


Figura 2.19 Análisis de declinación

Los dos métodos utilizados proveen información importante, como:

- Parámetros del método de declinación: b , D_i , t_i , pendiente.
- Producción acumulada al tiempo realizado el análisis
- Reservas
- “Estimated Ultimate Recovery”, es la estimación de la cantidad total de petróleo y/o gas que puede recuperarse finalmente de una reserva de petróleo o de un yacimiento (CFI, 2015).

Análisis WOR - N_p

Case Name	: WPB_2017_SurOeste
Slope	: 0.00220217
Intercept	: 2.24789e-06
Start WOR	: 3.16732 bbl/bbl
End WOR	: 48 bbl/bbl
Cum. Prod.	: 2824.33 Mbbl
Reserves	: 536.084 Mbbl
EUR	: 3360.41 Mbbl
Last Modified by	:

Análisis de Curvas de declinación

Working forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: WPB_2017_SurOeste
b	: 0
D_i	: 0.0137496 M.e.
q_i	: 324.917
t_i	: 05/02/2022
t_e	: 05/31/2032
Final Rate	: 60.8703
Cum. Prod.	: 2824.33 Mbbl
Cum. Date	: 03/22/2022
Reserves	: 580.491 Mbbl
Reserves Date	: 05/31/2032
EUR	: 3404.82 Mbbl
Forecast Ended By	: Time
DB Forecast Date	: Not Saved
Reserve Type	: None
Last Modified by	:

Figura 2.20 Resultados del Análisis de declinación

El análisis anterior se realiza por reservorio y para los 3 casos, pesimista, probable y optimista. Se obtiene un perfil de producción en el tiempo y la producción acumulada. Como se mencionó anteriormente, el mismo análisis se realiza tanto para la determinación de la curva base y la producción incremental.

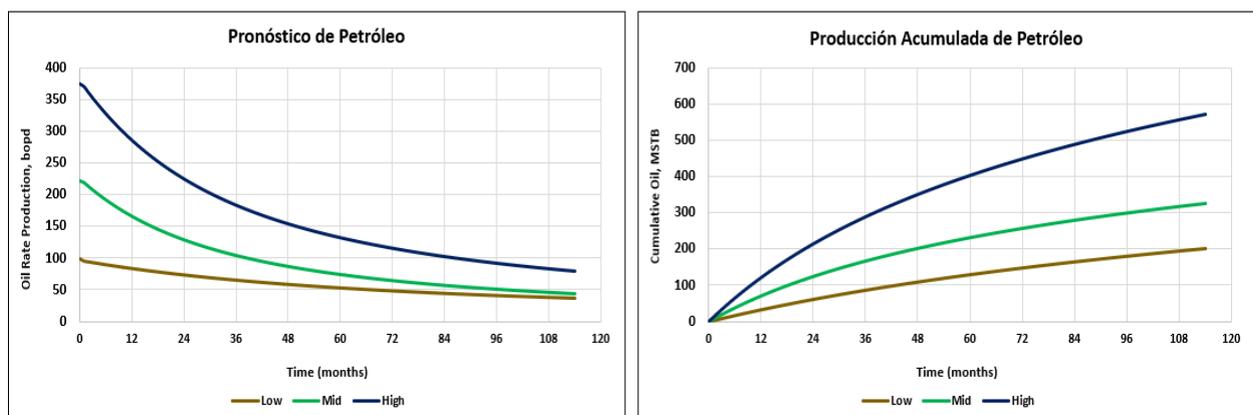


Figura 2.21 Perfil de producción y acumulada

2.3 Análisis Económico

El análisis económico consta de tres partes principales:

1. Costo total de la intervención con Rig: Una vez que se han definido los trabajos a nivel de cada reservorio se establece la secuencia de trabajo operativo, tiempos aproximados de operación con Rig y costo estimado de acuerdo con las propuestas económicas de cada trabajo.
2. Perfil de producción en un tiempo determinado: De acuerdo con lo explicado en el punto anterior.
3. Precio del barril de petróleo: Este punto puede variar debido al tipo de crudo, al tipo de contrato u otros; cual fuera el caso, es imprescindible contar con valores confiables y de ser posible realizar sensibilidades.

Una vez que se cuenta con la información revisada y confiable mencionados en los numerales anteriores, se calculan varios índices económicos que permiten determinar si un trabajo es viable económicamente o no. Entre los índices que consideramos están:

- Valor Actual Neto (VAN): Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión (Economipedia, 2022).
- Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto (Economipedia, 2022).
- Costo de Desarrollo Unitario (CDU): Se refiere a los costos incurridos para obtener el acceso a las reservas y proporcionar instalaciones para extraer el petróleo y el gas (Low Insider, 2013).
- Recuperación de la Inversión: Retorno de una inversión igual al desembolso de capital original (Merriam-Webster, 2022).

A continuación, un ejemplo del cálculo de los índices económicos:

Project Name:	Low	Med	High
Production profile:	Low	Med	High
Start Date:	6/1/2022	6/1/2022	6/1/2022
Accum. Prod MBO:	307.23	478.88	794.76
NPV B-Tax USD 10%:	3,752,344	7,585,081	14,943,674
NPV B-Tax USD 15%:	3,165,119	6,664,474	13,492,706
IRR (%):	86%	>100%	>100%
Payback period in months:	15	8	3
UDC [USD/BL]	10.36	6.65	4.01

Figura 2.22 Índices Económicos

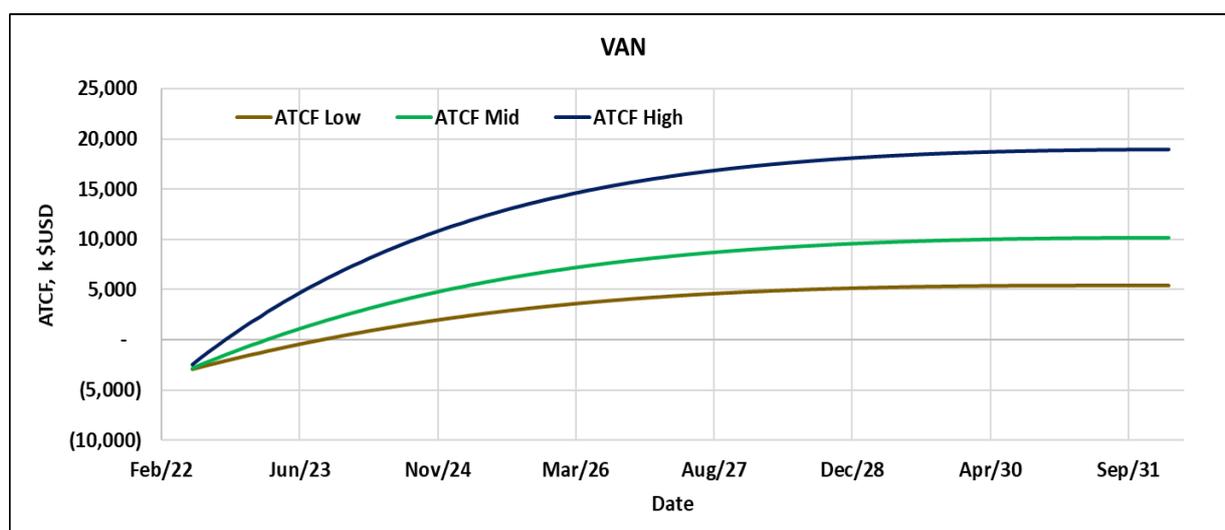


Figura 2.23 VAN en el tiempo

Como reglas tenemos que un trabajo será económicamente viable mientras que el CDU sea menor que 12.5 USD/BI y la recuperación de retorno sea lo más rápida posible.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Del análisis pozo a pozo en el área centro – norte encontramos que actualmente un total de 57 pozos se encuentran en la zona de influencia del proyecto de inyección de agua en las arenas U Superior y U Inferior.

En el 66% de los pozos que registraron respuesta del proyecto de inyección de agua se ejecutaron trabajos de intervención con taladro con objetivo de producción conjunta con otros yacimientos entre 2021 hasta junio 2022, siendo un total de 14 trabajos que incluyen 5 pozos nuevos.

De acuerdo con el flujo de trabajo de selección de candidatos detallado en el capítulo anterior, aún se registran 24 pozos con oportunidad de producción conjunta.

En la Tabla 3.1 se detalla los reservorios que estaban en producción previo a la intervención con taladro de los 14 pozos analizados, así como los reservorios que quedaron en producción luego de la intervención y los trabajos ejecutados en cada uno.

POZO	Tipo de Trabajo	Reservorios Pre Intervención					Reservorios Post Intervención				
		BT	US	UI	TS	TI	BT	US	UI	TS	TI
SHSF-140	Workover					PERF		PERF	STIM	PERF	PERF
SHSV-157	Completación								PERF	FRACK	
SHSV-227	Workover			FRACK					FRACK	PERF	
SHS-054	Workover	PERF					PERF	PERF	FRACK		
SHS-063	Workover		PERF	PERF				PERF	PERF	PERF	PERF
SHSAA-153	Workover			PERF					PERF	PERF	PERF
SHSAA-203	Workover					PERF		PERF	PERF	PERF	PERF
SHSH-114	Workover			FRACK				FRACK	FRACK		PERF
SHST-231	Completación								FRACK		PERF
SHST-233	Workover			PERF		PERF			FRACK	PERF	PERF
SHST-254	Completación							FRACK	PERF	PERF	
SHSW-088	Workover			PERF				PERF	PERF	PERF	PERF
SHSW-142	Completación								PERF	PERF	PERF
SHSW-197	Completación								FRACK	PERF	

Tabla 3.1 Reservorios en producción pre y post intervención

Para referencia, “PERF” se refiere a trabajos de cañoneo o re-cañoneo que se efectuaron en el reservorio, mientras “FRACK” se refiere a trabajos de fracturamiento hidráulico y “STIM” a trabajos de estimulación ácida.

En la Figura 3.1 se aprecia un diagrama pastel detallando el número de pozos en los que se dejaron en producción conjunta 2, 3 y 4 reservorios, siendo al menos uno de los reservorios las arenas U Inferior o U Superior.

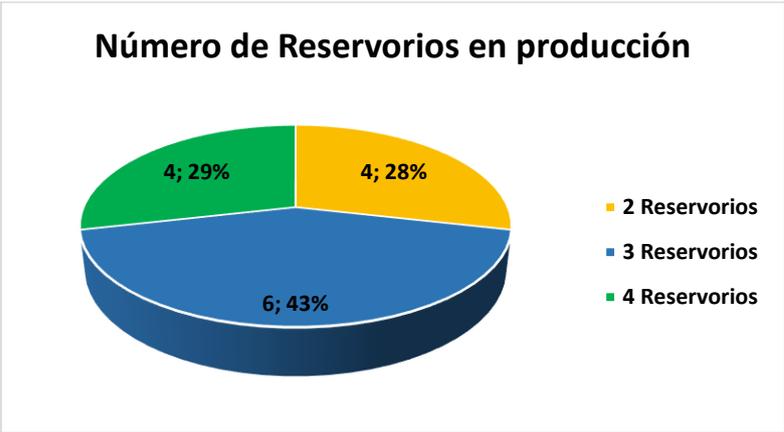


Figura 3.1 Estadísticas de pozos con más de un reservorio en producción

Del total de los 14 pozos en los que se ejecutaron operaciones para dejarlos en producción conjunta, 9 fueron pozos existentes, es decir que se realizaron trabajos de reacondicionamiento. Los 5 pozos restantes fueron pozos nuevos cuya completación inicial fue en producción conjunta considerando las oportunidades de cada pozo y los resultados de pozos vecinos.



Figura 3.2 Operaciones de Reacondicionamiento o Completación Inicial

3.1 Subsuelo: Continuidad de reservorios y adquisición de información

Se realizó la revisión del modelo sedimentológico y petrofísico del área Centro – Norte del campo Shushufindi, se contó con un modelo de facies que permitió entender la influencia y efectividad del proyecto de inyección de agua. Este modelo fue ajustado con datos reales, donde el monitoreo y pruebas de interferencia realizadas en campo han permitido identificar los pozos bajo la influencia de los pozos inyectoros.

Sin embargo, la inyección en el campo se realiza únicamente para los reservorios U Superior y U Inferior; por tanto, para reservorios secundarios como T Superior se realizó un análisis más detallado al nivel de subunidades o por capas. El análisis de subunidades consiste en identificar eventos geológicos en tiempo dentro de la unidad principal, en este caso T Superior, ayudando a reducir la incertidumbre areal de la continuidad del reservorio.

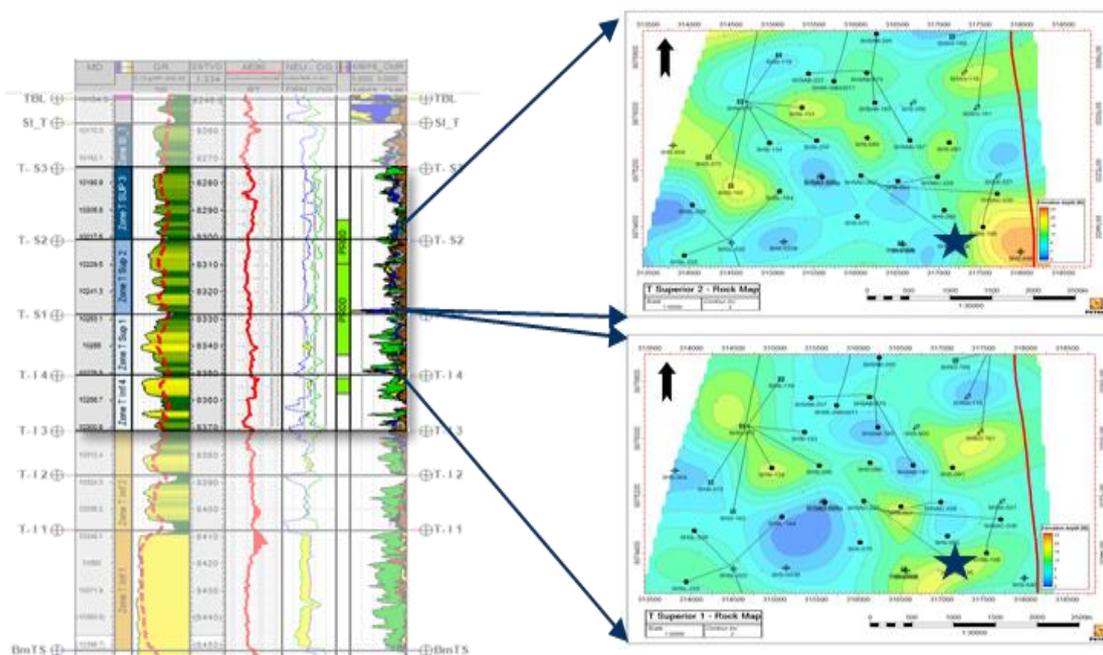


Figura 3.3 Análisis de subunidades para identificar continuidad del reservorio

Se interpretó el CAP actual en el área de los pozos candidatos y en base a las propiedades petrofísicas y a la influencia de agua en el reservorio, se tomó la decisión del tipo de trabajo a ejecutar en el pozo: recañoneo, fractura o estimulación ácida. Por ejemplo, un pozo con alto corte de agua >50%, se prioriza una estimulación mas no un fracturamiento hidráulico que daría preferencia al flujo de agua por el crecimiento de la fractura. Se toma la decisión de realizar un cañoneo en intervalos que presentan un daño no tan significativo. El uso de propelente en intervalo altamente laminados para favorecer la creación de microfracturas.

Para Basal Tena, reservorio de importancia terciaria en el campo, se incluyó la adquisición de información. Basal Tena es un reservorio perforado en la zona de 12 ¼" en la etapa de perforación, zona en la cual no se toman registros a hueco abierto como se realiza en la zona de 8 ½"; por esta razón, previo a intervenir el pozo con oportunidad en Basal Tena, se decidió correr un registro de saturación en hueco entubado, como es el PULSAR y así confirmar así lo registrado en los reportes geológicos de perforación. Esto también se aplica en objetivos primarios y secundarios donde se tiene alta incertidumbre de la saturación actual de los pozos, por ejemplo, que no se cuente con perforación de pozos nuevos, PLT o registros de saturación recientes en el área.

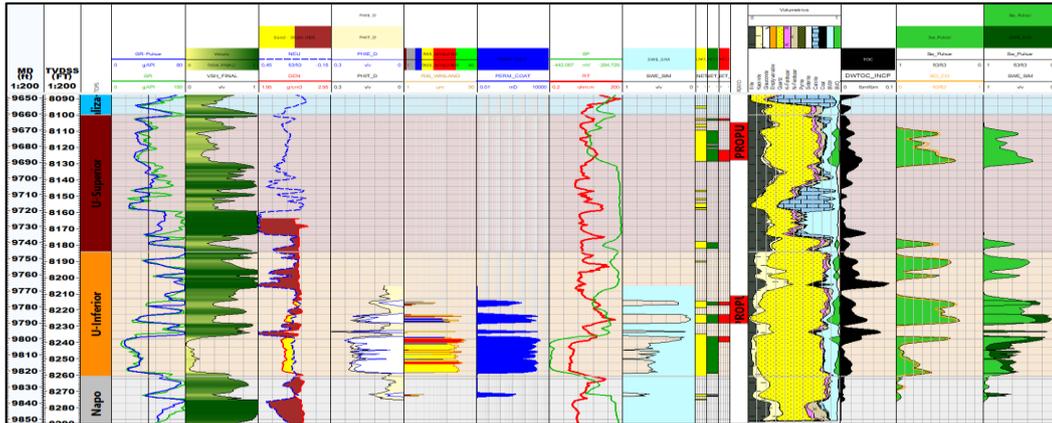


Figura 3.4 Registro PULSAR tomado en U Superior

Dado los resultados exitosos en los trabajos de reacondicionamiento en los pozos existentes, en la planificación de los pozos nuevos, se propuso en su perfil de producción inicial ya intervenir los objetivos principales del nuevo. Como datos de ingreso para la planificación, se hace uso del modelo de facies existente y de presiones del área, para así anticiparnos en los posibles caudales a ser producidos en el pozo.

3.2 Producción inicial y estimación de producción por arena

Una vez que ha finalizado la intervención con taladro, es importante realizar un seguimiento continuo a la producción total del pozo y la estimación o medición de producción de cada uno de los reservorios abiertos hasta que todos los parámetros se hayan estabilizado. Uno de los puntos más importantes que se ha monitoreado es la presión de entrada de la bomba electrosumergible, puesto que a partir de ese dato se calcula la presión de fondo fluyente a cada reservorio, esta debe ser menor a la presión del reservorio de menor energía para evitar flujo cruzado.

En los pozos donde se han realizado operaciones de fracturamiento hidráulico es importante seguir las recomendaciones con respecto de la producción máxima inicial y la producción incremental una vez que se hayan recuperado los fluidos de fractura; de esta manera evitamos el “flowback” de apuntalante que puede causar desestabilización de la fractura y problemas mecánicos en los equipos electrosumergibles.

En el campo, el seguimiento de producción total del pozo se realiza a través de medición en separadores en las estaciones de flujo o medidores multi-fásicos móviles; mientras

que la estimación de producción de cada arena abierta se realiza a través del Método API para pozos con producción conjunta de dos reservorios y una combinación del Método API y capacidad de flujo (k*h) para pozos con producción conjunta de más de dos reservorios.

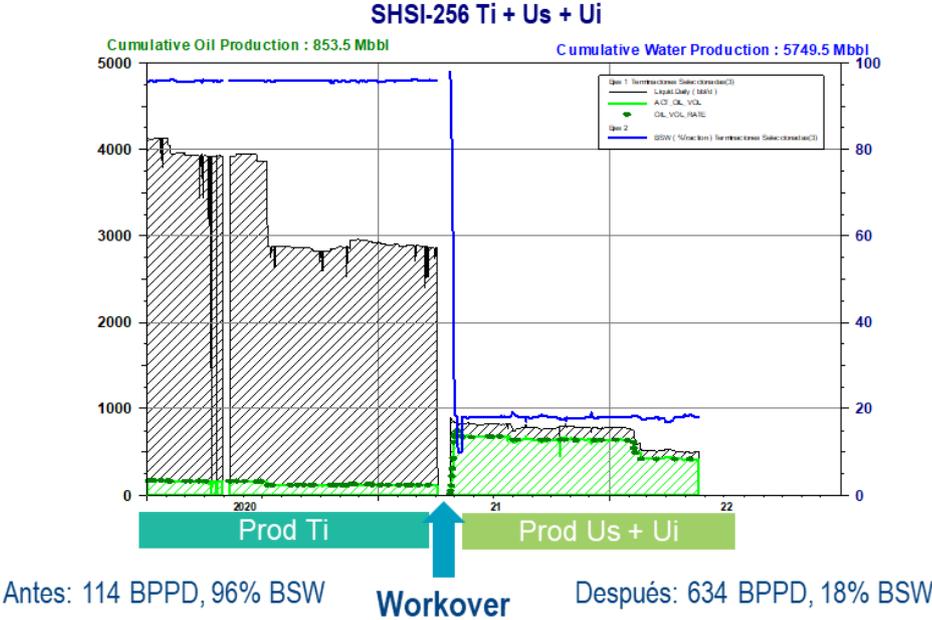


Figura 3.5 Seguimiento de Producción: pre y post intervención

3.2.1 Producción Conjunta de pozos existentes

En la Figura 3.6 se puede observar la producción previa WO en barras azules, mientras que la producción incremental en barras verdes, la suma de las dos barras representa la producción total del pozo luego de la intervención. En 8 de los 9 pozos se obtuvo incremental de producción positivo representando una eficiencia del 88%; en el único pozo donde se registró pérdida de producción post reacondicionamiento se registraron problemas operativos en un trabajo de cementación forzada y representó el 12% de los pozos ejecutados.

La relación entre la producción post y pre WO trata de mostrar la eficiencia del trabajo en términos de producción a recuperar. En resumen:

- Relación menor a 1: Representa un trabajo ineficiente en términos de producción y económicos, puesto que no se lograría recuperar ni siquiera la producción previa al reacondicionamiento y tampoco la inversión.

- Relación igual a 1: Representa un trabajo ineficiente en términos económicos y de producción, se alcanzaría a recuperar la producción previa intervención, pero con una inversión considerable.
- Relación mayor 1: Entre mayor sea este valor representa una mayor eficiencia técnico-económica, es decir, que el CDU tenderá a ser menor.

En 7 pozos se ha incrementado la producción de la línea base entre 2 y 5 veces; 1 pozo muestra que se incrementó su producción base en ~30% y es recomendable complementar el análisis con la parte económica; y un pozo registra producción negativa representando una pérdida de ~90 bppd.

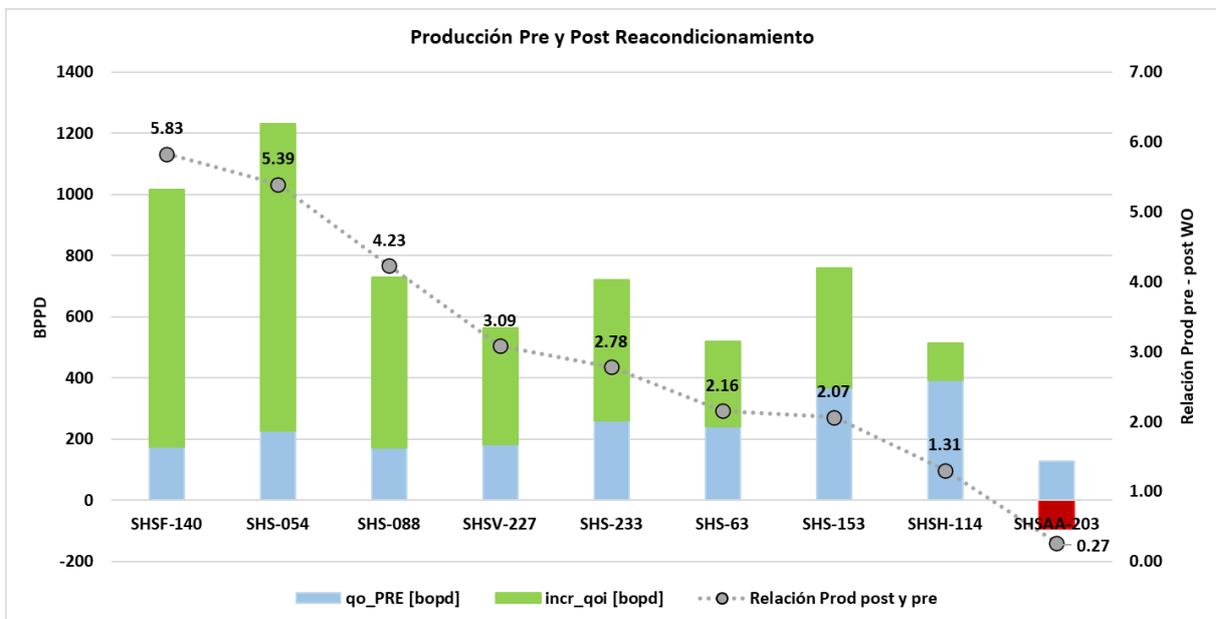


Figura 3.6 Seguimiento de Producción: pre y post intervención pozo a pozo

En la siguiente gráfica podemos encontrar el historial de producción de los 9 pozos desde 2020. A mediados de 2021 inició la campaña de reacondicionamientos para dejar los pozos en producción conjunta, a partir de dicha fecha se observa el cambio en el comportamiento de producción, donde se logra vencer la declinación de la línea base y alcanzar un incremental de producción considerable.

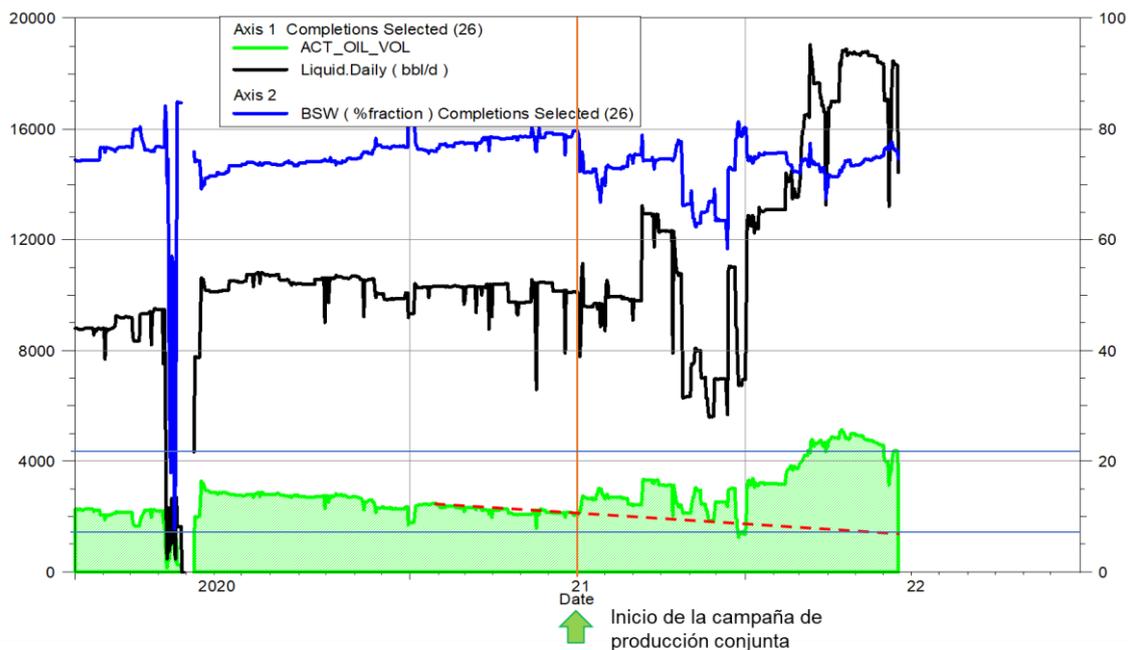


Figura 3.7 Producción de los pozos ejecutados con producción conjunta

A inicios del año 2021, se registró una producción promedio de 2200 bppd y un corte de agua de 80% de los 9 pozos considerados en el análisis. A mediados de 2022, luego de las optimizaciones realizadas en los pozos se ha logrado duplicar la producción de petróleo con un corte de agua de ~78% en promedio. Considerando la declinación de la línea base o arena productora previo trabajo de optimización de cada pozo, a mediados de 2022 se debería haber tenido una producción de ~1500 bppd, es decir que se ha logrado un incremental de producción de ~2700 bppd.

Así como la producción de petróleo se ha incrementado considerablemente, también se ha incrementado la producción de agua, por lo que es importante considerar la capacidad de manejo de agua en las estaciones y en el campo en general cuando se inician campañas de optimización de producción.

3.2.2 Producción Conjunta de pozos nuevos

Considerando los buenos resultados de los trabajos de reacondicionamiento con producción conjunta en los pozos con respuesta del proyecto de inyección de agua, se decidió completar los pozos nuevos en la zona dejando más de una arena abierta, lo que ha permitido alcanzar récords de producción en el campo. En la Figura 3.8 se muestra la ubicación de los pozos nuevos y en la Figura 3.9 la producción de estos.

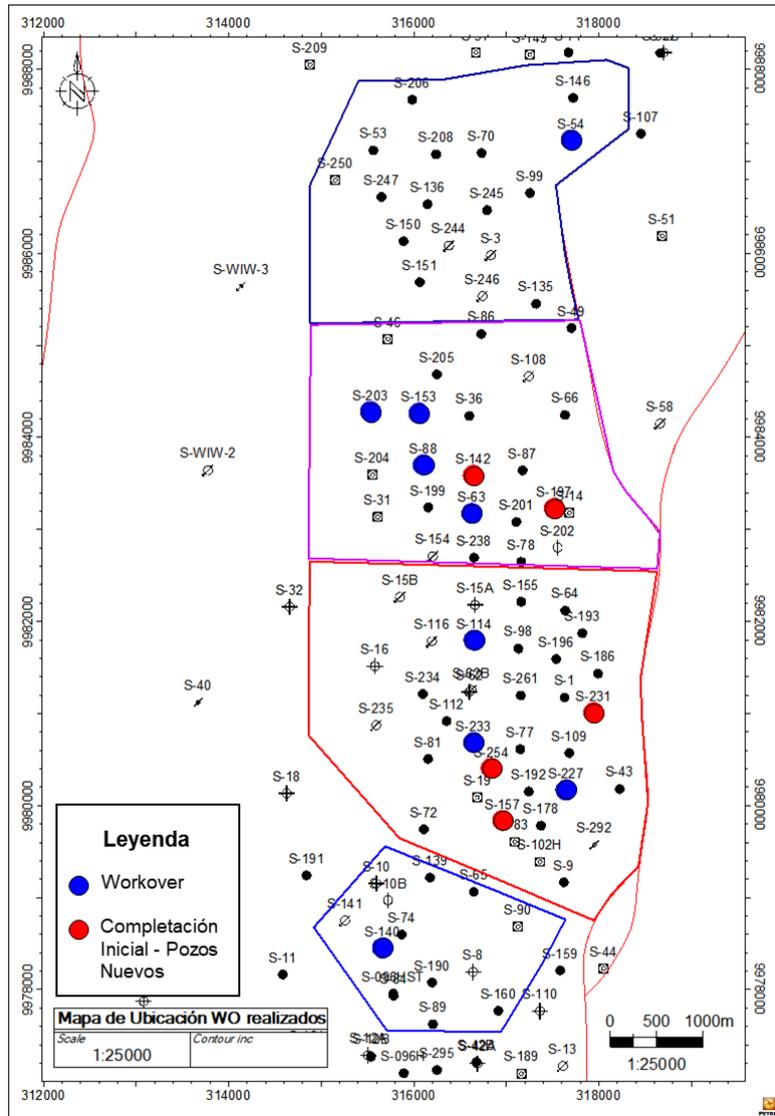


Figura 3.8 Ubicación de los Pozos Nuevos ejecutados

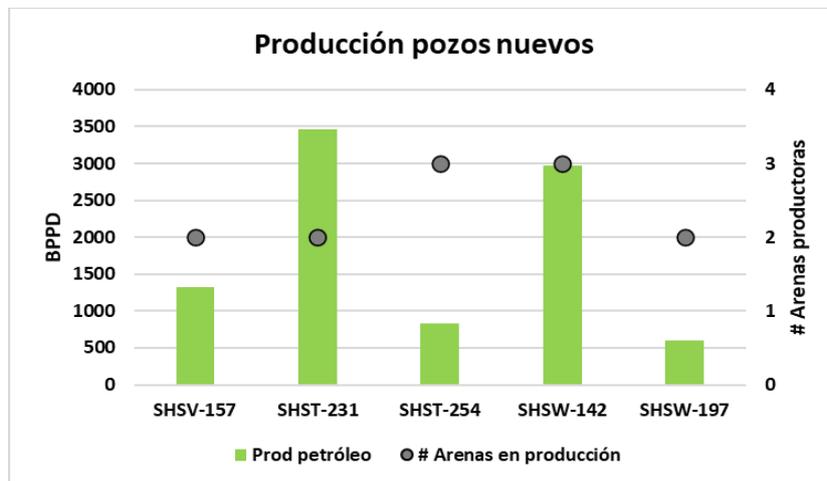


Figura 3.9 Producción Conjunta de pozos nuevos

En la siguiente gráfica tenemos el historial de producción de los 5 pozos nuevos completados en producción conjunta desde mediados del 2021. La producción del campo se ha visto beneficiada gracias a la producción nueva de estos pozos, hasta junio del 2022 se registra un incremento de aproximadamente 6,000 bppd.

La estrategia de completación de pozos tienen una combinación de varias tecnologías y trabajos a nivel de cada reservorio de acuerdo con los resultados y lecciones aprendidas de pozos vecinos existentes de tal manera de maximizar la inversión original de perforación y completación como tal.

En general, en las arenas U se han ejecutado trabajos de fracturamiento hidráulico y en las arenas T, los esfuerzos se han enfocado en minimizar los problemas asociados a formación y deposición de incrustaciones inorgánicas a lo largo del sistema de producción.

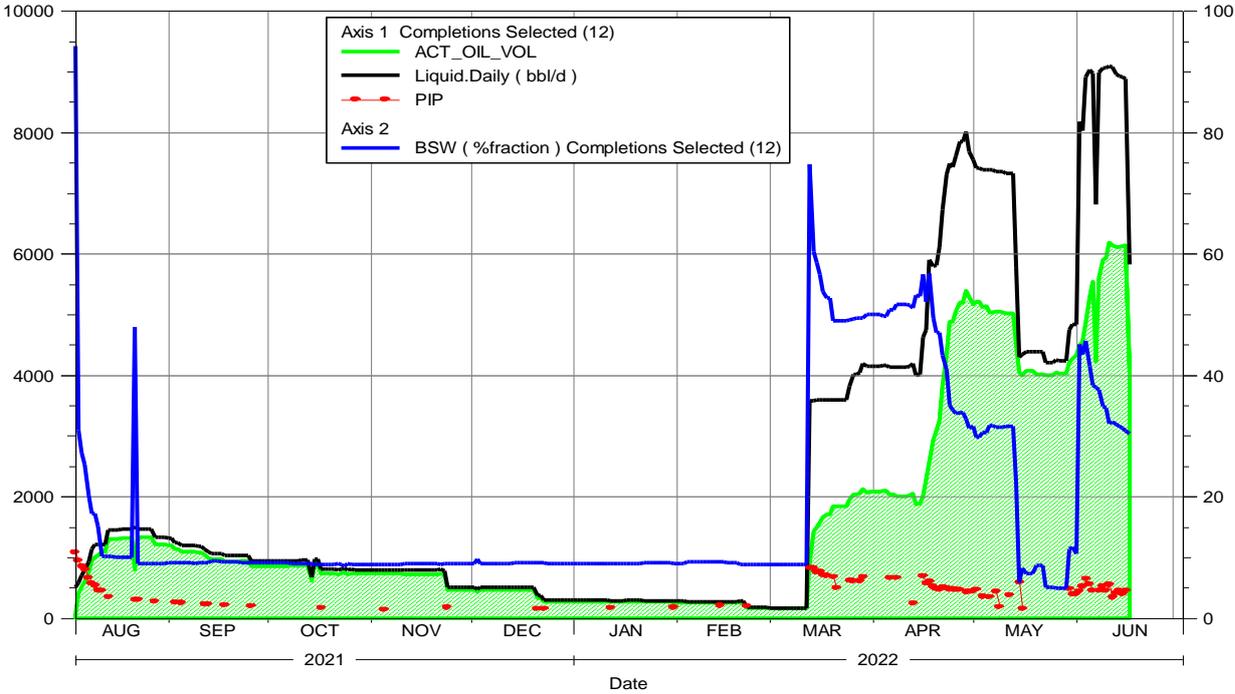


Figura 3.10 Historial de Producción Conjunta de pozos nuevos

3.3 Seguimiento de WF

Convencionalmente en el campo, el seguimiento del proyecto de inyección de agua en pozos productores se realiza a través del seguimiento de la salinidad del agua de

producción, comportamiento de presiones en fondo y producción; sin embargo, en pozos con producción conjunta, sobre todo en aquellos que tienen abiertas los reservorios T se dificulta el seguimiento del proyecto de inyección de agua de manera convencional.

La diferencia en las presiones de reservorio entre las arenas U y T en la zona centro - norte está en el rango de 800 y 1200 psi, mientras que las salinidades típicas de las arenas principales están en un promedio de ~60,000 ppm Cl⁻ para la arena Ui y ~10,000 ppm Cl⁻ para la arena Ti; generalmente los reservorios secundarios registran producción de agua despreciable. El agua de inyección que tiene como fuente la mezcla de agua de producción de una de las estaciones de flujo tiene una salinidad promedio de ~30,000 ppm Cl⁻, mientras que, si el agua proviene de los pozos productores de agua de la formación Hollín, la salinidad está en el orden de ~5,000 ppm Cl⁻.

Considerando los valores de salinidad y presiones de reservorio mencionados principalmente para las arenas Ui y Ti, en pozos con producción conjunta es necesario aplicar nuevas metodologías o tecnología para el análisis del proyecto de inyección de agua en el campo.

Una de las tecnologías disponibles en el mercado y que se ha comenzado a utilizar en pozos que mecánicamente es posible es la Y-Tool o herramienta Y, que permite tomar registros de producción (PLT); esta estrategia permitirá corroborar la producción estimada por el método API y capacidad de flujo.

El estudio de Geoquímica también es otra de las soluciones técnicas que permiten estimar la producción neta de cada reservorio, este proyecto se encuentra en la fase inicial.

3.4 Perfil de producción general – Ganancias

Considerando el perfil de producción incremental de los WO y de los pozos nuevos, se registra un total de ~8700 bppd incremental. Como se observa en la Figura 3.9, de acuerdo con el análisis de declinación pozo a pozo, la producción incremental se mantendrá en el tiempo a nivel de reservorio aportando positivamente al factor de recobro por cada reservorio y en el campo en general.

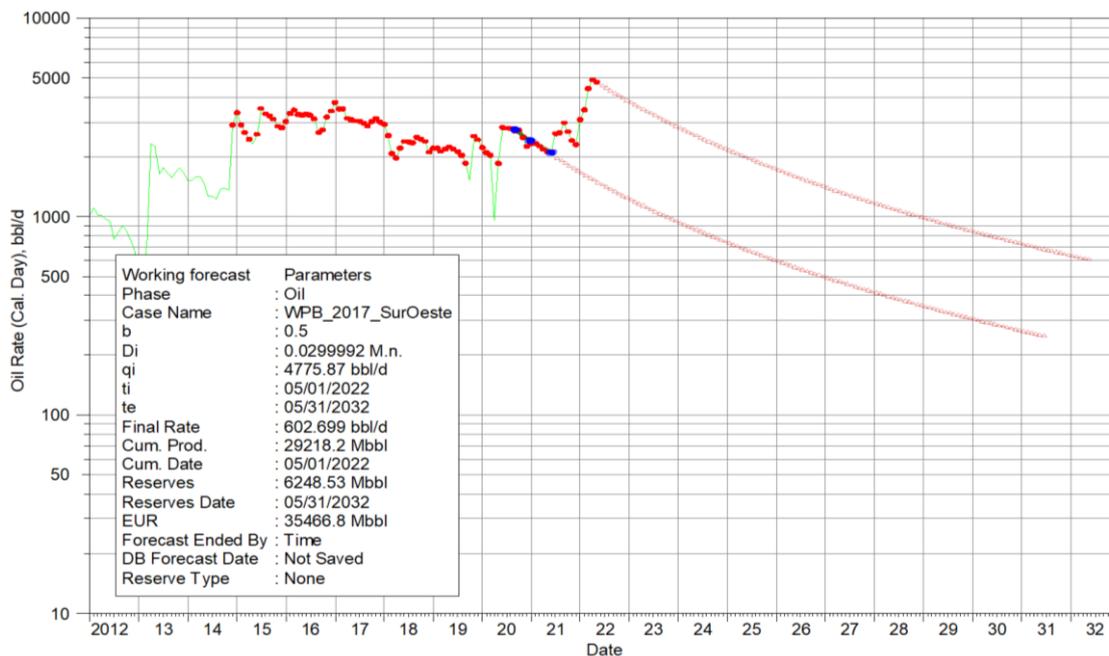


Figura 3.11 Perfil comparativo pre y post producciones conjuntas

3.5 Retos Operativos

Un pozo con varias arenas produciendo a la vez y la ejecución de trabajos a nivel de cada reservorio resulta en importantes retos operativos, de los que se han tomado varias lecciones aprendidas para aplicarlas en los últimos pozos, como:

- **Sobre balance a nivel del reservorio de menor presión:** Al tener una diferencia considerable en las presiones de reservorio de U y T, considerando el principio de control de pozos y las barreras necesarias para intervenir un pozo inevitablemente podemos generar un sobre balance a nivel del reservorio de menor presión en el control inicial y a lo largo de una intervención con taladro. En las operaciones de limpieza de pozo, donde necesariamente se debe circular el pozo, las arenas U que tienen presiones de reservorio entre 750 y 1200 psi pueden sufrir daño de formación por invasión de fluidos y finos a la cara del reservorio debido al sobre balance. Se debe incluir en las operaciones de reacondicionamiento trabajos de recañoneo, estimulaciones e inclusive fracturas si hubiera la oportunidad para atravesar el daño de formación generado.

- **Obtención o aislamiento temporal de reservorios fracturados:** Uno de los retos más desafiantes ha resultado ser la necesidad operativa de obturar temporalmente una formación fracturada en reacondicionamientos pasados; este caso se presenta cuando se requiere ejecutar operaciones como fracturamiento hidráulico, cementaciones forzadas o evaluaciones en formaciones que se encuentran más profundas que la arena actualmente fracturada. Las principales razones para obturar la arena fracturada es evitar pérdidas excesivas de fluido a través de los intervalos abiertos debido a la baja presión y la necesidad operativa de probar los empacadores que se asientan por debajo de dicha arena. Como se mencionó en el capítulo anterior, las píldoras anti-pérdidas han ayudado con este objetivo.
- **Limpieza de arena apuntalante:** Luego de un trabajo de fracturamiento hidráulico donde la arena apuntalante queda tapando parcialmente los intervalos fracturados o dejan un rat hole muy corto es necesario bajar a limpiar o recuperar dicha arena; en el caso de las arenas de baja presión de reservorio, operativamente no es posible circular a través del ensamble de limpieza convencional por lo que se requiere bajar a limpiar con una herramienta llamada sand bailer, dependiendo del volumen de apuntalante a limpiar puede ser necesario entre una y dos carreras que suman tiempo operativo e incrementa los costos del reacondicionamiento.
- **Problemas de corrosión y depositación de incrustaciones inorgánicas:** Los problemas de aseguramiento de flujo vienen de las tendencias físico-químicas del agua de producción; en general la arena U_i produce agua con tendencia corrosiva, cuando el tratamiento químico desde el fondo no es suficiente para controlar la corrosión, la mejora en la metalurgia de la tubería ha generado buenos resultados, duplicando o triplicando la vida útil del pozo. Con respecto de los depósitos de incrustaciones inorgánicas, el CaCO₃ es la escala que se forma y deposita a lo largo del sistema de producción en los pozos del campo, generalmente el tratamiento químico por inhibición logra controlar la formación de escala; sin embargo, los problemas surgen a nivel de los perforados donde no llega el inhibidor; para estos casos se han diseñado completaciones con equipos electrosumergibles con una extensión de tubería

que permite extender el capilar hasta la mitad de los punzados y tratar químicamente el pozo desde el punto de nucleación. El tratamiento químico desde el fondo del pozo a través de micro-cápsulas también han dado buenos resultados.

3.6 Análisis Económico

Como se detalló en el capítulo anterior, el análisis económico se basa principalmente en la producción incremental en un período de tiempo determinado, en este caso el período es de 10 años y en el costo de la intervención.

En todos los pozos tanto de WO como pozos nuevos se tuvieron índices dentro de los rangos establecidos para recuperar la inversión en el menor tiempo posible y maximizar la producción del campo; la única excepción que tuvimos es el pozo SHS-203 en el cual por problemas operativos no se registró incremental de producción.

Con respecto del CDU en la mayoría de los casos estuvimos bajo 12.5 USD/bbl, siendo este el límite económico que se maneja en el campo luego de varios análisis. Con respecto del TIR, en todos los casos estuvimos sobre el 15%, siendo el porcentaje que se utiliza para el cálculo del VAN; mientras que la recuperación de la inversión está en un rango entre 3 meses y un año aproximadamente, por lo que todos los trabajos han sido declarados como exitosos en términos económicos y técnicos, a excepción del pozo SHS-203.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

En base al trabajo realizado podemos concluir lo siguiente:

- El campo Shushufindi, a pesar de ser un campo maduro que supera los 50 años de historia de producción, posee un gran potencial remanente que se puede explotar a través de la combinación de estrategias de maximización de producción, como son la inyección de agua, perforación de pozos nuevos y producción conjunta.
- Después de 8 años de la implementación del proyecto de inyección de agua en la zona centro-norte del campo en las areniscas U Inferior y U Superior se ha logrado una producción incremental de 109 MMbbls, además del incremento o mantenimiento de presión en los diferentes compartimentos estratigráficos del yacimiento U Inferior que ha sido corroborado a través de las diferentes campañas de adquisición de información. A nivel de producción se ha logrado identificar el cambio de salinidad del agua de producción en algunos pozos de primera y segunda línea de respuesta y por supuesto el incremento de producción de petróleo.
- La definición de un flujo de selección de pozos candidatos para optimización de producción aplicando distintas estrategias para minimizar el daño de formación a nivel de reservorio y de completación, es uno de los puntos más importantes para reducir las incertidumbres y riesgos asociados al diseño y ejecución de un trabajo o intervención con taladro.

- La revisión de subsuelo es fundamental dentro del flujo de trabajo para selección de candidatos, es importante asegurarnos de que la roca reservorio cumpla con los límites técnicos para ser candidato (%de Arcilla < 42%, Porosidad >5%), así como suficiente POES en el área como un primer filtro. La adquisición de información como: registros de cemento – corrosión, saturación a hueco entubado, presiones u otros ha permitido reducir los riesgos e incertidumbres a nivel de reservorio y operativos, al tener pozos con más de 50 años de producción, esta actualización de información es clave en la toma de decisiones.
- Las herramientas digitales utilizadas, como el software OFM, Pipesim y otros proporcionaron el soporte adecuado para realizar el análisis de declinación, tasas de producción y sensibilidades de acuerdo con las diferentes incertidumbres en cada pozo y en cada reservorio, análisis petrofísico y correlaciones con pozos vecinos.
- De los 57 pozos que se encuentran en la zona de influencia de inyección de agua de las arenas U Superior y U Inferior, 14 fueron los seleccionados para la ejecución de producción conjunta de 2 hasta 4 reservorios. De estos 14 pozos, 9 fueron trabajos de Workover y 5 fueron propuestas de producción conjunta en pozos nuevos en base al conocimiento y lecciones aprendidas de los pozos del área.
- De los 9 workovers realizados, en 7 pozos se incrementó la producción de la línea base entre 2 y 5 veces; 1 pozo muestra incremental de producción en 30% y un pozo registra producción negativa representando una pérdida de ~90 bppd, en este pozo se registraron problemas operativos que impidieron cumplir con el objetivo del workover. Considerando los buenos resultados de los trabajos de reacondicionamiento, se decidió completar los pozos nuevos en producción conjunta, lo que ha permitido alcanzar récords de producción en el campo.
- Luego de las optimizaciones realizadas en los WO se ha logrado vencer la declinación natural de los reservorios que estaban en producción y alcanzar incrementales de alrededor de 2,700 bppd con un corte de agua de 78% en promedio; mientras que los pozos nuevos aportaron 8,700 bppd e inclusive uno de ellos se encuentra entre los 10 mejores pozos productores del país con un

promedio de 3,500 bppd. La producción total para recuperar se ha incrementado en 13 MMBls en un período de 10 años.

- En base al análisis del comportamiento del CAP en el tiempo, las propiedades petrofísicas y el análisis de sensibilidades de remoción de daño de formación se establece la mejor estrategia de optimización de producción, entre ellas, fracturamientos hidráulicos convencionales y tipo HiWay para reservorios de alta permeabilidad con el objetivo de atravesar la zona de daño y aplicaciones en reservorios de baja permeabilidad para incrementar el área de contacto del reservorio; otras de las técnicas utilizadas es el cañoneo o estimulaciones ácidas en intervalos que no presentan alto daño.
- Los principales retos operativos durante la ejecución de los trabajos de reacondicionamiento y puesta en producción de los pozos han sido trabajar con reservorios que tienen diferencias considerables en presión estática, las arenas U registran rangos de presión entre 750 y 1250 psi, mientras que las arenas T registran presiones entre 1450 y 2000 psi. Otro de los retos operativos ha sido realizar fracturas hidráulicas o estimulaciones ácidas en pozos que anteriormente han sido fracturados en un reservorio más superficial que el objetivo actual, donde se deben tomar medidas para minimizar el daño en las formaciones previamente fracturadas, así como también respetar el caudal de arranque de las arenas fracturadas considerando el potencial de las otras arenas abiertas.
- La formación y depositación de incrustaciones en la cara de los reservorios T y en diferentes profundidades del sistema de producción nos han obligado a pensar fuera de la caja y buscar soluciones no convencionales para controlar las incrustaciones inorgánicas, entre ellas el uso de micro-cápsulas de inhibidor de incrustaciones y el uso de una extensión de tubería con capilar para alcanzar la profundidad media de los intervalos abiertos de las arenas T, incrementando el tiempo operativo de los equipos electrosumergibles y la producción estable del pozo.
- El análisis económico por cada arena prospectiva considerando el potencial de producción y los costos asociados ha sido una de las estrategias que ha permitido maximizar la inversión en los pozos, teniendo un CDU bajo los 12.5 USD/bbl el

cual es el límite económico que se maneja en el campo, respecto al TIR se estuvo sobre el 15% siendo el porcentaje que se utiliza para el cálculo del VAN, mientras que la recuperación de la inversión está en un rango de 3 meses a un año. De tal manera, todos los pozos fueron declarados como exitosos a excepción del pozo SHS-203.

- La producción conjunta ha demostrado ser una estrategia de completación de pozos muy efectiva en términos de maximización de producción y optimización de costos, pues permite producir reservorios que por sí solos resultarían antieconómicos.

4.2 Recomendaciones

- Considerando que una de las desventajas de la producción conjunta en pozos que tienen respuesta de inyección de agua y completaciones simples, se dificulta medir el aporte de cada reservorio, se recomienda bajar completaciones que permitan tomar registros de producción como las completaciones selectivas o inteligentes o camisas con trazadores solubles en las diferentes fases y permitan calcular el aporte de cada reservorio.
- Actualizar el plan de adquisición de datos en los diferentes reservorios y zonas del campo de tal manera de reducir las incertidumbres en los potenciales de producción.
- Analizar la factibilidad técnico-económica de expandir el proyecto de inyección de agua a la zona centro donde se registra declinación de energía del reservorio U Inferior.
- En reservorios muy laminados y de propiedades petrofísicas medias a pobres, analizar la factibilidad económica de evaluar el reservorio durante la intervención con rig en pozos que tengan la mejor ubicación estructural, de tal manera de reducir las incertidumbres en términos de potenciales de producción.

- En los pozos productores de T Superior y T Inferior, donde se ha identificado problemas de atascamiento del equipo electrosumergible o pérdida del potencial del pozo, se recomienda realizar un *tear down* en inglés, para identificar si los problemas son asociados al depósito de escala de CaCO_3 en los componentes internos de las bombas.
- Actualizar los perfiles de pozos tipo por arena y zona en las áreas influenciadas por el proyecto de inyección de agua considerando la respuesta del proyecto de inyección.

BIBLIOGRAFÍA

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*.
- Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations. (2013). *SOR/2009-315*. Obtenido de IADC.
- CFI. (2015). *Corporate Finance Institute*. Obtenido de <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/other/estimated-ultimate-recovery-eur/>
- Department of Petroleum Engineering. (2019). Optimum Pattern and Rate Injection Determination of Waterflooding Project (Case Study in Block "A" on "DS" Field). *Oil & Gas Research*, 2-3.
- Economipedia. (2022). *Economipedia*. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- Elphick, J. (2000). Water Control. *Oilfield Review*, 30-51.
- Ferrer, F. J. (1998). Commingled Production Wells: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela. *SPE*, 5.
- Kabir, C., Hess, & Izgec, B. (2009). Identification and Characterization of High-Conductive Layers in Waterfloods. *SPE*, 2-4.
- Low Insider. (2013). *TWT Development Costs definition*. Obtenido de <https://www.lawinsider.com/dictionary/twt-development-costs>

- Mancilla, O., Albariño, L., Meissinger, V., Rivadeneira, M., & Sciamanna, S. (2008). Sistemas Petroleros de la Cuenca Oriente. Ecuador. *VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos* (pág. 25). Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
- Merriam-Webster. (2022). *Merriam-Webster*. Obtenido de <https://www.merriam-webster.com/dictionary/payback>
- Nuñez, G., & Rodríguez, J. C. (2014). Integrated Methodology to Optimizes Production and Performance of Electrosubmersible Pump System in Shushufindi Field. *SPE*, 2.
- Paredes, L. A., & Fonseca, C. (2017). An Alert-Based Monitoring System to Evaluate a Water Injection Pilot in the Shushufindi Field, Ecuador. *Society of Petroleum Engineers*, 1.
- Paredes, M. (2020). A Novel Chemical Treatment and Well Completion Strategy to Prevent Scale and Produccion Losses in Shushufindi Aguarico Field. *SPE*, 1-10.
- TRENCHLESSPEDIA. (2022). *TRENCHLESSPEDIA*. Obtenido de <https://www.trenchlesspedia.com>